UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA INDUSTRIAL

PROYECTO DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LA AMPLIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO SIERRA DE LA PICEA

Autor

Jose Carlos García Sánchez

Director

Severo Campíñez Romero

Tutor

Mónica Chinchilla Sánchez

Madrid, Octubre 2012

A mis padres, familiares y a Daniel por todo su apoyo…

Resumen

La preocupación por la degradación medioambiental, la conveniencia de disminuir la dependencia energética exterior, y la búsqueda de nuevas y mejores soluciones técnico-económicas al problema del suministro energético, son factores que influyen decididamente sobre las políticas en este campo a la hora de fomentar la investigación, desarrollo y aplicaciones de las energías renovables.

Dentro de las posibilidades de las distintas energías renovables, la eólica, por su grado de desarrollo, sus costes y su carácter limpio e inagotable, tiene un alto potencial de aplicación, como recurso energético endógeno, en aquellas áreas que cuentan con el viento necesario para permitir su aplicación.

El aprovechamiento de la energía eólica se realiza mediante el empleo de aerogeneradores, que pueden ser de diversos tipos, tamaños y potencias. Para diferentes aplicaciones pueden instalarse bien individualmente o como colectivo, recibiendo en este último caso la denominación de *parque eólico*.

Se presenta en este documento el proyecto de ingeniería de la ampliación del Parque Eólico Sierra de la Picea. En el año 2006 la sociedad WATT S.A. promovió la construcción y puesta en marcha del Parque Eólico Sierra de la Picea con 25 MW de potencia instalada. Tras obtener la concesión de una nueva licencia de 25 MW, se propone ampliar el parque para alcanzar los 50 MW. Para dicha ampliación se hará uso de instalaciones comunes como la subestación transformadora del parque, que se dimensionó y construyó previendo esta ampliación.

El siguiente documento descriptivo se encuentra ligado a un contrato de compra *llave en mano* en el que el promotor eólico WATT S.A. encarga la construcción del Parque Eólico Ampliación de Sierra de la Picea.

A lo largo del texto se hace referencia a este proyecto de ampliación con los términos: ampliación del Parque Eólico Sierra de la Picea y Parque Eólico Ampliación de Sierra de la Picea; se hace esta aclaración para que el lector diferencie el nuevo proyecto con respecto al parque eólico existente denominado Parque Eólico Sierra de la Picea.

Por motivos de confidencialidad se han omitido ciertas referencias del promotor y del emplazamiento, que en ningún caso suponen pérdida de información significativa en el contenido de este proyecto fin de carrera.

Índice General

1 Introducción 2

1.1 Energía eólica 2

1.2 Evolución de la tecnología asociada a la energía eólica 4

1.3 Situación actual de la energía eólica en el mundo 6

1.4 Futuro inmediato de la energía eólica 9

1.5 Objetivo y motivación del proyecto 11

1.6 Estructura del proyecto 11

2 Instalación Eólica 14

2.1 Objetivo 14

2.2 Introducción 14

2.3 Emplazamiento y recurso eólico 15

2.3.1 Elección del emplazamiento para el parque eólico 18

2.3.2 Torre meteorológica 18

2.3.3 Análisis y explotación de los datos registrados 19

2.3.4 Elección de las posiciones óptimas de los aerogeneradores 20

2.4 Aerogenerador 21

2.4.1 Potencia captada por el rotor del aerogenerador 21

2.4.2 Elementos del aerogenerador 22

2.4.2.1 Torre 22

2.4.2.2 Góndola 23

2.4.2.3 Buje 23

2.4.2.4 Multiplicador 23

2.4.2.5 Sistema de control 23

2.4.2.6 Anemómetro y veleta 25

2.4.2.7 Generador eléctrico 25

2.4.2.8 Sistema de seguridad y frenado 27

2.4.3 Normativa relativa a los aerogeneradores 29

2.4.4 Elección del aerogenerador 30
2.5 Gestión de terrenos 30
2.5.1 Convenio con las autoridades municipales 31
2.5.2 Convenio con propietarios privados 32
2.6 Obra civil 32
2.6.1 Generalidades 33
2.6.2 Caminos de acceso y viales internos 33
2.6.3 Zanjas de la red eléctrica 35
2.6.4 Cimentaciones 36
2.6.5 Plataformas de montaje 36
2.7 Infraestructura eléctrica 37
2.7.1 Generalidades 37
2.7.2 Centro de transformación del aerogenerador 37
2.7.2.1 Módulo 0L+1L+1P 38
2.7.2.2 Módulo 0L+1P 38
2.7.3 Red subterránea de media tensión 39
2.7.4 Comunicaciones por fibra óptica 39
2.7.5 Red de tierras 39
2.7.6 Subestación eléctrica del parque 40
2.8 Plan de restauración del paisaje 45
2.9 Análisis económico y financiero de un parque eólico 46
2.9.1 Coste de inversión y explotación en parques eólicos 47
2.9.2 Estudio financiero de un parque eólico 49
3 Memoria Descriptiva 52
3.1 Antecedentes 52
3.2 Objeto 52
3.3 Alcance 53
3.4 Normativa y Marco Legal 53
3.4.1 Instalaciones eléctricas 53
3.4.2 Obra civil 54

3.5 Características Generales del Parque Eólico 54
3.5.1 Generalidades 54
3.5.2 Emplazamiento 54
3.5.3 Recurso eólico 55
3.5.4 Evacuación de la energía 56
3.6 Descripción de los Sistemas del Parque eólico 56
3.6.1 Aerogenerador 56
3.6.1.1 Condiciones Climáticas 58
3.6.1.2 Estructura de la máquina 58
3.6.1.3 Especificaciones técnicas 59
3.6.1.4 Curva de potencia 60
3.6.2 Torre meteorológica 61
3.6.3 Obra civil 61
3.6.3.1 Acceso principal al parque eólico 62
3.6.3.2 Viales interiores del parque eólico 62
3.6.3.3 Plataformas de montaje 64
3.6.3.4 Zona de acopio de materiales 64
3.6.3.5 Cimentación del aerogenerador 64
3.6.3.6 Restauración ambiental del entorno 65
3.6.3.7 Canalización para cableado 65
3.6.3.8 Canalización para red de tierras. 67
3.6.3.9 Subestación y centro de control 67
3.6.3.10 Cimentación de la aparamenta eléctrica de la subestación y canalizaciones. 68
3.6.3.11 Estructura soporte de la aparamenta eléctrica de la subestación. 68
3.6.4 Infraestructura eléctrica y de control 68
3.6.4.1 Instalación eléctrica en el interior del aerogenerador 69
3.6.4.2 Sistema de puesta a tierra del aerogenerador 70
3.6.4.3 Líneas subterráneas de media tensión 70
3.6.4.4 Subestación eléctrica del parque eólico 72

3.6.4.5 Obra civil 80
3.7 Presupuesto 83
3.8 Plazo de Ejecución y Plan de Obra 84
3.9 Incidencias sobre el Territorio Físico y Afecciones 84
3.9.1 Afecciones ambientales y medidas de corrección o minimización 84
3.9.2 Ahorro y contaminación evitada 84
3.10 Conclusión 85
4 Anexo I. Análisis del Recurso Eólico 88
4.1 Objeto 88
4.2 Análisis de datos 89
4.2.1 Estación Anafreita 89
4.2.2 Perfil vertical del viento 92
4.2.2.1 Software WindPro: perfil vertical del viento 93
4.3 Estimación a largo plazo 94
4.4 Evaluación de la densidad del aire 95
4.5 Modelización, evaluación y elección del modelo de aerogenerador 96
4.5.1 Datos de entrada al programa 96
4.5.1.1 Orografía 96
4.5.1.2 Rugosidad superficial 96
4.5.1.3 Datos de viento 96
4.5.1.4 Densidad del aire y curva de potencia 97
4.5.1.5 Software utilizado 97
4.5.2 Evaluación de la zona 97
4.5.3 Modelo PARK: estimación de pérdidas 98
4.5.4 Resultados de la evaluación 99
4.6 Conclusiones 99
4.7 Apéndice A. Datos de viento 101
5 Anexo II. Producción de Energía y Eficiencia Energética 106
5.1 Aerogenerador V90-1.8 106

5.2 Modelización y evaluación de producciones 107
5.2.1 Datos de entrada al programa 107
5.2.1.1 Orografía 107
5.2.1.2 Rugosidad superficial 107
5.2.1.3 Datos de viento 107
5.2.1.4 Densidad del aire y curva de potencia 108
5.2.1.5 Software utilizado 108
5.2.2 Evaluación de la zona 108
5.2.3 Modelo PARK: estimación de pérdidas 109
5.2.4 Estimación de producción anual de energía 110
6 Anexo III. Cálculos Eléctricos 112
6.1 Objeto 112
6.2 Datos generales 112
6.3 Niveles de aislamiento 112
6.4 Cálculos. Características básicas de la aparamenta 113
6.4.1 Red subterránea de media tensión 113
6.4.1.1 Estudio de las intensidades nominales 113
6.4.1.2 Estudio de las intensidades de cortocircuito 115
6.4.1.3 Conductores 119
6.4.1.4 Selección de interruptores 126
6.4.2 Red de tierras de la subestación 127
6.4.2.1 Datos de partida 127
6.4.2.2 Tensiones de paso y de contacto admisibles 128
6.4.2.3 Cálculo de la resistencia de la malla de tierra 129
6.4.2.4 Resistencia de la red de tierra de los aerogeneradores 129
6.4.2.5 Resistencia de la malla de la subestación 130
6.4.2.6 Resistencia de la malla de tierra general 131
6.4.2.7 Comprobaciones en la malla de la subestación 131
7 Anexo IV. Presupuesto 136

7.1 Objetivo 136
7.2 Resumen 136
8 Anexo V. Estudio Técnico de Viabilidad Económica 150
8.1 Objetivo 150
8.2 Inversión 150
8.2.1 Obra civil 150
8.2.2 Red de media tensión, comunicaciones y puesta a tierra 150
8.2.3 Aerogeneradores 150
8.2.4 Subestación eléctrica 20/66 kV 150
8.2.5 Ingeniería y estructura de proyecto 151
8.3 Licencias 151
8.4 Modo de financiación 151
8.5 Costes anuales 151
8.5.1 Costes de explotación 151
8.5.2 Costes totales de producción 152
8.6 Precio de venta de la energía producida 152
8.7 Cuenta de resultados 152
8.7.1 Valoración económica 152
8.7.2 Flujo de caja operativo 153
8.8 Valoración económico-financiera del proyecto 153
9 Anexo VI. Planificación de la Ejecución de la Obra 156
10 Anexo VII. Planos 158
10.1 Situación SP-SI-001 159
10.2 Aerogenerador SP-AE-001 160
10.3 Plataforma de montaje tipo SP-OC-001 161
10.4 Cimentación tipo SP-OC-002 162
10.5 Canalización-sección tipo SP-OC-003 163
10.6 Unifilar de media tensión SP-IE-001 164
10.7 Celdas tipo SP-IE-003 165

11 Nomenclatura 168

12 Bibliografía y Referencias 172

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1.1 De izquierda a derecha: Rotor Savonious, turbina Darrieus y un aerogenerador actual tripala. 5
Ilustración 1.2 Distribución de la potencia acumulada instalada en la Unión Europea. Fuente: EWEA. 9
Ilustración 2.1 Componentes principales de un aerogenerador. 22
Ilustración 2.2 Rotor de velocidad fija. 26
Ilustración 2.3 Rotor de velocidad variable. 26
Ilustración 2.4 Cimentación en construcción de un aerogenerador. 36
Ilustración 2.5 Lado de alta tensión de la subestación eléctrica de Parque Eólico Sierra de la Picea. 40
Ilustración 2.6 Edificio de la subestación eléctrica del Parque Eólico Sierra de la Picea. 41
Ilustración 2.7 Transformador de potencia del Parque Eólico Sierra de la Picea. 41
Ilustración 3.1 Componentes del aerogenerador Vestas V90-1.8. Fuente: Vestas. ... 58
Ilustración 4.1 Torre 89
Ilustración 4.2 Vista en 3D del emplazamiento. 97
Ilustración 4.3 Mapa de isoventas a 80 m de altura creado a partir de los datos recogidos por la estación Anafreita a 40 m durante el período de referencia. 98
Ilustración 5.1 Vista en 3D del emplazamiento. 108
Ilustración 5.2 Mapa de isoventas a 80 m de altura creado a partir de los datos recogidos por la estación Anafreita a 40 m durante el período de referencia. 109
Ilustración 6.1 Esquema simplificado PE Ampliación de Sierra de la Picea. 116
Ilustración 6.2 Esquema de las reactancias en por unidad. 118
Ilustración 7.1 Distribución del coste de ejecución del proyecto. 136

Índice de Tablas

Tabla 2.1 Clasificación de los aerogeneradores según la velocidad de referencia y la intensidad de turbulencia. 29
Tabla 3.1 Coordenadas de las posiciones de los aerogeneradores. 55
Tabla 3.2 Resumen de resultados del estudio energético del parque. 56
Tabla 3.3 Especificaciones técnicas del aerogenerador *V90-1.8*. Fuente: Vestas. 60
Tabla 3.4 Parámetros para la curva calculada. 60
Tabla 3.5 Valores de potencia según velocidad del viento para el modelo V90-1.8 (Densidad del aire: 1,14 kg/m^3). Fuente: Vestas. 61
Tabla 3.6 Características de la capa de arena de mina. 66
Tabla 3.7 Normas UNESA de aplicación en el diseño de zanjas subterráneas. 66
Tabla 3.8 Dimensiones de los hitos de señalización de zanja. 67
Tabla 3.9 Especificaciones del tubo para cables conductores. 67
Tabla 3.10 Especificaciones técnicas del transformador del aerogenerador. 70
Tabla 3.11 Especificaciones técnicas de las celdas de los centros de transformación de los aerogeneradores. 70
Tabla 3.12 Descripción del esquema de la conexión del aerogenerador según su posición. 70
Tabla 3.13 Descripción de los conductores empleados para cada línea. 71
Tabla 3.14 Definición de los niveles de aislamiento nominales. 73
Tabla 3.15 Definición de las distancias mínimas en el aire para configuraciones desfavorables de las partes en tensión y de las partes puestas a tierra. 74
Tabla 3.16 Definición de las dimensiones de los pasillos de servicio 74
Tabla 3.17 Especificaciones técnicas del transformador de potencia. 77
Tabla 3.18 Niveles de aislamiento según UNE 20.101 77
Tabla 3.19 Especificaciones técnicas del grupo electrógeno utilizado como fuente de alimentación auxiliar. 79
Tabla 4.1 Posición y período de medida de la torre meteorológica *Picea* 89
Tabla 4.2 Características principales del recurso eólico. 90
Tabla 4.3 Cálculo de la densidad atmosférica en el emplazamiento a aprtir de los datos de presión y temperatura de la estación meteorológica *Las Rozas* 95
Tabla 4.4 Comparativa de los diversos modelos de aerogenerador en estudio. 99
Tabla 5.1 Valores de potencia y coeficiente de empuje según velocidad del viento para el modelo V90-1.8 (Densidad del aire: 1,14 kg/m^3). Fuente: Vestas. 106
Tabla 5.2 Resumen de resultados de la estimación de producción anual de la fase de ampliación. 110
Tabla 5.3 Estimación de la producción anual para cada aerogenerador. 110
Tabla 6.1 Datos generales de la instalación eólica. 112

Tabla 6.2 Datos de viento. Fuente: Software WAsP. 112
Tabla 6.3. Niveles de aislamiento nominales 113
Tabla 6.4 Resultados del análisis de cortocircuito trifásico en el parque. 119
Tabla 6.5 Descripción de tramos y valores de intensidad nominal del circuito 1. 122
Tabla 6.6 Descripción de tramos y valores de intensidad nominal del circuito 2. 122
Tabla 6.7 Caída de tensión y sección óptima según el criterio de caída de tensión máxima en el circuito 1. 123
Tabla 6.8 Caída de tensión y sección óptima según el criterio de caída de tensión máxima en el circuito 2. 123
Tabla 6.9 Secciones de cable para la red de media tensión. 124
Tabla 6.10 Pérdidas eléctricas producidas en los tramos de la red subterránea de media tensión. 125
Tabla 6.11 Resultados de producción anual del parque y pérdidas eléctricas en el cableado de la red de media tensión. 126
Tabla 6.12 Datos de diseño de la puesta a tierra. 127
Tabla 6.13 Parámetros K y n. 128
Tabla 6.14 Cable conductor de la red de tierra del parque eólico. 129
Tabla 6.15 Valores para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra del aerogenerador. 129
Tabla 6.16 Características de la red de tierra. 131
Tabla 7.1 Presupuesto global del proyecto. 136

Índice de Ecuaciones

Ecuación 2.1 Potencia extraíble del viento..... 21
Ecuación 2.2 Coeficiente de potencia del aerogenerador..... 22
Ecuación 4.1 Ley de variación con la altura..... 92
Ecuación 6.1 Intensidad nominal 114
Ecuación 6.2 Intensidad de cortocircuito 115
Ecuación 6.3 Caída de tensión 120
Ecuación 6.4 Pérdida de potencia por efecto Joule 120
Ecuación 6.5 Pérdidas de energía anuales en función de la velocidad del viento.... 121
Ecuación 6.6 Pérdidas de energía anuales..... 122
Ecuación 6.7 Tensión máxima admisible de paso en V. 128
Ecuación 6.8 Tensión máxima admisible de contacto en V. 128
Ecuación 6.9 Resistencia de la puesta a tierra. 129
Ecuación 6.10 Resistencia de la puesta a tierra para conductor con dispersión en horizontal. 130
Ecuación 6.11 Tensión de contacto. 131
Ecuación 6.12 Tensión de paso. 132

Índice de Gráficos

Gráfico 1.1 Potencia instalada en el mundo entre 1996 y 2011. Fuente GWEC. 6
Gráfico 1.2 Potencia acumulada en el mundo entre 1996 y 2011. Fuente GWEC. 7
Gráfico 1.3 Potencia instalada en el mundo por regiones desde 2003 a 2011. Fuente GWEC. 7
Gráfico 1.4 Ranking de los 10 países con mayor potencia acumulada instalada. Fuente: GWEC. 8
Gráfico 1.5 Ranking de los 10 países que más potencia instalaron en el año 2011. Fuente: GWEC. 8
Gráfico 1.6 Previsión de crecimiento del mercado eólico entre 2012 y 2016. Fuente: GWEC. 10
Gráfico 2.1 Ejemplos de histograma de velocidades (izquierda) y rosa de vientos (derecha). 17
Gráfico 2.2 Costes de inversión inicial y de explotación (%). Fuente: IDAE. 47
Gráfico 3.1 Curva de potencia aerogenerador *V90-1.8* (densidad aire: 1,14 kg/m^3). 60
Gráfico 4.1 Disponibilidad media mensual durante la campaña de toma de medidas. 90
Gráfico 4.2 Distribución direccional del viento en el emplazamiento de la estación *Anafreita* a 40 m de altura durante el período de referencia. 91
Gráfico 4.3 Contenido energético de las direcciónes del viento en el emplazamiento de la estación *Anafreita* a 40 m de altura durante el período de referencia. 91
Gráfico 4.4 Variación diaria de la velocidad del viento en el emplazamiento de la estación *Anafreita* a 40 m de altura durante el período de referencia..... 91
Gráfico 4.5 Distribución de la velocidad del viento en el emplazamiento de la estación *Anafreita* a 40 m de altura durante el período de referencia..... 91
Gráfico 4.6 Valores del exponente de la ley de variación con la altura por direcciones de la estación *Anafreita* entre los niveles de 20 m y 40 m. 92
Gráfico 4.7 Extrapolación a 80 m de altura de la distribución direccional de la velocidad del viento en el emplazamiento de la estación *Anafreita* durante el período de referencia. 93
Gráfico 4.8 Extrapolación a 80 m de altura de la distribución dirección de la velocidad media del viento en el emplazamiento de la estación *Anafreita* durante el período de referencia. 93
Gráfico 4.9 Extrapolación a 80 m de altura de la distribución de velocidades del viento en el emplazamiento de la estación Anafreita durante el período de referencia 93

Gráfico 4.10 Extrapolación a 80 m de altura del contenido energético por direcciones del viento en el emplazamiento de la estación Anafreita durante el período de referencia..... 93
Gráfico 4.11 Correlación de velocidades medias mensuales entre la estación Anafreita y Malpica. 94
Gráfico 5.1 Curva de potencia aerogenerador..... 106
Gráfico 5.2 Coeficiente de empuje aerogenerador V90-1.8 (Densidad del aire: 1,14 kg/m^3)..... 106
Gráfico 6.1. Distribución Weibull de las velocidades del viento. Factor de escala = 9,62 m/s. Factor de forma = 2,15. 124
Gráfico 6.2 Curva de potencia aerognerador *V90-1.8* (densidad del aire = 1,114 kg/mm^3)..... 124
Gráfico 6.3 Densidad de potencia según la distribución estadística de las velocidades del viento..... 125

Introducción

1 Introducción

1.1 Energía eólica

La energía eólica es, desde hace años, una tecnología madura y demandada en todos los países del mundo, y que ha experimentado un crecimiento ordenado, progresivo y previsible.

La eólica es una de las energías renovables más sólidas y eficaces para dar respuesta a una creciente demanda energética, ante el previsible agotamiento de los recursos energéticos tradicionales (fósiles) y no renovables.

Tiene características comunes con el resto de energías renovables tales como:

- Reducción de emisiones de CO_2.
- Recurso inagotable.
- Reducción de la vulnerabilidad energética de los países.

Pero mantiene notables diferencias frente a ellas. Estas diferencias se basan en dos conceptos:

- Su carácter industrial, ya que existe un sector industrial nacional y de tecnología propia, mayores períodos de maduración (8 años para la promoción de un parque) y mayores niveles de inversión.
- Su madurez como tecnología, con una curva de aprendizaje tecnológico desarrollada, que permite conseguir precios competitivos.

Pero, ¿cómo se genera la energía eólica? La energía eólica tiene su origen en la radiación solar, absorbida irregularmente por la atmósfera, que da lugar a masas de aire con diferentes temperaturas y, por tanto, diferentes densidades y presiones. El aire al desplazarse desde las altas hacia las bajas presiones da lugar al viento.

La energía del viento que es posible captar con una máquina eólica es directamente proporcional a la densidad del aire, a la superficie de barrido y al cubo de la velocidad del viento.

Existen perturbaciones como resultado de otras fuerzas y, además, a escala local la orografía ejerce un efecto muy importante sobre las características del viento.

Se estima que la energía contenida en el viento es aproximadamente el 2% del total de la energía solar que alcanza la Tierra, lo que supone casi dos billones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP) al año (200 veces mayor que la que consumen todos los

países del planeta), si bien, en la práctica sólo podría ser utilizada una parte muy pequeña de esa cifra por su aleatoriedad y dispersión (del orden del 5%).

La cantidad de energía que ello representa hace de la energía eólica una de las fuentes de energía renovables con mayor potencial.

Y, ¿cómo se aprovecha la energía eólica? La energía eólica es captada y transformada a energía eléctrica por unas máquinas denominadas: aerogeneradores. La electricidad producida por los aerogeneradores se recoge, se mide y es preparada para la distribución a través de las compañías eléctricas.

La energía eólica tiene claras ventajas medioambientales en comparación con las fuentes de energía convencionales. Sus ventajas se caracterizan por su reducido impacto ambiental, significativamente menor que el de las fuentes de energías convencionales. Entre estos beneficios medioambientales tenemos:

- No existe minería, es decir, no hay grandes movimientos de terreno, ni arrastre de sedimentos, ni alteración de cauces de agua, ni contaminación por partículas, ni acumulación de residuos radiactivos...
- No hay metalurgia ni transformación del combustible o, lo que es igual, no hay grandes consumos de energía, ni residuos radiactivos, ni problemas de transporte, ni mareas negras, ni contaminación del aire en las refinerías, ni explosiones de gas, ni agentes químicos muy agresivos...
- Tampoco hay combustión ni fisión de combustible, lo que equivale a no accidentes nucleares, no vertidos "incontrolados" de productos radiactivos, no emisiones a la atmósfera de CO_2 ni otros gases de efecto invernadero causantes del cambio climático, contaminantes ácidos, gases tóxicos, polución térmica...
- No se generan residuos, por lo que no hay escombreras, ni residuos radiactivos que controlar ahora y por las generaciones que dentro de cientos y miles de años tendrán que habitar el planeta que hereden de nosotros.
- Gracias a la energía eólica y a toda la infraestructura que conlleva, se genera un número importante de puestos de trabajo; según la revista *World Watch*, en España se han creado más de 5.000 empleos en la industria eólica.

Al juzgar los impactos de un parque eólico, ha de hacerse en comparación al de las fuentes energéticas que éste viene a sustituir. La misma exigencia de producir un mínimo impacto ambiental debería aplicarse tanto al parque eólico como a las centrales termoeléctricas o nucleoeléctricas convencionales.

Aunque desde un principio se ha tratado la energía eólica como una energía ecológica, cabe recordar que toda manipulación energética conlleva un impacto ambiental y la

eólica no es una excepción; por ello, la implantación y posterior funcionamiento de un parque eólico requieren de un proceso continuo de control medioambiental mediante planes de recuperación y programas de vigilancia [**1**].

1.2 Evolución de la tecnología asociada a la energía eólica

La primera utilización por parte del hombre de la capacidad energética del viento la constituye la navegación a vela. Barcos con velas aparecían ya en los grabados egipcios más antiguos (5000 a.C). Los egipcios, los fenicios y más tarde los romanos tenían que utilizar además los remos para contrarrestar una característica esencial de la energía eólica, su discontinuidad. Efectivamente, el viento cambia de intensidad y de dirección de manera impredecible, por lo que había que utilizar los remos en los periodos de calma o cuando no soplaba en la dirección deseada.

La aplicación de la energía eólica en sistemas mecánicos de extracción de energía se inició en China, Persia y Oriente Medio en el siglo VII a.C. con molinos muy sencillos, utilizados para moler el grano, para el riego y el bombeo de agua. Consistían en velas verticales unidas a un eje vertical, y fueron utilizados durante mucho tiempo.

La tecnología fue introducida en Europa en las cruzadas y mejorada por los alemanes e ingleses. Posteriormente, aparecieron los molinos de eje horizontal en Europa en el siglo XIII. En la literatura es famosa la lucha de Don Quijote contra los molinos de viento, descrita en la novela de Miguel de Cervantes en el siglo XIII. En esta época estas máquinas se utilizaban para moler grano, de ahí la denominación de molinos de viento con que se les conoce.

En el siglo XIV apareció el molino de torre, con una torre fijada al terreno y con el rotor en la parte superior, con las aspas móviles y orientadas a barlovento gracias a un eje horizontal con pequeñas aspas perpendicular a las aspas principales (molino de cola). Además de moler grano, los molinos se utilizaron para bombear agua, accionar serrerías y herrerías y en usos locales, ya que en esta época no existían técnicas para transmitir potencia a grandes distancias.

Al iniciarse la era industrial con el uso del carbón en el siglo XVIII, existían en Holanda 10 000 molinos y en el año 1930 operaban en Dinamarca unos 30 000. En el siglo XVII se introdujeron los sistemas de potencia y de orientación.

Los molinos multipala para bombeo aparecieron en Estados Unidos en el siglo XIX. Pero el inicio de los molinos de viento para generar energía eléctrica se produjo a finales del siglo XIX en Dinamarca, a cargo del profesor Lacour en 1892. Con un generador de 25 m de diámetro generaba un máximo de 25 kW gracias a las pocas palas pero de giro muy rápido.

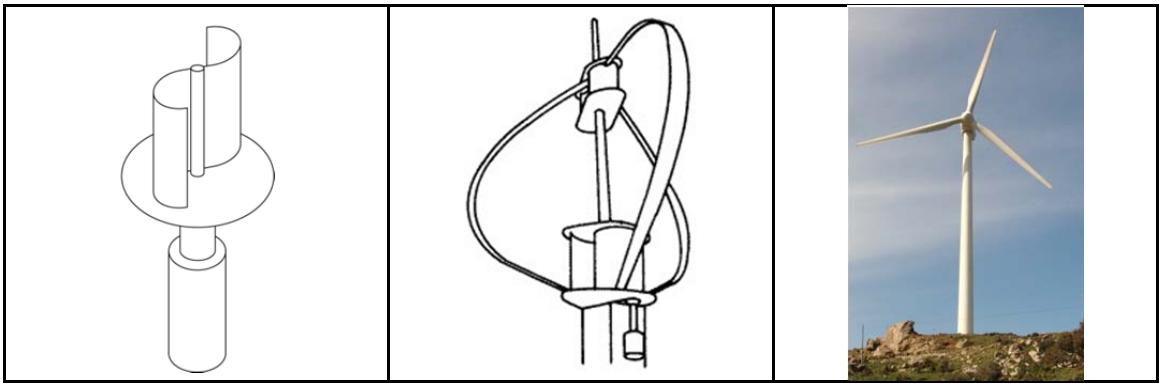


Ilustración 1.1 De izquierda a derecha: Rotor Savonious, turbina Darrieus y un aerogenerador actual tripala.

A principios del siglo XX empezaron a utilizarse pequeñas turbinas en ciudades y comunidades rurales, que estaban formadas por generadores de coches y hélices de avión.

En 1924 Savonius diseña la turbina de eje vertical dotada de dos semicilindros huecos de igual diámetro con ejes separados y paralelos al eje de vertical de giro, con lo que la fuerza que el viento ejerce en ambas caras de cada cilindro (cara cóncava y cara convexa) es distinta, y así giran alrededor del eje. En 1927 empezaron a aplicarse perfiles aerodinámicos a las palas. Un ejemplo es la turbina desarrollada por Darrieux, a la que dotó de eje vertical con aspas de perfil biconvexo aerodinámico, unidas en sus extremos de 20 m de diámetro. El uso de los perfiles aerodinámicos permitió el desarrollo de las palas de ángulo de ataque variable como medio para regular la potencia captada.

Y en 1973, en plena crisis del petróleo, se estimuló el estudio de fuentes de energía alternativas. Con relación a la energía eólica, se crearon mapas que permitieron cuantificar el potencial eólico disponible y se crearon máquinas cada vez más potentes. A día de hoy, los avances en el diseño de los aerogeneradores han mejorado la curva de potencia, lo que sumado al desarrollo de rotores más altos ha permitido aumentar los factores de carga en casi un 50% hasta alcanzar un promedio actual de un 34%. Estas máquinas se agrupan, en general, en parques eólicos en los que varios aerogeneradores sirven conjuntamente energía eléctrica a la red [**2**].

Existen cinco factores que impulsarán el crecimiento a medio y largo del sector eólico:

- El compromiso de países y gobiernos del mundo por seguir contribuyendo a un desarrollo socio-económico sostenible e integrador, capaz de crear un tejido industrial estable, empleo y promover la integración territorial y social.

- Incremento de la demanda eléctrica en el mundo. La menor demanda eólica de mercados maduros como Europa o Estados Unidos se verá compensada por el crecimiento de mercados emergentes en Asia, Latinoamérica o África.
- Independencia energética.
- Incremento del costes de los combustibles fósiles.
- Incremento de la competitividad de la energía eólica.

Estas fortalezas sugieren que el coste de energía de un parque promedio será competitivo con el carbón, gas y la energía nuclear en 2016 [**3**]. De hecho, las últimas subastas de nueva capacidad celebradas en países como Brasil y Perú demuestran que la energía eólica ya es competitiva con el gas para aquellos parques que cuentan con factores de carga muy elevados.

1.3 Situación actual de la energía eólica en el mundo

La energía eólica ha tenido un gran desarrollo en los últimos años debido a las políticas internacionales encaminadas a la protección del medioambiente. Debido a que el interés por la energía eólica se ha extendido por todo el planeta, ésta ha pasado de ser una simple anécdota de algunos territorios a convertirse en un referente energético para las principales potencias mundiales. Al repasar los avances que ha sufrido esta fuente de energía verde en el mundo, se puede observar que a día de hoy existen dos grandes potencias que apuestan inequívocamente por este tipo de energía renovable: China y Estados Unidos, cuya carrera se ha disparado en los últimos años [**4**].

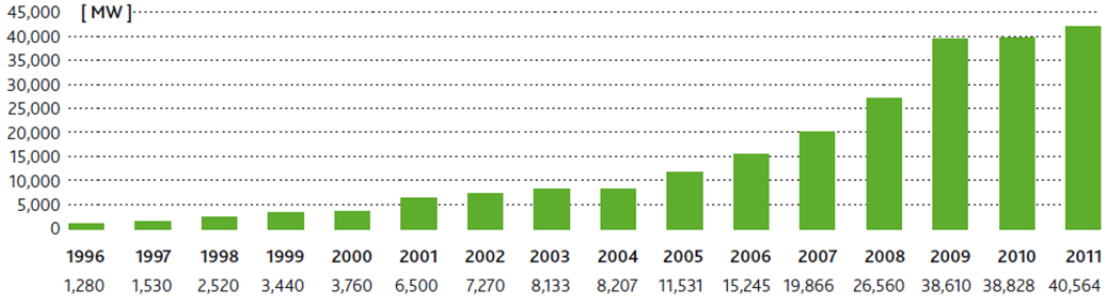


Gráfico 1.1 Potencia instalada en el mundo entre 1996 y 2011. Fuente GWEC.

Gráfico 1.2 Potencia acumulada en el mundo entre 1996 y 2011. Fuente GWEC.

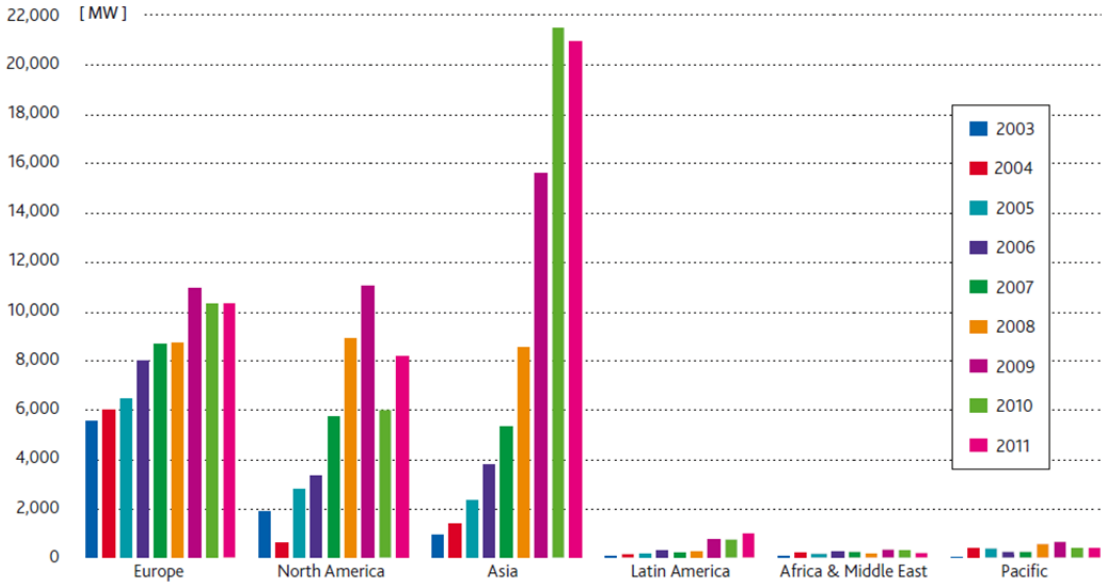


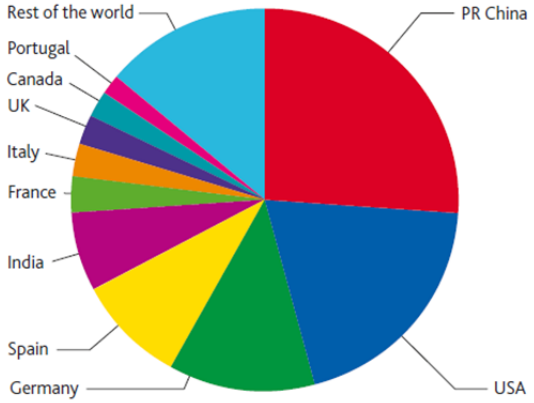
Gráfico 1.3 Potencia instalada en el mundo por regiones desde 2003 a 2011. Fuente GWEC.

En el año 2011 se instalaron 40,5 GW de potencia en todo el mundo, un 6% más con respecto al año 2010. La potencia acumulada total en el mundo a finales de 2011 casi alcanzó los 238 GW, lo que representa una tasa de variación del 20%, cifra bastante respetable teniendo en cuenta el clima económico en el que está inmersa la economía global. No obstante, este valor se sitúa por debajo de la media de los últimos 10 años que se situaba en torno al 28%.

Los principales impulsores del crecimiento en el mercado global durante los últimos años han sido China y Estados Unidos, seguidas de cerca por India. De hecho, entre China e India acumulan el 50% de la potencia total instalada en el mundo en el año 2011.

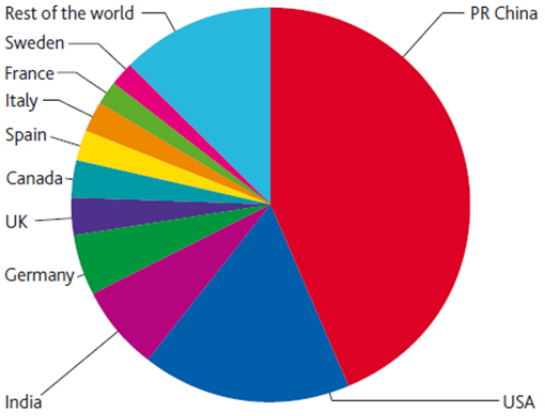
Por otra parte, Brasil ha adquirido en el último año un buen ritmo en inversión en energía eólica, y se prevé que junto a México sean los mercados de mayor crecimiento en el hemisferio occidental para los próximos años. También se tiene constancia de que Sudáfrica finalmente ha tomado la decisión de entrar de manera seria en el mercado eólico.

Por segundo año consecutivo, la mayoría de la potencia instalada se sitúa fuera de la OCDE, y esta es una tendencia que probablemente tienda a fortalecer la energía eólica en un futuro próximo. De hecho, India está consolidando su posición en el mercado eólico, previéndose que relegue a España de su cuarto puesto a finales de 2013.



Country	MW	% SHARE
PR China	62,364	26.2
USA	46,919	19.7
Germany	29,060	12.2
Spain	21,674	9.1
India	16,084	6.8
France**	6,800	2.9
Italy	6,737	2.8
UK	6,540	2.7
Canada	5,265	2.2
Portugal	4,083	1.7
Rest of the world	32,143	13.5
Total TOP 10	205,526	86.5
World Total	**237,669**	**100.0**

Gráfico 1.4 Ranking de los 10 países con mayor potencia acumulada instalada. Fuente: GWEC.



Country	MW	% SHARE
PR China	17,631	43
USA	6,810	17
India	3,019	7
Germany	2,086	5
UK	1,293	3.2
Canada	1,267	3.1
Spain	1,050	2.6
Italy	950	2.3
France**	830	2.0
Sweden	763	1.9
Rest of the world	4,865	12.0
Total TOP 10	35,699	88
World Total	**40,564**	**100.0**

Gráfico 1.5 Ranking de los 10 países que más potencia instalaron en el año 2011. Fuente: GWEC.

En la siguiente ilustración se muestra la distribución de la potencia acumulada instalada en los países de la Unión Europea.

Ilustración 1.2 Distribución de la potencia acumulada instalada en la Unión Europea. Fuente: EWEA.

1.4 Futuro inmediato de la energía eólica

No resulta fácil realizar previsiones a corto plazo en el mercado para la industria eólica. Mientras que el mercado continúa diversificándose en todos los continentes, al mismo tiempo continúa el lento crecimiento económico y la crisis económica que afecta en mayor o menor medida al conjunto de la economía mundial.

El *Global Wind Energy Council* (GWEC) estima que la industria seguirá creciendo durante los próximos cinco años, aunque advierte que no va a ser tarea fácil, especialmente para los fabricantes de aerogeneradores que debido al exceso de oferta se verán obligados a reducir márgenes de beneficio.

La incertidumbre sobre el futuro de los mercados de carbono es también un factor influyente. Hay pocas posibilidades de una revitalización de dicho mercado en los próximos cinco años, salvo por una modesta nueva fuente de demanda por parte de Australia.

Pase lo que pase, parece probable que después de un fuerte 2012, habrá una caída en 2013. Lo grande que sea esta caída, el tiempo que dure y el efecto que tenga en las inversiones en proyectos y fabricantes, serán factores que determinen el tamaño del mercado global en los próximos años.

Como ya se ha comentado, en los últimos dos años la mayoría de las nuevas instalaciones se han situado fuera de las fronteras de la OCDE, y no cabe duda que está tendencia se mantendrá en estos años.

La mayoría de los mercados en crecimiento en la actualidad están fuera de los mercados tradicionales de Europa y América del Norte. Mientras que el mercado chino se ha estabilizado durante un tiempo, el mercado de India está creciendo con fuerza, al igual que los de Brasil y México.

Hay también algunas excepciones en Europa con nuevos mercados emergentes en el este de Europa. Canadá y Australia son mercados potencialmente importantes que podrían aumentar considerablemente las cifras de crecimiento mundial. Sudáfrica se ha incorporado en serio recientemente.

La perspectiva del GWEC es poco halagüeña para el próximo período en comparación con las previsiones anteriores. En general, se esperan tasas medias anuales de crecimiento de mercado de aproximadamente el 8% para los próximos cinco años, pero con una fuerte caída en el 2013. Se estima que la potencia total instalada durante el período comprendido entre 2012 y 2016 ascienda a 255 GW, con una tasa media de crecimiento de la potencia acumulada por debajo del 16%. A finales de 2016 se prevé que se hayan alcanzado casi los 500 GW de potencia eólica.

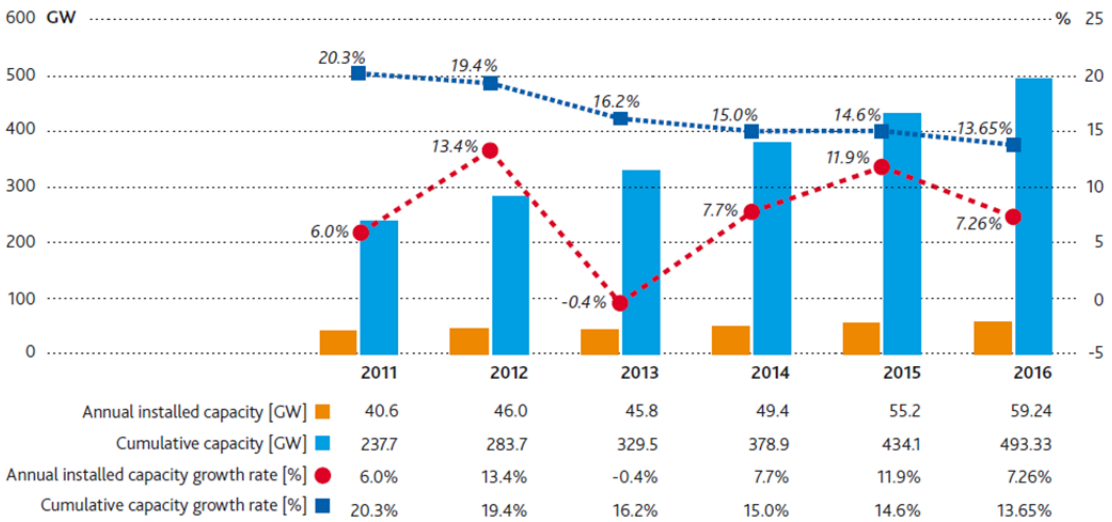


Gráfico 1.6 Previsión de crecimiento del mercado eólico entre 2012 y 2016. Fuente: GWEC.

1.5 Objetivo y motivación del proyecto

En el marco general del desarrollo de las energías renovables, el objetivo de este proyecto fin de carrera es desarrollar el proyecto de ingeniería de la ampliación del Parque Eólico Sierra de la Picea, de forma que dicha ampliación sea económicamente viable y energéticamente eficiente. Con esta ampliación, el Parque Eólico Sierra de la Picea totalizará una potencia de 50 MW.

El diseño de dicha ampliación comprende los siguientes ítems:

- Estudio de la orografía del emplazamiento y evaluación del recurso eólico a partir de datos reales de viento. Elección de las posiciones que presenten mejores cualidades desde el punto de vista de recurso eólico, teniendo en cuenta restricciones de carácter territorial y medioambiental.
- Elección, según el tipo de emplazamiento, del tipo de aerogenerador más adecuado, teniendo en cuenta la potencia total fijada a la ampliación que se proyecta y cualquier restricción de índole medioambiental, transporte o instalación que impida instalar cierto tipo de aerogenerador.
- Definición de las características de la infraestructura civil y eléctrica.
- Análisis de la viabilidad económica para valorar el parque eólico y comprobar la rentabilidad de la inversión.

1.6 Estructura del proyecto

El proyecto se ha dividido en dos bloques: un bloque teórico, y un bloque destinado al diseño constructivo.

En el primer bloque parte se pretende aportar una base de conocimiento sobre la energía eólica y la tecnología asociada a ella. En esta parte se encuadran los capítulos 1 y 2 del proyecto.

En el capítulo 1 se realiza una introducción a la energía eólica, se muestra una breve visión de la evolución seguida por la tecnología asociada a la energía eólica y una visión actual de la energía eólica en el mundo. Se establecen además, los objetivos del proyecto.

En el capítulo 2 se explica qué es una instalación eólica, de qué partes está formada, cuál es su funcionamiento y otros aspectos asociados a un proyecto de diseño y construcción de una instalación eólica.

El segundo bloque del proyecto está formado por la memoria descriptiva, anexos, pliegos y planos del proyecto de ingeniería del Parque Eólico Ampliación de Sierra de la Picea.

Por último, al final del documento el lector podrá encontrar un listado con la nomenclatura y las referencias bibliográficas utilizadas para la elaboración de este proyecto fin de carrera.

Instalación Eólica

2 Instalación Eólica

2.1 Objetivo

Este capítulo está destinado a dar una visión teórica, no muy profusa, de qué es una instalación eólica y de cuáles son los principales elementos de ésta. No pretende ser un texto extenso en el que se profundice en los conocimientos de la energía eólica, sino servir de pequeña guía para comprender los aspectos constructivos principales que se tratarán en los siguientes capítulos.

2.2 Introducción

Un parque eólico es una instalación de producción de energía eléctrica, compuesto por aerogeneradores que transforman la energía del viento en electricidad y la transmiten a la red mediante una línea eléctrica de evacuación.

El tipo de instalación dependerá, en cada caso, fundamentalmente de las necesidades energéticas del usuario, de la localización, del potencial eólico en el emplazamiento y de la disponibilidad de terrenos. Se pueden distinguir los siguientes tipos:

- Instalaciones concebidas como proyectos de inversión y cuyo objetivo es verter energía eléctrica a la red de distribución mediante la utilización de aerogeneradores. En general se trata de instalaciones por encima de 1 MW que utilizan máquinas de igual tamaño siguiendo la tendencia tecnológica de incrementar la potencia unitaria de las máquinas empleadas.
- Instalaciones eólicas concebidas como proyectos de apoyo a la factura energética para todo tipo de centros de consumo. Estas instalaciones se encuentran conectadas al propio sistema de distribución energética del consumidor. La dimensión energética de estos proyectos suele depender de la potencia consumidora a la que se da servicio.
- Instalaciones no conectadas a la red y de pequeño tamaño que incorporan aerogeneradores de pequeña potencia y cuyo objetivo es la aportación de energía eléctrica a consumidores aislados de la red de distribución. Suelen instalarse acompañados de otros sistemas: fotovoltaicos o diesel.

Las instalaciones eólicas concebidas para aportar energía eléctrica a la red se pueden instalar en tierra, parques eólicos onshore, o en el mar, parques eólicos offshore. Estos últimos se instalan a varios kilómetros de la costa con el objeto de minimizar su impacto visual sobre la costa y, sobre todo, de aprovechar las mejores condiciones de viento al desaparecer el efecto negativo del relieve. En estas instalaciones se instalan máquinas de mucha mayor potencia que las instaladas sobre tierra.

El parque utiliza dispositivos eléctricos para controlar cada aerogenerador, situados a pie de torre (armario con interruptores, contactores, etc.), dispone de una infraestructura eléctrica centralizada en un transformador único con las líneas procedentes de cada unidad, o bien actuando de escalón intermedio de transformación para varios grupos de aerogeneradores, utiliza anemómetros o torres meteorológicas para medir la dirección y velocidad del viento, la presión y la temperatura y un sistema de telecontrol parcial o total.

Para transportar la energía generada en los aerogeneradores hasta la subestación eléctrica del parque es necesario elevar la tensión a media tensión, típicamente 20 ó 30 kV, para lo cual los aerogeneradores cuentan con un centro de transformación que eleva la tensión desde el nivel de generación, 690 ó 1000 V, al nivel de media tensión. A partir de la salida en media tensión, se diseña la red de evacuación de media tensión que discurre en subterráneo, generalmente hasta la subestación eléctrica. Para el tendido de esta red se realizan zanjas que en la medida de lo posible se diseñan en paralelo a los caminos, de manera que se minimice la afección y sea más sencillo el acceso a la zona. Estas zanjas se utilizan también para el tendido de la fibra óptica y la red de tierras.

En la subestación eléctrica del parque se eleva la tensión a niveles de distribución, 66 ó 132 kV, y se evacúa la electricidad recogida mediante una línea área de alta tensión hasta una subestación de distribución de la eléctrica a la que se le suministra la energía producida, y que ésta suministra hasta el usuario final (vivienda, fábricas,…).

2.3 Emplazamiento y recurso eólico

Se define el emplazamiento como aquel lugar físico en el que se instalarán los aerogeneradores.

A partir de los mapas eólicos, se considera que una zona donde la velocidad del viento es de 6 m/s durante más de 2500 horas al año, es adecuada para instalar un parque eólico. Pero no sólo la velocidad del viento es decisiva a la hora de elegir un emplazamiento, pues la rugosidad del terreno (que frena el viento) y las pendientes superiores a los 30° (que provocan turbulencias) influyen de forma importante en la elección del emplazamiento.

La caracterización de un emplazamiento desde el punto de vista energético es de gran importancia para determinar:

- El potencial eólico disponible para poder realizar el correspondiente análisis de rentabilidad económica.
- Las coordenadas más adecuadas para las máquinas.

- Estrategia de funcionamiento del parque: programación de paradas para mantenimiento.
- Comportamiento energético de la explotación eólica.

La valoración del emplazamiento es de vital importancia para asegurar el éxito del proyecto eólico. Dicha valoración requiere la realización de una campaña de toma de medidas y posterior análisis de datos. Esta campaña debe planificarse teniendo en cuenta las características del terreno y las variaciones temporales del viento. El estudio persigue obtener:

- Distribución de frecuencias de la velocidad y dirección del viento.
- Distribución de velocidades medias anuales.
- Variación del viento con la altura.
- Análisis de la influencia de la topografía.
- Estadística de ráfagas.

El conocimiento de la distribución de probabilidades de velocidades de viento es fundamental a la hora de determinar el potencial eólico disponible en un determinado emplazamiento.

En una primera aproximación se pueden utilizar programas informáticos que dan una primera imagen del recurso eólico en zonas muy extensas. Uno de estos programas es el European Regional Re-Analysis, EuRA, que ofrece datos meteorológicos, principalmente de viento, en una malla con una definición de 9000 m para toda Europa a alturas de 10, 60, 120 y 2000 m. Almacena datos desde enero de 1975 [**2**].

Lo habitual es, además de contar con registros históricos, realizar una campaña de medidas que típicamente se extiende a lo largo de un año, para incluir cambios estacionales en el recurso eólico, y recoger datos cada diez minutos a la altura a la que se situará el buje del aerogenerador. En caso de no realizar la toma de medidas a dicha altura, habrá de corregirse adecuadamente según la diferencia de alturas.

Para conocer el comportamiento de la velocidad del viento en un punto de medida se construyen los denominados histogramas, agrupando los datos medidos en intervalos de velocidad (eje de abscisas) y representando el porcentaje de probabilidad de cada uno de ellos (eje de ordenadas).

La representación analítica más utilizada para la distribución de probabilidades de la velocidad del viento es la distribución de Weibull.

A continuación se muestran los dos gráficos habitualmente utilizados para mostrar la información relativa al recurso eólico de un emplazamiento:

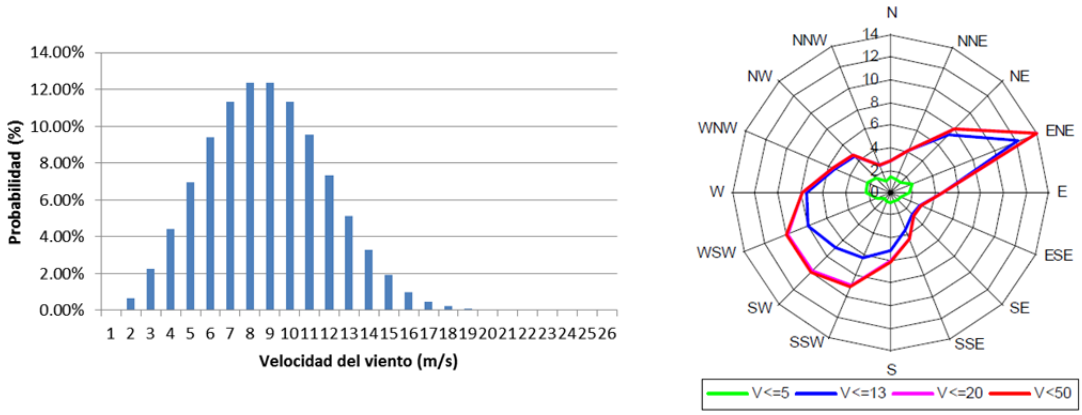


Gráfico 2.1 Ejemplos de histograma de velocidades (izquierda) y rosa de vientos (derecha).

A partir de estos gráficos se puede obtener información sobre cuáles de las velocidades de viento son más frecuentes, el porcentaje de calmas, la existencia de vientos extremos. A la vista del histograma, se puede apreciar que son escasos los vientos fuertes y bastante más comunes los suaves o medios.

La representación más habitual de distribución direccional del viento es la llamada rosa de vientos, que representa el porcentaje de tiempo en que el viento proviene de una determinada dirección o también puede representar la velocidad media en cada dirección y la distribución direccional de la energía. Esta última proporcionará una idea de qué direcciones son las más energéticas en el emplazamiento seleccionado y, por tanto, las más atractivas desde el punto de vista de potencial eólico.

La gráfica consiste en utilizar barras o extensiones que van desde el centro de un círculo hacia un punto determinado que ilustra la dirección del viento, la longitud de cada extensión indicará el porcentaje de tiempo en el que el viento se dirigió hacia esa dirección. Estas direcciones están representadas por números los cuales varían de acuerdo a las manecillas del reloj iniciando con 360° en el norte, teniendo el este con 90°, el sur con 180° y el oeste con 270°. También existen otras direcciones como NE a la que pertenecen los 45° y así obtener los grados correspondientes a las demás direcciones del viento. La calma se expresa como 0°. Las distintas direcciones del viento referidas a la rosa de los vientos pueden presentarse en 4, 8,12 y 16 sectores.

La dirección del viento está referida siempre al lugar desde donde procede la corriente de aire. Normalmente, también se refleja en la rosa de vientos la distribución de velocidades de viento para cada intervalo direccional.

También hay que tener en cuenta otros aspectos tales como la variación del viento con la altura o perfil vertical del viento, la intensidad de la turbulencia y el factor de

rafagosidad, que son parámetros que van a afectar a las características del recurso disponible y, en definitiva, a la producción energética y a la viabilidad del parque eólico

En definitiva, el objetivo de la campaña de medidas de viento es caracterizar el recurso eólico disponible en una zona determinada en la que se está interesado en proyectar un parque eólico [**5**].

2.3.1 Elección del emplazamiento para el parque eólico

La primera fase, en general responsabilidad del promotor eólico, es elegir un emplazamiento donde el recurso eólico sea suficiente para albergar la instalación de forma eficiente. Para ello, típicamente se hace uso de los registros históricos disponibles de la velocidad del viento, anteriormente se hizo referencia al programa EuRA como un ejemplo de este tipo de registros. Este paso permite aislar dentro de un área las zonas donde cabría la posibilidad de instalar un parque eólico.

Una vez elegido el emplazamiento se realiza una primera aproximación a partir de los datos disponibles y de la orografía del terreno de las direcciones preferentes de viento para realizar la instalación de torres meteorológicas en posiciones representativas del emplazamiento (nunca en puntos singulares del lugar) e iniciar la campaña de toma de datos. El número de torres que se instalarán viene determinado por la extensión del parque, complejidad orográfica y tipo de viento predominante.

No solo el recurso eólico es determinante a la hora de elegir un emplazamiento, hay otros factores tales como el análisis de accesibilidad[1] al emplazamiento, estudio geotécnico, análisis de la existencia de restos arqueológicos, limitaciones medioambientales, etc. que pueden influir en la elección o descarte de un lugar.

2.3.2 Torre meteorológica

La torre meteorológica permite la toma de datos ambientales (velocidad y dirección del viento, temperatura, presión, humedad relativa y precipitación). De ellos el más importante es la velocidad del viento para evaluar el potencial eólico de la zona.

La torre meteorológica está formada por los siguientes elementos:

- Torre o mástil. La estructura principal de la torre es de celosía autoportante de acero galvanizado, y debe soportar las cargas producidas por la velocidad de viento correspondiente a la racha máxima.

[1] Es importante tener en cuenta que el transporte de las maquinas exige unas condiciones especiales.

- Protecciones eléctricas frente a rayos. La tierra de la torre debe cumplir la resistividad que establece la normativa de protección frente a descargas eléctricas para instalaciones de este tipo.
- Protecciones eléctricas frente a cargas inducidas. Independientemente de la protección de la torre frente a descargas de rayos, será necesario proteger los componentes electrónicos frente a las cargas que se puedan inducir en el cableado, los sensores y demás equipos, por lo que los elementos de conexión entre equipos deberán estar aislados convenientemente.
- Anemómetro[2]. Elemento utilizado para determinar la velocidad del viento. En general, suele ser un anemómetro de cazoletas. El caso ideal es poder situar este anemómetro a la altura de buje del futuro aerogenerador instalado en el emplazamiento. El número de revoluciones por segundo es registrado electrónicamente. Es recomendable que el anemómetro esté situado en la parte superior del mástil de la torre meteorológica de forma que se minimicen las perturbaciones de las corrientes de aire creadas por el propio mástil. Si el anemómetro está situado en la parte lateral del mástil es fundamental enfocarlo en la dirección predominante del viento.
- Veleta. Elemento utilizado para medir la dirección del viento. El elemento empleado tradicionalmente para medir la dirección del viento es una veleta, que consiste en un dispositivo montado sobre un eje vertical y de giro libre, de tal modo que puede moverse cuando el viento cambia de dirección.
- Registradores de datos (*datalogger*). Los datos de las velocidades y direcciones del viento obtenidas por el anemómetro y la veleta son recogidos en un chip electrónico en una pequeña computadora: registrador de datos. Este registrador graba datos cada 10 minutos.

Además de los datos recogidos por las torres meteorológicas instaladas en esta fase, se puede hacer uso de los datos registrados por torres meteorológicas instaladas previamente próximas al emplazamiento. Los datos de estas torres se pueden utilizar realizando la adecuada correlación con los datos registrados por las torres meteorológicas instaladas en el emplazamiento.

2.3.3 Análisis y explotación de los datos registrados

Una vez realizada la toma de medidas, se inicia una segunda fase de análisis y tratamiento de los datos recogidos. De dicho análisis habrá que concluir las posiciones óptimas en las que se situarán los aerogeneradores.

[2] Los anemómetros deben estar calibrados por defecto en un túnel de viento englobado dentro del círculo MEASNET (*Measuring Network of Wind Energy Institute*).

Actualmente se disponen de diversos tipos de software que facilitan el tratamiento de los datos recogidos por las estaciones meteorológicas y permiten optimizar la disposición de un proyecto eólico. Uno de estos programas informáticos es el desarrollado por EMD International: *WindPro* [**6**]. Este software permite optimizar en materia de rendimiento energético teniendo en cuenta el recurso eólico, restricciones ambientales, punto de interconexión…

Es capaz además de proporcionar informes de evaluación de los efectos del ruido, parpadeo y zonas de influencia visual empleando fotomontajes y presentaciones de realidad virtual.

Otro de los programas ampliamente utilizados en el sector de la energía eólica para análisis del recurso eólico es el creado por la universidad danesa Technical University of Denmark: *WAsP*. El algoritmo de este programa se basa en la existencia del llamado viento geostrófico, que fuera de la capa límite a una determinada altura ya no depende de los accidentes del terreno y, por tanto, es constante en toda la extensión del futuro parque eólico.

Introduciendo en el programa el mapa digitalizado del terreno y su rugosidad, se efectúa el cálculo del viento geostrófico. Conocido éste, WAsP es capaz de reproducir la distribución estadística del viento en cualquier ubicación considerando la rugosidad del terreno indicada por el usuario en cada punto del mapa. Después, se calcula la producción energética de un aerogenerador allí situado, utilizando su curva de potencia para la densidad media del aire en el parque eólico.

No obstante, estos programas han de ser utilizados por profesionales que sean capaces de discernir cuando el programa da resultados coherentes y cuando no, y es que aunque estos programas han sido revisados continuamente desde su origen, en muchos casos, principalmente cuando la orografía es ciertamente complicada, sus resultados tienen poco que ver con la realidad y es necesario descartar.

2.3.4 Elección de las posiciones óptimas de los aerogeneradores

A parte del recurso eólico, a la hora de elegir las posiciones de los aerogeneradores hay que considerar otros aspectos que influyen de forma notable en el diseño del layout[3] del parque:

- Orografía del emplazamiento. Se hace necesario una cartografía del terreno que incluya todos los accidentes topográficos relevantes en el flujo del viento. En la

[3] Término adaptado del inglés utilizado para referirse al diseño de las posiciones de los aerogeneradores en el emplazamiento del parque eólico.

fase de evaluación del recurso eólico, la cartografía se utiliza principalmente para determinar el número de torres meteorológicas que es necesario instalar.

– Geografía del emplazamiento. Agrupa toda aquella información que pueda limitar la implantación de aerogeneradores en una zona, o todo aquello que pueda influir en la predicción del recurso eólico: limitaciones de carácter administrativo, limitaciones de carácter medioambiental, limitaciones por existencia de restos arqueológicos, limitaciones de carácter aeronáutico, recomendaciones por la posición de la subestación del parque y de la línea de evacuación, posición de antenas de telecomunicaciones, núcleos de población, distancias mínimas entre aerogeneradores para minimizar las interferencias entre ellas[4].

2.4 Aerogenerador

El aerogenerador es el elemento que capta la energía cinética del viento y la transforma en energía mecánica de rotación que se utiliza para producir la energía eléctrica en el generador [**2**].

2.4.1 Potencia captada por el rotor del aerogenerador

La potencia del flujo de aire en movimiento que atraviesa el área barrida por el rotor del aerogenerador viene expresada por:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot v^2 = \frac{\pi}{8} \cdot \rho \cdot D^2 \cdot v^3$$

Ecuación 2.1 Potencia extraíble del viento.

donde:

$\dot{m}$ flujo másico que atraviesa el área barrida por el rotor, en kg/s.

v velocidad del flujo de aire, en m/s.

ρ densidad del aire, en kg/m^3.

D diámetro del rotor, en m.

Sin embargo, el aerogenerador sólo es capaz de extraer una parte de esta potencia. La cantidad de potencia eólica que es capaz de transformar el aerogenerador en potencia mecánica de rotación viene dada por el coeficiente de potencia. Este coeficiente de potencia se define como el cociente entre potencia mecánica y potencia eólica. El valor

[4] Típicamente entre aerogeneradores de la misma alineación se toma una distancia de separación de 3 veces el diámetro del rotor. Y en la dirección del viento dominante se toma una distancia de separación de 10 veces el diámetro del rotor.

de este cociente se encuentra limitado superiormente a un valor de 0,59, valor calculado por el físico Albert Betz y que recibe el nombre de Límite de Betz. La Ecuación 2.2 expresa la definición del coeficiente de potencia.

$$C_p = \frac{\text{potencia mecánica de rotación del rotor}}{\frac{\pi}{8} \cdot \rho \cdot D^2 \cdot v^3}$$

Ecuación 2.2 Coeficiente de potencia del aerogenerador.

2.4.2 Elementos del aerogenerador

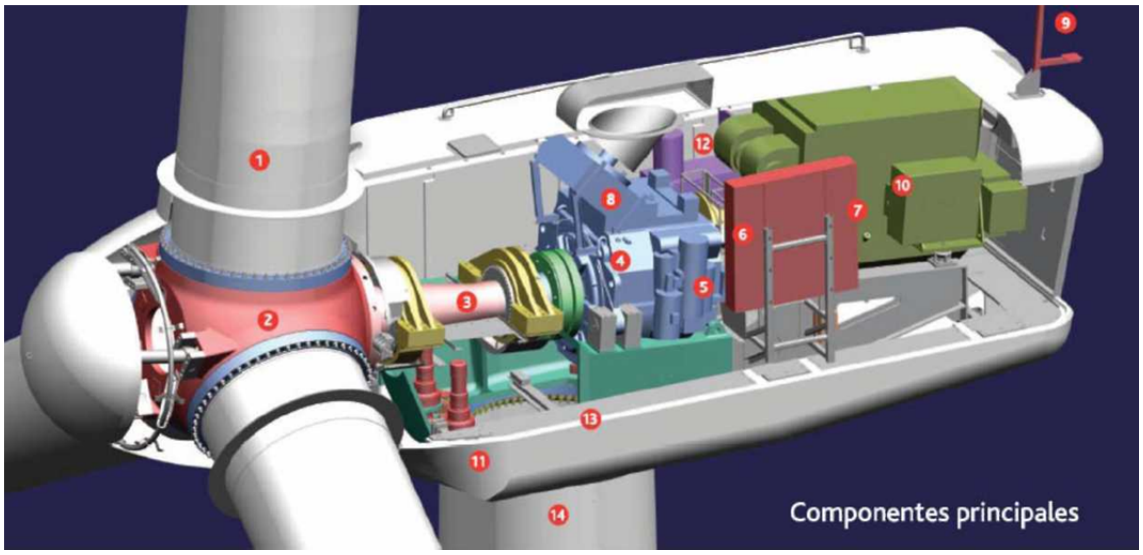


Ilustración 2.1 Componentes principales de un aerogenerador.

Palas y rotor (1), buje (2), eje principal (3), multiplicadora (4), freno de disco (5), acoplamiento con el generador (6), sistema de control (7), sistema de refrigeración (8), sistema de medición eólica (9), generador (10), sistema de posicionamiento (11), sistema hidraúlico (12), rodamiento del sistema de posicionamiento (13) y torre (14).

2.4.2.1 Torre

La torre, destinada a soportar el conjunto de la turbina, se fabrica a partir de láminas de acero planas de algunos centímetros de espesor que es curvada y soldada entre sí hasta formar anillos. Estos anillos son soldados entre sí hasta obtener la torre de la altura deseada. Para asegurar la calidad de las uniones se utilizan equipos de soldadura automáticos y se comprueban mediante ultrasonidos. La parte final del proceso de fabricación incluye tratamientos de chorro de arena y pintura que dotan a la torre de la resistencia a la corrosión y a las inclemencias climatológicas adversas. Por último, se incorpora el ascensor –cuando así es solicitado- y los cables de potencia, de forma que,

tras su elevación, sólo es preciso empalmar estos elementos para tener todo el conjunto listo para funcionar [**1**].

2.4.2.2 Góndola

Es el elemento que se sitúa en la parte superior de la torre y sobre el que giran las palas. La góndola está formada por una estructura metálica que sirve de soportes para el conjunto de elementos que se sitúan en su interior y por paneles de fibra de vidrio que protegen a los equipos de las condiciones climatológicas adversas. El personal de mantenimiento accede a la góndola a través de la torre mientras que las herramientas, materiales y equipos se elevan mediante un polipasto [**1**].

2.4.2.3 Buje

Elemento mecánico del rotor en el que se ensamblan las palas y que transmite la potencia mecánica de rotación de las palas al eje horizontal.

2.4.2.4 Multiplicador

Conecta el eje de bajas revoluciones de la turbina con el eje del generador. Algunos generadores multipolo trabajan a menos revoluciones de modo que en estos casos se hace innecesaria la multiplicadora.

2.4.2.5 Sistema de control

La unidad de control y supervisión está basada en microprocesadores, y monitoriza y controla todas las funciones críticas de la turbina, en particular la regulación del paso de las palas para optimizar el rendimiento del aerogenerador con cualquier velocidad de viento. Muestra en una pantalla los datos relativos al funcionamiento y rendimiento del aerogenerador.

La mayor parte de los aerogeneradores disponen de un sistema de control electrónico formado por motores eléctricos y cajas de engranajes que mantienen la turbina en una posición perpendicular al flujo de viento.

En el caso de que por avería del sistema de orientación, la turbina gire más de una vuelta, los cables eléctricos que transportan la corriente producida por el generador eléctrico pueden quedar distorsionados y averiarse y para evitarlo se usa un contador de vueltas del cable que activa un interruptor si el cable da más de unas cinco vueltas; el interruptor informa al controlador que frena el mecanismo de orientación.

Otro de los sistemas de control de un aerogenerador es el control de velocidad de giro del rotor:

2.4.2.5.1 Turbinas de velocidad constante con control pérdida-paso

A bajas y medias velocidades, se ajusta lentamente el paso para proporcionar la máxima potencia de salida a una velocidad determinada del viento. Cuando se alcanza la velocidad nominal, las palas se ajustan a un paso más negativo, haciendo aparecer la pérdida dinámica y por consiguiente dilapidando el exceso energía. A altas velocidades de viento, el sistema ajusta continuamente el ángulo de paso para mantener la máxima potencia especificada.

La ventaja que presenta este tipo de control es que es muy simple y eficiente trabajando bien a velocidad constante. La desventaja es que el nivel de ruido y la flexión de la pala son mayores que en el sistema de paso-pérdida. Si bien este aspecto negativo no tiene importancia en los pequeños aerogeneradores, sí supone inconvenientes en los de gran potencia.

2.4.2.5.2 Turbinas de velocidad constante con control paso-pérdida

A bajas y medias velocidades, se ajusta lentamente el paso para proporcionar la máxima potencia de salida a una velocidad determinada del viento. Cuando se alcanza la velocidad nominal, las palas se ajustan a un paso más positivo, reduciendo las fuerzas aerodinámicas y manteniendo el nivel de potencia programado. A altas velocidades del viento, el sistema ajusta continuamente el ángulo de paso para mantener la máxima potencia especificada.

Tiene la ventaja de que el nivel de ruido aerodinámico es bajo y que la flexión de la pala es moderada. La desventaja es que se requiere un sistema de velocidad variable para proporcionar la necesaria flexibilidad en la regulación. Esto es poco importante en grandes turbinas donde los beneficios del control paso-pérdida compensan la complejidad de la operación con el sistema de velocidad variable.

El sistema de control del aerogenerador también es el encargado de realizar las tareas de arranque y parada del mismo:

2.4.2.5.3 Arranque del aerogenerador

El arranque del aerogenerador se produce cuando se da alguna de las siguientes circunstancias:

- Los sensores de velocidad de viento (anemómetros) detectan una velocidad creciente del viento inferior a la de conexión de la turbina.
- El controlador orienta la turbina hacia el viento, desacopla los frenos y posiciona las palas a 90°. Al llegar a la velocidad de sincronismo del generador este se conecta a la red de forma suave, por medio de la electrónica de potencia

(tiristores) y al cabo de 3 a 4 segundos se conecta directamente a la red eléctrica pública.
- El aerogenerador se controla variando el ángulo de paso, para extraer o limitar la potencia extraída del viento en los casos de velocidad de generación variable.

2.4.2.5.4 Parada del aerogenerador

Pueden existir varios motivos para la parada:

- Vientos fuertes superiores a la velocidad de desconexión.
- Un error detectado en base a la lectura de los sensores de viento al controlador.
- Viento de velocidad menor que la de conexión.
- Parada manual bajo la supervisión del personal de operación y mantenimiento.

Existen varios tipos de parada:

- Parada suave en una turbina de paso fijo. El controlador envía una señal para desplegar los aerofrenos, y al mismo tiempo desconecta el generador, revisa la disminución de rpm y aplica los frenos de forma suave. Al cabo de varios segundos, aplica una presión de frenada cada vez mayor hasta conseguir la detención total.
- Parada suave en una turbina de paso variable. El controlador envía una señal a los actuadores de paso, aumentando el ángulo hasta los 90°. Simultáneamente desconecta el generador y aumenta paulatinamente la presión en el circuito secundario de frenada.
- Parada de emergencia. Se ejecuta cuando se detectan errores importantes y existe peligro para las personas o para la integridad de la turbina. Inmediatamente el controlador aplica frenos con la máxima presión posible.

2.4.2.6 Anemómetro y veleta

Elementos destinados a medir la velocidad y dirección del viento a la altura del buje del aerogenerador. Los datos recogidos son enviados al sistema de control del aerogenerador para que realice las operaciones adecuadas a fin de optimizar la extracción de energía.

2.4.2.7 Generador eléctrico

El rotor de un aerogenerador puede ser de velocidad fija o velocidad variable. En el rotor de velocidad fija, el generador asíncrono se conecta directamente a la red principal de suministro eléctrico, por lo que su construcción es simple y barata. Por contra, presenta unas altas corrientes de arranque y una alta demanda de potencia reactiva. Un generador multipolo con imanes permanentes en el rotor y devanados en el estator, de

gran diámetro, no necesita caja multiplicadora. La energía que se obtiene es de frecuencia variable y necesariamente hay que añadir un rectificador y un ondulador para tener los 50 ciclos de la corriente de red.

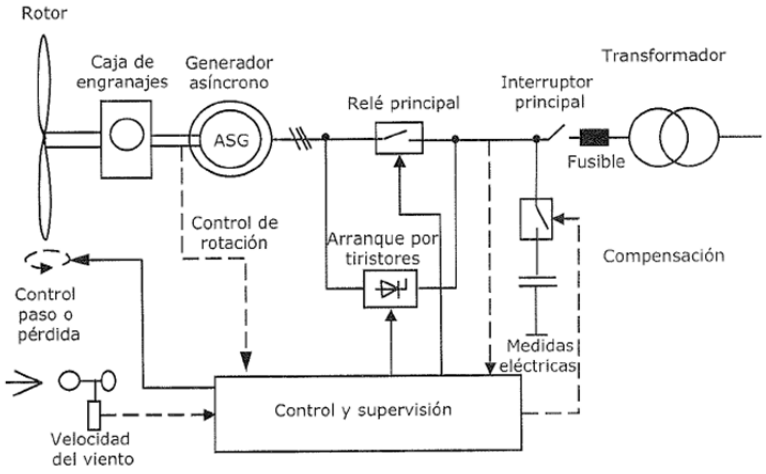


Ilustración 2.2 Rotor de velocidad fija.

En el rotor de velocidad variable, el rotor y el generador se desacoplan de la frecuencia de la red. De este modo, el rotor puede operar con una velocidad variable ajustada a la velocidad de viento real. Como consecuencia, los componentes mecánicos tienen mejor comportamiento a la fatiga y esto permite un alargamiento de la vida de la máquina. El generador funciona en su propia mini-red de corriente alterna que está controlada irónicamente por un inversor, de modo que puede variarse la frecuencia de corriente alterna en el estator del generador. Así, la turbina puede funcionar a una velocidad variable y generará una corriente igual a la frecuencia variable aplicada al estator.

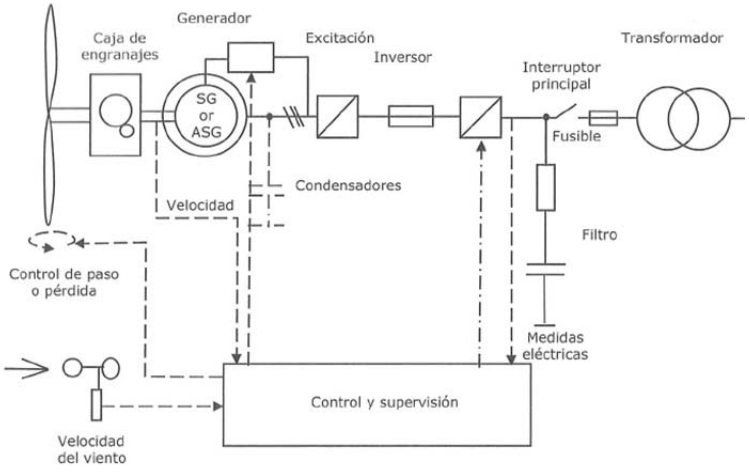


Ilustración 2.3 Rotor de velocidad variable.

Para poder alimentar la red pública es necesario rectificar la corriente alterna anterior mediante tiristores o grandes transistores de potencia, transformar la señal continua obtenida mediante un inversor a una corriente alterna con forma dentada y filtrar esta última para ya alimentar la red.

La potencia de salida se puede controlar con el mecanismo de cambio de paso (respuesta en 0,2 s) y con el disparo de los tiristores (respuesta en 20 ms).

El control de los tiristores actúa sobre la corriente del rotor controlando el par en el rotor. Esta actuación tan rápida permite al mecanismo de cambio de paso adaptar la máquina a las condiciones variables del viento con una mayor elasticidad.

El exceso de energía provocado por una ráfaga de viento se traduce instantáneamente en una aceleración del rotor que, al pasar la ráfaga, devuelve la energía cinética adquirida al sistema en forma de energía eléctrica.

En resumen, el rotor de velocidad variable tiene la ventaja de reducir las fluctuaciones mecánicas y consigue el mejor ajuste de la velocidad del rotor para operar al máximo de potencia. Su desventaja es el coste, la distorsión armónica que la electrónica de potencia puede introducir en la red (pérdida de calidad) y la pérdida de energía en la conversión: c.a. → c.c. → c.a.

2.4.2.8 Sistema de seguridad y frenado

El aerogenerador dispone de sensores que envían señales del estado de las variables a un registrador digital del sistema de control, de modo que en todo momento el funcionamiento del mismo se encuentra controlado.

Aunque los aerogeneradores están proyectados para soportar vientos de hasta 50 m/s, el sistema de seguridad debe impedir que la turbina entre espontáneamente en sobrevelocidad cuando el viento es muy fuerte.

Si durante el tiempo que la turbina está operando, se pierde la conexión a la red por fallo en la línea de potencia o bien por desconexión del generador, la turbina empezará rápidamente a acelerarse y cuanto más veloz vaya, más potencia generará. Esta es una situación de descontrol ante la que el sistema de seguridad debe actuar. Existen diversos mecanismos que permiten la parada de un aerogenerador:

2.4.2.8.1 Frenos aerodinámicos (sistema primario de seguridad)

Los frenos aerodinámicos actúan girando las palas del rotor unos 90º alrededor del eje longitudinal o bien giran 90º la punta de las palas del rotor. Son accionados por presión hidráulica, pero si ésta falla, un potente resorte les activa automáticamente.

Una vez ha pasado la situación de peligro el sistema hidráulico devuelve las palas o la punta de las palas a su posición normal.

La experiencia demuestra que los sistemas de freno aerodinámico son extremadamente seguros, pues frenan la turbina en un par de vueltas. Por otro lado, frenan suavemente el rotor sin ningún esfuerzo, desgaste o rotura importante en el aerogenerador.

2.4.2.8.2 Freno mecánico (sistema secundario de seguridad)

El freno mecánico es un freno de disco situado en el eje de alta velocidad del multiplicador. Es un sistema a prueba de fallos ya que en el caso de que falle la presión del líquido hidráulico que lo mantiene en posición abierta, un resorte potente presiona los bloques de freno contra el disco, frenando el eje del multiplicador y por lo tanto parando la turbina.

2.4.2.8.3 Control por pérdidas en las palas

Puede realizarse de forma pasiva o activa. En la forma pasiva, las palas están montadas en el rotor con un ángulo fijo pero son flexibles aerodinámicamente, de tal modo que cuando la velocidad del viento excede el límite superior, la pala se distorsiona y el ángulo de ataque del perfil de la pala aumenta, desde la raíz a la punta, con lo cual el flujo laminar del aire sobre el extradós cambia a flujo turbulento, la pala entra en pérdida y la fuerza de sustentación desaparece parando el giro del rotor. Las palas tienen un ángulo de ataque variable desde la raíz hasta la punta de manera que la pérdida se produce gradualmente.

La ventaja principal de las palas controladas por pérdida pasiva es que evita la introducción de piezas mecánicas en el rotor y, gracias a su diseño, elimina las posibles vibraciones inducidas por la pérdida.

En la forma activa, el sistema de control activo trabaja conjuntamente con el sistema de control de paso variable de las palas. Este sistema actúa a bajas velocidades del viento, y de forma incremental, sobre el paso, y cuando se alcanza la potencia nominal entra en funcionamiento el sistema de control activo.

Si en estas condiciones, el generador eléctrico del aerogenerador empieza a sobrecargarse por exceso de potencia, el sistema de control activo en lugar de reducir el paso de las palas para reducir la sustentación y, por lo tanto, la velocidad rotacional del rotor, coloca las palas en el sentido opuesto al del sistema de paso variable, es decir, aumenta el ángulo de ataque del perfil llevándolo a la condición de pérdida.

Una ventaja del control activo de pérdida es que lo hace sobre la potencia de salida del aerogenerador para evitar la sobrecarga de potencia del generador eléctrico, lo cual es

de interés en el inicio de las ráfagas de viento. Otra ventaja es que la máquina generará la potencia nominal a altas velocidades del viento, lo que no ocurre en el control pasivo, que experimenta una bajada de potencia debida a la alta pérdida en las palas.

2.4.3 Normativa relativa a los aerogeneradores

La norma IEC-61400 en sus distintas ediciones marca unas pautas en los requerimientos mínimos de diseño para aerogeneradores con idea de asegurar su integridad antes las distintas eventualidades que puedan surgir durante su vida útil.

Cualquiera de los requerimientos expuestos en esta norma puede ser alterado si se demuestra que dicho cambio no compromete la seguridad del sistema. El cumplimiento de esta norma no exime a ninguna persona u organización de la responsabilidad del cumplimiento de otras normas aplicables.

La norma clasifica a los aerogeneradores en seis tipos en función de la velocidad de referencia y la intensidad de turbulencia (a excepción de aquellos cuyo emplazamiento o condiciones de operación no son las típicas, como pueden ser instalaciones en el mar o en zonas de vientos huracanados).

Clase	I	II	III
A	50 m/s 0,16	42,5 m/s 0,16	37,5 m/s 0,16
B	50 m/s 0,14	42,5 m/s 0,14	37,5 m/s 0,14
C	50 m/s 0,12	42,5 m/s 0,12	37,5 m/s 0,12

Tabla 2.1 Clasificación de los aerogeneradores según la velocidad de referencia[5] y la intensidad de turbulencia[6].

Esta clasificación está realizada con vistas a catalogar un aerogenerador según unas condiciones de viento que pueden corresponder a diversos emplazamientos.

Otros temas principales sobre los que trata esta norma son:

- Requerimientos de seguridad IEC 61400-01
- Medición de la curva de potencia IEC 61400-12
- Cargas mecánicas IEC 61400-13

[5] La velocidad de referencia es aquella promediada sobre un período de 10 minutos. La norma define la velocidad media anual a la altura del buje como el 20 % de dicha velocidad de referencia.
[6] La intensidad de turbulencia es aquella que se mide a la altura del buje a una velocidad del viento de 15 m/s.

- Procedimientos de certificación IEC 61400-22
- Calidad de la potencia IEC 61400-21
- Medición del ruido acústico IEC 61400-11

2.4.4 Elección del aerogenerador

De una elección adecuada del tipo de aerogenerador utilizado en el emplazamiento, dependerá en buena parte, la rentabilidad final del parque eólico.

Para la elección de la máquina eólica que mejor se ajuste técnica y económicamente, se realiza un estudio de mercado en el que se comparan varios modelos de aerogeneradores que sean técnicamente válidos.

Los recursos técnicos y económicos son los principales criterios para la valoración de los aerogeneradores, pero también otros factores muy importantes a tener en cuenta son el plazo de entrega de los mismos y la potencia eléctrica instalada[7].

Asimismo, se pretende optimizar los costes de operación y mantenimiento de las máquinas para obtener una mayor rentabilidad del parque eólico.

2.5 Gestión de terrenos

Es necesario establecer la Relación de Bienes y Derechos, RBD, afectados por la construcción de la instalación eólica. En dicho listado se distingue la afección en tres tipos:

- Pleno dominio: Superficie ocupada permanentemente durante toda la vida útil como consecuencia de la instalación de la cimentación de aerogeneradores, torres de medición, caminos, plataformas de montaje de aerogeneradores, apoyos de líneas aéreas, subestaciones y centros de transformación, edificio de control, etc.
- Servidumbre permanente: Superficie no ocupada pero con servidumbre por el vuelo de las palas de los aerogeneradores, vuelo de líneas aéreas, líneas subterráneas, etc.
- Ocupación temporal: Superficie ocupada fundamentalmente y de forma temporal durante la fase de construcción.

Los terrenos afectados por la instalación pueden ser de titularidad pública o privada. En el primer caso, la ocupación se resolverá mediante el establecimiento de un canon de ocupación que será de menor o mayor cuantía. En caso de montes públicos, ese canon entre otras cosas se destina a la conservación y mejora de los montes y la tendencia es a establecer unos criterios uniformes en cuanto a su magnitud. La propiedad municipal de

[7] La potencia total que se instale debe ser lo más próxima posible a la potencia concedida.

los terrenos hace que exista una mayor variación en cuanto a las cantidades solicitadas, dependiendo de la zona, del recurso eólico asociado, el valor de los terrenos, etc.

En caso de que los terrenos sean de titularidad privada, existen dos opciones fundamentales, la compra o el alquiler de los mismos. En este caso también existen diferencias importantes en cuanto a la valoración dependiendo del uso a que estén sometidos y al recurso o el grado de desarrollo eólico de la zona.

2.5.1 Convenio con las autoridades municipales

El objeto de dicho convenio es fijar los compromisos entre las autoridades municipales y el promotor eólico para propiciar el desarrollo del proyecto del parque eólico y sus instalaciones accesorias a ejecutar en el municipio al que pertenece el emplazamiento del parque.

En este convenio se acuerdan los plazos para obtener la preceptiva licencia municipal de obras de la instalación y los permisos y autorizaciones adicionales necesarios que sean de su competencia. Entre estos últimos tenemos la autorización para la construcción, adecuación e implantación de cuantas instalaciones sean precisas para la instalación del parque eólico e instalaciones conexas sobre los territorios de titularidad municipal, autorización para el uso de las infraestructuras municipales (carreteras, caminos, etc.) y construcción de servidumbres de paso que sean precisas o convenientes por otro terrenos municipales.

Típicamente, como contraprestación por el uso de las infraestructuras municipales durante la vida útil del parque y la cesión de terrenos municipales, el promotor se compromete a abonar un canon anual a la autoridad municipal por la implantación del parque eólico y su infraestructura de evacuación.

El promotor eólico se compromete, en general, a respetar los caminos, sendas, cañadas, cauces naturales y sus aguas permanentes o temporales, que sólo podrán ser afectados previa obtención de la correspondiente autorización de la administración competente en cada caso. Asimismo, se hace responsable de los daños que pudieran originarse en los terrenos por culpa o negligencia de su personal, con exclusión en cualquier caso de los supuestos de fuerza mayor (sucesos imprevisibles o inevitables).

El plazo de la ocupación de los terrenos se establece en un periodo equivalente a la vida útil del parque eólico. Al final de la vida útil del parque o cuando por cualquier causa se paralice definitivamente la explotación de uno o varios aerogeneradores, el promotor eólico procederá en el menor plazo posible al desmantelamiento de los mismos y de las instalaciones conexas, reponiendo los terrenos a su estado inicial o semejante.

Por su parte, la autoridad municipal se compromete a no realizar actuación alguna sobre los terrenos que limita la capacidad de producción de los aerogeneradores.

2.5.2 Convenio con propietarios privados

Cuando sea necesaria la ocupación de terrenos que pertenezcan a propiedades privadas, el promotor eólico se ve obligado a llegar a acuerdos con los propietarios de cada una de las mismas.

En estos acuerdos, el propietario de cada finca concede al promotor una opción irrevocable y exclusiva para la cesión de uso de los terrenos de su propiedad necesarios para efectuar en ellos las instalaciones pertinentes.

En contraprestación por dicha cesión de uso, el promotor abonará anualmente una cantidad convenida que depende del tipo de uso que se haga de la propiedad. A continuación se listan una serie de circunstancias y la forma en que se remuneran generalmente:

- Si se instala algún aerogenerador en la finca, se abonará la cantidad convenida por megavatio instalado en la propiedad.
- Si no se instala ningún aerogenerador en la finca, se abonará al propietario la cantidad convenida por metro de zanja para conducción eléctrica dentro de la propiedad, y/o la cantidad convenida por metro cuadrado de camino de acceso o servicio dentro de la propiedad, y/o la cantidad convenida por metro cuadrado de cosecha dentro de la propiedad que haya sufrido daños por la construcción del parque.
- Si se instala una torre meteorológica temporal de medición del viento con la finalidad de analizar la viabilidad, se abonará la cantidad convenida por torre.

Al igual que en el caso de los terrenos públicos, el promotor se compromete al desmantelamiento de las instalaciones en el menor plazo posible cuando por cualquier causa se paralice definitivamente la explotación de uno o varios aerogeneradores. GE procederá en el menor plazo posible y a su costa al desmantelamiento de las instalaciones.

2.6 Obra civil

La obra civil comprende todas aquellas infraestructuras que se precisan para la construcción del parque eólico

2.6.1 Generalidades

En cualquier tipo de obra civil es necesario evaluar los condicionantes ambientales y realizar la Declaración de Impacto Ambiental. Se intenta respetar el entorno natural del emplazamiento con las siguientes consideraciones:

- No alterar la red hidrológica en la zona de actuación.
- Evitar trazar viales en cercanías de arroyos y abarrancamientos.
- No construir en las cercanías del parque ninguna planta de hormigón.
- Las tareas de limpieza, repostaje y cambios de aceite de maquinaria se realizarán sobre superficies impermeabilizadas evitando la intrusión de contaminantes en las capas freáticas subyacentes y las casetas de obra dispondrán de la adecuada evacuación de las aguas residuales mediante la recogida en tanques estancos y su posterior vertido a la red general de saneamiento.

En relación a:

- la protección del patrimonio, si en el transcurso de los trabajos de excavación apareciesen en el subsuelo restos históricos, arqueológicos o paleontológicos, se paralizarán las obras hasta que las autoridades competentes realicen sus estudios necesarios.
- la protección del suelo, la tierra vegetal procedente de las vías de servicio, excavaciones para cimentación de los aerogeneradores, líneas subterráneas de interconexión e instalaciones auxiliares, se retirará de forma selectiva para ser utilizada posteriormente en la restauración. Los estériles procedentes de excavaciones se reutilizarán para el relleno de viales y terraplenes, especialmente para el asentamiento de la subestación y edificio de control.
- la gestión de residuos que se generan en el desarrollo del parque eólico se está obligado a entregarlos a un gestor autorizado de residuos para su valorización o eliminación, y en todo caso se está obligado a mantenerlos en condiciones adecuadas de higiene y seguridad.
- la protección de la flora y la fauna, se respetará al máximo la vegetación natural adoptando las medidas necesarias para evitar cualquier daño.

2.6.2 Caminos de acceso y viales internos

Es necesario definir un acceso principal al emplazamiento desde la red de comunicaciones existentes. Es posible que en algunos casos haya que adaptar algún punto de las carreteras para que el transporte de las máquinas sea factible. Desde este acceso principal al parque se debe alcanzar el punto de entrada al emplazamiento, a partir del cual se definen los viales internos que permiten acceder a las plataformas y a

la subestación eléctrica del parque. Con el fin de minimizar la afectación del entorno, se evita la construcción de nuevos viales, aprovechando al máximo los caminos y pasos existentes.

Las dimensiones y requerimientos mínimos de los viales de acceso vienen determinados por el transporte de las máquinas. Estos datos son aportados generalmente por el tecnólogo y dependen del tipo de aerogenerador que haya que transportar.

En general, los trabajos a realizar, tanto en los viales de nueva ejecución como en el acondicionamiento y refuerzo de los viales existentes, son:

- Desbroce de la traza, en las zonas de nueva ejecución.
- Excavación de tierra vegetal, incluso acopio para posterior utilización o transporte a vertedero.
- Excavación en terreno compacto con medios mecánicos con taludes estables.
- Excavación en roca con taludes.
- Terraplén con materiales procedentes de la excavación.
- Extendido de una capa inferior de zahorra artificial: espesor mínimo aproximadamente de 20 cm.
- Extendido de una capa superior de zahorra artificial o canto rodado machacado: espesor mínimo aproximadamente de 20 cm.
- Compactado de la capa superior.
- Caños de drenaje de hormigón de diámetro 80 cm.
- Extendido de la tierra vegetal.
- Hidrosiembra[8].
- Reparación de los fallos generalizados en el firme que pudieran aparecer en la ejecución de los desmontes y en las bases del terraplén.

La zahorra a utilizar en los viales puede proceder de la propia excavación, siempre que se realicen los ensayos necesarios para su caracterización. Si el terreno compactado no tuviera la capacidad adecuada para permitir la rodadura se ha de realizar una base de pedraplén que garantice que el vial cumpla los requerimientos necesarios.

Para asegurar el drenaje superficial del camino se dispone de una pendiente en torno al 2 %. Igualmente para permitir el desagüe superficial de la plataforma hacia los lados, donde se dispone una cuneta lateral. Para la recogida de las aguas de escorrentía se dispone de una cuneta longitudinal a ambos lados del camino, que desagua siguiendo

[8] Técnica de siembra que consiste en la proyección sobre el terreno de una mezcla de semillas, fijadores, fertilizantes, aditivos y agua

las líneas del terreno. También se han de disponer las obras de drenaje transversal necesarias.

La tierra vegetal procedente de la ejecución de los viales se almacena para su posterior utilización en la regeneración de la cubierta vegetal del emplazamiento, y cuando existan sobrantes de excavación, éstos se deben transportar a un vertedero autorizado.

2.6.3 Zanjas de la red eléctrica

Para albergar el cableado eléctrico de la red de media tensión, la fibra óptica y la conductor de la red de tierra se realizan canalizaciones, en general en disposición paralela a los caminos para minimizar la afección del entorno.

Los pasos generales de la ejecución de la zanja de manera compatible, desde el punto de vista ambiental, son los siguientes:

- Desbroce de vegetación.
- Retirada de capa de suelo vegetal.
- Acopio de tierra vegetal y resto de desbroce.
- Excavación y acopio de excavación.
- Tendido del conductor de puesta a tierra.
- Cubierta con material de excavación libre de piedras y cascotes.
- Cama de arena de mina o río.
- Tendido de cableado.
- Cubierta con arena de mina o de río.
- Colocación de losetas prefabricadas para protección mecánica de los cables.
- Cubierta con material de excavación libre de piedras y cascotes.
- Tendido de los cables de fibra óptica.
- Cubierta de material de excavación libre de piedras y cascotes.
- Colocación de losetas prefabricadas para protección mecánica de los cables.
- Cubierta de material de excavación libre de piedras y cascotes.
- En dirección longitudinal de la canalización se extienden dos cintas de señalización.
- Cubierta con tierra vegetal la zona afectada.
- Hidrosiembra.
- Señalización cada 50 metros y en cruces con caminos mediante mojones de hormigón prefabricado, colocados sobre una cama de hormigón.

En los casos en que las zanjas crucen viales o pasos por los que posteriormente circule maquinaria pesada, es necesario tomar las medidas de seguridad adecuadas de manera

que no sufran ningún deterioro los cables eléctricos que aloja. Estas medidas en general consisten en tender los cables bajo tubo de polietileno de doble capa y hormigonado.

2.6.4 Cimentaciones

La torre del aerogenerador va cimentada sobre una zapata de hormigón armado cuyo tamaño depende de las características del terreno y de las solicitaciones mecánicas que deba soportar.

Para definir el diseño de la cimentación, es necesario realizar el estudio geotécnico del terreno. Para terrenos que no presentan muchas singularidades, el tecnólogo recomienda un tipo de cimentación estándar según la máquina.

Ilustración 2.4 Cimentación en construcción de un aerogenerador.

Antes de ejecutar la cimentación se procede a la excavación de la misma hasta llegar a la profundidad donde el terreno presente la consistencia adecuada para soportar el esfuerzo transmitido por los aerogeneradores. A partir de entonces se procede a la construcción de la misma.

2.6.5 Plataformas de montaje

Las plataformas de montaje son aquellas explanadas destinadas a la instalación de las grúas que realizarán el montaje de los aerogeneradores. El espacio necesario viene determinado fundamentalmente por la superficie que ocupan las grúas y el espacio requerido para realizar todas las maniobras durante el montaje, así como el acopio de materiales. En el montaje de los aerogeneradores es necesario contar con una superficie plana donde estacionar la grúa que eleve las distintas piezas de las máquinas.

La plataforma se sitúa pegada a la posición de la cimentación, a una distancia máxima de 1 m.

Los pasos para la ejecución de la plataforma son:

- Desbroce de vegetación.

- Excavación del terreno hasta conseguir una superficie plana y de consistencia adecuada
- Relleno con materiales procedente de las excavaciones.
- Compactación del relleno.

2.7 Infraestructura eléctrica

2.7.1 Generalidades

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene por objeto la transferencia de la energía eléctrica producida por cada aerogenerador hacia la red de la compañía eléctrica en unas condiciones óptimas, tanto desde el punto de vista del parque como de la compañía.

En los parques eólicos con potencias instaladas de decenas de megavatios se requieren dos niveles de transformación. El primero eleva la tensión desde el nivel de generación, salida de los aerogeneradores a baja tensión, hasta la tensión de distribución interna del parque, media tensión 20 ó 30 kV. Esto obliga a que cada aerogenerador cuente con su propio centro de transformación. El segundo eleva la tensión de la red de media tensión interior del parque al nivel de alta tensión de la red de la compañía eléctrica.

Las características de la infraestructura eléctrica del parque eólico han de ser calculadas y diseñadas según lo dispuesto en las normas UNE y en los reglamentos vigentes de baja, media y alta tensión.

La instalación de los aerogeneradores se completa con los necesarios elementos electromecánicos, red de tierras, sistemas de seguridad, etc.

2.7.2 Centro de transformación del aerogenerador

Cada aerogenerador lleva asociado un centro de transformación, que puede situarse en el interior del aerogenerador o en una caseta prefabricada de hormigón situada a pie del aerogenerador. Este centro de transformación permite realizar la conexión del aerogenerador a la correspondiente línea de Media Tensión.

Cuando el centro de transformación se instala en el interior del aerogenerador, es el propio fabricante del aerogenerador el que lo especifica y lo suministra. Este es el caso del proyecto constructivo que aquí se documenta.

Cada uno de los centros de transformación dispone de un cuadro de baja tensión instalado antes del transformador. Esta parte junto al transformador se encuentran situados en el interior de la góndola, y desde aquí bajan los cables de media tensión hasta la base de la torre donde se hallan las celdas de protección y maniobra.

Estas celdas de protección y maniobra de los circuitos de media tensión son compactas y conexión-desconexión individual de cada turbina con respecto a la red eléctrica. Además, las celdas de MT incluyen una protección del aerogenerador ante cortocircuitos, disparo externo y protección térmica del transformador.

Dependiendo de la posición del aerogenerador en el parque y su funcionalidad, enlazando o no con otros aerogeneradores, varían los módulos que configuran las celdas, siendo típicas las siguientes:

2.7.2.1 Módulo 0L+1L+1P

Es la configuración utilizada en todos los aerogeneradores en posiciones intermedias en los tendidos de línea. Permite, no sólo la protección del transformador sino su conexión al resto del tendido, y la prolongación del tendido de línea. Contiene:

- Una celda de protección de transformador 0L
- Una celda de línea de parque eólico con seccionamiento 1L
- Una celda de línea de parque eólico sin seccionamiento 1P

2.7.2.2 Módulo 0L+1P

Es la configuración utilizada en todos los aerogeneradores en posiciones finales en los tendidos de línea. Permite, no sólo la protección del transformador sino su conexión al resto del tendido. Contiene:

- Una celda de protección de transformador 0L
- Una celda de línea de parque eólico sin seccionamiento 1P

Para la conexión a las celdas se emplean terminales aislados, enchufables, apantallados y atornillados.

Se utilizan cables de media tensión para realizar la interconexión del transformador con la celda de protección y maniobra. El fabricante especifica y suministra el tipo de cable a utilizar.

La interconexión se hace mediante terminales enchufables apantallados y atornillables en el lado de las celdas y mediante terminales rectos apantallados en el lado del transformador.

2.7.3 Red subterránea de media tensión

Una red de media tensión, 20 o 30 kV, interconecta los centros de transformación de los aerogeneradores y transporta la energía generada hasta la subestación transformadora. El número de circuitos de esta red depende del número de aerogeneradores del parque, de la potencia de cada uno de ellos y de las distancias entre ellos y a la subestación.

El tendido es subterráneo y los cables se tienden agrupados en ternas directamente en zanjas, tal y como se describe en el apartado de canalizaciones de MT.

Para la interconexión de los aerogeneradores, estas líneas se conectan a las posiciones de entrada y salida de las celdas de media tensión situadas en los centros de transformación. Cada una de las líneas está conectada a una de las celdas de protección de línea de la subestación transformadora.

2.7.4 Comunicaciones por fibra óptica

Junto a los conductores de media tensión, se tiende un conjunto de líneas de fibra óptica para comunicaciones del sistema de control y protección del parque o para las comunicaciones del sistema de control eólico y torre meteorológica. Las principales características de estos cables de fibra óptica son:

- 16 fibras por cable.
- 62,5/125 µm para fibra óptica multimodo.
- 9/125 µm para fibra óptica monomodo.
- Resistencia al fuego.
- Contenido libre de halógenos.
- Protección contra penetración del agua.
- Protección contra roedores.
- Atenuación máxima a 1300 nm de 1 dB/km.
- Para tendido subterráneo directamente enterrado.

2.7.5 Red de tierras

La red de puesta a tierra incluye el tendido de un conductor de cobre desnudo en el interior de las zanjas que recorren todo el parque eólico.

En la cimentación de cada aerogenerador se realiza una red de tierras a la que se conecta la armadura de la zapata, de manera que se cumplan las especificaciones del fabricante del aerogenerador orientadas a limitar las tensiones de defecto a tierra que puedan producirse en la instalación.

2.7.6 Subestación eléctrica del parque

A fin de evacuar la energía producida por el parque se debe realizar la construcción de una subestación transformadora que eleve la tensión del nivel de media tensión al nivel de distribución que marque el punto de interconexión con la eléctrica correspondiente.

Ilustración 2.5 Lado de alta tensión de la subestación eléctrica de Parque Eólico Sierra de la Picea.

Para definir los niveles de aislamiento de la subestación es necesario tener en cuenta las condiciones climáticas del lugar en el que irá ubicada. Los niveles de aislamiento vienen definidos por el MIE-RAT 12.

La configuración de la subestación es variable. Típicamente, el esquema utilizado en el lado de alta tensión es el de simple barra con seccionador e interruptor automático en las posiciones de los transformadores y con un seccionador de línea, un seccionador tripolar de barras e interruptor en la posición de línea. Para medida en las posiciones de línea y transformador, se instalan transformadores de intensidad en cada fase con cuatro secundarios y tres transformadores de tensión inductivos con triple secundario. Para protección contra sobretensiones de origen atmosférico, se instalan pararrayos de tipo autoválvulas.

El esquema utilizado en media tensión es el de simple barra, dispuesto en celdas de interior, en las que se conectarán las líneas de media tensión de los aerogeneradores, el secundario de los transformadores de potencia y los transformadores de servicios auxiliares. Todas las posiciones irán dotadas de interruptor, transformadores de

intensidad, seccionador de aislamiento de barra con puesta a tierra. En las barras de cada parque habrá una celda de medida de tensión con seccionamiento.

En la subestación se construirá también un edificio que dispondrá de una sala independiente para las celdas de 20 KV con aislamiento sólido o en SF6, otra sala para las instalaciones de servicios auxiliares, otra para mando, medida, protecciones, control y comunicaciones con zona para reuniones, otra sala para los equipos de control eólico del parque, un aseo con vestuarios y una cocina. También existirá una sala para el grupo electrógeno y un almacén.

Ilustración 2.6 Edificio de la subestación eléctrica del Parque Eólico Sierra de la Picea.

El transformador de potencia se sitúa a la intemperie junto al edificio.

Ilustración 2.7 Transformador de potencia del Parque Eólico Sierra de la Picea.

La profundidad de las cimentaciones para la aparamenta depende de las características del suelo y es el estudio geotécnico el que determina dichas dimensiones.

Como norma general, la cimentación correspondiente a los elementos de intemperie se resolverá con zapatas aisladas de hormigón en masa. En líneas generales su realización se lleva a cabo en dos fases. En la primera de ellas se excava, encofra y hormigona hasta la cota apropiada, dejando embebidos los pernos de anclaje, a los que se atornillan los soportes metálicos de los diferentes aparatos. También en esa primera fase, y en aquellas cimentaciones que así lo requieran, se dejarán instalados los tubos previstos para el paso de cables eléctricos y del cable de puesta a tierra, según la cantidad y calidad indicadas en los planos constructivos.

En la segunda fase de hormigonado, se alcanza la cota de coronación y se realiza el acabado en forma de punta de diamante.

Una vez efectuadas las cimentaciones se realiza el relleno de la excavación mediante tierras de zahorra natural, extendidas y compactadas hasta alcanzar el 95% del ensayo del Proctor Modificado[9].

Para los transformadores, se construye un foso para la recogida del posible aceite que se derrame del transformador y su conducción hacia el depósito de recogida. El transformador de potencia se apoya sobre carriles embebidos en vigas armadas, contenidas en el propio foso del transformador, de modo que el foso queda dividido en tres cuerpos. Su construcción se realiza en hormigón armado, con carriles de acero, y tubos de acero inoxidable para el paso de líquidos entre cada uno de los cuerpos y salida hacia el depósito.

[9] Ensayo de Proctor Modificado. Para medir el grado de compactación de material de un suelo o un relleno se debe establecer la densidad seca del material. En la obtención de la densidad seca se debe tener en cuenta los parámetros de la energía utilizada durante la compactación y también depende del contenido de humedad durante el mismo.
Las relaciones entre la humedad seca, el contenido de humedad y la energía de compactación se obtienen a partir de ensayos de compactación en laboratorio. La compactación en laboratorio consiste en compactar una muestra que corresponda a la masa de suelo que se desea compactar, con la humedad calculada y en un molde cilíndrico de volumen conocido y con una energía de compactación especificada. En la actualidad se presentan deferentes tipos de ensayos los cuales determinan el grado de compactación del material, entre otros se pueden encontrar los ensayos de: Método del martillo de 2.5 Kg, método del martillo de 4.5 Kg, Proctor (estándar), Proctor modificado y el método del martillo vibratorio. Los primeros cuatro están basados en la compactación dinámica creada por el impacto de un martillo metálico de una masa específica que se deja caer libremente desde una altura determinada, el suelo se compacta en un número de capas iguales y cada capa recibe el mismo número de golpes. La compactación en el quinto ensayo está basada en la combinación de presión estática y la vibración. El suelo se compacta en tres capas iguales presionado fuertemente hacia abajo el compactador vibratorio durante 60 segundos en cada capa.

Para evitar la propagación de incendios entre los transformadores de potencia, se colocarán muros cortafuegos de hormigón armado.

Para recoger el aceite se instala un depósito que está conectado al foso mediante tuberías de acero inoxidable. Su misión es recoger el aceite en caso de avería de dicha máquina, evitando así el vertido por el terreno y cumpliendo con la protección del medio ambiente. Dicho depósito tiene una capacidad de un 30% superior al volumen de aceite del transformador. Está construido en hormigón armado, tiene una boca de acceso y una escalera de pates para permitir el acceso de personal. Debe ser estanco, y se sella convenientemente por dentro y por fuera, mediante la aplicación de dos manos cruzadas de pintura impermeabilizante. La evacuación del agua de lluvia se realiza mediante tubos de acero inoxidable a modo de sifón; de tal manera que el agua sobrante salga por presión del volumen total o por presión a la llegada de aceite en caso de accidente.

Se contempla también la realización de todas las canalizaciones y arquetas necesarias en el interior de la parcela de la subestación, incluidas las correspondientes de media tensión.

El cerramiento exterior está realizado mediante malla electrosoldada galvanizada de 2,3 m de altura, cosida a postes de acero galvanizado. Estos postes se hormigonan junto con un zócalo perimetral continuo de dimensiones orientativas 30 cm de ancho y 70 cm de alto de las cuales 40 cm son enterrados y el resto en superficie. La valla se remata con tres filas de alambre galvanizado de espino, fijados sobre las prolongaciones de postes en bayoneta.

Se instalan puertas correderas manuales, practicables en el interior del recinto, para el acceso de vehículos y una puerta peatonal. Estas puertas son realizadas con perfiles galvanizados y malla electrosoldada, de tal manera que mantenga la continuidad con el vallado.

Dentro del alcance de la construcción de la subestación, se incluye la urbanización completa tanto de la zona de la subestación como del acceso desde el camino existente.

El piso terminado de la zona de intemperie es una capa de grava de espesor 10 cm, excepto en las zonas de tránsito habitual o dominios de rodadura, que se realizan con hormigón armado, sobre base convenientemente preparada. Estas placas de rodadura tendrán desniveles para evitar la acumulación de agua en cualquier punto de la misma.

En los casos en los que no se disponga de conexión a la red pública de suministro de aguas, hay que colocar un depósito de agua con la capacidad adecuada para satisfacer las necesidades de la instalación, dotado del grupo de presión adecuado.

Para el tratamiento de las aguas fecales se instala una fosa séptica que debe estar conectada con la red de evacuación de aguas residuales del lugar. También debe incluirse la construcción de un punto limpio para la gestión de residuos especiales.

El edificio de la subestación debe cumplir con lo establecido en la declaración de impacto ambiental del proyecto, la normativa urbanística municipal y con el código técnico de edificación.

Todos los accesos al interior del edificio se realizan con puertas metálicas con cerraduras antipánico, aislamiento acústico-térmico y con dimensiones adecuadas para el paso de los equipos a montar. La iluminación y aireación se realiza a través de ventanas practicables o rejillas. Debe estar perfectamente preparado para la instalación en su interior de los equipos eléctricos en las condiciones adecuadas. Los cimientos se deben ajustar a lo especificado en la norma y a lo indicado en el Informe Geotécnico aportado por la propiedad.

La puesta a tierra del edificio se realiza con un anillo interior conectado a la red de tierras de la subestación, que enlaza con el exterior en la zona del acceso si la puerta es metálica, estando conectados todos los equipos y las masas metálicas del edificio mediante soldaduras aluminotérmicas, grapas y terminales de puesta a tierra. El edificio, una vez realizado, tiene que ser una superficie equipotencial, para lo que se unen todas las armaduras embebidas en el hormigón mediante soldadura eléctrica Las puertas, rejillas y ventanas estarán en contacto con la superficie equipotencial.

El suelo debe diseñarse según los falsos suelos técnicos adecuados para el tendido de cables necesario: cables de control y cables de media tensión. Todas las zanjas para acceso de cables al edificio deben ir perfectamente selladas contra la entrada de humedad, muy en especial las correspondientes a las canalizaciones de cables de la solera del edificio, debiendo incluso impermeabilizarse las mismas.

En el interior del edificio se instalará la estructura metálica necesaria para los montajes de las celdas de 20 kV, transformador de servicios auxiliares, así como los soportes de sujeción de los cables de potencia desde las celdas, equipos de servicios auxiliares, mando y control. Todas las estructuras deberán ser protegidas contra la corrosión.

Para realizar la red de tierras, se entierra una malla básica de electrodos de cobre desnudo, paralelos en dirección longitudinal y transversal al recinto, formando retículas prácticamente uniformes en contacto con el terreno natural, colocadas a 80 cm por debajo de nivel de terreno explanado de la plataforma, para permitir el control de los gradientes superficiales y garantizar que las tensiones de paso y contacto permanezcan en los límites marcados por la MIE-RAT 13.

Se deben tener en cuenta las prescripciones siguientes:

- Todas las conexiones de malla a cruces y derivaciones deben realizarse mediante soldadura aluminotérmica.
- Las puestas a tierra de aparatos y estructuras deben realizarse sacando un bucle de la malla de tierra con lo que las conexiones a la malla serán siempre dobles.
- Las conexiones en bucle deben realizase mediante una pieza especial en bronce con salida para varilla/cable, efectuándose la conexión a pie de estructura, soporte o aparato.

Para la puesta a tierra de los aparatos montados sobre soportes se parte de dicha pieza especial para bucle, con varilla/cable de cobre, montada sobre portavarillas o grapa fijados al soporte, efectuando la conexión mediante terminales con tornillería inoxidable.

2.8 Plan de restauración del paisaje

El plan de restauración pretende definir los trabajos correspondientes a las labores de restauración e integración paisajística tras las obras de construcción. Este plan debe redactarse con anterioridad al inicio de la obra pero debe revisarse y detallarse al finalizar las obras para que se pueda desarrollar de forma efectiva.

Los puntos que constituyen este plan son:

- Una clasificación y cuantificación de las superficies afectadas de acuerdo a sus características principales: vegetación existente antes de realizarse las obras, pendientes, orientación, características del suelo, etc.
- Descripción de las acciones a realizar para la mejora de las propiedades físicas y químicas del suelo (descompactados, laboreos, abonados, fertilizaciones, etc.)
- Especies a utilizar y densidad de plantación.
- Acciones a realizar para la implantación de la vegetación en el terreno y elección de las técnicas más apropiadas en cada caso.
- Acciones posteriores encaminadas a asegurar el éxito de la restauración.
- Presupuesto basado en precios de mercado.

2.9 Análisis económico y financiero de un parque eólico

El sector eólico se ha caracterizado por un rápido desarrollo tecnológico. En los últimos años se ha observado una caída del coste por kW instalado, y se prevé que ésta sea la tendencia en los próximos años. Este hecho se basa principalmente en tres aspectos:

- Economía de escala: prácticamente todas las instalaciones que se implantaron en los últimos años de la pasada década y en los que llevamos de ésta, han sido instalaciones del de 700 MW anuales, es decir unos 1.000 aerogeneradores, lo que permite una fabricación casi en serie que facilita la reducción de costes.
- Tamaño unitario de las máquinas: el desarrollo tecnológico ha conllevado un incremento muy sustancial del tamaño unitario de los aerogeneradores, pasándose en pocos años de máquinas de 100 kW y diámetro de rotor de unos 20 m a máquinas de 600 kW con diámetros superiores a los 40 m. Ello ha supuesto un mejor aprovechamiento del terreno, una disminución del peso específico de los aerogeneradores (por unidad de potencia), debido a los diseños más esbeltos y optimizados y al empleo de nuevos materiales, lo que implica una disminución de costes.
- Aumento de la oferta tecnológica: el aumento de la competencia ha permitido a los promotores seleccionar más adecuadamente la tecnología que mejor se adapte a las condiciones específicas de un proyecto, mejorando la rentabilidad del mismo.

La inversión a realizar para la instalación de un parque eólico se ve especialmente afectada, además de por el propio coste de los aerogeneradores, por el coste de la línea y el equipamiento eléctrico necesario para la interconexión. Este dato constituye frecuentemente una causa más de incertidumbre que afecta a la viabilidad económica del proyecto. Su cuantificación supone, normalmente, alcanzar un acuerdo previo con la compañía distribuidora de electricidad, teniendo en cuenta no sólo los costes de la línea de conexión sino las modificaciones que se requieran en la red de distribución o transporte. Estos requisitos, con frecuencia elevados, ralentizan e incluso comprometen seriamente la financiación de los parques eólicos.

Las tasas a las administraciones locales, aunque reguladas, suelen ser motivo de discusión y final acuerdo entre los promotores y las autoridades municipales, de manera que su coste se adapte a las exigencias del ayuntamiento correspondiente.

Los costes de conexión, las tasas cobradas por la administración local y los costes de terrenos son, en general, de difícil cuantificación, ya que existe poca información acerca de los mismos. No obstante, se detecta un aumento progresivo en los últimos años.

2.9.1 Coste de inversión y explotación en parques eólicos

Se incluyen en este punto los costes de inversión representativos para un parque considerado como "caso tipo". Los ítems principales, comunes a la mayoría de los proyectos de instalación eólica, que hay que considerar en el análisis de coste de inversión inicial son:

- Evaluación del recurso eólico.
- Ingeniería, Licencias y Permisos.
- Aerogeneradores.
- Obra Civil.
- Infraestructura eléctrica.
- Línea de evacuación.

En cuanto a los costes de explotación medios anuales, es necesario considerar:

- Alquiler de terrenos.
- O&M (Operación y Mantenimiento).
- Gestión y administración.
- Seguros e impuestos.

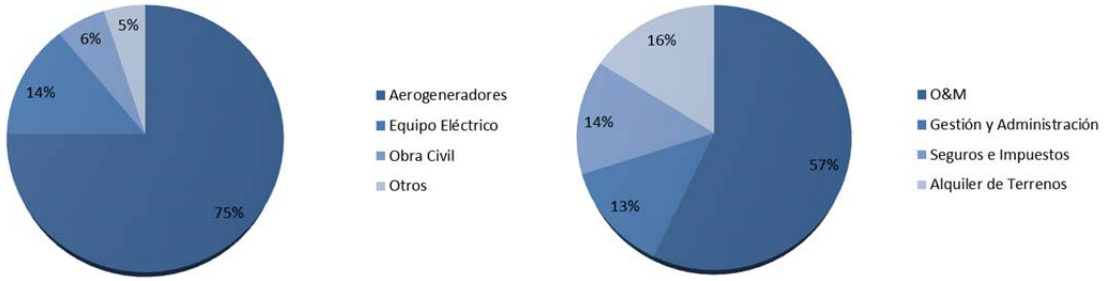


Gráfico 2.2 Costes de inversión inicial y de explotación (%). Fuente: IDAE.

En la partida de equipamiento electromecánico se incluyen los transformadores de BT/MT que pueden o no estar instalados en el interior de los aerogeneradores.

Dentro de la partida de *Otros* se incluyen los costes relativos a estudios de evaluación de recursos eólicos e impacto medioambiental, promoción del proyecto, tramitación y obtención de licencias y permisos, ingeniería y dirección de obra, control de calidad, etc.

Los aerogeneradores, partida fundamental de un parque eólico, teniendo en cuenta la tendencia de los últimos años y la previsible para años futuros, así como el constante

desarrollo que experimenta la tecnología eólica y la fabricación en serie de los equipos se estima que sufrirá una disminución de un 3% anual.

La estimación sobre los gastos de explotación que se expone supone que la operación y mantenimiento del parque eólico es desarrollada por el mismo promotor de la instalación, supuestamente independiente, contratando personal propio para llevarla a cabo.

Existen, no obstante, otras opciones como por ejemplo subcontratar la O&M al fabricante de los aerogeneradores o a alguna empresa especializada del sector, o aprovechar las sinergias de la sociedad promotora en el caso de pertenecer a un grupo empresarial, asignando personal de mantenimiento del grupo a la O&M de la planta eólica (compañías eléctricas y empresas afines). En este último caso los gastos de explotación serían inferiores a los presentados. Igualmente, los gastos de gestión y administración pueden reducirse considerablemente al ser aprovechada eficientemente la estructura laboral del grupo.

Los gastos de explotación considerados son los valores porcentuales medios a lo largo de la vida operativa de la instalación, considerándose la garantía inicial ofertada por el fabricante. Las condiciones incluidas en la garantía dependen de la negociación llevada a cabo por las partes intervinientes en el contrato de compra-venta, y usualmente oscilan entre uno y tres años y son de naturaleza diversa.

La partida de O&M se puede desglosar en:

- Aerogeneradores 87 %
- Resto de instalaciones 13 %

A su vez la subpartida de aerogeneradores se desglosa de la siguiente forma:

- Gastos de personal 25 %
- Repuestos 55 %
- Consumibles 20 %

Al realizar el análisis de los gastos de explotación, es importante realizar una estimación de la evolución de estos costes en los años en los que se realizará la explotación del parque. Los gastos de Gestión y Administración[10], Impuestos[11] y alquiler de terrenos se supone que siguen la evolución del IPC, es decir, un incremento medio anual de un 2 %.

[10] Esta partida incluye gastos tales como la contratación de un jefe de planta que habitualmente será a la vez gerente y director técnico, y de un administrativo y gastos de alquiler de oficina, electricidad, teléfonos, viajes, etc.

Dentro de los gastos de O&M, en el capítulo de aerogeneradores, se prevé que los gastos de personal[12] y de consumibles sigan la evolución del IPC, es decir, un incremento anual del 2 %. Respecto a los repuestos, se supone que seguirán una tendencia similar al coste de los aerogeneradores, es decir, una caída que se estima según la evolución de los últimos años en un 3 % anual.

Se tiene prevé que cada vez serán aplicadas con mayor profusión técnicas de mantenimiento predictivo y que la instalación de recambios prácticamente estará automatizada

Para el capítulo de O&M del resto de instalaciones se supone que seguirán la evolución del IPC.

2.9.2 Estudio financiero de un parque eólico

Se ha de cerrar el estudio con un análisis financiero de la inversión en un parque eólico. Sólo se va a realizar una descripción de los aspectos a tener en cuenta al realizar este tipo de análisis. En el apartado análisis de rentabilidad de la memoria descriptiva se realiza este tipo de análisis particularizado al proyecto en diseño.

Los ítems principales al realizar el análisis financiero son:

- Producción media anual.
- Vida útil de las instalaciones.
- Año de la inversión.
- Año de entrada en explotación.
- Producción primer año.
- Inversión.
- Precio de venta de la energía.
- Gastos de explotación.
- Inflación.
- Incremento anual precio.
- Incremento anual gastos de explotación.
- Período de amortización fiscal.
- Impuesto sobre el Valor Añadido.
- Impuesto de Sociedades.
- Tasa de descuento real.
- Tasa de descuento aparente.

[11] Impuestos de actividades y otros impuestos o tasas locales.
[12] Contratación de un maestro experimentado y un oficial electromecánico.

- Recursos propios.
- Recursos ajenos.
- Subvención.
- Tipo de interés del crédito.
- Plazo amortización crédito.

A partir de estos datos, el modelo financiero debe dar como resultados la tasa interna de retorno, TIR, el valor neto actual, VAN, y el *payback* o número de años en recuperar la inversión inicial. Estos parámetros del modelo financiero son los parámetros que se utilizarán para decidir si la instalación eólica que se proyecta es o no viable.

El análisis de sensibilidad realizado con las diferentes variables del proyecto muestra que desde el punto de vista económico -financiero es:

- Extremadamente sensible a la producción.
- Muy sensible al precio de venta del kWh producido y al coste de inversión.
- Sensible a la duración del préstamo, a los gastos de explotación, a la relación recursos propios/recursos ajenos y al tipo de interés del préstamo.
- Poco sensible a la inflación y al período de amortización fiscal.

En general, los recursos necesarios para un parque eólico proceden en un 20 % de fondos propios de los promotores y el resto será financiación ajena, que vendrá instrumentada en su mayor parte bajo la figura del *project finance*, aunque con una aportación significativa de otras modalidades de financiación tales como: fondos de inversión y bonos garantizados.

Memoria Descriptiva

3 Memoria Descriptiva

3.1 Antecedentes

Con fecha 10 de octubre de 2001, la sociedad WATT S.A., presenta para su aprobación el Plan Eólico Estratégico denominado PEE WATT, aportando la documentación establecida al efecto por el Decreto 205/1995, de 6 de julio, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Galicia.

Dicha solicitud se somete a información pública mediante Resolución de 4 de febrero de 2002, a los efectos previstos en el Artículo 5 del mencionado Decreto 205/1995; transcurrido el plazo legal, y estudiadas las alegaciones presentadas, la Consellería de Industria e Comercio de la Xunta de Galicia, mediante su Resolución de 20 de noviembre de 2002, aprueba el Plan Eólico Estratégico PEE WATT, con dos áreas de investigación asignadas, denominadas WATT I (Sierra de la Picea) e WATT II (Monte Acibal).

Tras la campaña de medidas efectuada en dichas áreas, y una vez evaluado el recurso eólico en la zona, WATT S.A. emprende el proyecto de construir, dentro del área de investigación WATT I, un parque eólico con una potencia instalada de 50 MW. Para ello, WATT S.A. presenta en mayo de 2004, la documentación requerida en el Decreto 302/2001, de 25 de octubre, a fin de solicitar la Autorización Administrativa del parque.

Transcurrido el plazo legal, la Consellería de Industria y Comercio de la Xunta de Galicia, mediante su Resolución de 26 de mayo de 2004, admite a trámite la solicitud, adjudicando a WATT S.A. una potencia de 25 MW en el "Parque Eólico Sierra de la Picea".

Mediante Resolución del 29 de enero de 2011 se publica la solicitud de autorización para la instalación del "Parque Eólico Ampliación de Sierra de la Picea", con una potencia de 25 MW.

3.2 Objeto

El objeto del presente documento es establecer y justificar las características técnicas esenciales, datos constructivos y el conjunto de equipos e instalaciones que componen la ampliación del Parque Eólico Sierra de la Picea, para la correcta tramitación de los correspondientes expedientes de legalización de la instalación eléctrica ante los organismos competentes.

Esta ampliación constará de 14 aerogeneradores de 1,8 MW de potencia unitaria, realizándose la explotación en conjunto de los mismos.

Todos los sistemas incluidos en el presente texto, han sido diseñados según lo establecido en el Real Decreto 661/2007, según el cual la instalación que aquí se describe se sitúa en el subgrupo b.2.1 "Instalaciones que únicamente utilizan como energía primaria la energía eólica y que se encuentran ubicadas en tierra".

3.3 Alcance

El ámbito de aplicación de este proyecto se extiende a los siguientes elementos:

- Aerogenerador o máquina que transforma la energía del viento en energía eléctrica y que está compuesto por: rotor (palas y buje), multiplicador, generador eléctrico, torre soporte, equipo de regulación y control, transformadores, cableado, aparatos de medida y sistema de comunicación.
- Obra civil: Cimentaciones, accesos, plataformas, medidas correctoras, etc.
- Infraestructura eléctrica y de control: zanjas y canalizaciones, línea de media tensión, cableado de comunicaciones y red de tierra.
- Subestación transformadora 66/20 kV (parcialmente).
- Edificio de control del parque eólico (parcialmente).

No se incluye en este proyecto la línea de evacuación del parque eólico que fue objeto del proyecto Parque Eólico Sierra de la Picea.

3.4 Normativa y Marco Legal

Para la ejecución del presente proyecto se observarán las prescripciones que le alcancen de los siguientes reglamentos y disposiciones:

3.4.1 Instalaciones eléctricas

- Ley 54/97 del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 661/2007 de 12 de marzo por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.
- Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.

- Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.
- Procedimientos de operación del Operador del Sistema.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Decreto 205/1995, de 6 de julio, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, a través de parques eólicos, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Galicia.

3.4.2 Obra civil

- EHE. Instrucción de hormigón estructural.
- R.D. 776/1997 del Mº de la Presidencia 30/05/97. BOE (13/06/97). Instrucción para recepción de cementos RC-97.
- Normas Tecnológicas de la Edificación NTE.
- Pliego de Prescripciones Técnicas para Obras de Carreteras y Puentes. PG-3.

3.5 Características Generales del Parque Eólico

3.5.1 Generalidades

El parque eólico estará constituido por los siguientes elementos principales:

- 14 aerogeneradores de 1,8 MW de potencia unitaria.
- Red subterránea de media tensión a 20 kV desde los centros de transformación de cada aerogenerador hasta la subestación del parque.
- Viales de acceso a los aerogeneradores (internos y externos).
- Subestación transformadora 20/66 kV.

La energía eléctrica producida por el generador, en forma de corriente alterna trifásica de 50 Hz, a una tensión de 690 V es elevada a 20 kV mediante un transformador ubicado en el interior de la torre. A la salida de este transformador la energía generada será transportada hasta la subestación transformadora y desde aquí hasta el punto de conexión a través de una línea de alta tensión existente.

3.5.2 Emplazamiento

Las obras correspondientes al parque eólico objeto del presente documento se realizarán en la provincia de Lugo. En el parque se instalarán 14 aerogeneradores cuya disposición

atiende a los resultados reflejados en el estudio de implantación de aerogeneradores (ver Anexo I. Análisis del Recurso Eólico).

Las coordenadas UTM en el Huso 29 de las posiciones de los aerogeneradores se muestran en la siguiente tabla.

Aerogenerador	UTM-x (m)	UTM-y (m)
A-01	XXX820	XXXX020
A-02	XXX676	XXXX638
A-03	XXX557	XXXX775
A-04	XXX456	XXXX924
A-05	XXX432	XXXX116
A-06	XXX321	XXXX270
A-07	XXX218	XXXX425
A-08	XXX162	XXXX633
A-09	XXX120	XXXX814
A-10	XXX398	XXXX917
A-11	XXX630	XXXX100
A-12	XXX830	XXXX258
A-13	XXX803	XXXX485
A-14	XXX810	XXXX810

Tabla 3.1 Coordenadas de las posiciones de los aerogeneradores.

3.5.3 Recurso eólico

En el Anexo I. Análisis del Recurso Eólico y Anexo II. Producción de Energía y Eficiencia Energética del presente proyecto se realiza un análisis en detalle del recurso eólico en el emplazamiento, incluyendo la definición de los datos de partida, la selección de los emplazamientos de los aerogeneradores, su producción unitaria anual así como una estimación de la producción global del parque eólico.

El estudio se basa, de forma general, en los siguientes datos de partida:

- Datos de viento medidos en el propio emplazamiento.
- Datos de viento medidos por observatorios del Instituto Nacional de Meteorología y CIEMAT.
- El Atlas Eólico Europeo elaborado por RISO (laboratorio de Dinamarca).
- Mapa digitalizado de una amplia extensión del terreno que circunda el emplazamiento y que incluye su orografía y el efecto de la rugosidad.
- Curvas de potencia y de empuje suministradas por el fabricante.

En la siguiente tabla se recoge un resumen de los resultados obtenidos del análisis del recurso eólico y del estudio de eficiencia energética.

Parque Eólico Ampliación de Sierra de la Picea	
Modelo	V-90 1.8
Potencia total instalada	25,2 MW
Clase	IEC IIA
Producción anual neta del parque	76219,2 MWh
Horas equivalentes	3021

Tabla 3.2 Resumen de resultados del estudio energético del parque.

3.5.4 Evacuación de la energía

Para evacuar la energía eléctrica producida por el parque eólico, se eleva a 66 kV mediante un transformador instalado en la subestación transformadora del parque. Desde ésta se evacua a través de una línea aérea de 7 km de longitud hasta la subestación existente propiedad de Unión Fenosa en la que se eleva la tensión a 150 kV.

3.6 Descripción de los Sistemas del Parque eólico

3.6.1 Aerogenerador

Tras analizar diversos modelos de aerogeneradores, el modelo elegido es el ofertado por Vestas. Éste modelo presenta una mayor producción anual y un coste de inversión inferior al resto. Vestas se compromete a cumplir con los plazos del proyecto, se encarga del transporte e incluye en el precio de la máquina el mantenimiento durante los dos primeros años.

El modelo finalmente elegido, *V90-1.8* de 1,8 MW de potencia nominal, es una turbina de eje horizontal de rotor tripala a barlovento con sistema de orientación de góndola activa, con paso variable de pala y velocidad variable de giro del rotor (VPVS) apoyada en una torre tubular troncocónica de acero.

Las palas son de 44 m de longitud y están realizadas en fibra de carbono y fibra de vidrio utilizando tecnología pre-preg.

El aerogenerador integra un mecanismo de variación de paso de pala equipado con el sistema *Optitip*, que proporciona una regulación constante del ángulo de operación de la pala con respecto a las condiciones de viento del momento optimizando la producción de potencia y minimizando la emisión de ruido.

El sistema *OptiSpeed* permite trabajar al rotor con velocidad variable al tiempo que consigue la optimización del rendimiento aerodinámico. Con este sistema se optimiza la

producción de energía, se reducen las tensiones en la multiplicadora y otros elementos vitales gracias a la disminución de los picos de carga y disminuye el nivel de ruido emitido.

A altas velocidades de viento, el sistema de control y el sistema de cambio de paso mantienen la potencia en su valor nominal independientemente de la temperatura del aire y su densidad. En vientos de velocidades bajas, el sistema de control optimiza la producción de energía seleccionando la combinación óptima de revoluciones y ángulo de paso.

El eje principal transmite la potencia al generador a través de la multiplicadora. La multiplicadora se compone de 3 etapas combinadas, una planetaria y dos de ejes helicoidales paralelos. Desde la multiplicadora, la potencia se transmite al generador a través de un acoplamiento flexible.

El generador eléctrico es altamente eficiente, de 4 polos, doblemente alimentado con rotor devanado y anillos rozantes.

El freno primario del aerogenerador es aerodinámico por puesta en bandera de las palas. El sistema de cambio de paso independiente proporciona un sistema de seguridad con triple redundancia. El freno mecánico de aparcamiento es un freno de disco, hidráulicamente activado que se monta a la salida del eje de alta velocidad de la multiplicadora.

Todas las funciones del aerogenerador son monitorizadas y controladas por varias unidades de control basadas en microprocesadores. El sistema de control va instalado en la góndola. Las variaciones del ángulo de paso de la pala son activadas por un sistema hidráulico que deja que la pala rote 95º. Este sistema también proporciona presión al sistema de frenado mecánico y al freno activo del yaw.

El sistema de orientación consiste en cuatro motores operados eléctricamente y controlados por el sistema de control del aerogenerador de acuerdo a la información recibida de los dos anemómetros sónicos colocados en la parte superior de la góndola. El motor del sistema de orientación hace girar los piñones del sistema de giro, los cuales engranan con los dientes de la corona de orientación montada en la parte superior de la torre. El bastidor con las motor-reductoras puede girar respecto a la corona de orientación en la torre mediante un cojinete de fricción, el cual posee dispositivos hidráulicos y mecánicos para proveer par de retención.

La cubierta de la góndola es de fibra de vidrio con poliéster, y protege todos los componentes de la góndola frente a lluvias, nieve, polvo, rayos solares, etc. El acceso a la góndola desde la torre se realiza a través de la abertura central.

La góndola contiene en su interior una grúa de servicio de 800 kg, que puede ser ampliada para elevar los componentes principales (8000 kg).

La torre del aerogenerador es tubular y de acero y se suministra pintada con pintura de protección especial anticorrosión.

3.6.1.1 Condiciones Climáticas

El aerogenerador está diseñado para trabajar a temperaturas ambiente entre -20 °C y +30 °C. Se deberán tomar precauciones fuera de estas temperaturas.

3.6.1.2 Estructura de la máquina

En la siguiente figura se indican las partes de la góndola del aerogenerador que se empleará en la instalación proyectada.

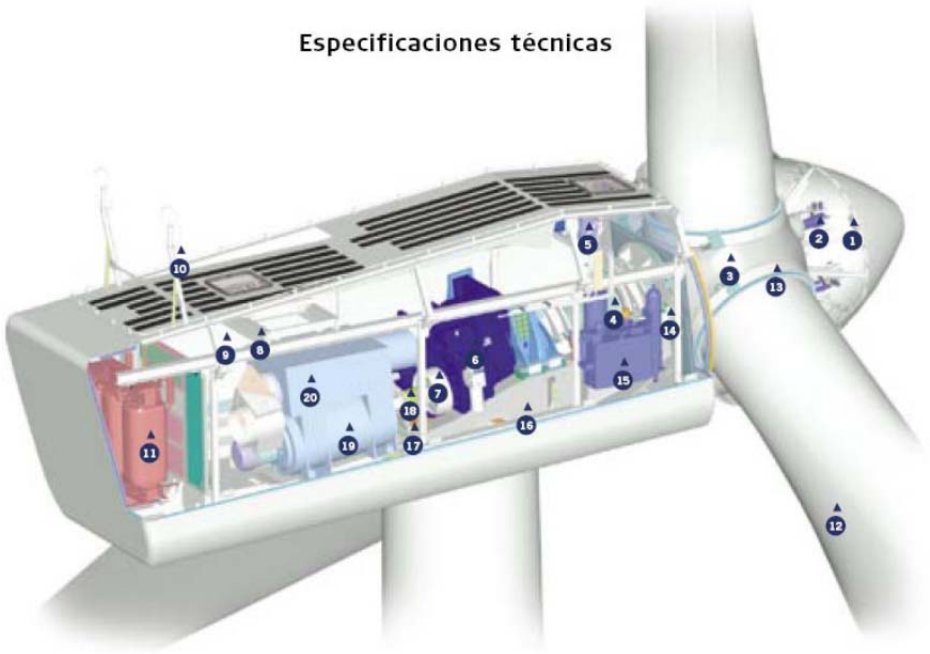


Ilustración 3.1 Componentes del aerogenerador Vestas V90-1.8. Fuente: Vestas.

Controlador del buje (1), Cilindros de control de paso (2), buje (3), eje principal (4), refrigerador de aceite (5), multiplicador (6), freno de parada prolongada (7), grúa de mantenimiento (8), controlador VMP-Top con convertidor (9), sensores ultrasónicos (10), transformador 0,69/20 kV (11), pala (12), rodamiento de pala (13), sistema de bloqueo del rotor (14), unidad hidráulica (15), chasis (16), sistemas de orientación (17), acoplamiento (18), generador OptiSpeed (19) y refrigerador de aire para el generador (20)

3.6.1.3 Especificaciones técnicas

A continuación se detallan las especificaciones técnicas del aerogenerador *V90-2.0*:

Aerogenerador *V90-1.8*	
Rotor	
Diámetro:	90 m
Área barrida:	6.362 m2
Velocidad de giro nominal:	13,3 rpm
Velocidad de giro del rotor:	Variable entre 8,8 y 14,9 rpm
Dirección de giro:	Agujas del reloj según vista frontal
Regulación de potencia:	Paso / OptiSpeed
Freno neumático:	Tres cilindros de paso independientes
Datos operativos	
Clase:	IEC IIA
Velocidad de arranque:	3,5 m/s
Velocidad de viento nominal:	13 m/s
Velocidad de corte:	23 ÷ 25 m/s
Torre cónica tubular	
Tipo:	Torre modular 3 tramos
Altura del buje:	80 m
Diámetro superior de la torre:	2,3 m
Diámetro inferior de la torre:	4,15 m
Peso aproximado:	156.000 kg
Tratamiento superficial:	Pintado superficial especial anticorrosión Exterior: Anticorrosión clase C4[13] Interior: Anticorrosión clase C3[14]
Multiplicadora	
Tipo:	1 etapa planetaria / 2 etapas helicoidales
Ratio:	1:113,1±0,2%
Refrigeración:	Bomba de aceite con refrigerador de aceite
Calentamiento aceite:	2 kW
Generador	
Tipo:	Asíncrono con OptiSpeed
Potencia nominal:	2000 kW
Tensión:	690 V
Frecuencia:	50 Hz
Número de polos:	4
Velocidad de giro:	1680 rpm
Factor de potencia:	1,0
Regulación de reactiva:	$0{,}98_{cap} \div 0.96_{ind}$
Pesos	

[13] Pintado de tratamiento anticorrosión de la clase C4 según ISO 12944-2.
[14] Pintado de tratamiento anticorrosión de la clase C3 según ISO 12944-2.

Torre:	146 tn
Góndola:	68 tn
Rotor:	38 tn

Tabla 3.3 Especificaciones técnicas del aerogenerador *V90-1.8*. Fuente: Vestas.

3.6.1.4 Curva de potencia

Esta curva de potencia ha sido calculada basándose en datos de perfiles aerodinámicos Risa P+FFA-W3 (perfiles de pala). Velocidad del viento horizontal referida promediada en 10 min referida a la altura de buje y perpendicular al plano del rotor:

Frecuencia:	50 Hz
Ángulo de punta de pala:	Regulación por cambio de paso
Turbulencia:	10 %
Densidad del aire:	1.225 kg/m^3

Tabla 3.4 Parámetros para la curva calculada[15].

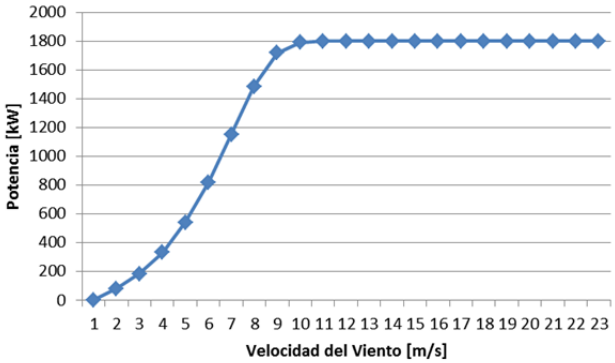


Gráfico 3.1 Curva de potencia aerogenerador *V90-1.8* (densidad aire: 1,14 kg/m^3).

Velocidad del viento (m/s)	Potencia activa (kW)
3	1
4	82
5	183
6	333
7	542
8	820
9	1152
10	1486

[15] La curva variará con otros valores de turbulencia y densidad del aire. La curva de potencia del transformador no incluye pérdidas en el transformador ni en los cables de alta tensión.

11	1717
12	1790
13	1800
14	1800
15	1800
16	1800
17	1800
18	1800
19	1800
20	1800
21	1800
22	1800
23	1800

Tabla 3.5 Valores de potencia según velocidad del viento para el modelo V90-1.8 (Densidad del aire: 1,14 kg/m^3). Fuente: Vestas.

3.6.2 Torre meteorológica

Se llevará a cabo la instalación de una torre meteorológica para la recogida de datos destinados al sistema de control del parque. Se utilizará una torre autoportante de 80 metros de altura en la que se colocarán los mecanismos de medición del viento sobre soportes adecuados.

Los datos de las velocidades y direcciones del viento obtenidos serán recogidos en el registrador de datos: *data logger*.

Al registrador de datos se le conectarán directamente tres anemómetros de cazoletas, dos veletas y un sensor de temperatura.

Los sensores estarán conectados a cables apantallados, los cuales junto con el registrador de datos y el mástil estarán conectados a una toma de tierra.

La presencia de la torre se indicará por medio de luces de obstáculos.

3.6.3 Obra civil

Las actuaciones de obra civil tienen como misión la adecuación de las instalaciones proyectadas al entorno y las condiciones técnicas para la optimización de la actividad a realizar, y son las siguientes:

- Apertura, preparación y acondicionado de los caminos de acceso al pie de las torres de los aerogeneradores, para el traslado de los equipos y el desplazamiento de las grúas.
- Explanación para la plataforma de montaje en la que se situarán las grúas junto a las torres para la elevación de los equipos.
- Cimentaciones de los aerogeneradores.
- Canalización para cableado.
- Canalización para red de tierras.
- Subestación y centro de control[16].
- Cimentación de la aparamenta eléctrica de la subestación y canalizaciones.
- Estructura soporte de aparamenta eléctrica de la subestación.

3.6.3.1 Acceso principal al parque eólico

El acceso al parque se prevé desde la autovía A-6 Madrid - A Coruña. En el P.K. 539.4, se tomará la Carretera N-634, en dirección Guitiriz, hasta el P.K. 545.1, donde se empleará la carretera local que conduce a Santa Mariña, hasta su enlace con la carretera LC-231 Guitiriz - As Cruces; esta última vía conduce directamente al parque eólico, concretamente al emplazamiento donde se ubica la subestación eléctrica.

No es necesario modificar este tramo de acceso al parque porque cumple con las especificaciones de transporte[17] exigidas por el fabricante.

Se señalizará en el punto de entrada al parque desde la carretera LC-231 mediante la instalación en lugar bien visible y en cada sentido de circulación las siguientes señales:

- Una señal normalizada informativa de salida de camiones.
- Una señal normalizada limitativa de velocidad.
- Se señalizará en el punto de cruce del camino con la carretera mediante la instalación de una señal de stop.

3.6.3.2 Viales interiores del parque eólico

Se sigue el criterio de mínimo impacto ambiental y paisajístico a la hora de proyectar los viales interiores del parque, de forma que el acceso a la mayor parte de los aerogeneradores se efectúa mediante viales existentes, convenientemente reformados para permitir el acceso de la maquinaria y transportes previstos.

[16] Tanto la subestación como el edificio de control para este parque fueron construidos durante la ejecución del Parque Eólico Sierra de la Picea, estando preparados para la instalación de equipos.

[17] El fabricante, encargado de transportar las máquinas hasta el lugar de instalación, exige unas especificaciones de anchura, radios de giro, pendientes y tipo de firme.

El fabricante recomienda que:

- La anchura de los viales interiores sea de 5 metros de calzada en todo su trazado, excepto en las curvas más cerradas y tramos con fuerte pendiente donde se recomienda que se amplíe en función de las circunstancias.
- Los radios de curvatura sean como mínimo de 30 metros.
- Las pendientes sean inferiores al 10%, reduciéndose en lo posible en los tramos con curvas más cerradas.
- La pendiente lateral sea nula.
- El diseño y grado de compactación del firme sea tal que admita una carga sobre la capa de rodadura de al menos 40 kg/cm2.

Siguiendo con el criterio anteriormente citado, el diseño de los viales se proyecta mediante rasantes que aseguren un mínimo movimiento de tierras y, por tanto, un reducido impacto sobre el medio.

Para facilitar la evacuación del agua de lluvia hacia las cunetas, evitando que penetre en el firme, se hará un bombeo o pendiente transversal del 2% hacia ambos lados de la plataforma.

Para el desagüe longitudinal del agua procedente de la plataforma y de sus márgenes, allí donde el camino discurre a nivel o en un desmonte, se dispondrá de una cuneta triangular de 50 cm de profundidad.

Se ha seguido el criterio de proyectar parte del camino en terraplén, empleando productos del desmonte para compensar volúmenes en la medida de lo posible, minimizando el acarreo de tierras al vertedero.

La ejecución de los viales se inicia con la fase de apertura de la traza, con desbroce y retirada de la capa de tierra vegetal hasta localizar un material suficientemente compactado y válido como soporte del nuevo vial.

La tierra vegetal retirada será acopiada convenientemente, separada del resto de material de excavación. Se habilitará una zona de acopio para trasladar allí la tierra vegetal hasta su reutilización en la regeneración de taludes, zanjas y plataformas de montaje. La ubicación de esta zona no debe interferir en los cursos hidrográficos de la zona.

Los materiales empleados en la formación del firme dependen del tipo de suelo existente en cada emplazamiento; en cualquier caso, se parte de una sección tipo de vial compuesta por una primera capa de zahorra natural de 20 cm de espesor, debidamente compactada, con taludes laterales 1:1 y una segunda capa de rodadura de las mismas características, igualmente con un espesor de 20 cm.

En aquellos puntos donde el trazado de los viales cruza a través de cercas para ganado, se habilitan pasos canadienses para posibilitar el normal tránsito de vehículos y ganado.

En los puntos donde se desmontan cercas existentes, se efectúa un levantamiento topográfico de las mismas, y una vez finalizadas las obras se reponen a su estado original.

3.6.3.3 Plataformas de montaje

Alrededor de las cimentaciones se habilita una explanación o plataforma de 35x35 m ó 45x30 m si es fin de vial, y conectada con el acceso, con un firme debidamente compactado apto para la colocación de las grúas durante el montaje de los aerogeneradores (ver Anexo VII. Planos).

Los viales a su paso por las plataformas son solidarios a éstas, en cuanto a cotas, para evitar la creación de escalones o pendientes bruscas de acceso.

3.6.3.4 Zona de acopio de materiales

Se habilita un espacio para el acopio de materiales destinados al montaje de los aerogeneradores. Esta superficie es llana y de superficie compactada.

3.6.3.5 Cimentación del aerogenerador

El diseño y dimensiones de la cimentación del aerogenerador se adaptan a las características geotécnicas del suelo sobre el que se ubique.

El fabricante recomienda un diseño base para la máquina *V90* que consiste en una zapata de planta octogonal, de 6,67 m de lado y una profundidad de 2,15 m, sobre la que se construye un pedestal macizo de hormigón circular de 4,19 m de diámetro y 0,2 m de altura, conformado con el anillo de acero de anclaje que queda embebido en la zapata. En el interior del pedestal se ubicará la virola de 3,320 m de diámetro y 2,10 m de altura, que lleva soldado un anillo exterior en la parte inferior, y otro anillo interior en la parte superior, en la cual se ubican los agujeros para alojar los tornillos de anclaje del fuste (ver Anexo VII. Planos).

Las fases de la construcción de la cimentación del aerogenerador son:

- Excavación del terreno según las dimensiones de la zapata.
- Vertido de una solera de hormigón de limpieza HM-20/B/40/IIA+H de un espesor mínimo de 0,10 m por m^2.
- Montaje de la ferralla.
- Instalación y nivelación de la virola por medio de los tres tornillos de nivelación.

- Encofrado y hormigonado[18] de la 1ª fase: zapata.
- Encofrado y hormigonado[19] de la 2ª fase: pedestal.
- El hueco circundante al pedestal se rellenará con material adecuado procedente de la excavación con acabado final de materiales tipo zahorra o similar de la zona, para que con el paso del tiempo haga parte del paisaje natural de su contorno, según criterio de mínimo impacto ambiental y paisajístico.

Durante la realización de la cimentación se tomarán probetas del hormigón utilizado, para posterior rotura por un laboratorio independiente de la zona, según normas EHE.

3.6.3.6 Restauración ambiental del entorno

Al igual que en el caso de los viales internos del parque, previo al inicio de las excavaciones se retira la capa de tierra vegetal de la zona a explotar, almacenándose alrededor de la zona de explotación con una altura máxima de 1 metro.

Los restos de material, residuos o tierras sobrantes se destinan a vertederos adecuados a la naturaleza de cada residuo, dejando el área de actuación en perfecto estado de limpieza.

No se contempla la restauración de los caminos ni de las plataformas de montaje debido a que resulta necesaria su utilización para los trabajos de mantenimiento.

En los taludes y superficies de las plataformas se proyecta extender tierra vegetal para la revegetación con especies autóctonas

El resto de superficies afectadas o deterioradas por la ejecución de la obras han de ser restauradas y revegetadas para favorecer la recuperación del suelo y la reinstalación de la vegetación original.

3.6.3.7 Canalización para cableado

Los cables de potencia y control que unen las torres y la subestación transformadora se alojan directamente enterrados en zanjas, en general, paralelas a los viales de acceso.

Las zanjas presentan una profundidad de 1 m y una anchura mínima[20] de 0,60 m. En aquellos casos en los que los circuitos atraviesen zonas de explotación agrícola se aumenta la profundidad de la zanja a 1,20 m.

[18] Hormigón HA-30/B/40/IIA+H con barras de acero corrugado B-500 S
[19] Hormigón HA-30/B/40/IIA+H con barras de acero corrugado B-500 S
[20] Anchura de la zanja cuando sólo se instala una terna de cables. Para más ternas es necesario una anchura mayor.

Conjuntamente con los cables de potencia y control se instala un conductor de cobre desnudo como electrodo de tierra directamente enterrado en el fondo de la zanja a lo largo de todo su recorrido.

Sobre el conductor de tierra se extiende una capa de arena de mina de 150 mm de espesor.

Posteriormente se realiza el tendido del conductor de media tensión. Una vez tendido el conductor se procede a realizar la agrupación de conductores, que de forma general, responde a la agrupación en ternas tipo "trébol" "$R^S T$".

A continuación, se procede a extender otra capa de arena mina de 200 mm de espesor a lo largo de la cual se coloca una cinta de señalización de polietileno, y sobre ésta una capa de arena de mina lavada de 100 mm de espesor.

Se realiza posteriormente la colocación de un tubo de 90 mm de diámetro nominal que se utiliza como conducto para el cable de fibra óptica. Una vez colocado se procede a extender una última capa de arena de mina de 200 mm de espesor sobre la que se monta una placa plástica de protección, vertiendo sobre ella una última capa de arena de mina de 100 mm.

En la siguiente tabla se muestran las características de las capas de arena de mina[21] que se han citado anteriormente para relleno de las zanjas:

Granulometría	**0,2 ÷ 3 mm**
Compactación	90% Proctor Modificado

Tabla 3.6 Características de la capa de arena de mina.

Las cintas de señalización y placas de protección se instalan según normas UNESA:

Cintas de señalización	RU 0205
Placas de protección	RU 0206

Tabla 3.7 Normas UNESA de aplicación en el diseño de zanjas subterráneas.

Para señalizar la traza de la zanja se instalan hitos según los siguientes criterios:

- Se instalan hitos de señalización en cada cambio de dirección y en alineaciones rectas se respetará una distancia entre hitos de 50 m máximo.
- El hito está fabricado preferentemente en hormigón con las siguientes dimensiones:

[21] La arena de mina debe estar exenta de materia orgánica.

Altura sobre rasante	250 mm
Altura bajo rasante	400 mm
Diámetro ó sección	150 mm ó 150x150 mm^2

Tabla 3.8 Dimensiones de los hitos de señalización de zanja.

En aquella parte del trazado en el que las canalizaciones crucen viales o pasos de maquinaria pesada se han de instalar tubos de protección de polietileno homologado para conductores eléctricos embebidos en el fondo de la zanja con una capa de hormigón HM-20. En la siguiente tabla se indican las características de estos tubos y diámetros mínimos a emplear:

Material		Polietileno
Superficie interna		Lisa
Superficie externa		Corrugada
Color	Línea trifásica y tierra	Rojo
	Control	Verde
Diámetro	Línea trifásica y tierra	200 mm
	Control	90 mm

Tabla 3.9 Especificaciones del tubo para cables conductores.

En la entrada y salida de los aerogeneradores, es decir, en el cruce con plataformas de montaje se emplea una sección tipo de zanja que considera la instalación de un tubo de protección por línea más uno de reserva, de características semejantes al especificado para cruce de viales y con una protección mecánica consistente en recubrimiento de hormigón en masa HM-20 N/mm2 con un espesor mínimo sobre la clave del tubo de 300 mm, además de las cintas y placas especificadas para la zanja convencional.

3.6.3.8 Canalización para red de tierras.

Como se ha dicho en el apartado 3.6.3.7, para la instalación de la red de tierra se utilizan las canalizaciones para cableado y las excavaciones de las cimentaciones de los aerogeneradores.

En la cimentación de los aerogeneradores se dispone un mallazo electrosoldado conectado a la red de puesta a tierra del centro de transformador interior del aerogenerador.

3.6.3.9 Subestación y centro de control

Se proyecta un edificio para que cumpla las funciones de edificio de control y subestación de 20/66 kV. El edificio alberga las celdas de distribución de 66 kV y las

celdas de protección y medida, así como las celdas de mando y control y las celdas de protección y medida de 20 kV.

La subestación de 20/66 kV transforma la energía eléctrica transportada a 20 kV desde los transformadores de los aerogeneradores hasta la subestación a 66 kV. Ésta posee una posición exterior donde se instala el aparellaje exterior y los pórticos de salida de línea, y otra de posición interior en una zona del edificio de control acondicionada para la instalación de las celdas de protección y los equipos de control. Esta subestación fue construida en la ejecución de la primera fase. Sólo se incluye la descripción a modo informativo y se emplearán los planos de diseño de la primera fase para la ejecución.

3.6.3.10 Cimentación de la aparamenta eléctrica de la subestación y canalizaciones.

La aparamenta exterior y los pórticos de salida de línea irán apoyados sobre sus respectivas cimentaciones realizadas a base de zapatas de hormigón armado.

En el recinto de la subestación para conectar el transformador con las celdas de interior se realizarán canalizaciones subterráneas de media tensión, así como para el tendido de los conductores de control y maniobra de los diferentes elementos del parque. También se instalarán en la misma zanja de los conductores, la red de tierra de la subestación.

3.6.3.11 Estructura soporte de la aparamenta eléctrica de la subestación.

Para el amarre de la línea y montaje de la aparamenta de alta tensión, se proyecta una estructura soporte a partir de perfiles de acero galvanizado que irá anclada mediante pernos a la cimentación proyectada para cada caso.

La estructura metálica proyectada se indica a continuación:

- Estructura metálica soporte para interruptor de 66 kV.
- Estructura metálica soporte para seccionador de 66 kV.
- Estructura metálica soporte para transformadores de intensidad y de tensión de 66 kV.

3.6.4 Infraestructura eléctrica y de control

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene su origen en el generador instalado en cada aerogenerador destinado a transformar la energía mecánica proveniente del rotor en energía eléctrica.

La energía eléctrica producida por el generador en forma de corriente alterna trifásica de 50 Hz a una tensión de 690 V es elevada a 20 kV mediante un transformador que puede ser instalado en el interior o en una caseta prefabricada en el exterior de la torre junto a

la celda del aerogenerador. En este caso, el transformador de cada aerogenerador se instalará en el interior del fuste.

Desde cada aerogenerador, la energía transformada a 20 kV se evacua mediante una red subterránea de media tensión hasta el edificio de control y subestación del parque en el que se ubican las celdas de protección, control y medida del parque. La conexión a los aerogeneradores se realiza mediante las celdas instaladas en el interior de cada una de las torres.

En la subestación del parque se eleva la tensión de 20 kV a 66 kV y se transporta la energía a través de una línea aérea de evacuación hasta la subestación de la compañía eléctrica en la que se eleva la tensión de 66 kV a 150 kV para la inyección de la energía a la red de distribución.

3.6.4.1 Instalación eléctrica en el interior del aerogenerador

El aerogenerador viene equipado con la instalación eléctrica necesaria para transformar la energía que produce a 690 V a la tensión de transporte hasta la subestación del parque, 20 kV, así como con los elementos auxiliares necesarios.

La instalación eléctrica de cada aerogenerador estará compuesta por los siguientes elementos:

- Cuadro principal de baja tensión.
- Transformador de potencia de relación de transformación 0,69/20 kV.
- Celdas de entrada y salida de línea y celda de protección de 20 kV.
- Elementos de telemando y auxiliares.
- Material de seguridad.

3.6.4.1.1 Centro de transformación

La torre del aerogenerador dispone de una puerta en la base para el acceso al centro de transformación. La ventilación del citado centro es de tipo natural a través del fuste.

En la siguiente tabla se muestran las especificaciones del transformador instalado en cada aerogenerador:

Transformador 0,69/20 kV	
Tipo de transformador	Seco
Relación de transformación	20±2×2,5% / 0,690 kV
Potencia nominal	1900 kVA
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Dyn11

Tabla 3.10 Especificaciones técnicas del transformador del aerogenerador.

En la siguiente tabla se detallan las celdas utilizadas en los centros de transformación de los aerogeneradores:

Celdas	
Tipo de celda	Distribución secundaria y blindadas
Aislamiento	Hexafluoruro de azufre (SF6)
Tensión nominal	24 kV
Valor eficaz de la intensidad de cortocircuito	16 kA (t_{cc} = 0,5 s)

Tabla 3.11 Especificaciones técnicas de las celdas de los centros de transformación de los aerogeneradores.

El esquema de conexión en media tensión de los aerogeneradores dependerá principalmente de su posición en la red interna del parque eólico. Existirán dos posiciones distintas:

Posición	**Esquema**
Aerogenerador intermedio de una línea de aerogeneradores	0L+1L+1P
Aerogenerador final de línea	0L+1P

Tabla 3.12 Descripción del esquema de la conexión del aerogenerador según su posición.

3.6.4.2 Sistema de puesta a tierra del aerogenerador

El sistema de puesta a tierra, que se realizará simultáneamente a los trabajos de cimentación, estará compuesto por conductor de cobre desnudo de 95 mm^2 de sección mínima.

El sistema de puesta a tierra se realizará de la siguiente manera:

- Un anillo exterior a la cimentación apoyado por picas
- Un anillo se instalará sobre el relleno de la cimentación englobando el pedestal de forma que sirva de conductor de equipotencialidad en el acceso al aerogenerador y limite las tensiones de paso en este punto.

3.6.4.3 Líneas subterráneas de media tensión

Se proyecta la instalación de las siguientes líneas:

- Línea trifásica de potencia entre el aerogenerador y transformador de 0,69/20 kV.
- Red trifásica de potencia entre el transformador y la subestación del parque.
- Red de puesta a tierra del parque.
- Red de comunicaciones entre equipos y puesto de control.

3.6.4.3.1 Conductores

A continuación se presenta una tabla donde se indican los tipos de conductores de potencia para cada línea[22]:

Línea	
Lado de MT del C.T. aerogenerador	AFUMEX DS1Z-A 3x25 + 3x10D
Lado de BT del C.T. aerogenerador	RV 0,6 1/kV 3x2x(1x240) mm2 Al
Cuadro de BT al aerogenerador	RV 0,6/1 kV 3x2x (1x240) mm2 Al
Línea de distribución del P.E. 20 kV	RHZ1 12/20 kV 3x1x(95,120,150,240) mm2 Al

Tabla 3.13 Descripción de los conductores empleados para cada línea.

Todos los conductores utilizados en las citadas líneas eléctricas cumplirán las especificaciones que establece la normativa en vigor, de acuerdo con la tensión y condiciones de servicio a que vayan destinados.

3.6.4.3.2 Empalmes y terminales

En los puntos de unión de los distintos tramos de tendido se utilizarán empalmes elásticos contráctiles en frío.

Las piezas de empalme y terminales serán de compresión.

Los terminales serán de tipo enchufables acodados con contacto atornillables y apantallados.

3.6.4.3.3 Red de puesta a tierra del parque eólico

La red de puesta a tierra del parque eólico estará formada por una única tierra global que hará las funciones de tierra de protección y tierra de servicio.

En el apartado 3.6.4.2 se detalla la puesta a tierra de cada aerogenerador. La pantalla de los cables de la red de media tensión que unirán los aerogeneradores se conectará, en sus extremos, a la instalación de puesta a tierra de cada uno de ellos.

Además, el conductor de cobre desnudo de 95 mm^2 de sección enterrado en el fondo de la zanja de cables conectará la puesta a tierra de todos los aerogeneradores del parque.

[22] Excepto los cables de la red de media tensión, el resto se encuentran definidos por el fabricante del aerogenerador.

En la llegada a la subestación se conectará la pantalla de los cables de MT y el cable de tierra del parque eólico al sistema de puesta a tierra de la subestación, con lo que las dos instalaciones de puesta a tierra, la del parque eólico y la de la subestación quedarían conectadas.

3.6.4.3.4 Red de comunicaciones del parque eólico

Según recomendación del fabricante se proyecta la siguiente red de comunicaciones del parque eólico. Todos los aerogeneradores del parque eólico estarán unidos por fibra óptica formando una topología mixta estrella-bus con centro en el edificio de control. Para formar el ramal se tenderá un cable con tres pares de fibra: un par para la comunicación con el telemando (fibras 1 y 2), otro par para operaciones especiales de carga y descarga de software (fibras 3 y 4), y un par de reserva (fibras 5 y 6).

El cable de distribución será armado dieléctrico, antihumedad y reforzado, tipo "breakout", libre de elementos rígidos, formado por 6 cordones individuales de fibra óptica de estructura ajustada (MM 62,5/125), con recubrimiento individual a 900 µm, refuerzo de aramida y cubierta individual LSZH, libre de gel, recubiertos por una protección interior, una armadura antirroedores formada por una trenza de fibra de vidrio, y una cubierta exterior LSZH.

Las fibras se conectan directamente, es decir el conector ST macho se conectará a la propia fibra y desde ésta a las tarjetas de comunicación.

3.6.4.4 Subestación eléctrica del parque eólico

3.6.4.4.1 Generalidades.

La energía producida en el parque eólico se evacuará a la red a través de la subestación transformadora 20/66 kV, ubicada en el extremo Norte del parque, y construida para el Parque Eólico Sierra de la Picea a la que se le dotó de una posición adicional de barras colectoras de 66 kV, posición de línea de 66kV y posición de transformador 20/66 kV para esta ampliación del parque.

La subestación transformadora 66/20 kV intemperie-interior tendrá la siguiente configuración:

- Sistema de 66 kV en intemperie formada por una posición de entrada de línea a 66 kV y una posición de transformador 20/66 kV de 25/30 MVA[23].

[23] Existe otra posición de transformador de 25 MVA correspondiente al Parque Eólico Sierra de la Picea.

- 1 transformador de potencia trifásico 20/66 kV de 25/30 MVA, de intemperie, aislado en aceite minera, con regulación en vacío por tomas en el lado de alta tensión.
- Sistema de 20 kV esquema de simple barra, tipo interior en celdas de aislamiento en aire compuesto por:
  - 2 entradas de línea subterránea a 20 kV procedentes del parque eólico.
  - 2 celdas de línea.
  - 1 celda de transformador de potencia.
  - 1 celda de transformador de servicios auxiliares.
  - 2 celdas de baterías de condensadores.
  - 1 transformador 20.000/400 V para alimentación de los servicios auxiliares.
  - 1 grupo electrógeno alimentado por gasóleo.

Cada uno de estos sistemas estará debidamente equipado con los elementos de maniobra, medida y protección necesarios para su maniobra. Dichas instalaciones se ubicarán en el edificio de control del parque, ya construido en el Parque Eólico Sierra de la Picea.

3.6.4.4.2 Niveles de aislamiento

El apartado 1 del MIE-RAT-12 especifica las normas a seguir para la fijación de los niveles de aislamiento de los equipos empleados en las instalaciones de AT. Para el sistema de 20 kV, los niveles de aislamiento son los que corresponden a materiales del grupo A (Grupo A, 1 kV $\leq U_n \leq$ 52 kV) para aislamiento pleno. Para el sistema de 66 kV, los niveles de aislamiento son los que corresponden a materiales del grupo B (Grupo B, 52 kV $\leq U_n \leq$ 300 kV).

En la siguiente tabla se especifican los niveles de aislamiento nominales asociados a los valores normalizados de la tensión más elevada soportada por los materiales de los dos sistemas en estudio:

	Grupo A	Grupo B
Tensión más elevada para el material	24 $kV_{eficaces}$	72.5 $kV_{eficaces}$
Tensión nominal soportada a los impulsos tipo rayo	125 kV_{cresta}	325 kV_{cresta}
Tensión nominal soportada de corta duración a frecuencia industrial	50 $kV_{eficaces}$	140 $kV_{eficaces}$

Tabla 3.14 Definición de los niveles de aislamiento nominales.

3.6.4.4.3 Distancias de seguridad

El apartado 3 de la MIE-RAT 12 especifica las normas a seguir para la fijación de las distancias mínimas a puntos en tensión en el aire. En la siguiente tabla se especifica el valor mínimo de la distancia que debe respetarse en los equipos e instalaciones en que no se realicen ensayos en correspondencia con un nivel de aislamiento:

Tensión Nominal	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo	Distancia mínima fase-tierra en el aire	Distancia mínima entre fases en el aire
20 kV	125 $kV_{eficaces}$	22 cm	22 cm
66 kV	325 $kV_{eficaces}$	63 cm	63 cm

Tabla 3.15 Definición de las distancias mínimas en el aire para configuraciones desfavorables de las partes en tensión y de las partes puestas a tierra.

3.6.4.4.4 Pasillos y zonas de protección

Los pasillos de servicio tendrán una anchura suficiente para permitir la fácil maniobra e inspección de las instalaciones, respetándose en cualquier caso los siguientes valores mínimos:

	Anchura
Pasillos de maniobra con elementos en tensión a un solo lado	1,0 m
Pasillos de maniobra con elementos en tensión a ambos lados	1,2 m
Pasillos de inspección con elementos en tensión a un solo lado	0,8 m
Pasillos de inspección con elementos en tensión a ambos lados	1,0 m

Tabla 3.16 Definición de las dimensiones de los pasillos de servicio

Los elementos en tensión situados sobre los pasillos estarán a una altura mínima de 3,13 metros medida desde el suelo.

En las zonas donde sea previsible el paso de aparatos o máquinas, se mantendrá una distancia mínima entre elementos en tensión y el punto más alto de aquellos igual o superior a 63 centímetros, señalizándose convenientemente la altura máxima permitida para el paso de aparatos o máquinas.

En las zonas accesibles cualquier elemento en tensión estará situado a una altura mínima sobre el suelo de 2,30 metros.

Para evitar contactos accidentales desde el exterior del recinto con elementos en tensión, se mantendrá entre éstos y el cierre exterior de la subestación una distancia mínima de 2,13 metros horizontales.

3.6.4.4.5 Sistema de 66 kV

Los equipos de maniobra, corte, protección y medida a instalar serán:

- En la posición de línea 66 kV:
  - Un (1) interruptor automático tripolar de SF_6.
  - Un (1) seccionador trifásico con cuchillas de puesta a tierra.
  - Un (1) seccionador trifásico sin cuchillas de puesta a tierra.
  - Tres (3) transformadores de intensidad.
  - Un (1) transformador de tensión inductivo.
  - Tres (3) pararrayos autoválvulas unipolares.
- En la posición de barras 66 kV:
  - Nueve (9) aisladores soporte de barras.
  - Tres (3) transformadores de tensión inductivos.
- En la posición del transformador 66/20kV:
  - Un (1) seccionador trifásico sin cuchillas de puesta a tierra.
  - Tres (3) transformadores de intensidad.
  - Un (1) interruptor automático tripolar de SF_6.
  - Tres (3) pararrayos autoválvulas unipolares.

3.6.4.4.6 Sistema de 20 kV

Responde al esquema de simple barra y se compone de un conjunto de celdas destinadas a los siguientes servicios:

- Una (1) celda de transformador.
- Dos (2) celdas de línea.
- Una (1) celda de servicios auxiliares.
- Dos (2) celdas de baterías de condensadores.

3.6.4.4.7 Disyuntores

Se instalarán interruptores automáticos tripolares de hexafluoruro de azufre, SF_6, para servicio exterior, de 1250 A de intensidad asignada y 31,5 kA de poder de corte, con accionamiento tripolar de tipo electromecánico.

Estarán constituidos por tres polos, cada uno de ellos con una sola cámara de extinción de SF_6. El aislamiento externo será de porcelana de color marrón.

La apertura y cierre del interruptor serán del tipo de resorte rearmable mediante motor eléctrico trifásico, con los elementos necesarios para su accionamiento local y a distancia. Se dispondrá de la posibilidad de maniobrar el interruptor localmente de forma manual.

Los interruptores dispondrán de dispositivos de señalización externa de posición en el propio interruptor, con las siguientes indicaciones:

- Interruptor abierto
- Interruptor cerrado
- Resortes tensados
- Resortes destensados

3.6.4.4.8 Seccionadores

Se instalarán seccionadores tripolares de dos columnas giratorias por polo, con cuchillas de puesta a tierra en las posiciones de línea y sin ellas los seccionadores de barras.

Los aisladores serán cilíndricos de material cerámico de color marrón. Las cuchillas serán de cobre electrolítico con contactos del mismo material. Las cuchillas de puesta a tierra podrán ser de hierro con contactos de cobre electrolítico.

Las cuchillas principales dispondrán de accionamiento electromecánico local y remoto y manual, con un único dispositivo de mando previsto para maniobrar simultáneamente los tres polos localmente, garantizando maniobras seguras sin sobreesfuerzos o choques en la apertura o en el cierre.

Las cuchillas de puesta a tierra dispondrán de accionamiento manual a pie de aparato con enclavamiento mecánico con las cuchillas principales del seccionador.

3.6.4.4.9 Transformadores de intensidad

Se instalarán transformadores de intensidad unipolares, de tipo aislador soporte, servicio exterior, para medida y protección.

El aislamiento interno será papel impregnado en aceite, con refrigeración natural, y el exterior será de porcelana color marrón.

3.6.4.4.10 Transformadores de tensión

Se instalarán transformadores de tensión inductivos unipolares, de tipo aislador soporte, servicio exterior, para medida y protección.

El aislamiento interno será papel impregnado en aceite, con refrigeración natural, y el exterior será de porcelana color marrón.

3.6.4.4.11 Pararrayos autoválvulas

Se instalarán pararrayos de tipo autoválvula en cada fase de la línea de entrada, y en proximidades de las bornas de 66 kV del transformador de potencia, con el fin de limitar los efectos producidos por eventuales sobretensiones en el neutro de los mismos.

Los pararrayos serán de óxidos de cinc (OZn), para servicio exterior, de 10 kA de corriente de descarga nominal, con aislamiento externo de material cerámico de color marrón o silicona. Estarán dotados de contador de descargas por cada juego.

Cada elemento estará provisto de dispositivo para la expulsión del arco al exterior, si la presión en el interior del pararrayos se eleva peligrosamente.

3.6.4.4.12 Transformadores de potencia.

Se instalará una unidad trifásica en baño de aceite para instalación intemperie, con las siguientes características:

Transformador 20/66 kV	
Potencia	25/30 MVA ONAF/ONAF
Relación de transformación	66.000/20.000 V
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	YNd11
Tensión de cortocircuito máxima	10%

Tabla 3.17 Especificaciones técnicas del transformador de potencia.

Tensión asignada	**Tensión más elevada para el material**	**Tensión soportada a 50 Hz / 1 min**	**Tensión soportada impulso 1.2 / 50 µs**
20 kV	24 kV	140 kV	125 kV
66 kV	72,5 kV	50 kV	325 kV

Tabla 3.18 Niveles de aislamiento según UNE 20.101

Los transformadores dispondrán de refrigeración por circulación natural del aceite a través de radiadores enfriados por aire natural (ONAN) y forzado (ONAF).

Sus características constructivas estarán de acuerdo con la Norma UNE 20101.

El transformador, con todos sus accesorios, deberá constituir un conjunto completo e independiente montado sobre un bastidor provisto de ruedas que permitirá su desplazamiento sobre carriles en dos direcciones perpendiculares.

3.6.4.4.13 Celdas de media tensión.

Todo el aparellaje de 20 kV será de tipo interior, instalado en cabinas blindadas y compartimentadas, dispuestas en el interior del edificio. La distribución y protección en 20 kV estará compuesta básicamente por las siguientes unidades:

- 2 celdas de protección de entrada de línea.
- 1 celda de protección de transformador de potencia.
- 1 celda de protección de transformador de servicios auxiliares.

Las celdas de protección dispondrán de un elemento de corte automático en SF_6, y serán de tipo compartimentado.

Las cabinas de línea se conectarán mediante cables subterráneos unipolares de aislamiento seco RHZ1 12/20 kV Al con terminales del mismo grado de aislamiento. Cada toma o salida de línea en exterior estará provista del correspondiente juego de autoválvulas de 24 kV de 10 kA.

3.6.4.4.14 Protecciones

La subestación dispondrá de los dispositivos de protección indicados a continuación para los distintos niveles de tensión.

- Posición de línea 66 kV:
  - Protección de sobreintensidad en las tres fases.
  - Protección direccional de sobreintensidad de tierra.
  - Protección de máxima y mínima tensión.
  - Protección de frecuencia
  - Reenganche.
- Posiciones del transformador:
  - Protección de sobreintensidad en las tres fases.
  - Protección de sobreintensidad de neutro.
  - Reenganche.
  - Protección diferencial.
  - Protecciones propias de la máquina (relé Buchholz, sobrepresión, etc.).
- Entradas de línea subterránea 20 kV:
  - Protección de sobreintensidad en las tres fases.
  - Protección direccional de sobreintensidad de tierra.
  - Protección de máxima y mínima tensión.
  - Reenganche.

3.6.4.4.15 Instalaciones auxiliares

- Alimentación en corriente continua.

Para el suministro de corriente continua a sistemas de control, maniobra y alumbrado de emergencia, se instalará un sistema de baterías con una capacidad de 100 Ah a 120 y 48V, además del correspondiente rectificador y componentes de señalización y protección.

- Alimentación en corriente alterna.

Para el suministro en corriente alterna a 400 V se utilizará un transformador de 50 kVA, con devanados encapsulados, con bajos niveles de potencia sonora y descargas parciales, provisto de protección de sobretemperatura.

La subestación dispondrá además de un grupo electrógeno como segunda fuente de alimentación a los servicios auxiliares, de las siguientes características:

Grupo electrógeno	
Potencia	50 kVA
Combustible	Gasóleo
Capacidad del depósito de combustible	400 litros
Tensiones	400/230 V

Tabla 3.19 Especificaciones técnicas del grupo electrógeno utilizado como fuente de alimentación auxiliar.

El grupo dispondrá de los siguientes accesorios:

- Batería de Arranque.
- Equipo rectificador independiente para mantener en flotación la batería de arranque, desde los SS.AA. de la subestación.
- Cuadro de salida con protecciones del alternador.
- Resistencia de calefacción de aceite.
- Sensor de medida de nivel analógico de combustible.
- Sensor analógico de temperatura de motor.
- Sensores con contactos libres de potencial de:
  - Alarma de temperatura.
  - Disparo de temperatura.
  - Bajo nivel depósito de combustible.
  - Bajo nivel de agua.
  - Bajo nivel de aceite.

3.6.4.4.16 Equipos de medida.

La medida de la energía eléctrica intercambiada con la red general se realizará de acuerdo con el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica y sus Instrucciones Técnicas.

Se medirá en 66 kV, a partir de los transformadores de tensión de barras y los transformadores de intensidad instalados en la posición de salida de línea, según se indica en el esquema unifilar.

El equipo consistirá en un contador de energía activa y reactiva y un registrador con módem de comunicaciones, preferentemente todo ello integrado en un único equipo.

3.6.4.5 Obra civil.

3.6.4.5.1 Generalidades

Hay que tener en cuenta que se utilizará para el edificio de control y la subestación las instalaciones construidas durante la ejecución del Parque Eólico Sierra de la Picea. La obra civil de la primera fase incluyó las siguientes unidades de obra relativas a esta ampliación:

- Realización de las cimentaciones para estructura principal y soportes de aparellaje.
- Bancada para los transformadores de potencia, con una cubeta común de recogida de aceite en caso de derrame del mismo para su vertido a un depósito estanco, que evita las fugas de aceite.
- Canalizaciones para los cables de potencia y control. Las zanjas se construirán con bloques normalizados de hormigón prefabricado, colocados sobre un relleno filtrante en el que se dispondrá un conjunto de tubos porosos, constituyendo un sistema de drenaje que elimine cualquier tipo de filtración y conserve las zanjas libres de agua.
- Malla de puesta a tierra, enterrada a 0,8 m de profundidad.
- Recubrimiento en la zona de la subestación afectada por las obras de una capa de grava de 10 cm de espesor con objeto de aumentar la resistividad superficial del terreno y así reducir la longitud de cable necesaria de la malla de puesta a tierra para controlar los gradientes de tensión en la superficie en caso de falta a tierra. Dicha capa de grava también sirve para mejorar el drenaje, proteger la explanada de su desecación y para evitar la generación de polvo en la instalación.

3.6.4.5.2 Edificio de control

El edificio de control se alojará en el edificio construido en la ejecución del Parque Eólico Sierra de la Picea pues en su momento se proyectó dicho edificio para albergar las instalaciones de la ampliación que en este documento se describe.

En la sala de celdas se disponen las celdas prefabricadas. El acceso a esta sala se realiza por una puerta metálica de 2 m de ancho. La puerta que comunica la sala de celdas y la sala de armarios, destinada al paso de personas, será de una sola hoja.

En la sala de armarios se alojará los armarios para los equipos de protección, control integrado y comunicaciones, el cuadro de servicios auxiliares y las baterías de corriente continua.

En la sala de control se instalarán las consolas locales para control del parque eólico y de la subestación transformadora.

Se ha previsto un almacén, para guardar materiales y herramientas, y un almacén de residuos.

3.6.4.5.3 Canalizaciones para cableado, drenajes y red de tierras

Zanjas y canales de cableado

Los conductores de media tensión se instalarán en canalizaciones subterráneas bajo tubo de polietileno de doble pared (liso interno y corrugado exterior), en zanja de anchura y profundidad adecuadas. Los tubos estarán reforzados con hormigón en masa HM-20 cuando la zanja cruce los viales de la subestación.

Los conductores de control y maniobra de los diferentes elementos del parque de intemperie se instalarán bajo canalizaciones en tubo de PVC.

Drenajes

Todas las arquetas y canales de cableado dispondrán de drenaje para evacuación de aguas pluviales; asimismo, los viales de circulación dispondrán de drenaje adecuado mediante sumideros convenientemente distribuidos.

Las aguas se conducirán mediante tubos de PVC de diámetro adecuado a un pozo de registro, desde donde se evacuarán mediante el correspondiente emisario.

Zanjas para red de tierras

El electrodo horizontal de puesta a tierra está instalado en zanja de 80 cm de profundidad.

Arquetas

Las arquetas para mando y señalización de los aparatos de 66 kV son de hormigón, de tipo prefabricado, de las dimensiones necesarias para albergar el cableado previsto en cada caso.

Las arquetas de acceso de cableado a la sala de celdas están construidas en obra mediante solera de hormigón y paredes de fábrica de ladrillo enfoscadas interiormente con mortero de cemento, y disponen de tapa abisagrada de chapa de acero.

Todas las arquetas disponen de un sistema de drenaje adecuado a fin de evitar la acumulación de agua en su interior.

Cimentaciones para soportes metálicos

Los soportes metálicos de la aparamenta y pórticos de línea se instalarán mediante pernos y placas de anclaje sobre sus correspondientes cimentaciones construidas a base de hormigón armado HA-40 sobre hormigón de limpieza HM-20.

Bancada del transformador de potencia y depósito de aceite

El transformador de potencia se instalará sobre carriles en su correspondiente bancada de hormigón armado.

La bancada incluirá un foso colector conectado mediante tubo de hormigón con el depósito de recogida de aceite, así como una capa de grava en su parte superior que permita el paso del aceite, provocando su extinción en caso de incendio.

El depósito de recogida de aceite será totalmente estanco, dotado de un dispositivo de vaciado, y se instalará en el interior de un cubeto construido con hormigón armado.

3.6.4.5.4 Soportes metálicos

La aparamenta se instalará sobre soportes metálicos de acero galvanizado en caliente según Norma UNE 3508-88.

El pórtico de entrada de línea está construido asimismo mediante perfiles de acero galvanizado en caliente, debiéndose efectuar el cálculo estructural para una carga horizontal transmitida por los conductores de al menos 1500 daN por fase.

Se evitará efectuar barrenos o soldaduras en obra; cuando resultase imprescindible, se cepillarán inmediatamente, se limpiarán y se aplicarán tres manos de pintura galvánica de alto contenido en zinc, respetando el tiempo de secado entre cada una de ellas, y aplicando una última capa para igualar el color con el resto de la estructura.

Toda la tornillería empleada en la unión de los soportes, y de éstos con los aparatos, será de acero inoxidable.

3.6.4.5.5 Red de tierras

El sistema de puesta a tierra de la subestación consistirá en una malla formada por cable de cobre desnudo de 95 mm2 enterrado a una profundidad de 80 cm, y reforzada con picas de 2 m de profundidad. Esta malla de tierra ya se habrá construido en la primera fase del Parque Eólico Sierra de la Picea.

A esta red de tierras se unirán las tierras procedentes del parque eólico, el cierre perimetral, masa metálicas y equipos de la subestación, así como el sistema de puesta a tierra del edificio de control.

El Contratista diseñará la toma de tierra de la subestación de acuerdo con lo dispuesto en la Instrucción MIE RAT 13 del vigente Reglamento de centrales, subestaciones y centros de transformación, aportando las mejoras necesarias para alcanzar los valores admisibles de resistencia de puesta a tierra y tensiones de paso y contacto.

Finalmente, para la protección de la instalación contra los efectos de rayo, se instalará un pararrayos en el pórtico de entrada de línea con dispositivo de avance de cebado y radio de protección mínimo de 100 metros.

3.7 Presupuesto

En el Anexo IV. Presupuesto se especifican los gastos en suministros requeridos para la ejecución del proyecto que aquí se presenta.

El proyecto requiere una inversión de 40.578.567,19 €, sin IVA, según las siguientes partidas:

- Obra Civil 2.544.132,28 €
- Red de Media Tensión, Comunicaciones y Puesta a Tierra 2.583.673,17 €
- Aerogeneradores 29.381.425,50 €
- Subestación 20/66 kV 2.327.516,87 €
- Ingeniería y Estructura del Proyecto 3.740.432,02 €

Los costes de inversión fijos hacen referencia por tanto a la inversión económica inicial necesaria para toda la infraestructura que recoge el proyecto de ejecución.

3.8 Plazo de Ejecución y Plan de Obra

En el Anexo VI se muestra el plan de ejecución del proyecto.

3.9 Incidencias sobre el Territorio Físico y Afecciones

3.9.1 Afecciones ambientales y medidas de corrección o minimización

A continuación se recogen los principales impactos ambientales identificados; los cuales pueden ser negativos o positivos.

Como impactos negativos, se han identificado los siguientes:

- Alteraciones microclimáticas.
- Posible contaminación atmosférica.
- Posible afección a puntos de interés geológico.
- Alteraciones en la geomorfología.
- Alteración en la calidad del agua.
- Alteración en la calidad del suelo.
- Destrucción de vegetación.
- Efecto barrera.
- Peligro de colisión para las aves.
- Posibles accidentes de aviación.
- Campos electromagnéticos.
- Afecciones al patrimonio cultural.
- Impacto visual.

Afección a proyectos de ordenación territorial.

Mientras que los impactos positivos detectados son los siguientes:

- Afección a la productividad terciaria.
- Desarrollo socioeconómico.

3.9.2 Ahorro y contaminación evitada

El parque eólico proyectado en este documento totaliza una potencia instalada de 25,2 MW, con 3021 horas equivalentes resulta una producción anual neta de 76129 MWh. Para producir esta energía mediante recursos convencionales, sería necesario el

consumo de 17 toneladas equivalentes de petróleo (tep) anuales, por lo que mediante el uso de una energía renovable como es el viento se consigue un ahorro en la factura energética nacional.

Por otro lado, el uso de fuentes de energía renovables permite reducir la emisión de contaminantes a la atmósfera, asociados a la utilización de energías fósiles. Como consecuencia, el ahorro de combustible previsto supone una reducción anual equivalente de las emisiones contaminantes de dióxido de azufre (SO_2), de óxidos de nitrógeno (NO_X), de dióxido de carbono (CO_2), y otras partículas.

A continuación se indica el ahorro previsto anualmente de combustibles convencionales y la reducción anual de emisiones contaminantes:

- Energía producida — 76129 MWh anuales
- Ahorro de combustible — 17,3 Millones de litros petróleo

Reducción de contaminantes:

- Dióxido de Azufre (SO2) — 1000,09 tn
- Óxidos de Nitrógeno (NOx) — 570,88 tn
- Dióxido de Carbono (CO2) — 60.394,20 tn
- Otras partículas — 61,05 tn

3.10 Conclusión

Con la presente Memoria, Anexos y Planos adjuntos, se describe de manera exhaustiva las condiciones técnicas y económicas para la ejecución de las obras correspondientes a la ampliación del Parque Eólico Sierra de la Picea, en la provincia de Lugo.

Anexo I

Análisis del Recurso Eólico

4 Anexo I. Análisis del Recurso Eólico

4.1 Objeto

El objetivo del siguiente anexo es conocer el nivel de recurso eólico disponible en el emplazamiento, así como realizar la evaluación de las producciones esperadas en las opciones del parque eólico planteado por el cliente para poder determinar el modelo de aerogenerador más adecuado y hacer una previsión de la producción energética del futuro parque eólico diseñado y definido conforme al resto de documentos que componen el proyecto.

Para la evaluación preliminar se ha contado con las medidas de velocidad y dirección del viento realizadas en el área del parque mediante una torre meteorológica denominada *Anafreita*. Se ha dispuesto asimismo de la cartografía digital de la zona de escala 1:25 000, facilitada por el cliente.

Los trabajos desarrollados incluyen:

- Revisión y tratamiento de las medidas de la estación meteorológica *Picea* y definición de un período de datos de referencia de dicha estación.
- Obtención del perfil vertical del viento en el emplazamiento.
- Evaluación de la representatividad a largo plazo del período de referencia.
- Evaluación de la densidad del aire en el emplazamiento a partir de datos de presión y temperatura de la estación del Instituto Nacional de Meteorología del Aeródromo Las Rozas (Lugo).
- Verificación de posiciones de aerogenerador propuestas por el cliente.
- Modelización del campo de vientos a partir de las medidas del período de referencia mediante el modelo WAsP en las opciones consideradas.
- Cálculo de las producciones brutas esperadas en las diferentes posiciones de aerogenerador para los distintos modelos valorados.
- Cálculo de las pérdidas debidas a estelas mediante el modelo PARK.
- Evaluación de la producción anual neta en el período de referencia en las opciones contempladas.
- Estimación a largo plazo de la producción del parque en las opciones contempladas.

En los siguientes apartados se describen estos trabajos y se presentan los resultados obtenidos de la evaluación del parque.

4.2 Análisis de datos

Como datos de viento para la evaluación preliminar del recurso eólico en el emplazamiento del Parque Eólico Ampliación de Sierra de la Picea se han utilizado los obtenidos mediante la torre meteorológica *Anafreita*. Las coordenadas y el período de medida de dicha torre meteorológica se encuentran detalladas en la tabla

UTM-X (m)	UTM-Y (m)	Z (m)	Inicio	Final	Niveles de medición
XXX674	XXXX251	830	21/11/2002	04/12/2007	20 y 40 m

Tabla 4.1 Posición y período de medida de la torre meteorológica *Picea*.

Al final de este anexo se encuentran los datos recogidos por dicha estación durante el período de referencia[24].

4.2.1 Estación Anafreita

La estación *Anafreita* se instaló el 21 de noviembre de 2002 y continúa midiendo en la actualidad. Consiste, en una torre de 40 metros de altura con 2 niveles de medida de velocidad y dirección a 40 y 20 metros de altura. Los sensores de la estación son anemoveletas modelo 05103-5. Los registros de velocidad y dirección se realizan cada 10 minutos desde el inicio de la campaña de medidas y consisten en: velocidad media, desviación estándar de la velocidad, velocidad máxima del registro diezminutal, dirección y desviación estándar de la dirección de cada nivel de medida.

Ilustración 4.1 Torre Meteorológica *Anafreita*.

[24] El período de referencia se define dentro del período de toma de datos como el período representativo para evaluar el recurso eólico de un emplazamiento.

La estación está emplazada al lado de una pista y su entorno consiste en matorral bajo (tojo) y arbolado de altura variable (pino). Al norte de la estación y a aproximadamente 40-50 metros existe un conjunto de antenas de comunicación.

En el periodo de medidas de esta estación es necesario destacar varias incidencias como caídas de rayos y/o sabotajes que implican pérdidas importantes de datos.

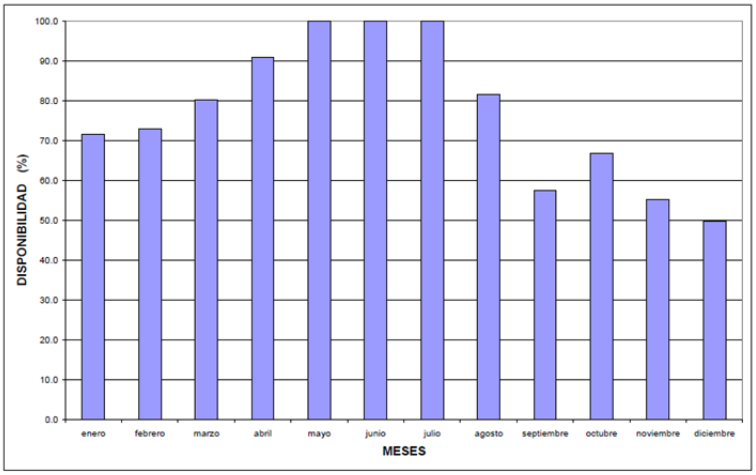


Gráfico 4.1 Disponibilidad media mensual durante la campaña de toma de medidas.

En el gráfico anterior se puede observar que durante los meses de otoño e invierno se produce la principal pérdida de disponibilidad.

Aunque el período de toma de datos es muy extenso, se define un período de referencia de duración igual a un año. Este período de referencia es el comprendido entre el 1 de diciembre de 2006 y el 30 de noviembre de 2007.

Las principales características del viento a lo largo del período anual de referencia con 52548 registros diezminutales en la estación *Anafreita* son las siguientes:

	40 m	**20 m**
Velocidad media	8,29 m/s	7,78 m/s
Velocidad máxima	49,6 m/s WSW	39,0 m/s WSW
Potencia media del viento	625 W/m^2	530 W/m^2
Turbulencia media	11%	12%

Tabla 4.2 Características principales del recurso eólico.

A continuación se muestran los gráficos que resumen y representan las características del recurso eólico del emplazamiento en estudio:

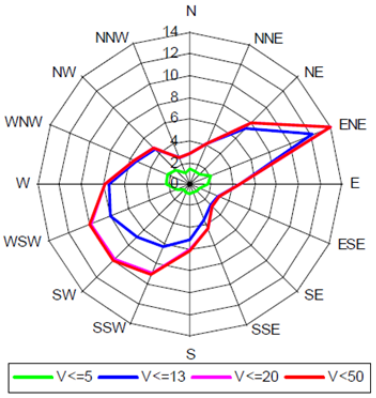


Gráfico 4.2 Distribución direccional del viento en el emplazamiento de la estación *Anafreita* a 40 m de altura durante el período de referencia.

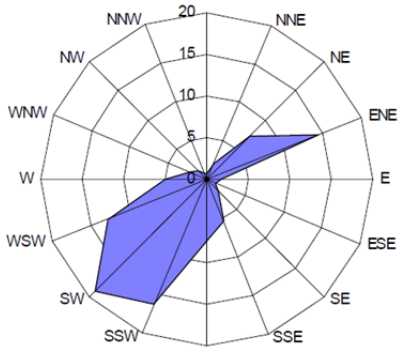


Gráfico 4.3 Contenido energético de las direcciónes del viento en el emplazamiento de la estación *Anafreita* a 40 m de altura durante el período de referencia.

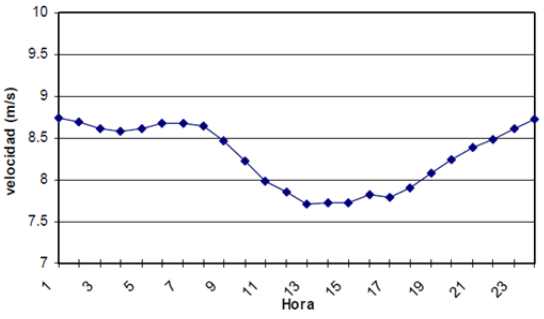


Gráfico 4.4 Variación diaria de la velocidad del viento en el emplazamiento de la estación *Anafreita* a 40 m de altura durante el período de referencia.

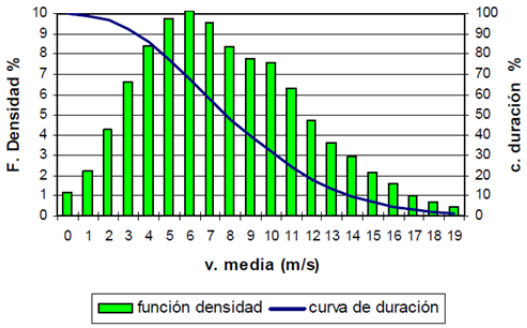


Gráfico 4.5 Distribución de la velocidad del viento en el emplazamiento de la estación *Anafreita* a 40 m de altura durante el período de referencia.

Como puede observarse, el recurso se concentra en la dirección WSW y sectores adyacentes con un 28% del tiempo, y en la dirección ENE y sectores adyacentes con un 26% del tiempo en el periodo de referencia.

En cuanto al contenido energético del viento, existe un predominio de los sectores del tercer cuadrante con el SW y sectores adyacentes que concentran más del 48% del contenido total. Los sectores ENE y adyacentes representan más del 23% del contenido total en el periodo de referencia.

La velocidad diaria del viento presenta un mínimo entre las 12 y las 17 horas y la variación es de casi 1 m/s a lo largo del día. Las velocidades superiores a 3 m/s (velocidad de arranque del aerogenerador V90-1.8) representan más del 85% del tiempo

en el periodo anual de referencia. Las velocidades superiores a 20 m/s representan el 0.8%.

4.2.2 Perfil vertical del viento

Dado que las mediciones de viento no se han realizado a la altura de buje del aerogenerador, se procede a estudiar el perfil vertical del viento. Para corregir los datos se hace uso de la ley de variación con la altura:

$$v = v_0 \left(\frac{h}{h_0}\right)^{\alpha}$$

Ecuación 4.1 Ley de variación con la altura.

donde,

v velocidad del viento a la altura h, en m/s.

v_0 velocidad medida por la estación a la altura h_0, en m/s.

h altura de interés, en m.

h_0 altura de la estación meteorológica, en m.

α coeficiente de corrección.

Se han utilizado las medidas de la estación *Anafreita* para evaluar el perfil vertical del viento en el emplazamiento de la Sierra de la Picea.

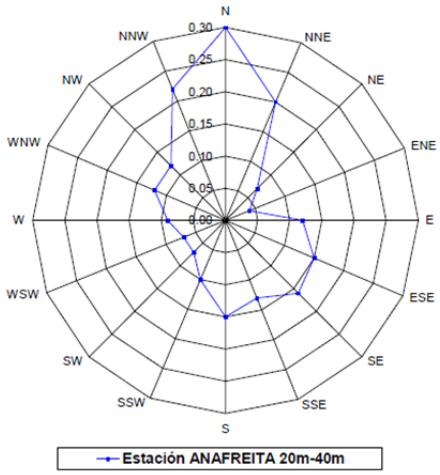


Gráfico 4.6 Valores del exponente de la ley de variación con la altura por direcciones de la estación *Anafreita* entre los niveles de 20 m y 40 m.

Para la extrapolación en altura se considera un valor medio de este exponente: 0.09.

4.2.2.1 Software WindPro: perfil vertical del viento

A partir de los datos tomados por la torre meteorológica *Anafreita* y usando el software *WindPro*, se ha realizado la extrapolación de las características del viento a 80 m. A continuación se muestran los resultados proporcionados:

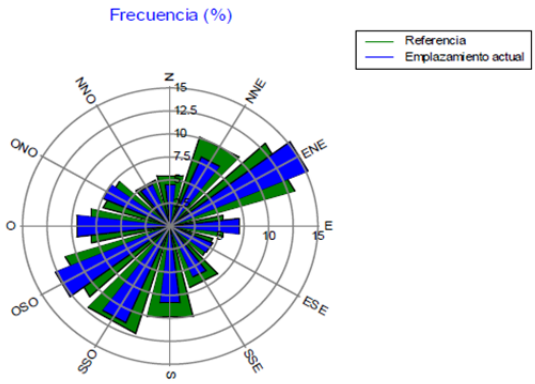


Gráfico 4.7 Extrapolación a 80 m de altura de la distribución direccional de la velocidad del viento en el emplazamiento de la estación *Anafreita* durante el período de referencia.

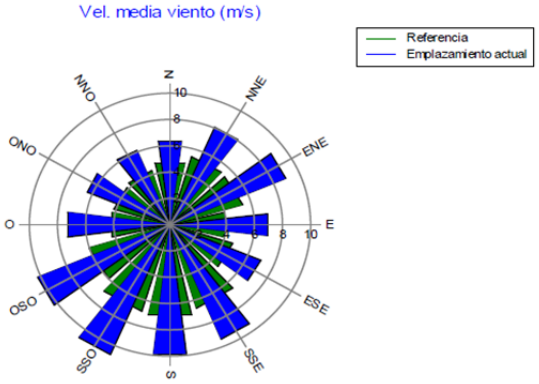


Gráfico 4.8 Extrapolación a 80 m de altura de la distribución dirección de la velocidad media del viento en el emplazamiento de la estación *Anafreita* durante el período de referencia.

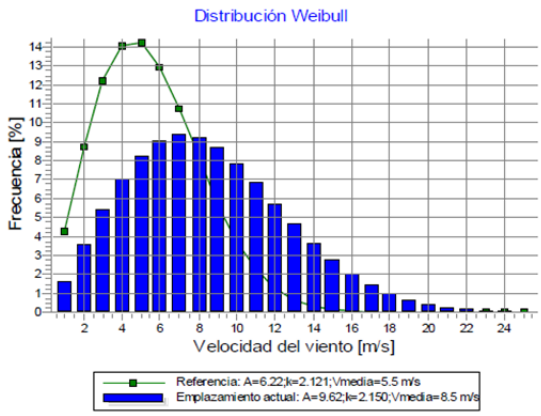


Gráfico 4.9 Extrapolación a 80 m de altura de la distribución de velocidades del viento en el emplazamiento de la estación Anafreita durante el período de referencia.

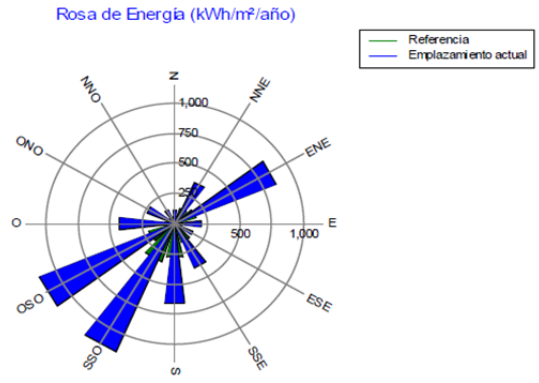


Gráfico 4.10 Extrapolación a 80 m de altura del contenido energético por direcciones del viento en el emplazamiento de la estación Anafreita durante el período de referencia.

4.3 Estimación a largo plazo

Para evaluar la representatividad del período de mediciones del recurso del emplazamiento se necesitan datos de observatorio que permitan su comparación con la evolución en el largo plazo.

El observatorio de referencia debe cumplir un mínimo de requisitos, como estar influenciado por la misma climatología que el emplazamiento a estudiar y tener una buena exposición a todas las direcciones del viento.

En el caso de la ampliación del Parque Eólico Sierra de la Picea, se dispone de medidas desde el año 1991 en la estación próxima *Malpica*, situada a una distancia de 80 km en la provincia de La Coruña y propiedad del CIEMAT.

En la siguiente figura puede verse la correlación obtenida entre las velocidades medias mensuales de la estación *Anafreita* y las de la estación *Malpica*. Como puede apreciarse los datos presentan una recta de regresión con un coeficiente de correlación bastante elevado por lo que se utilizarán los datos del observatorio para la estimación a largo plazo del recurso.

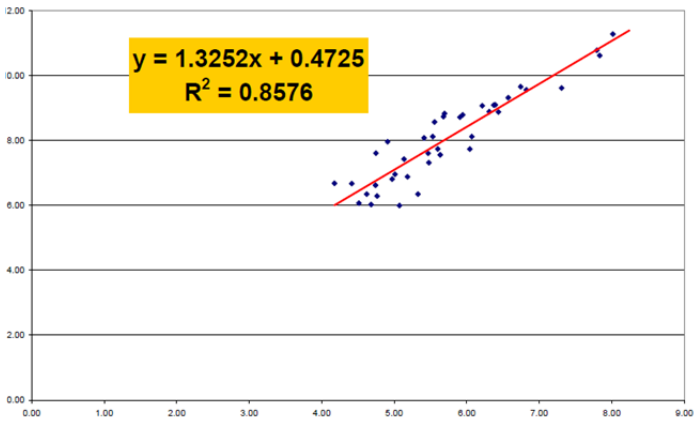


Gráfico 4.11 Correlación de velocidades medias mensuales entre la estación Anafreita y Malpica.

La correlación entre las dos estaciones se encuentra en torno al 85% y el régimen de vientos muy semejante. Con esto se cumplirían las recomendaciones internacionales, según las cuales se debe emplear una referencia con diez años de datos, aunque en la mayoría de los emplazamientos bastan cinco para obtener resultados ajustados.

La velocidad media de los datos del observatorio ha sido de 5.98 m/s. Introduciendo este valor en la recta de regresión se tiene para la estación *Anafreita* una velocidad media estimada a largo plazo a 40 metros de altura de 8.40 m/s. Se puede clasificar el emplazamiento como un emplazamiento de clase II según la norma IEC 61400.

4.4 Evaluación de la densidad del aire

La potencia del aire que atraviesa la sección del rotor de un aerogenerador es proporcional al cubo de la velocidad del viento y a la densidad del aire. Por ello, la densidad del aire es un valor importante a tener en cuenta cuando se realiza el cálculo de la producción esperada de un aerogenerador en un emplazamiento.

Para estimar la densidad del aire en el emplazamiento de la ampliación del Parque Eólico Sierra de la Picea se ha tomado una estación meteorológica de referencia cercana al emplazamiento con datos de temperatura y presión atmosféricas de la zona a lo largo de un amplio periodo de tiempo.

La estación meteorológica del aeródromo de Las Rozas de Lugo perteneciente al Instituto Nacional de Meteorología se encuentra a una altitud de 444 m y está situada a unos 35 km al sureste de la estación *Anafreita*. Posee datos históricos de presión y temperatura a lo largo del periodo 1971-2000 (30 años). Ha sido ésta la seleccionada para el cálculo de la densidad atmosférica en el emplazamiento.

Mediante un modelo hidrostático de la atmósfera y el perfil adiabático de temperaturas, es posible calcular la densidad del aire a la altitud media de los bujes de los aerogeneradores.

	Las Rozas	**Ampliación del PE Sierra de la Picea**		
	T [ºC]	P [mbar]	T [ºC]	P [kg/m^3]
Diciembre	5,8	929,69	3,7	1,17
Enero	6,9	928,79	4,8	1,16
Febrero	8,4	928,70	6,3	1,16
Marzo	9,6	926,17	7,5	1,15
Abril	12,3	926,81	10,2	1,14
Mayo	15,2	929,68	13,1	1,13
Junio	17,7	930,57	15,6	1,12
Julio	18,0	930,32	15,9	1,12
Agosto	16,1	929,60	14,0	1,13
Septiembre	12,4	928,36	10,3	1,14
Octubre	8,8	928,85	6,7	1,16
Noviembre	6,9	928,59	4,8	1,16
Promedio	11,5	928,84	9,4	**1,14**

Tabla 4.3 Cálculo de la densidad atmosférica en el emplazamiento a aprtir de los datos de presión y temperatura de la estación meteorológica *Las Rozas*.

Se concluye que la densidad media en el emplazamiento de la ampliación del Parque Eólico Sierra de la Picea es de 1.14 kg/m^3.

4.5 Modelización, evaluación y elección del modelo de aerogenerador

Una vez analizado el recurso eólico y a fin de evaluar los resultados energéticos de la ampliación del Parque Eólico Sierra de la Picea, se han utilizado técnicas de modelización.

El proceso seguido ha sido el siguiente:

- A partir de los datos de viento del periodo anual de referencia de la estación *Anafreita* y de la topografía del emplazamiento, se ha elaborado usando el programa *WindPro* y mediante modelización con el código WAsP un Atlas eólico de la zona.
- Con este Atlas, se eligen las posiciones más energéticas para situar los aerogeneradores, teniendo en cuenta las restricciones administrativas.
- Con este Atlas, se ha evaluado la producción energética de los aerogeneradores considerados.
- Utilizando el programa PARK se han evaluado las pérdidas de producción debidas a las estelas.

4.5.1 Datos de entrada al programa

4.5.1.1 Orografía

Los datos de la orografía del terreno son utilizados como dato de entrada por los modelos de evaluación del campo de vientos.

Para la evaluación del emplazamiento se ha utilizado la cartografía del emplazamiento de escala 1:25 000 facilitada por el cliente, con curvas de nivel cada 10 m, y los mapas de escala 1:25 000 de la zona del Instituto Geográfico Nacional. De este modo se dispone de una orografía de gran resolución y se garantiza que los obstáculos del terreno relevantes para la evaluación del campo de vientos sean tenidos en cuenta.

4.5.1.2 Rugosidad superficial

El entorno donde van ubicados los aerogeneradores es similar al de la estación *Anafreita*, es decir, matorral bajo (tojo) y arbolado de altura variable (pino). Se ha utilizado un mapa de rugosidades para la elaboración de los Atlas con un valor de longitud de rugosidad uniforme de z_0= 20 cm para todo el emplazamiento.

4.5.1.3 Datos de viento

Como datos de viento se han utilizado los datos tomados a 40 metros de altura de la estación meteorológica *Anafreita* durante el período de referencia.

4.5.1.4 Densidad del aire y curva de potencia

La densidad del aire en el emplazamiento es de 1,14 kg/m3. Se han utilizado en los cálculos, las curvas de potencia correspondientes a dicha densidad 1,12 kg/m^3, facilitadas por el fabricante de aerogeneradores al cliente.

4.5.1.5 Software utilizado

Para la estimación de la producción energética se ha empleado el programa *WindPro*, versión 2.7.486, que integra los modelos WAsP 9.0 y PARK.

4.5.2 Evaluación de la zona

A partir de los datos de viento del periodo de referencia de la estación *Anafreita*, y de la topografía del emplazamiento, se ha elaborado el Atlas eólico de la zona. Utilizando dicho Atlas se ha obtenido el mapa de isoventas a 80 metros de altura.

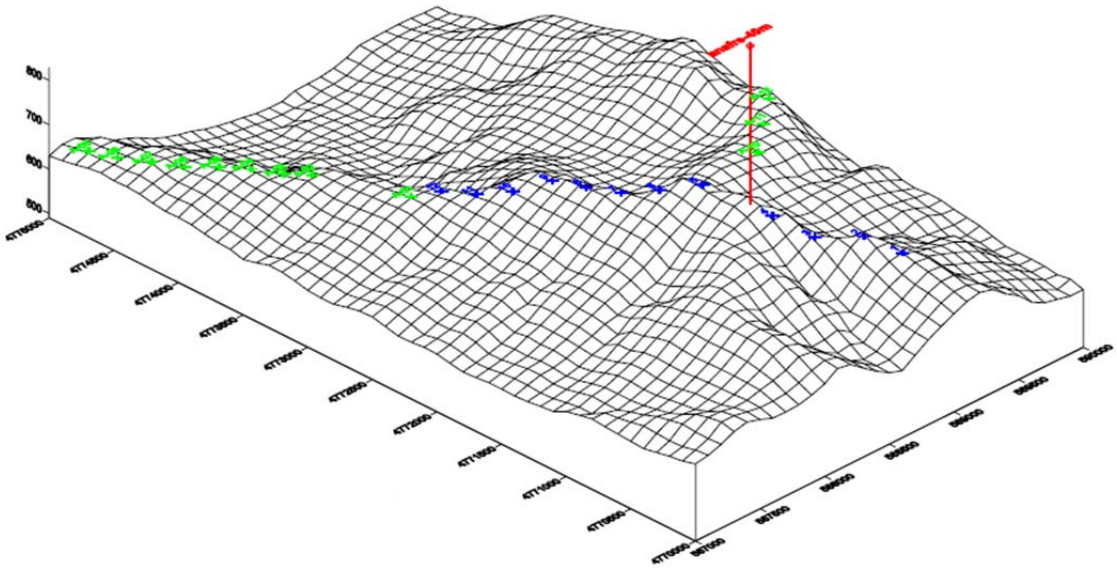


Ilustración 4.2 Vista en 3D del emplazamiento.

En la Ilustración 5.1 Vista en 3D del emplazamiento.se pueden ver en azul las posiciones de los aerogeneradores del Parque Eólico Sierra de la Picea y en verde los aerogeneradores de la fase de ampliación. En rojo se indica la posición de la estación *Anafreita*.

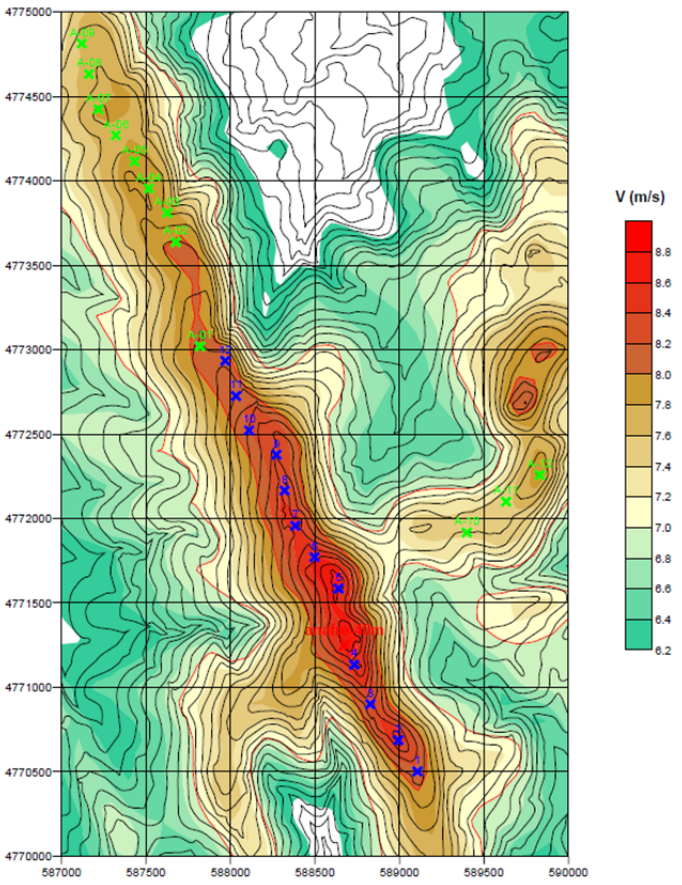


Ilustración 4.3 Mapa de isoventas a 80 m de altura creado a partir de los datos recogidos por la estación Anafreita a 40 m durante el período de referencia.

Se han calculado mediante el modelo WASP las producciones brutas esperadas con buje a 80 metros. La orientación de los aerogeneradores está condicionada por la orografía del emplazamiento. Del número total de aerogeneradores, 11 se encuentran ocupando un cordal de dirección NNW-SSE y tres en alineación WSW-ENE.

4.5.3 Modelo PARK: estimación de pérdidas

Las pérdidas por estelas se han calculado mediante el modelo PARK y suponen una reducción media del 5,4%.

Estas pérdidas son consecuencia principalmente de la posición de los aerogeneradores situados en alineación WSW-ENE: se encuentran alineados a las dos direcciones dominantes, vientos del NE y sectores adyacentes y vientos del SW y sectores adyacentes.

De estas producciones de los aerogeneradores habrá que descontar aquellas pérdidas por indisponibilidad de aerogeneradores y red, y pérdidas en transformación y transporte de electricidad.

4.5.4 Resultados de la evaluación

En la siguiente tabla se resumen los datos y resultados de la evaluación de producción de los distintos modelos de aerogeneradores analizados:

Fabricante	Vestas	Gamesa	Enercon	Enercon	Suzlon
Modelo	V-90 1.8	G-90 2.0	E-82 2.0	E-82 2.3	S-88 2.1
Coste unitario (€/MW)	826.100,00	906.230,00	880.250,00	862.530,00	896.380,00
Potencia	1.8 MW	2.0 MW	2.0 MW	2.3 MV	2.1 MV
Diámetro	90 m	90 m	82 m	82 m	88 m
Altura punta pala	125 m	125 m	121 m	121 m	124 m
Clase	IEC II	IEC II	IEC II	IEC II	IEC II
Número de aerogeneradores	14	12	12	11	12
Potencia instalada	25.2 MW	24.0 MW	24.0 MW	25.3 MW	25.2 MW
Producción bruta	95150 MWh	94851 MWh	93171 MWh	78392 MWh	76785 MWh
Producción neta	76129 MWh	72380 MWh	72081 MWh	70520 MWh	69074 MWh
Horas equivalentes	3021 h	3016 h	3003 h	2798 h	2730 h
Inversión total	20.817.720 €	21.749.520 €	21.126.000 €	21.822.009 €	22.588.776 €

Tabla 4.4 Comparativa de los diversos modelos de aerogenerador en estudio.

4.6 Conclusiones

Se ha evaluado el recurso eólico para la fase de ampliación del Parque Eólico Sierra de la Picea. Se cuenta con datos de viento de una campaña de medidas de varios años, realizada con la estación meteorológica: *Anafreita*. Los datos de viento utilizados para la modelización del campo de vientos corresponden al periodo de referencia de un año que abarca desde el 1 de diciembre de 2006 al 30 de noviembre de 2007, con medidas a 20 y 40 metros de altura. La elección de este periodo anual de referencia ha estado condicionada a la disponibilidad máxima de datos.

Para evaluar la representatividad del periodo de referencia frente a las condiciones eólicas a largo plazo en el emplazamiento de la estación *Anafreita* se han utilizado los datos de la estación *Malpica*, propiedad del CIEMAT, que ha recogido datos desde 1991. Se ha estimado una velocidad media a largo plazo de 8,40 m/s en el emplazamiento de la torre meteorológica *Anafreita* a 40 m de altura.

La densidad del aire media calculada para el emplazamiento es de 1.14 kg/m^3. Los cálculos energéticos se han realizado con las curvas de potencia de los modelos de aerogeneradores correspondientes a la densidad 1.14 kg/m^3, o próxima a este valor, suministrada por el propio fabricante de aerogeneradores al cliente.

Mediante modelización del campo de vientos se ha obtenido el mapa de isoventas de la zona a 80 metros de altura.

Las pérdidas por estelas han sido calculadas por el modelo PARK y suponen pérdidas de 5,4%. Además de estas pérdidas, se han considerado otras pérdidas englobadas en un valor del 12%.

Con todo esto, se ha realizado la evaluación de producción anual de energía según los distintos modelos de aerogenerador ofertados al cliente, y se concluye que el modelo V90-1.8 del fabricante Vestas, es el que presenta una mayor producción anual de energía y un coste de inversión inferior, eligiéndole por tanto para la fase de ampliación.

4.7 Apéndice A. Datos de viento

NUMERO DE OBSERVACIONES ..... : 52548
NUMERO DE DATOS ERRONEOS .... : 0

RESUMEN

NIVEL	40 m	20 m
VELOCIDAD MEDIA (m/s)	8.29	7.78
VELOCIDAD MAXIMA (m/s)	49.60	39.00
DIRECCION VELOCIDAD MAXIMA ...	WSW	WSW
PARAMETRO DE WEIBULL A(m/s) ..	9.46	8.87
PARAMETRO DE WEIBULL C	2.20	2.14
POTENCIA MEDIA (W/m2)	625.	530.
TURBULENCIA MEDIA (V>6m/s)....	.11	.12
TURBULENCIA MAXIMA (V>6m/s)...	.45	.50
RAFAGOSIDAD MEDIA (V>6m/s)....	1.29	1.32
RAFAGOSIDAD MAXIMA (V>6m/s)...	2.23	2.37
EXPONENTE DE LEY POTENCIAL ...	.09	
LONGITUD DE RUGOSIDAD (m)	.0000	

DIRECCIONES PREDOMINANTES

NIVEL 40 m	ENE	13.9(%)	8.89 (m/s)
	SW	10.0(%)	11.05 (m/s)
NIVEL 20 m	ENE	13.6(%)	8.69 (m/s)
	SW	10.6(%)	10.61 (m/s)

PERFILES VERTICALES

RUMBO	V40m /V20m	Zo(m)	ALFA
N	1.23	3.60403	.30
NNE	1.15	.35681	.20
NE	1.05	.00000	.07
ENE	1.03	.00000	.04
E	1.09	.01613	.12
ESE	1.11	.05716	.15
SE	1.12	.09144	.16
SSE	1.10	.03530	.13
S	1.11	.05739	.15
SSW	1.08	.00532	.10
SW	1.05	.00000	.07
WSW	1.05	.00000	.07
W	1.07	.00000	.09
WNW	1.09	.01553	.12
NW	1.09	.01673	.12
NNW	1.17	.68981	.22
MED	1.07	.00000	.09

NIVEL 40 m

FUNCION DENSIDAD DE PROBABILIDAD

VELOCIDAD (m/s)	FRECUENCIA (%)	CURVA DE DURACION (%)
0	1.1	100.0
1	2.2	98.9
2	4.3	96.7
3	6.6	92.4

	6.6	92.4
4	8.4	85.8
5	9.7	77.4
6	10.2	67.6
7	9.5	57.5
8	8.3	47.9
9	7.7	39.6
10	7.6	31.9
11	6.3	24.3
12	4.7	18.0
13	3.6	13.3
14	2.9	9.6
15	2.1	6.7
16	1.6	4.6
17	1.0	3.0
18	.7	2.0
19	.4	1.3
20	.8	.8

PARAMETROS DE LA FUNCION DE WEIBULL AJUSTADA : A= 9.46m/s C= 2.20

DISTRIBUCION DIRECCIONAL - NIVEL 40 m

RUMBO	FREC. (%)	MEDIA (m/s)	ENERGIA (kWh/m2)	SIGV/V	RAFAG.
N	2.8	5.18	33.4	.15	1.41
NNE	4.0	6.82	112.7	.11	1.32
NE	7.9	8.45	393.6	.10	1.28
ENE	13.9	8.89	797.5	.09	1.25
E	4.6	6.26	98.4	.08	1.21
ESE	2.9	6.41	70.6	.08	1.23
SE	2.9	7.38	114.3	.10	1.26
SSE	4.3	9.24	297.0	.10	1.29
S	6.1	9.25	405.6	.11	1.30
SSW	9.0	10.76	885.3	.11	1.32
SW	10.0	11.05	1046.4	.12	1.33
WSW	9.9	9.38	701.2	.11	1.29
W	7.8	7.16	271.6	.10	1.28
WNW	5.5	6.04	118.2	.11	1.31
NW	4.7	5.96	89.3	.13	1.35
NNW	2.6	5.59	40.2	.14	1.39
VRB	1.1	.43	.0	.00	.00

DIA MEDIO DEL PERIODO (HORA GMT)

HORA	NUM.HORAS	V.MEDIA
1	365.	8.74
2	365.	8.69
3	365.	8.62
4	365.	8.58
5	365.	8.61
6	365.	8.68
7	365.	8.67
8	365.	8.64
9	365.	8.46
10	365.	8.23
11	365.	7.99
12	365.	7.85
13	365.	7.71
14	364.	7.72
15	365.	7.72
16	365.	7.83
17	365.	7.79
18	365.	7.90
19	365.	8.08
20	365.	8.24
21	365.	8.39
22	365.	8.48
23	365.	8.62
24	365.	8.73

NIVEL 20 m

FUNCION DENSIDAD DE PROBABILIDAD

VELOCIDAD (m/s)	FRECUENCIA (%)	CURVA DE DURACION (%)
0	1.0	100.0
1	2.5	99.0
2	5.1	96.5
3	7.9	91.4
4	9.9	83.4
5	10.6	73.5
6	10.6	62.9
7	9.7	52.3
8	8.1	42.6
9	7.8	34.5
10	6.9	26.7
11	5.1	19.8
12	4.1	14.7
13	3.2	10.6
14	2.3	7.3

15	1.7	5.0
16	1.2	3.4
17	.8	2.2
18	.5	1.4
19	.3	.9
20	.5	.6

PARAMETROS DE LA FUNCION DE WEIBULL AJUSTADA : A= 8.87m/s C= 2.14

DISTRIBUCION DIRECCIONAL - NIVEL 20 m

RUMBO	FREC. (%)	MEDIA (m/s)	ENERGIA (kWh/m2)	SIGV/V	RAFAG.
N	2.6	4.31	16.0	.17	1.46
NNE	3.9	5.62	61.3	.14	1.38
NE	7.3	8.12	318.6	.11	1.31
ENE	13.6	8.69	729.6	.10	1.27
E	6.1	6.14	126.9	.09	1.25
ESE	3.0	5.63	51.2	.09	1.26
SE	2.6	6.49	69.5	.10	1.29
SSE	3.9	8.56	211.9	.11	1.31
S	5.2	8.06	253.0	.12	1.33
SSW	8.3	9.76	640.0	.12	1.33
SW	10.6	10.61	991.0	.12	1.33
WSW	10.1	9.30	698.3	.12	1.32
W	8.8	7.01	287.3	.12	1.32
WNW	5.5	5.64	90.5	.13	1.37
NW	5.1	5.50	73.8	.14	1.40
NNW	2.4	5.02	26.1	.17	1.47
VRB	1.0	.46	.0	.00	.00

DIA MEDIO DEL PERIODO (HORA GMT)

HORA	NUM.HORAS	V.MEDIA
1	365.	8.11
2	365.	8.07
3	365.	8.02
4	365.	7.99
5	365.	8.01
6	365.	8.05
7	365.	8.05
8	365.	8.02
9	365.	7.82
10	365.	7.65
11	365.	7.51
12	365.	7.46
13	365.	7.36
14	364.	7.38
15	365.	7.38
16	365.	7.47
17	365.	7.41
18	365.	7.49
19	365.	7.64
20	365.	7.77
21	365.	7.91
22	365.	7.94
23	365.	8.05
24	365.	8.13

Anexo II

Producción de Energía y Eficiencia Energética

5 Anexo II. Producción de Energía y Eficiencia Energética

5.1 Aerogenerador V90-1.8

El aerogenerador que finalmente se proyecta instalar es el modelo V90-1.8 ofertado por el fabricante Vestas. La justificación de su elección se basa en la mayor producción anual de energía y su menor coste de inversión inicial. El modelo elegido es un aerogenerador de potencia nominal 1800 kW, de paso variable y 90 m de diámetro de rotor. La altura de buje considerada es 80 m.

La siguiente tabla muestra los valores de la curva de potencia y del coeficiente de empuje del aerogenerador para una densidad de 1,14 kg/m^3.

Velocidad del viento [m/s]	Potencia [kW]	Coeficiente Empuje
3	1	
4	82	0,8317
5	183	0,826
6	333	0,8273
7	542	0,8276
8	820	0,8067
9	1152	0,7394
10	1486	0,6383
11	1717	0,4904
12	1790	0,3603
13	1799	0,2741
14	1800	0,2159
15	1800	0,1743
16	1800	0,1433
17	1800	0,1197
18	1800	0,1013
19	1800	0,0867
20	1800	0,0749
21	1800	0,0653
22	1800	0,0574
23	1800	0,0508
24	1800	0,0455
25	1800	0,0411

Tabla 5.1 Valores de potencia y coeficiente de empuje según velocidad del viento para el modelo V90-1.8 (Densidad del aire: 1,14 kg/m^3). Fuente: Vestas.

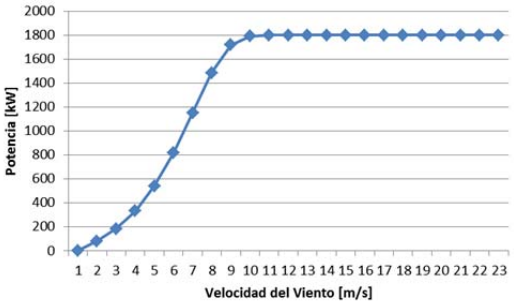


Gráfico 5.1 Curva de potencia aerogenerador V90-1.8 (Densidad del aire: 1,14 kg/m^3).

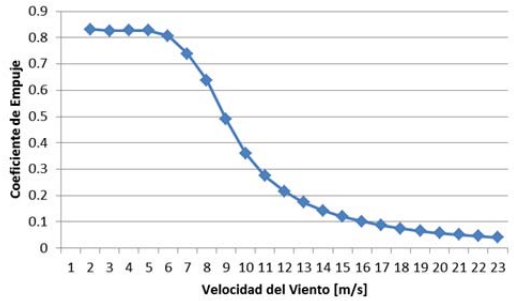


Gráfico 5.2 Coeficiente de empuje aerogenerador V90-1.8 (Densidad del aire: 1,14 kg/m^3).

5.2 Modelización y evaluación de producciones

A fin de evaluar los resultados energéticos de la ampliación del Parque Eólico Sierra de la Picea, se han utilizado técnicas de modelización.

El proceso seguido ha sido el siguiente:

- A partir de los datos de viento del periodo anual de referencia de la estación *Anafreita* y de la topografía del emplazamiento, se ha elaborado usando el programa *WindPro* y mediante modelización con el código WAsP un Atlas eólico de la zona.
- Con este Atlas, se eligen las posiciones más energéticas para situar los aerogeneradores, teniendo en cuenta las restricciones administrativas.
- Utilizando el programa PARK se han evaluado las pérdidas de producción debidas a las estelas.
- Finalmente, se calculan las producciones de los aerogeneradores en las posiciones elegidas.

5.2.1 Datos de entrada al programa

5.2.1.1 Orografía

Los datos de la orografía del terreno son utilizados como dato de entrada por los modelos de evaluación del campo de vientos.

Para la evaluación del emplazamiento se ha utilizado la cartografía del emplazamiento de escala 1:25 000 facilitada por el cliente, con curvas de nivel cada 10 m, y los mapas de escala 1:25 000 de la zona del Instituto Geográfico Nacional. De este modo se dispone de una orografía de gran resolución y se garantiza que los obstáculos del terreno relevantes para la evaluación del campo de vientos sean tenidos en cuenta.

5.2.1.2 Rugosidad superficial

El entorno donde van ubicados los aerogeneradores es similar al de la estación *Anafreita*, es decir, matorral bajo (tojo) y arbolado de altura variable (pino). Se ha utilizado un mapa de rugosidades para la elaboración de los Atlas con un valor de longitud de rugosidad uniforme de z_0= 20 cm para todo el emplazamiento.

5.2.1.3 Datos de viento

Como datos de viento se han utilizado los datos tomados a 40 metros de altura de la estación meteorológica *Anafreita* durante el período de referencia.

5.2.1.4 Densidad del aire y curva de potencia

La densidad del aire en el emplazamiento es de 1,14 kg/m3. Se han utilizado en los cálculos, las curvas de potencia correspondientes a dicha densidad 1,12 kg/m^3, facilitadas por el fabricante de aerogeneradores al cliente.

5.2.1.5 Software utilizado

Para la estimación de la producción energética se ha empleado el programa *WindPro*, versión 2.7.486, que integra los modelos WAsP 9.0 y PARK.

5.2.2 Evaluación de la zona

A partir de los datos de viento del periodo de referencia de la estación *Anafreita*, y de la topografía del emplazamiento, se ha elaborado el Atlas eólico de la zona. Utilizando dicho Atlas se ha obtenido el mapa de isoventas a 80 metros de altura.

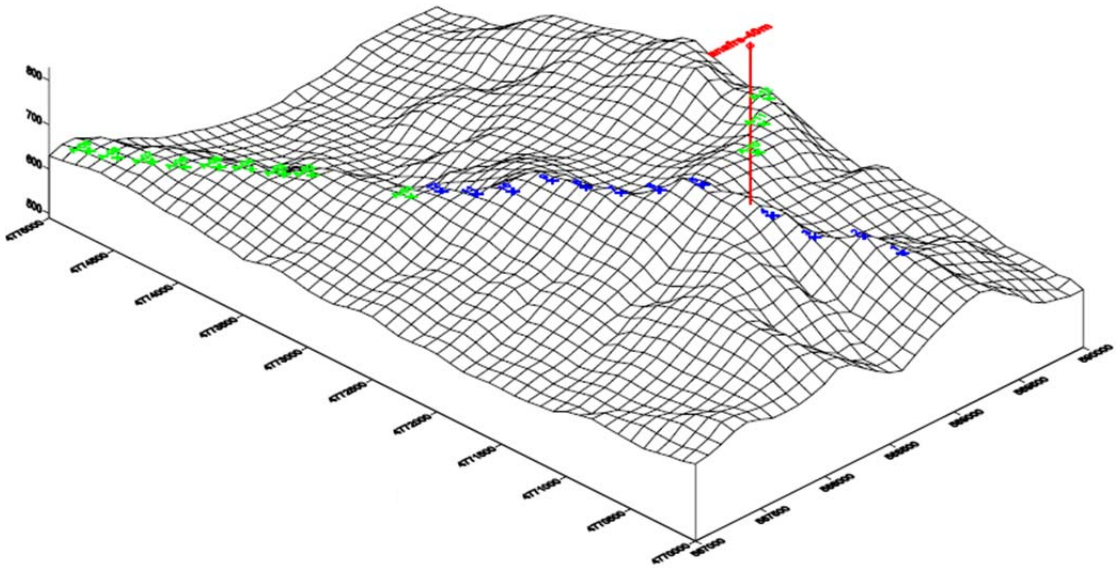


Ilustración 5.1 Vista en 3D del emplazamiento.

En la Ilustración 5.1 Vista en 3D del emplazamiento.se pueden ver en azul las posiciones de los aerogeneradores del Parque Eólico Sierra de la Picea y en verde los aerogeneradores de la fase de ampliación. En rojo se indica la posición de la estación *Anafreita*.

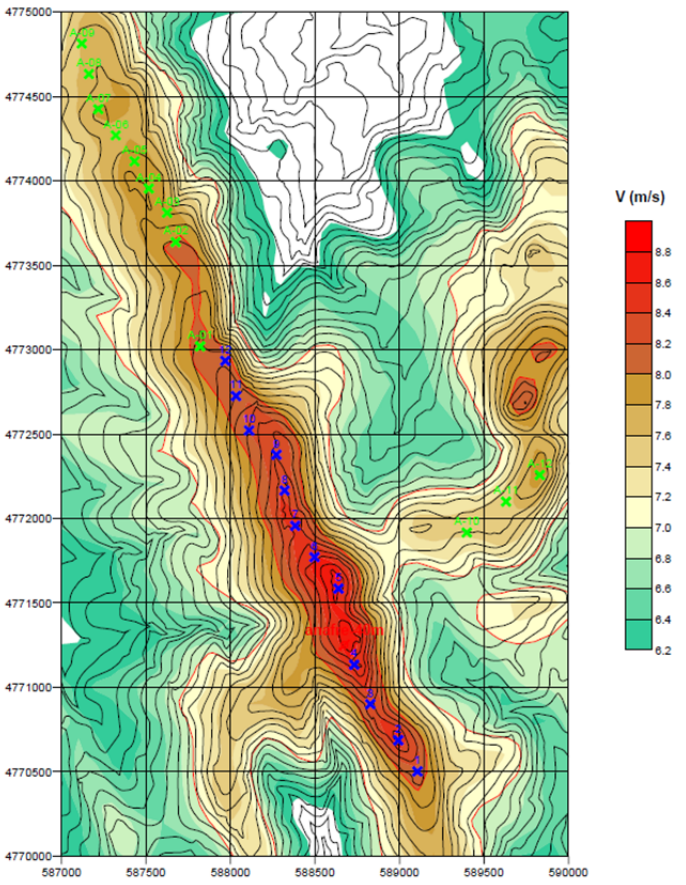


Ilustración 5.2 Mapa de isoventas a 80 m de altura creado a partir de los datos recogidos por la estación Anafreita a 40 m durante el período de referencia.

Se han calculado mediante el modelo WASP las producciones brutas esperadas con buje a 80 metros. La orientación de los aerogeneradores está condicionada por la orografía del emplazamiento. Del número total de aerogeneradores, 11 se encuentran ocupando un cordal de dirección NNW-SSE y tres en alineación WSW-ENE.

5.2.3 Modelo PARK: estimación de pérdidas

Las pérdidas por estelas se han calculado mediante el modelo PARK y suponen una reducción media del 5,4%.

Estas pérdidas son consecuencia principalmente de la posición de los aerogeneradores situados en alineación WSW-ENE: se encuentran alineados a las dos direcciones dominantes, vientos del NE y sectores adyacentes y vientos del SW y sectores adyacentes.

De estas producciones de los aerogeneradores habrá que descontar aquellas pérdidas por indisponibilidad de aerogeneradores y red, y pérdidas en transformación y transporte de electricidad.

Las primeras, se pueden cifrar en un 8% en aerogeneradores del tipo propuesto para este parque. En este 8% quedarían incluidas tanto el 4% de pérdidas correspondientes al 96% de disponibilidad contractualmente garantizado, como un 4% de pérdidas adicional que englobaría otro tipo de pérdidas como son las pérdidas por histéresis, la degradación de curva de potencia por ensuciamiento de palas, las paradas debidas a descargas de rayos, las paradas programadas, etc. Las pérdidas eléctricas, incluida la indisponibilidad de red, pueden ser estimadas en otro 4% para este parque, a falta de mayor información del proyecto.

5.2.4 Estimación de producción anual de energía

En las siguientes tablas se resumen los resultados principales de la estimación de la producción anual de energía para la fase de ampliación del Parque Eólico Sierra de la Picea:

Parque Eólico Ampliación de Sierra de la Picea	
Fabricante	Vestas
Modelo	V90-1.8
Potencia nominal	1800 kW
Altura de buje	80 m
Número de aerogeneradores	14
Potencia nominal	25,2 MW
Producción anual bruta[25]	100591,8 MWh
Producción anual bruta[26]	90959,4 MWh
Producción anual neta[27]	76129,2 MWh
Horas equivalentes	3021 h

Tabla 5.2 Resumen de resultados de la estimación de producción anual de la fase de ampliación.

	Potencia nominal [kW]	Diámetro de rotor [m]	Altura de buje [m]	UTM-x [m]	UTM-y [m]	Producción bruta [MWh/año]	Producción neta [MWh/año]	Eficiencia [%]	Velocidad media del viento [m/s]
A-01	1800	90,0	80,0	XXX820	XXXX020	7,366,0	6,482	99,0	8,02
A-02	1800	90,0	80,0	XXX676	XXXX638	7,202,3	6,338	96,8	7,99
A-03	1800	90,0	80,0	XXX557	XXXX775	6,750,6	5,940	93,3	7,83
A-04	1800	90,0	80,0	XXX456	XXXX924	6,650,4	5,852	94,2	7,70
A-05	1800	90,0	80,0	XXX432	XXXX116	6,570,5	5,782	93,6	7,65
A-06	1800	90,0	80,0	XXX321	XXXX270	6,900,8	6,073	95,5	7,84
A-07	1800	90,0	80,0	XXX218	XXXX425	6,909,6	6,080	94,4	7,90
A-08	1800	90,0	80,0	XXX162	XXXX633	6,771,1	5,959	93,9	7,80
A-09	1800	90,0	80,0	XXX120	XXXX814	6,568,3	5,780	94,0	7,62
A-10	1800	90,0	80,0	XXX398	XXXX917	6,281,4	5,528	94,0	7,47
A-11	1800	90,0	80,0	XXX630	XXXX100	6,257,4	5,506	91,4	7,58
A-12	1800	90,0	80,0	XXX830	XXXX258	7,026,5	6,183	93,6	8,02
A-13	1800	90,0	80,0	XXX803	XXXX485	6,772,5	5,960	93,9	7,78
A-14	1800	90,0	80,0	XXX810	XXXX810	7,123,3	6,269	96,1	7,95

Tabla 5.3 Estimación de la producción anual para cada aerogenerador.

[25] Sin considerar pérdidas por estelas
[26] Corregida con las pérdidas por estelas
[27] Corregida con la disponibilidad, pérdidas eléctricas, histéresis, etc.

Anexo III

Cálculos Eléctricos

6 Anexo III. Cálculos Eléctricos

6.1 Objeto

El presente anexo tiene por objeto el estudio, cálculo y selección de los elementos eléctricos que integran el Parque Eólico Ampliación de Sierra de la Picea, todo ello de acuerdo con la Reglamentación y Normativa vigente de aplicación.

6.2 Datos generales

En la siguiente tabla se muestran las características generales de la instalación eólica en estudio:

Descripción	
Modelo de aerogenerador considerado	*V90-1.8*
Número de aerogeneradores	14
Potencia unitaria	1800 kW
Tensión de servicio	20 kV
Temperatura del terreno	25 ºC
Resistividad térmica del terreno	1 $K \cdot m \cdot W^{-1}$
Profundidad de la instalación	1 m
Distancia entre ternas de cables	25 cm
Tipo de conductor	Aluminio
Caída de tensión máxima	2%
Tipo de instalación	Directamente enterrado
Intensidad de cortocircuito	9,33 kA
Duración del cortocircuito	0,5 s
Factor de potencia	0,95

Tabla 6.1 Datos generales de la instalación eólica.

Parámetro de Escala	**Parámetro de Forma**
9,62 m/s	2,15

Tabla 6.2 Datos de viento. Fuente: Software WAsP.

6.3 Niveles de aislamiento

Los niveles de aislamiento se han adoptado de acuerdo con el MIE-RAT-12. Para la red subterránea de media tensión, 20 kV, los niveles de aislamiento son los que corresponden a materiales del grupo A (Grupo A, 1 kV $\leq U_n \leq$ 52 kV) para aislamiento pleno. Para la línea de evacuación, 66 kV, los niveles de aislamiento son los que corresponden a materiales del grupo B (Grupo B, 52 kV $\leq U_n \leq$ 300 kV).

En la siguiente tabla se especifican los niveles de aislamiento nominales asociados a los valores normalizados de la tensión más elevada soportada por los materiales de los dos sistemas en estudio:

	Grupo A	Grupo B
Tensión más elevada para el material	24 $kV_{eficaces}$	72.5 $kV_{eficaces}$
Tensión nominal soportada a los impulsos tipo rayo	125 kV_{cresta}	325 kV_{cresta}
Tensión nominal soportada de corta duración a frecuencia industrial	50 $kV_{eficaces}$	140$kV_{eficaces}$

Tabla 6.3. Niveles de aislamiento nominales

6.4 Cálculos. Características básicas de la aparamenta

6.4.1 Red subterránea de media tensión

La selección del cable aislado más adecuado se divide en dos etapas:

- Selección del tipo de cable, aislamiento y capas protectoras.
- Cálculo de la tensión nominal y la sección. Estos parámetros se han calculado aplicando la norma UNE 211435 *"Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica"*.

La tensión nominal del cable viene dada por la tensión nominal de la red a la que está conectado y por las características de las protecciones de la misma.

La sección del conductor de la red de media tensión de un parque eólico se establece según cuatro criterios:

- Intensidad máxima admisible.
- Solicitación térmica de la corriente de cortocircuito.
- Caída de tensión máxima.
- Optimización técnico – económica.

6.4.1.1 Estudio de las intensidades nominales

La elección de la sección en función de la intensidad máxima admisible se realiza partiendo de la potencia que ha de transportar el cable, calculando la intensidad correspondiente y eligiendo el cable adecuado de acuerdo con los valores de intensidades máximas que figuran en los datos suministrados por el fabricante afectados según los factores de corrección oportunos que recojan las características de la disposición que no presentan las tablas de intensidades máximas admisibles.

Se calcularán las intensidades nominales de cada tramo de la red subterránea de media tensión (ver esquema unifilar en los planos adjuntos):

La intensidad nominal en las líneas de distribución interior del parque será:

$$I_{n\_i} = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

Ecuación 6.1 Intensidad nominal

donde:

I_{n_i} intensidad nominal que circula por el circuito i, en A.

S_i potencia aparente del circuito i, en kVA.

U_n tensión nominal del circuito i, en kV.

6.4.1.1.1 Carga nominal conectada en el punto A

$$I_{n\_A} = \frac{14 \cdot 1900\ kVA}{\sqrt{3} \cdot 20\ kV} = 767{,}9\ A$$

6.4.1.1.2 Carga nominal en el punto B

$$I_{n\_B} = \frac{1900\ kVA}{\sqrt{3} \cdot 20\ kV} = 54{,}9\ A$$

6.4.1.1.3 Carga nominal en barras de la subestación

Por otra parte, las líneas de distribución del parque se conectarán al embarrado de 20 kV de la subestación. La potencia total (transformador) será de 30 MVA, por lo que la intensidad nominal en este embarrado será:

$$I_n = \frac{30000\ kVA}{\sqrt{3} \cdot 20\ kV} = 866{,}03\ A$$

6.4.1.1.4 Evacuación de la energía a 66 kV

La intensidad en barras a 66 kV de la subestación, considerando los dos transformadores, uno de 25 MVA y otro de 30 MVA, será:

$$I_n = \frac{55000\ kVA}{\sqrt{3} \cdot 66\ kV} = 481{,}12\ A$$

Por su parte, la intensidad en cada una de las posiciones del transformador será:

$$I_n = \frac{25000\ kVA}{\sqrt{3} \cdot 66\ kV} = 218{,}69\ A$$

$$I_n = \frac{30000\ kVA}{\sqrt{3} \cdot 66\ kV} = 262{,}43\ A$$

6.4.1.2 Estudio de las intensidades de cortocircuito

Para el cálculo de la sección mínima necesaria por intensidad de cortocircuito es necesario conocer la potencia de cortocircuito, S_{cc}, existente en el punto de la red donde ha de alimentar el cable subterráneo para obtener a su vez la intensidad de cortocircuito que será igual a:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

Ecuación 6.2 Intensidad de cortocircuito

I_{cc} intensidad de cortocircuito que circula por el circuito i, en kA.

S_{cc} potencia de cortocircuito del circuito i, en MVA.

U_n tensión nominal del circuito i, en kV.

En este apartado se calcularán las reactancias equivalentes hasta el punto de cortocircuito, potencias de cortocircuito y las corrientes de cortocircuito a interrumpir por el interruptor en los dos puntos distintos de cortocircuito:

Tomamos como base de cálculo el valor:

$$S_b = 14 \cdot 1900 = 26600\ kVA$$

Antes de operar con valores de las reactancias de los distintos elementos es necesario referirlos a una base común, potencia base en kVA, S_b.

Se calcularán en este apartado las intensidades de cortocircuito trifásico simétrico en los puntos señalados como A, B1 y B2:

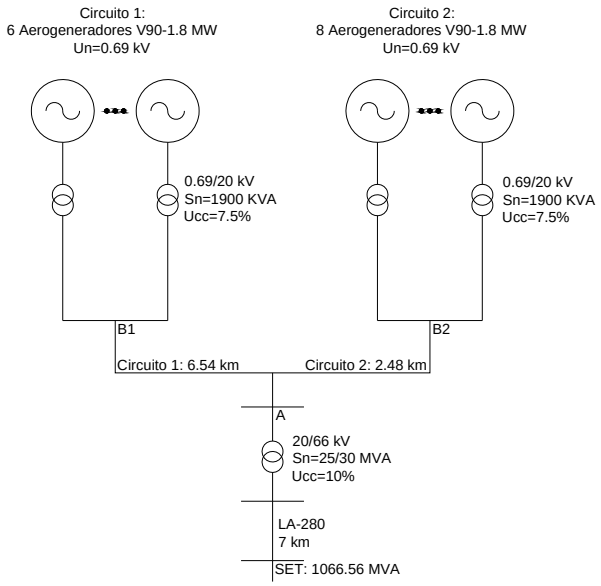


Ilustración 6.1 Esquema simplificado PE Ampliación de Sierra de la Picea.

Teniendo en cuenta la intensidad de cortocircuito aportada por la subestación 66/150 kV, podemos calcular la potencia de cortocircuito en dicho punto haciendo uso de la Ecuación 6.2 Intensidad de cortocircuito:

$$I_{cc_{red}} = 9{,}33\ kA$$

$$S_{cc_{red}} = \sqrt{3} \cdot 66 \cdot 9{,}33 = 1066{,}6\ MVA$$

6.4.1.2.1 Línea aérea de evacuación en 66 kV

La línea de evacuación aérea que conecta la subestación de este parque con la subestación 66/150 kV está formada por conductor LA-280, que presenta una reactancia por kilómetro de 0,3775 ohm/km.

Para los 7 km de línea, la reactancia será la siguiente:

$$X_{línea} = 0{,}3775 \frac{ohm}{km} \cdot 7\ km = 2{,}64\ ohm$$

$$x_{línea} = \frac{X_{línea}}{\frac{U_b^2}{S_b}} = \frac{2{,}64\ ohm}{\frac{(66\ kV)^2}{26{,}6\ MVA}} = 0{,}0161$$

6.4.1.2.2 Parque Eólico Sierra de la Picea

Se dispone del dato de la reactancia equivalente en barras a 66 kV de la instalación anexa a la que aquí se proyecta. Su valor es 0,081 pu.

6.4.1.2.3 Subestación del parque eólico

Los valores de las reactancias de la subestación y del transformador de potencia de la subestación hay que referirlos a la potencia base que hemos considerado:

$$x_{set} = \frac{X_{cc}}{\frac{U_b^2}{S_b}} = \frac{S_b}{S_{cc}} = \frac{26{,}6\ MVA}{1066{,}56} = 0{,}00249$$

6.4.1.2.4 Transformador 66/20 kV

$$x_{66/20} = \frac{U_{cc}(\%)}{100} \cdot \frac{\cancel{U^2}}{S_n} \cdot \frac{S_b}{\cancel{U_b^2}} = \frac{U_{cc}(\%)}{100} \cdot \frac{S_b}{S_n} = 0{,}10 \cdot \frac{26{,}6}{30} = 0{,}0886$$

6.4.1.2.5 Intensidad de cortocircuito en el punto A

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito del lado de 20 kV de la subestación, deberemos tener en cuenta los valores de determinadas reactancias:

$$S_{cc} = \frac{u^2}{x_T} \cdot S_b = \frac{1^2}{0{,}0886 + 0{,}00249 + (0{,}0161 // 0{,}081)} \cdot 26{,}6 MVA = 254{,}5\ MVA$$

Haciendo uso nuevamente de la Ecuación 6.2:

$$I_{cc} = \frac{254{,}5\ MVA}{\sqrt{3} \cdot 20\ kV} = 7{,}3\ kA$$

6.4.1.2.6 Transformador 0.69/20 kV

Calculamos la reactancia por unidad del transformador 0.69/20 kV:

Convertimos el valor de la reactancia por unidad de la máquina al valor de la reactancia por unidad referido a la potencia base. Para ello bastará multiplicar la reactancia por la relación entre la nueva base y la antigua.

$$x_{0.69/20\_1900} = \frac{U_{cc}(\%)}{100} \cdot \frac{\cancel{U^2}}{S_n} \cdot \frac{S_b}{\cancel{U_b^2}} = \frac{U_{cc}(\%)}{100} \cdot \frac{S_b}{S_n} = 0{,}075 \cdot \frac{26{,}6\ MVA}{1{,}9\ MVA} = 1{,}05$$

6.4.1.2.7 Circuito 1

La línea que constituye el circuito 1 tiene una longitud hasta el primer aerogenerador de 6,54 km. Las secciones del conductor se calculan, para el cálculo de las reactancias de cada circuito, en el caso más desfavorable tomando el conductor de mayor sección. Suponemos que el conductor es RHZ1 12/20 kV 3×1×(1×500 mm2) Al, el cual tiene una reactancia por kilómetro de 0,095 Ω/km, es decir un total de 0,621 ohm:

$$x_1 = \frac{X_1}{\frac{U_b^2}{S_b}} = \frac{0{,}621}{\frac{(20\ kV)^2}{26{,}6\ MVA}} = 0{,}0413$$

6.4.1.2.8 Circuito 2

La línea que constituye el circuito 2 tiene una longitud hasta el primer aerogenerador de 2,48 km. Las secciones del conductor se calculan, para el cálculo de las reactancias de cada circuito, en el caso más desfavorable tomando el conductor de mayor sección. Suponemos que el conductor es RHZ1 12/20 kV 3×1×(1×500 mm2) Al, el cual tiene una reactancia por kilómetro de 0,095 Q/km, es decir un total de 0,228 ohm:

$$x_2 = \frac{X_2}{\frac{U_b^2}{S_b}} = \frac{0{,}228}{\frac{(20\ kV)^2}{26{,}6\ MVA}} = 0{,}0152$$

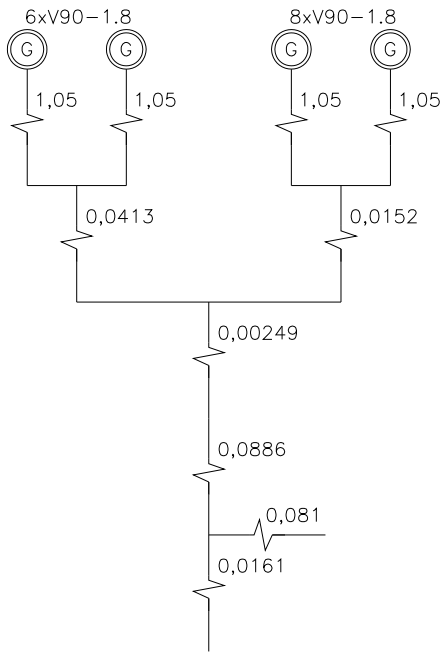


Ilustración 6.2 Esquema de las reactancias en por unidad.

Las reactancias equivalentes en los puntos B1 y B2 son:

$$x_{B1} = (0{,}0413 + (0{,}143//0{,}105))//0{,}175 = 0{,}0644$$

$$x_{B2} = (0{,}0152 + (0{,}216//0{,}105))//0{,}131 = 0{,}0519$$

Así, tenemos para el punto B1:

$$S_{cc1} = \frac{u^2}{x_1} \cdot S_b = \frac{1^2}{0{,}0644} \cdot 26{,}6\ MVA = 411{,}8\ MVA$$

La corriente de cortocircuito en el punto B1:

$$I_{ccB1} = \frac{411{,}8\ MVA}{\sqrt{3} \cdot 20\ kV} = 11{,}9\ kA$$

Y para el punto B2:

$$S_{cc2} = \frac{u^2}{x_2} \cdot S_b = \frac{1^2}{0{,}0519} \cdot 26{,}6\ MVA = 512{,}5\ MVA$$

La corriente de cortocircuito en el punto B2:

$$I_{ccB2} = \frac{512{,}5\ MVA}{\sqrt{3} \cdot 20\ kV} = 14{,}8\ kA$$

Los datos obtenidos se resumen en la Tabla 6.4 Resultados del análisis de cortocircuito trifásico en el parque.

Tramo	Tensión	Intensidad Nominal	Intensidad Cortocircuito
SET (66 kV)	66 kV	232,7 A	9,33 kA
SET (20 kV)	20 kV	767,9 A	7,3 kA
B1	20 kV	54,9 A	11,9 kA
B2	20 kV	54,9 A	14,8 kA

Tabla 6.4 Resultados del análisis de cortocircuito trifásico en el parque.

6.4.1.3 Conductores

Para el dimensionamiento de los conductores de energía del parque se tendrán en cuenta las características de la instalación:

- Tensión de la instalación: 20 kV y 66 kV
- Intensidad de carga
- Intensidad de cortocircuito

En la tabla siguiente se presenta un resumen de las características de cálculo de las líneas de la instalación eléctrica del Parque:

6.4.1.3.1 Líneas de distribución del parque

Se proyecta la utilización de cable aislado con polietileno reticulado (XLPE) del fabricante Prysmian, tipo *Al VOLTALENE H VEMEX 1×n/m mm^2 12/20 kV*. Se trata de un cable tipo RHZ1 unipolar de aluminio y apantallado.

Como se ha dicho anteriormente, la sección del conductor se establece según los criterios:

- Intensidad máxima admisible.
- Solicitación térmica de la corriente de cortocircuito.
- Caída de tensión máxima.
- Optimización técnico-económica.

Para calcular la intensidad nominal de cada tramo se hará uso de la Ecuación 6.1.

Se comprobará que la intensidad máxima de cortocircuito en cada tramo no supere la máxima admitida por la sección elegida, según norma UNE 21144.

La caída de tensión que se produce en cada tramo de conductor se calcula según:

$$\Delta U_i = \sqrt{3} \cdot I_i \cdot L_i \cdot (R_{Li} \cdot \cos\varphi + X_{Li} \cdot \sin\varphi)$$

Ecuación 6.3 Caída de tensión

I_i intensidad nominal que circula por el tramo i, en A.

ΔU_i caída de tensión que se produce en el tramo i, en kV.

L_i longitud del tramo i, en m.

R_{Li} resistencia por unidad de longitud del conductor en el tramo i, en Ω/m.

X_{Li} reactancia por unidad de longitud del conductor en el tramo i, en Ω/m.

La estimación de las pérdidas de potencia que se producen en los conductores se traduce en el cálculo de las pérdidas producidas por efecto Joule. La pérdida de potencia activa que se produce en un tramo se calcula según:

$$\Delta P_i = 3 \cdot I_i^2 \cdot R_{Li} \cdot L_i$$

Ecuación 6.4 Pérdida de potencia por efecto Joule

ΔP_i pérdida de potencia activa que se produce en el tramo i, en W.

I_i intensidad nominal que circula por el tramo i, en A.

R_{Li} resistencia por unidad de longitud del conductor en el tramo i, en Ω/m.

L_i longitud del tramo i, en m.

Esta forma de estimar las pérdidas da como resultado las pérdidas de potencia en régimen nominal, es decir, cuando el aerogenerador está trabajando a máxima carga, situación ésta que se da en un porcentaje de horas al año muy bajo.

Para obtener una estimación más fina del porcentaje de pérdidas de la red de MT es necesario calcular la energía total anual que los aerogeneradores pueden suministrar en el emplazamiento. Para ello se utiliza un procedimiento estático, que se hace analíticamente a partir de la curva de probabilidad del viento correspondiente a un período representativo, y de la curva de funcionamiento del aerogenerador. De la multiplicación de ambas se obtiene la curva de probabilidad de ocurrencia en cada intervalo de potencia, cuya integral da como resultado la producción energética estimada para el período considerado.

La expresión analítica usada para representar la probabilidad de velocidades de viento, es la distribución de Weibull en función de los parámetros de forma y escala representativos del parque eólico.

En forma discreta, las pérdidas de energía producidas en el tramo i cuando la velocidad del viento es j, ΔE_{ij}, serán:

$$\Delta E_{ij} = 3 \cdot I_{ij}^2 \cdot R_{Li} \cdot L_i \cdot 8760 \frac{h}{\text{año}} \cdot \frac{n_j(\%)}{100}$$

Ecuación 6.5 Pérdidas de energía anuales en función de la velocidad del viento

donde:

I_{ij} intensidad que circula por el tramo i cuando la velocidad del viento es j, en A.

n_j probabilidad de que la velocidad del viento en un instante sea j, en %.

Con lo que las pérdidas de energía que se producen en el tramo i a lo largo de un año son:

$$\Delta E_i = \sum_{\forall j} 3 \cdot I_{ij}^2 \cdot R_{Li} \cdot L_i \cdot 8760 \frac{h}{año} \cdot \frac{n_j(\%)}{100}$$

Ecuación 6.6 Pérdidas de energía anuales

A continuación se muestran en tablas los cálculos realizados que llevan a la elección de la sección.

En las tablas Tabla 6.5 y Tabla 6.6 se describe para cada tramo el origen y destino, longitud y el valor de intensidad junto a la sección mínima que cumple con el criterio de intensidad máxima admisible[28] por el conductor.

Origen y Destino			Longitud	Potencia	fp	$I_{nominal}$	Sección mínima
14	→	13	520 m	1800 kW	0,95	54.70 A	50 mm2
13	→	12	251 m	3600 kW	0,95	109.39 A	50 mm2
12	→	11	300 m	5400 kW	0,95	164.09 A	50 mm2
11	→	10	508 m	7200 kW	0,95	218.79 A	70 mm2
10	→	1	2601 m	9000 kW	0,95	273.48 A	120 mm2
1	→	SET	2362 m	10800 kW	0,95	328.18 A	150 mm2

Tabla 6.5 Descripción de tramos y valores de intensidad nominal del circuito 1.

Origen y Destino			Longitud	Potencia	fp	$I_{nominal}$	Sección mínima
2	→	3	244 m	1800 kW	0,95	54.70 A	50 mm2
3	→	4	240 m	3600 kW	0,95	109.39 A	50 mm2
4	→	5	272 m	5400 kW	0,95	164.09 A	50 mm2
5	→	6	271 m	7200 kW	0,95	218.79 A	70 mm2
6	→	7	242 m	9000 kW	0,95	273.48 A	120 mm2
7	→	8	456 m	10800 kW	0,95	328.18 A	150 mm2
8	→	9	499 m	12600 kW	0,95	382.87 A	240 mm2
9	→	SET	247 m	14400 kW	0,95	437.57 A	300 mm2

Tabla 6.6 Descripción de tramos y valores de intensidad nominal del circuito 2.

En las tablas Tabla 6.7 y Tabla 6.8 se muestran los valores de sección para cada tramo que resultan de optimizar el volumen de conductor empleado (objetivo: minimizar la cantidad de material conductor empleado) cumpliendo con la restricción del límite de caída de tensión (restricción: caída de tensión máxima igual al 3% del nivel de tensión en la red).

Origen-Destino			Longitud	Potencia	fp	ΔU	Sección óptima
14	→	13	520 m	1800 kW	0,95	21 V	95 mm2
13	→	12	251 m	3600 kW	0,95	16 V	120 mm2

[28] Se han considerado los diferentes factores de corrección oportunos que recogen las características de la instalación que no representan las tablas de intensidades máximas admisibles.

12	→	11	300 m	5400 kW	0,95	29 V	120 mm2
11	→	10	508 m	7200 kW	0,95	55 V	150 mm2
10	→	1	2601 m	9000 kW	0,95	229 V	240 mm2
1	→	SET	2362 m	10800 kW	0,95	250 V	240 mm2
						ΔU_{total} = 600 V	

Tabla 6.7 Caída de tensión y sección óptima según el criterio de caída de tensión máxima en el circuito 1.

Origen-Destino			**Longitud**	**Potencia**	**fp**	**ΔU**	**Sección óptima**
2	→	3	244 m	1800 kW	0,95	34 V	25 mm2
3	→	4	240 m	3600 kW	0,95	67 V	25 mm2
4	→	5	272 m	5400 kW	0,95	62 V	50 mm2
5	→	6	271 m	7200 kW	0,95	58 V	70 mm2
6	→	7	242 m	9000 kW	0,95	39 V	120 mm2
7	→	8	456 m	10800 kW	0,95	74 V	150 mm2
8	→	9	499 m	12600 kW	0,95	62 V	240 mm2
9	→	SET	247 m	14400 kW	0,95	35 V	240 mm2
						ΔU_{total} = 430.9 V	

Tabla 6.8 Caída de tensión y sección óptima según el criterio de caída de tensión máxima en el circuito 2.

Habiéndose calculado los valores de corriente de cortocircuito ante fallo trifásico, se fija la mínima sección en 95 mm^2 por ser esta la mínima que aguanta los valores de 11,9 y 14,8 kA.

La siguiente tabla recoge los valores de sección finalmente elegidos para cada tramo:

Origen-Destino			**L**	**$I_{nominal}$**	**ΔU (%)**	**Sección**	**R[29]**	**X[30]**
				Circuito 1				
14	→	13	520 m	54.70 A	0,10 %	95 mm2	0,403 Ω/km	0,120 Ω/km
13	→	12	251 m	109.39 A	0,08 %	120 mm2	0,321 Ω/km	0,115 Ω/km
12	→	11	300 m	164.09 A	0,15 %	120 mm2	0,321 Ω/km	0,115 Ω/km
11	→	10	508 m	218.79 A	0,27 %	150 mm2	0,262 Ω/km	0,112 Ω/km
10	→	1	2601 m	273.48 A	1,15 %	240 mm2	0,161 Ω/km	0,105 Ω/km
1	→	SET	2362 m	328.18 A	1,25 %	240 mm2	0,161 Ω/km	0,105 Ω/km
				ΔU_{total} (%) =	3,00 %			
				Circuito 2				
2	→	3	244 m	54.70 A	0,17%	95 mm2	0,403 Ω/km	0,120 Ω/km
3	→	4	240 m	109.39 A	0,34%	95 mm2	0,403 Ω/km	0,120 Ω/km
4	→	5	272 m	164.09 A	0,31%	95 mm2	0,403 Ω/km	0,120 Ω/km
5	→	6	271 m	218.79 A	0,29%	95 mm2	0,403 Ω/km	0,120 Ω/km
6	→	7	242 m	273.48 A	0,20%	120 mm2	0,321 Ω/km	0,115 Ω/km
7	→	8	456 m	328.18 A	0,37%	150 mm2	0,262 Ω/km	0,112 Ω/km
8	→	9	499 m	382.87 A	0,31%	240 mm2	0,161 Ω/km	0,105 Ω/km
9	→	SET	247 m	437.57 A	0,17%	240 mm2	0,161 Ω/km	0,105 Ω/km

[29] Resistencia máxima en corriente alterna a 50 Hz y a 90 ºC.
[30] Reactancia a frecuencia 50 Hz y 12/20 kV de nivel de tensión nominal.

ΔU_{total} (%) =	2,15 %

Tabla 6.9 Secciones de cable para la red de media tensión.

A continuación se realiza el estudio de la estimación de pérdidas eléctricas en la red subterránea de media tensión. Para ello, como se explicó anteriormente, se hará uso de la curva de potencia del aerogenerador, de la distribución estadística de las velocidades del viento y de la gráfica resultado del producto de ambas.

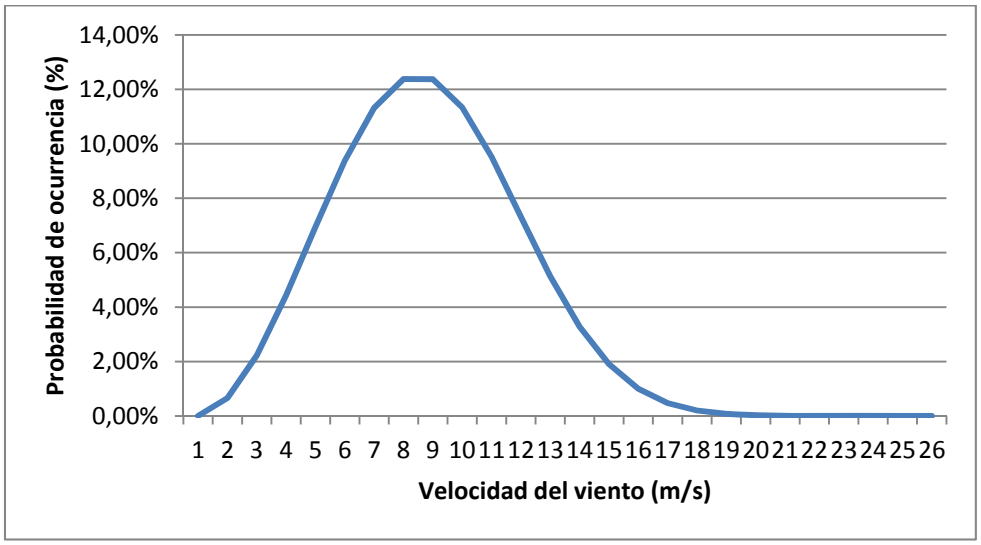


Gráfico 6.1. Distribución Weibull de las velocidades del viento. Factor de escala = 9,62 m/s. Factor de forma = 2,15.

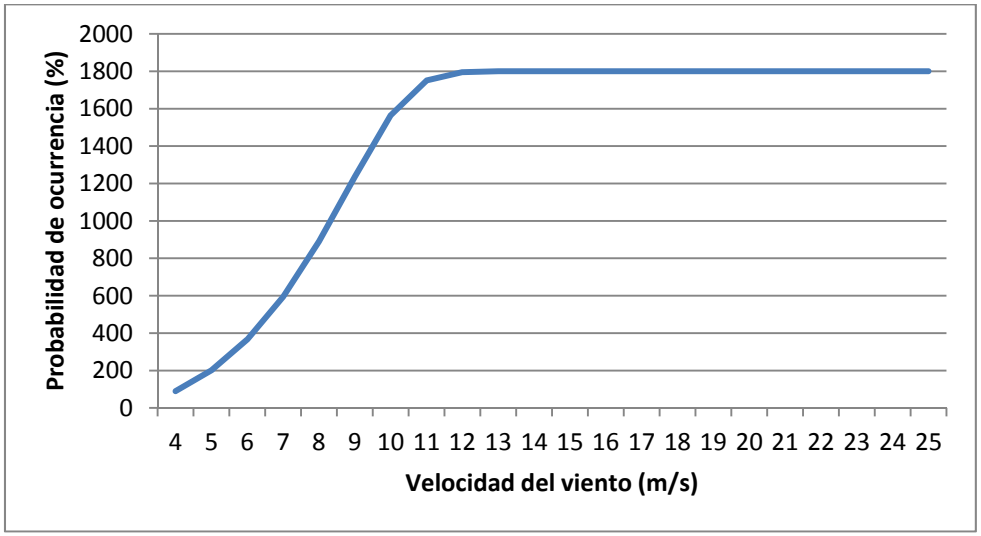


Gráfico 6.2 Curva de potencia aerognerador *V90-1.8* (densidad del aire = 1,114 kg/mm^3).

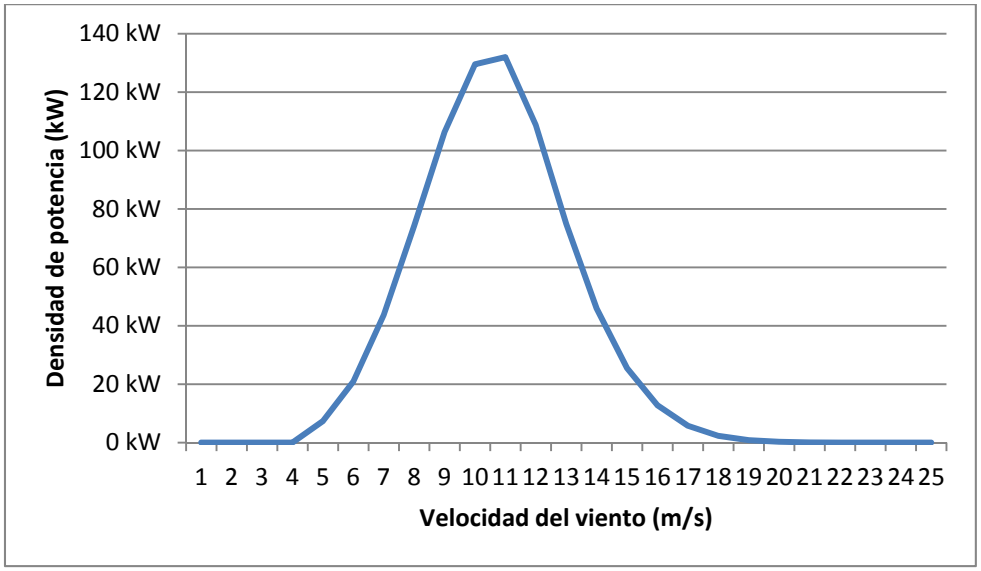


Gráfico 6.3 Densidad de potencia según la distribución estadística de las velocidades del viento.

En la siguiente tabla se recoge, según las secciones elegidas anteriormente, la estimación de las pérdidas de energía producidas en el cableado eléctrico.

Origen-Destino			L	$I_{nominal}$	ΔU (%)	Sección	ΔP	ΔP (%)
Circuito 1								
14	→	13	520 m	54.70 A	0,10 %	95 mm2	0.59 kW	0.0053%
13	→	12	251 m	109.39 A	0,08 %	120 mm2	0.91 kW	0.0082%
12	→	11	300 m	164.09 A	0,15 %	120 mm2	2.45 kW	0.0221%
11	→	10	508 m	218.79 A	0,27 %	150 mm2	6.01 kW	0.0543%
10	→	1	2601 m	273.48 A	1,15 %	240 mm2	29.57 kW	0.2670%
1	→	SET	2362 m	328.18 A	1,25 %	240 mm2	38.67 kW	0.3491%
Circuito 2								
2	→	3	244 m	54.70 A	0,17%	95 mm2	0.28 kW	0.0025%
3	→	4	240 m	109.39 A	0,34%	95 mm2	1.09 kW	0.0099%
4	→	5	272 m	164.09 A	0,31%	95 mm2	2.79 kW	0.0252%
5	→	6	271 m	218.79 A	0,29%	95 mm2	4.94 kW	0.0446%
6	→	7	242 m	273.48 A	0,20%	120 mm2	5.49 kW	0.0495%
7	→	8	456 m	328.18 A	0,37%	150 mm2	12.15 kW	0.1097%
8	→	9	499 m	382.87 A	0,31%	240 mm2	11.12 kW	0.1004%
9	→	SET	247 m	437.57 A	0,17%	240 mm2	7.19 kW	0.0649%

Tabla 6.10 Pérdidas eléctricas producidas en los tramos de la red subterránea de media tensión.

En global, tenemos los siguientes resultados:

Parque Eólico Ampliación de Sierra de la Picea	
Potencia Nominal	25,2 MW
Horas equivalentes anuales	3021 h
Producción energética anual	76,2 GWh
Pérdidas eléctricas en el cableado de la red de media tensión	838 MWh
Pérdidas eléctricas en el cableado de la red de media tensión	1,1 %

Tabla 6.11 Resultados de producción anual del parque y pérdidas eléctricas en el cableado de la red de media tensión.

Tenemos que el 1,1 % de la energía eléctrica anual capaz de generar el parque eólico se pierde en el cableado eléctrico. Este valor es admisible en este tipo de instalaciones y por tanto se dan por buenos los valores de las secciones elegidas para la red subterránea del parque.

6.4.1.4 Selección de interruptores

A partir de los cálculos anteriores, se indican a continuación las características generales que deberán tener los interruptores en cada posición.

6.4.1.4.1 Posición de línea 66 kV

- Tensión asignada 72,5 kV
- Intensidad nominal 2000 A
- Intensidad de corte 31,5 kA
- Capacidad de cierre 79 kA
- Tiempo de corte < 100 ms

6.4.1.4.2 Posición de trafo 66 kV

- Tensión asignada 72,5 kV
- Intensidad nominal 2000 A
- Intensidad de corte 31,5 kA
- Capacidad de cierre 79 kA
- Tiempo de corte < 100 ms

6.4.1.4.3 Posición de trafo 20 kV

- Tensión asignada 24 kV
- Intensidad nominal 1250 A
- Intensidad de corte 20 kA
- Capacidad de cierre 40 kA

- Tiempo de corte < 100 ms

6.4.1.4.4 Posición líneas 20 kV

- Tensión asignada 24 kV
- Intensidad nominal 630 A
- Intensidad de corte 20 kA
- Capacidad de cierre 40 kA
- Tiempo de corte < 100 ms

6.4.2 Red de tierras de la subestación

El cálculo y diseño de la red de tierras de la subestación se ha realizado en base a las indicaciones para el cumplimiento de la instrucción MIE-RAT 13 del Reglamento de Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, y las Instrucciones Técnicas Complementarias.

Los cálculos justificativos estarán basados en el documento ANSI/IEEE St.80-2000. La instalación de la red de tierra estará constituida por:

- Red de cables de cobre desnudo de 95 mm^2 de sección a una profundidad de 0,8 m por debajo del terreno, formando una cuadrícula y uniéndose cada cruce mediante soldaduras exotérmicas.
- Conexiones de los apoyos y de los equipos, mediante herrajes y cables en función del tipo de equipo. Todas estas conexiones se realizarán del mismo modo con cable de cobre desnudo de 95 mm^2 de sección.

6.4.2.1 Datos de partida

Para el cálculo de la red de tierra se tomarán los siguientes datos de partida:

Red de Tierras		
Intensidad de defecto a tierra[31]	I_d	6531 A
Tiempo de desconexión del defecto	t	0,5 s
Profundidad de la malla de tierra	h	0,8 m
Resistencia del cuerpo humano[32]		1000 Ω
Resistividad del terreno[33]	ρ	100 Ω · m
Resistividad superficial de la subestación	ρ_s	> 3000 Ω·m

Tabla 6.12 Datos de diseño de la puesta a tierra.

[31] 70% de la intensidad de cortocircuito, según MIE-RAT 13
[32] Según MIE-RAT-13
[33] Según la Tabla 1 del MIE-RAT-13, arena arcillosa, puesto que se trata de una instalación con intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA.

6.4.2.2 Tensiones de paso y de contacto admisibles

Para validar el diseño de la instalación de puesta a tierra, se calculan los valores máximos de las tensiones de paso y contacto a que puedan quedar sometidas las personas que circulen o permanezcan en puntos accesibles del interior o exterior de la instalación eléctrica.

Las tensiones máximas aplicables al cuerpo humano vienen dadas por las siguientes expresiones, según MIE-RAT-13:

– Tensión de paso

$$V_p = \frac{10K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6\rho_s}{1000}\right)$$

Ecuación 6.7 Tensión máxima admisible de paso en V.

– Tensión de contacto

$$V_C = \frac{K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{1{,}5\rho_s}{1000}\right)$$

Ecuación 6.8 Tensión máxima admisible de contacto en V.

siendo:
ρ_s = 5000 Ω·m

K y n constantes en función del tiempo de desconexión del defecto.

	K	n
$0,1\ s < t \leq 0,9\ s$	72	1
$0,9\ s < t \leq 3\ s$	78,5	0,18
$3\ s < t \leq 5\ s$	$V_{ca} \leq 64\ V$	
$t > 5\ s$	$V_{ca} \leq 50\ V$	

Tabla 6.13 Parámetros K y n.

Se obtienen las tensiones máximas admisibles:

$$V_p = 44{,}640\ V$$

$$V_c = 1{,}224\ V$$

6.4.2.3 Cálculo de la resistencia de la malla de tierra

La red de tierra del parque enlazará los sistemas de puesta a tierra de los aerogeneradores con la malla de tierra de la subestación, de forma que toda la infraestructura eléctrica forme un conjunto equipotencial.

La red de tierra del parque eólico estará formada por un conductor de cable desnudo con las siguientes características:

Resistencia de la malla de tierra		
Conductor Subterráneo		Cu 95 mm^2
Longitud		11120,63 m
	En zanjas	9020,63 m
	En anillos aerogeneradores	2100 m (150x14)

Tabla 6.14 Cable conductor de la red de tierra del parque eólico.

El cálculo de la resistencia de la puesta a tierra se hace a través de la Ecuación 6.9 Resistencia de la puesta a tierra..

$$R_g = \rho \cdot \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Ecuación 6.9 Resistencia de la puesta a tierra.

6.4.2.4 Resistencia de la red de tierra de los aerogeneradores

6.4.2.4.1 Aerogeneradores

Resistencia de la malla de tierra del aerogenerador		
Resistividad del terreno	ρ	100 Ω·m
Longitud del conductor enterrado	L	150 m
Profundidad del conductor enterrado	h	1 m
Área cubierta por la malla	A	273 m^2

Tabla 6.15 Valores para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra del aerogenerador.

$$R_g^{WTG} = 3{,}08\ \Omega$$

Como el parque tiene 14 Aerogeneradores, la resistencia del conjunto será:

$$R_g^{WTGs} = \frac{3{,}08}{14}\ \Omega = 0{,}22\ \Omega$$

6.4.2.4.2 Red de conexión entre aerogeneradores

Para calcular la red de interconexión de los aerogeneradores se puede emplear la expresión para un conductor enterrado con dispersión en horizontal:

$$R_g = \frac{\rho}{\pi L} \cdot Ln\left(\frac{2l}{d}\right)$$

Ecuación 6.10 Resistencia de la puesta a tierra para conductor con dispersión en horizontal.

Resistencia de la red de conexión entre aerogeneradores	
Longitud del conductor horizontal Cu 50 mm^2	11.120,63
Resistividad del terreno	100 Ω·m
Diámetro del conductor (50 mm^2)	0,0089 m

$$R_g^{zanja} = 0{,}042$$

6.4.2.4.3 Resistencia total

Teniendo en cuenta que las anteriores resistencias están en paralelo y despreciando la impedancia de las pantallas de los cables de media tensión, tendremos:

$$\frac{1}{R_g^{MT}} = \frac{1}{R_g^{WTGs}} + \frac{1}{R_g^{zanja}}$$

Se obtiene un valor para la resistencia a tierra de la red de media tensión de:

$$R_g^{MT} = 0{,}035\ \Omega$$

Observamos que la resistencia de tierra de los aerogeneradores tiene poca influencia en la resistencia total debido a la gran cantidad de cable de 50 mm^2 enterrado en las zanjas de la red subterránea.

6.4.2.5 Resistencia de la malla de la subestación

Según el apartado 4.2 de la norma Std. 80-2000:

$$R_g^{sub} = \rho \cdot \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot A}} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}}\right)\right]$$

R_g^{sub} Resistencia de la malla de tierra[34], en Ω.

ρ Resistividad del terreno: 100 Ω·m.

L Longitud del conductor enterrado: 900 m.

h Profundidad del conductor enterrado: 0,8 m.

A Área cubierta por la malla: 2.187 m^2.

$$R_g^{sub} = 1{,}03\ \Omega$$

6.4.2.6 Resistencia de la malla de tierra general

La malla de la subestación no está aislada sino que estará unida a la malla de la red de media tensión del parque, con lo que la resistencia real de la malla de la subestación (o del parque) será:

$$R_g = R_g^{sub} // R_g^{MT} = 0{,}034\ \Omega$$

6.4.2.7 Comprobaciones en la malla de la subestación

6.4.2.7.1 Diseño de la malla

Red de tierra		
Profundidad	h	0,8 m
Superficie ocupada por la malla	A	2.187m2
N° de conductores longitudinales de la malla de tierra	n_L	9
N° de conductores transversales de la malla de tierra	n_T	13
Conductor de la malla de tierra		Cu desnudo de 95mm^2
Longitud de conductor red de tierras subestación		900 m

Tabla 6.16 Características de la red de tierra.

6.4.2.7.2 Comprobación de las máximas tensiones de Paso y Contacto admisibles

Utilizaremos las fórmulas del apartado 16.5 de la norma Std. 80-2000:

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G}{L_m}$$

Ecuación 6.11 Tensión de contacto.

[34] Fórmula válida si 0,25 m < h < 2,5 m.

$$E_S = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L_s}$$

Ecuación 6.12 Tensión de paso.

Con los coeficientes dados por las siguientes expresiones:

$$K_m = \frac{1}{2\pi}\left[\ln\left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D+2h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d}\right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln\frac{8}{\pi(2 \cdot n - 1)}\right]$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}}$$

$$K_h = \sqrt{1+h}$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

$$n_a = 2 \cdot \frac{L_c}{L_p}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}}$$

$n_c = 1$ para mallas cuadradas o rectangulares

$n_d = 1$ para mallas cuadradas, rectangulares o en L

$$K_i = 0{,}644 + 0{,}148 \cdot n$$

$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+d} + \frac{1}{D}(1 - 0{,}5^{n-2})\right]$ si 0,25 m < h < 2,5 m

donde:

I_G Intensidad de tierra (la que circula entre la malla de tierra y tierra): 6531 A.

ρ Resistividad media del terreno: 100 Ω·m.

L_C Longitud de conductor enterrado: 900 m.

L_R Longitud de las picas enterradas: 52 m.

L_P Longitud de conductor enterrado en el perímetro de la malla: 201,51 m.

L_M Longitud total del conductor enterrado (contacto): $L_M = L_C + L_R = 952\ m$.

L_S Longitud total de conductor (paso): $L_S = 0{,}75 \cdot L_C + 0{,}85 \cdot L_R = 719{,}2\ m$.

D Dimensión de la cuadrícula (espacio medio entre conductores): 7,5 m.

d Diámetro de los conductores de la malla (cobre 95 mm2): 0,011 m.

h Profundidad de enterramiento: 0,8 m.

A Área de la malla: 2187 m^2.

$$n_a = 2 \cdot \frac{900}{201{,}51} = 8{,}93$$

$$n_b = \sqrt{\frac{201{,}51}{4 \cdot \sqrt{2187}}} = 1{,}038$$

$$K_{ii} = 1$$

$$k_h = \sqrt{1 + 0{,}8} = 1{,}34$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \cdot \left[\ln\left(\frac{7{,}5^2}{16 \cdot 0{,}8 \cdot 0{,}011} + \frac{(7{,}5+20{,}8)^2}{8 \cdot 7{,}5 \cdot 0{,}011} - \frac{0{,}8}{4 \cdot 0{,}011}\right) + \frac{1}{1{,}34} \cdot \ln\frac{8}{\pi \cdot (2.9{,}271-1)}\right] = 0{,}762$$

$$K_i = 0{,}644 + 0{,}148 \cdot 9{,}271 = 2{,}016$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot 0{,}8} + \frac{1}{7{,}5 + 0{,}011} + \frac{1}{7{,}5} \cdot (1 - 0{,}5^{9{,}271-2})\right] = 0{,}279$$

Obteniéndose los siguientes valores:

$$E_m = 1054{,}38\ V < 1224\ V$$

$$E_s = 511{,}64\ V < 44640\ V$$

Por lo que se cumple con las especificaciones requeridas para la malla de tierra de la subestación.

6.4.2.7.3 Comprobación térmica del conductor de tierra

Según el apartado 11.3.1 de la norma IEEE:

$$A = I_F \sqrt{\frac{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r \cdot 10^4}{TCAP \cdot \ln\frac{(K_0 + T_m)}{(K_0 + T_a)}}}$$

donde,

I_F Valor eficaz de la intensidad de falta: 6531 A.

t_c Tiempo de duración de la falta: 0,5 s.

α_r Coeficiente térmico de resistividad del cobre[35]: 0,00393°C^{-1}.

ρ_r Resistividad del cobre[36]: 1,72 μΩ·cm.

$TCAP$ Factor de capacidad térmica del cobre: 3,42 J/(cm^3·°C).

$K_0 = \frac{1}{\alpha_0} = \frac{1}{0{,}00427\ ℃^{-1}} = 234\ ℃$

T_m Temperatura máxima admisible en el conductor: 200°C.

T_a Temperatura ambiente: 35°C bajo tierra.

Resultando:

$$S = 29{,}7\ mm^2$$

Con las condiciones de cortocircuito consideradas, la sección mínima que se requiere por limitación térmica del conductor es 29,7 mm^2, que es inferior al valor de 95 mm^2 elegido para el conductor de tierra.

Por otro lado, el reglamento establece unas densidades máximas de corriente que para conductores de cobre es 160 A/mm^2, resultando una sección mínima de 40,8 mm^2, que sigue siendo inferior al valor escogido.

[35] A temperatura de referencia: 20 ºC.
[36] A temperatura de referencia: 20 ºC.

Anexo IV

Presupuesto

7 Anexo IV. Presupuesto

7.1 Objetivo

Se presenta en este anexo el detalle del presupuesto completo para la realización de la fase de ampliación del Parque Eólico Sierra de la Picea.

Al final de este anexo encontrará el detalle de todos los suministros con sus cantidades, precios unitarios y costes totales.

7.2 Resumen

En la siguiente tabla se muestra el resumen de resultados del presupuesto:

		Valor	Peso
1	Obra Civil	2.544.132,28 €	6,27%
2	Red de Media Tensión, Comunicaciones y Puesta a Tierra	2.583.673,17 €	6,37%
3	Aerogeneradores	29.381.425,50 €	72,41%
4	Subestación 20/66 kV	2.327.516,87 €	5,74%
5	Ingeniería y Estructura del Proyecto	3.740.432,02 €	9,22%
	TOTAL PROYECTO	**40.577.179,84 €**	**100%**

Tabla 7.1 Presupuesto global del proyecto.

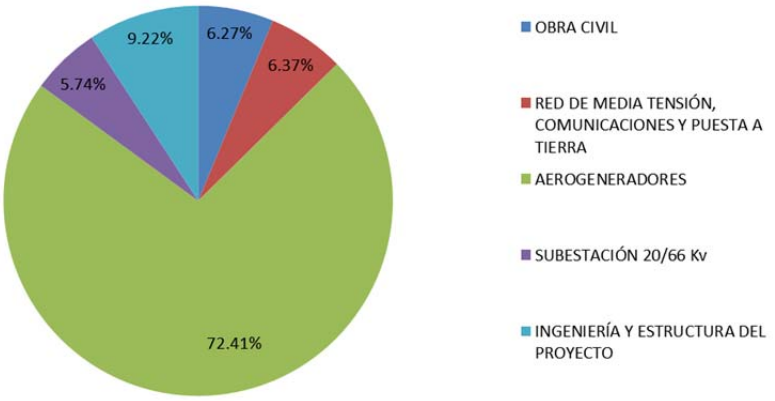


Ilustración 7.1 Distribución del coste de ejecución del proyecto.

CODE	RESUMEN		UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD		PRECIO	IMPORTE
1	**OBRA CIVIL**										
1.1	**Movimiento de tierras**										**751.690,27 €**
1.1.1	m2 - Desbroce y limpieza por medios mecánicos incluyendo carga y transporte de productos a vertedero							20.309,15		9,54 €	193.749,29 €
1.1.2	m3 - Excavación en terrenos compactos con pala retro-cargadora, y ayuda manual en las zonas de difícil acceso, limpieza y extracción de restos							31.523,90		8,14 €	256.604,55 €
1.1.3	m3 - Excavación de cimientos y pozos en terrenos compactos con medios para la retroexcavadora, y ayuda manual en las zonas de difícil acceso, limpieza y extracción de restos							7.028,88		12,81 €	90.039,95 €
1.1.4	m3 - Retirada y apilado de capa de tierra vegetal por medios mecánicos							11.906,98		2,27 €	27.028,84 €
1.1.5	m3 - Relleno de zanjas y zonas localizadas con tierras propias y compactado							2.728,26		16,08 €	43.870,42 €
1.1.6	m3 - Relleno de zanjas con arena y compactado							1.259,94		20,05 €	25.261,80 €
1.1.7	m3 - Base de zahorra natural							3.525,86		22,01 €	77.604,18 €
1.1.8	m3 - Terraplén compactado con productos procedentes de la excavación y extendido, riego, compactado y refino de taludes							11.512,65		3,26 €	37.531,24 €
1.2	**Soleras y cimentaciones**										**1.732.818,01 €**
1.2.1	m3 - Hormigón de limpieza, elaborado en central para limpieza y nivelado de fondos de cimentación, incluyendo vertido mediante bomba, vibrado y colocación							315,29		100,25 €	31.607,82 €

1.2.2	m3 - Hormigón con tamaño máximo de árido de 40 mm, elaborado en central para relleno de zapatas, zanjas de cimentación, etc., incluyendo vertido mediante bomba, vibrado y colocación							5.260,13		97,45 €	512.599,67 €
1.2.3	kg - Acero corrugado B 500-S preformado en taller y colocado en obra							369.530,00		3,15 €	1.164.019,50 €
1.2.4	m2 - Encofrado y desencofrado a una cara en todo tipo de cimentación, a base de panel metálico							862,54		28,51 €	24.591,02 €
1.3	**Varios**										**59.624,00 €**
1.3.1	m - Placa de poliproline para señalización y protección de cables subterráneos, de acuerdo con la Recomendación UNESA 0206, colocada en el interior de la zanja sobre los cables eléctricos							3.000,00		4,60 €	13.800,00 €
1.3.2	ud - Hito de señalización de hormigón, para señalización de zanja, colocado cada 50 m, en los cambios de sentido de las zanjas y en las derivaciones, incluyendo colocación y balizamiento mediante pintura amarilla							100,00		21,04 €	2.104,00 €
1.2.8	ud - Suministro y colocación de arqueta prefabricada de hormigón, medidas 0,5x0,5x1,0 m con tapa, para telemando, colocada cada 50 m aproximadamente							120,00		193,54 €	23.224,80 €
1.2.9	ud - Drenaje de cunetas, a base de tubería de PVC de 400 mm de diámetro, colocada transversalmente bajo la calzada, completamente acabado							20,00		538,96 €	10.779,20 €
1.2.10	ud - Tajeas para recogida y evacuación de aguas pluviales en cunetas, de tipo prefabricado en hormigón expandido o bien de obra de faábrica, situadas a ambos lados de las tuberías de drenaje, completamente acabadas							40,00		242,90 €	9.716,00 €
	SUBTOTAL OBRA CIVIL										**2.544.132,28 €**

2	**RED DE MEDIA TENSIÓN, COMUNICACIONES Y RED DE TIERRA**									
2.1	**Conductores de media tensión**									**2.284.818,29 €**
2.1.1	m - Conductor RHZ1 12/20 kV 95 mm2							4.641,00	85,92 €	398.754,72 €
2.1.2	m - Conductor RHZ1 12/20 kV 120 mm2							2.379,00	77,01 €	183.206,79 €
2.1.3	m - Conductor RHZ1 12/20 kV 150 mm2							1.928,00	62,23 €	119.979,44 €
2.1.4	m - Conductor RHZ1 12/20 kV 240 mm2							17.127,00	92,42 €	1.582.877,34 €
2.2	**Conjuntos terminales**									**27.000,00 €**
2.2.1	ud - Conjunto terminal MT 15/25 kV para conductor RHZ1, completamente instalado y conectado, incluyendo pequeño material de fijación y conexionado							54,00	500,00 €	27.000,00 €
2.3	**Puesta a tierra**									**180.295,49 €**
2.3.1	ud - Sistema de puesta a tiera de los aerogeneradores compuesto por conductor anular cerrado con picas de conexión a tierra							14,00	1.969,73 €	27.576,22 €
2.3.2	m - Instalación de puesta a tierra de enlace del parque a base de cobre desnudo de 95 mm2 que discurrirá por el fono de la canalización de cableado hasta la subestación							9.020,63	16,93 €	152.719,27 €
2.4	**Fibra óptica**									**91.559,39 €**
2.4.1	m - Línea de transmisión de señales y datos para control, maniobra y automatismos, a base de conductor multipolar 3x2x0,5 mm2 Cu, tendido en zanja, completamente instalada y conexionada, incluyendo terminales y material de fijación							9.020,63	10,15 €	91.559,39 €
	SUBTOTAL RED DE MEDIA TENSIÓN, COMUNICACIONES Y RED DE TIERRA									**2.583.673,17 €**
3	**AEROGENERADORES**									
3.1	**Aerogenerador V90-1.8**									**29.381.425,50 €**

3.1.1	ud - Aerogenerador modelo V90-1.8 de 1800 kW de potencia nominal, compuesto por rotor de 90 m de diámetro, góndola, buje, multiplicadora de velocidad, 2 sistemas de frenado independientes, generador asíncrono de 690 V, con transformador, celdas de media tensión, sistemas automáticos de giro y orientación y cuadros de control y potencia, totalmente instalado en torre tubular troncocónica de acero de 80 m de altura, incluyendo torre, piezas especiales de anclaje, conductores y terminales de BT y MT, transporte, montaje, conexionado y puesta en serivicio							14,00		2.065.000,00 €	28.910.000,00 €
3.1.2	ud - Virolas, incluyendo descarga, colocación, nivelación y transporte de sobrantes a vertedero							14,00		1.651,25 €	23.117,50 €
3.1.3	m2 - Construcción de plataforma auxiliar de 30x45 m junto a cada aerogenerador, para posicionamiento de grúas para el montaje: despeje y desbroce del terreno, excavación, capa de hormigón de limpieza de 10 cm, relleo de núcleo con material de préstamo de 30 cm y capa superior con tierra vegetal, incluyendo nivelación del terreno							18.900,00		23,72 €	448.308,00 €
	SUBTOTAL AEROGENERADORES										**29.381.425,50 €**
4	**SUBESTACIÓN 20/66 Kv**										
4.1	**Estructuras metálicas**										552.100,00 €
4.1.1	ud - Celda de remonte, tipo CGMCOSMOS R, de Ormazábal, de dimensiones 365 mm de ancho por 1740 mm de alto por 735 mm de fondo, preparada para alojar en su interior los pasatapas de la celda contigua, así como los conectores enchufables y cables secos de acometida							1,00		12.500,00 €	12.500,00 €

4.1.2	ud - Celda modulas de línea, tipo CGSCOSMOS L, de Ormazábal, de corte y aislamiento integro en hexafluoruro de azufre, de 365 mm de ancho por 1740 de alto por 735 mm de fondo, conteniendo en su interior debidamente montados y conexionados los siguientes elementos: un interruptor rotativo con posiciones conexión-seccionamiento-puesta a tierra, Un=24kV, In=400A, capacidad de cierre sobre cortocircuito 40 kA cresta con mando manual, tres captores capacitivos, embarrado, pletina de puesta a tierra, pequeño material y mano de obra.							38,00		14.200,00 €	539.600,00 €
4.2	**Aparamenta eléctrica 20 kV**										182.300,00 €
4.2.1	ud - Dispositivo de protección y control de 24 kV, a alojar en los compartimentos de BT de las celdas, incluyendo instalación							1,00		7.300,00 €	7.300,00 €
4.2.2	ud - Celda 24 kV para protección de línea, aislamiento en SF6, 1250A/20kA, dotada de interruptor-seccionador de tres posiciones (cerrado, abierto y a tierra), trafos de intensidad para medida y protección y elementos auxiliares, incluyendo instalación							2,00		40.000,00 €	80.000,00 €
4.2.3	ud - Celda 24 kV para protección transforamdor de potencia, aislamiento en SF6, 1250A/20kA, dotada de interruptor-seccionador de tres posiciones (cerrado, abierto y a tierra), trafos de intensidad para medida y protección y elementos auxiliares, incluyendo instalación							1,00		55.000,00 €	55.000,00 €
4.2.4	ud - Celda 24 kV para protección transformador de servicios auxiliares, aislamiento en SF6, 1250A/20kA, dotada de interruptor-seccionador de tres posiciones (cerrado, abierto y a tierra), trafos de intensidad para medida y protección y elementos auxiliares, incluyendo instalación							1,00		40.000,00 €	40.000,00 €
4.3	**Aparamenta eléctrica 66 kV**										170.832,85 €

4.3.1	ud - Pararrayos autoválvula unipolar Ozn 72,5 kV 10 kA, servicios exterior, de las características especificadas en la memoria del proyecto, con contador de descargas, incluyendo instalación sobre soporte metálico, conexiones y puesta a tierra							6,00		2.828,73 €	16.972,38 €
4.3.2	ud - Interruptor automático tripolar 72,5 kV corte en SF6, mando eléctrico, de las características especificadas en la memoria del proyecto, incluyendo instalación sobre soporte metálico, conexión de cableado para señalización y mando y puesta a tierra							2,00		25.893,41 €	51.786,82 €
4.3.3	ud - Seccionador tripolar 72,5 kV servicio exterior equipado sin cuchillas de puesta a tierra, de las características especificadas en la memoria del proyecto, incluyendo instalación sobre soporte metálico, conexión de cableado para señalización y mando y puesta a tierra							2,00		9.964,09 €	19.928,18 €
4.3.4	ud - Seccionador tripolar 72,5 kV servicio exterior equipado sin cuchillas de puesta a tierra, de las características especificadas en la memoria del proyecto, incluyendo instalación sobre soporte metálico, conexión de cableado para señalización y mando y puesta a tierra							1,00		10.993,49 €	10.993,49 €
4.3.5	ud - Transformador de tensión inductivo para medida y protección, 72,5 kV servicio exterior,de las características especificadas en la memoria del proyecto, incluyendo instalación sobre soporte metálico, conexión de cableado para señalización y mando y puesta a tierra							4,00		6.678,44 €	26.713,76 €

4.3.6	ud - Transformador de intensidad para medida y protección, 72,5 kV servicio exterior, de las características especificadas en la memoria del proyecto, incluyendo instalación sobre soporte metálico, conexión de cableado para señalización y mando y puesta a tierra							6,00		7.406,37 €	44.438,22 €
4.4	**Transformadores**										1.057.407,21 €
4.4.1	ud - Transformador trifásico en baño de aceite, instalación intemperie, frecuencia 50 Hz, servicio continuo, refrigeración ONAN/ONAF 25/30 MVA de potencia, de relación de transformación en vacío de 66 ± 10x1% / 20 kV, provisto de cambiador de tomas en carga en el lado de AT, grupo de conexión YNd11.							1,00		1.035.678,64 €	1.035.678,64 €
4.4.2	ud - Transformador para servicios auxiliares 20.000/400 V 50 kVA, aislamiento seco de resina, totalmente instalado, incluyendo protecciones propias del trafo, bornas y conexiones							1,00		21.728,57 €	21.728,57 €
4.5	**Conductores y aislamiento**										87.415,97 €
4.5.1	m - Línea trifásica de conexión entre trafo de servicios auxiliares y celda de protección de 24 kV, mediante conductores de aluminio RHZ1 15/25 kV 3x1x150 mm2 Al instalados bajo tubo de polietileno de doble pared y 200 mm de diámetro, incluyendo instalación							1,00		615,97 €	615,97 €
4.5.2	m - Línea trifásica de conexión entre trafo de potencia y celda de protección de 24 kV, mediante conductores de aluminio RHZ1 15/25 kV 3x3x240 mm2 Al instalados bajo tubo de polietileno de doble pared y 200 mm de diámetro, incluyendo instalación							1,00		3.800,00 €	3.800,00 €

4.5.3	m - Circuitos de potencia BT y control, mediante conductores de cobre RV 0,6/1 kV de secciones 6 a 70 mm2, en canalización subterránea o bandeja, incluyendo instalación, accesorios de fijación y conexiones							1,00		80.000,00 €	80.000,00 €
4.5.4	ud - Conjunto terminal enchufable interior para conductor RHZ1 15/25kV de secciones 150 a 240 mm2 en conexión a celda de protección de trafos de potencia y SS.AA							6,00		250,00 €	1.500,00 €
4.5.5	ud - Conjunto terminal recto exterior para conductor RHZ1 15/25kV de sección 3x240 mm2 enconexión a bornas de trafo de potencia							3,00		250,00 €	750,00 €
4.5.6	ud - Conjunto terminal recto interior para conductor RHZ1 15/25 kV de sección 150 mm2 en conexión a bornas de trafo de SS.AA							3,00		250,00 €	750,00 €
4.6	**Toma a tierra**										32.390,00 €
4.6.1	m - Conducción enterrada de cobre desnudo 95 mm2 de sección para puesta a tierra							1.000,00		10,79 €	10.790,00 €
4.6.2	ud - Metro de perforación para electrodo profundo con cable Cu de 95 mm 2 y mezcla activadora de grafito y rellenado correspondiente.							864,00		25,00 €	21.600,00 €
4.7	**Protección, control y medida**							**1,00**			108.200,00 €
4.7.1	ud - Cuadro de medida en armario de chapa de acero galvanizada de 800x800x2000 mm, conteniendo los equipos de medida, tarificadores y registradores y equipos de comunicaciones, totalmente instalado							1,00		20.600,00 €	20.600,00 €

4.7.2	ud - Cuadro de protección en armario de chapa de acero galvanizada de 800x800x2000mm, conteniendo los dispositivos de protección indicados en el esquema unifilar, totalmente instalado							1,00		34.000,00 €	34.000,00 €
4.7.3	ud - Cuadro de control y maniobra subestación, en armario de chapa de acero galvanizada de 800x800x2000 mm,conteniendo dispositivos de mando remoto de todos los equipos, incluyendo instalación							1,00		28.000,00 €	28.000,00 €
4.7.4	ud - Cuadro de servicios auxiliares, de chapa de acero galvanizada de 800x800x2000 mm, conteniendo los dispositivos de protección de los diferentes circuitos de baja tensión en ca y cc, incluyendo instalación							1,00		15.400,00 €	15.400,00 €
4.7.5	ud - Cuadro rectificador y batería de cc, en armario de chapa de acero galvanizada de 800x800x2000 mm, conteniendo baterías de Ni-Cd 125V 100Ah, rectificador y dispositivos de señalización y protección, incluyendo instalación							1,00		10.200,00 €	10.200,00 €
4.8	**Telegestión**										100.000,00 €
4.8.1	ud - Sistema de control automático de la subestación, incluyendo autómata, ordenador completo con impresora y softw are de control y visualización scada integrando todos los dispositivos de la subestación							1,00		100.000,00 €	100.000,00 €
4.9	**Urbanización**										4.070,84 €
4.9.1	ud - Elementos homologados de señalización, maniobra y seguridad en C.T., incluyendo instalación, pequeño material de fijacióh y montaje							1,00		130,84 €	130,84 €

4.9.2	ud - Ejecutado de depósito de recogida de aceite de hormigón armado HA-25, de 20.000 litros de capacidad, con arqueta y canalización de entrada procedente de la bancada del trafo, incluyendo encofrado, desencofrado, y tapa de fundición							1,00		3.940,00 €	3.940,00 €
4.10	**Instalaciones auxiliares**										32.800,00 €
4.10.1	ud - Grupo electrógeno de gasóleo para servicios auxiliares 400/230 V, de 50 kW, en carcasa insonorizada, incluyendo instalación, cuadro de conmutación automática, protecciones eléctricas, conducto de evacuación de humos, admisión y depósito de combustible de doble pared							1,00		7.800,00 €	7.800,00 €
4.10.2	ud - Equipo de alimentación							1,00		25.000,00 €	25.000,00 €
	SUBTOTAL SUBESTACIÓN 20/66 Kv										**2.327.516,87 €**
5	**INGENIERÍA Y ESTRUCTURA DEL PROYECTO**										
5.1	**Control, seguridad e higiene**										70.432,02 €
5.1.1	ud - Control de calidad realizado por empresa especializada.							1,00		57.096,00 €	57.096,00 €
5.1.2	ud - Protecciones individuales y colectivas, instalaciones de higiene y bienestar, y formación de personal en seguridad y salud en el trabajo.							1,00		13.336,02 €	13.336,02 €
5.2	**Ingeniera**										1.570.000,00 €
5.2.1	ud - Elaboración del proyecto de ejecución y puesta en marcha de la instalación							1,00		1.570.000,00 €	1.570.000,00 €
5.3	**Dirección de obra**										2.100.000,00 €
5.3.1	ud - Dirección y control durante la realización de las obras del parque eólico.							1,00		2.100.000,00 €	2.100.000,00 €
	SUBTOTAL INGENIERÍA Y ESTRUCTURA DEL PROYECTO										**3.740.432,02 €**

1	OBRA CIVIL										2.544.132,28 €
2	RED DE MEDIA TENSIÓN, COMUNICACIONES Y PUESTA A TIERRA										2.583.673,17 €
3	AEROGENERADORES										29.381.425,50 €
4	SUBESTACIÓN 20/66 Kv										2.327.516,87 €
5	INGENIERÍA Y ESTRUCTURA DEL PROYECTO										3.740.432,02 €
	TOTAL PROYECTO										40.577.179,84 €

Anexo V

Estudio Técnico de Viabilidad Económica

8 Anexo V. Estudio Técnico de Viabilidad Económica

8.1 Objetivo

Se pretende analizar la viabilidad económica del proyecto a partir del presupuesto anteriormente detallado.

8.2 Inversión

El proyecto requiere una inversión de 40.578.567,19 €, sin IVA, según las siguientes partidas:

- Obra Civil 2.544.132,28 €
- Red de Media Tensión, Comunicaciones y Puesta a Tierra 2.583.673,17 €
- Aerogeneradores 29.381.425,50 €
- Subestación 20/66 kV 2.327.516,87 €
- Ingeniería y Estructura del Proyecto 3.740.432,02 €

Los costes de inversión fijos hacen referencia por tanto a la inversión económica inicial necesaria para toda la infraestructura que recoge el proyecto de ejecución.

8.2.1 Obra civil

En este apartado se incluyen todos los trabajos de obra civil incluyendo las partidas de movimiento de tierras, cimentaciones y varios. Se considerará para estas obras de infraestructura la amortización en 20 años.

8.2.2 Red de media tensión, comunicaciones y puesta a tierra

En este apartado se incluyen los conductores media tensión que se instalarán en el parque eólico. Para el cableado se considera una amortización en 20 años.

8.2.3 Aerogeneradores

En este apartado se incluye el suministro de los aerogeneradores y todo el sistema eléctrico necesario para su funcionamiento. Se incluye montaje y puesta en marcha. Se considera su amortización en 20 años.

8.2.4 Subestación eléctrica 20/66 kV

En este apartado se incluyen los suministros y trabajaos necesarios para adaptar la subestación existente que recogerá la energía generada por esta fase de ampliación. Se considera su amortización en 20 años.

8.2.5 Ingeniería y estructura de proyecto

En este apartado se incluye la parte de la inversión que se dedicará a los gastos del control de calidad, las medidas de seguridad y salud y las actuaciones medioambientales llevadas a cabo durante la obra del parque.

8.3 Licencias

Además del coste de inversión en suministros, hay que considerar los gastos de licencias e impuestos. La licencia de obra es 2,8% gravado en la cantidad invertida en obra civil.

8.4 Modo de financiación

Esta inversión se financiará teniendo en cuenta el siguiente reparto de capital:

- Financiación propia 20%
- Financiación ajena 80%

La financiación ajena se materializará en varios préstamos que corresponderán:

- Financiación ajena: Materializada mediante un préstamo a largo plazo de 15 años con un tipo de interés del 5%.
- Financiación ajena del IVA: Se solicitará un préstamo a un año, financiado a un 5 % de interés.

8.5 Costes anuales

A continuación se presentan los costes anuales durante los primeros 25 años de producción.

8.5.1 Costes de explotación

Los costes de explotación incluyen la partida de gastos anuales en materias primas, suministros, mantenimiento y otros.

La única materia prima necesaria para la producción de energía eléctrica es la propia energía eólica, por lo que se puede afirmar que en este caso no existen materias primas como tales. El suministro de electricidad se conmutará como autoconsumos del parque.

El coste anual de operación y mantenimiento del parque se estima en 618.818 €. Dicho coste no se considera en los dos primeros años, por disponer de las correspondientes garantías por parte del fabricante.

Los seguros se calculan en función de la facturación del parque. Se considera un valor del 0,478%.

8.5.2 Costes totales de producción

Los costes totales de producción incluyen los costes de explotación del apartado anterior y, además, otros costes asociados a la producción como son la amortización y los intereses.

La amortización se considerará linealmente, de acuerdo a los criterios apuntados en los apartados anteriores, donde se indicaban los años de amortización para cada partida.

$$amortización = \frac{inversión}{años\ de\ amortización}$$

Se obtiene así que durante los 20 primeros años de funcionamiento del parque, el coste anual de amortización es de 2.032.421 €.

Por otro lado hay que tener en cuenta el coste adicional de los intereses que supone el crédito para la financiación del proyecto, los cuales se incluyen en los cuadros de financiación

8.6 Precio de venta de la energía producida

La tarifa regulada[37] de venta de la energía eléctrica producida en el parque es 81,27 €/MWh durante los primeros 20 años de funcionamiento, y un 83,5% de esta durante el resto de vida de la instalación. Se ha estimado que este valor variará cada año en función del IPC y de acuerdo al marco tarifario previsto

8.7 Cuenta de resultados

8.7.1 Valoración económica

El beneficio vendrá dado por las ventas netas menos los costes de los productos vendidos. En el parque eólico proyectado, las ventas netas comprenden las correspondientes a la producción de electricidad. De la estimación de producción anual de energía y del precio de venta de la energía eléctrica, se estima unos ingresos anuales por venta de energía durante los primeros 20 años:

$$I_{anual} = 76129{,}2\frac{MWh}{año} \cdot 81{,}27\frac{€}{MWh} = 6.187020{,}08\frac{€}{año}$$

[37] RD 661/2007. Valor tomado del BOE núm. 315 de Sábado 31 de diciembre de 2011.

El resultado bruto será por tanto la diferencia entre los ingresos obtenidos por la venta de electricidad y los gastos de explotación del parque incluyendo los gastos financieros y las amortizaciones.

Para el cálculo del resultado líquido, se tiene en cuenta el Impuesto sobre Sociedades, l 35% del resultado bruto, y el Impuesto sobre Actividades Económicas, 1,15 € por kW instalado.

8.7.2 Flujo de caja operativo

El flujo de caja es el balance resultante de la entrada y salida de fondos, sin tener en cuenta la financiación del proyecto. Las entradas de fondos son las correspondientes a las ventas netas. Las salidas de fondos incluyen los costes de inversión totales, los costes de explotación, los costes de comercialización y los impuestos.

8.8 Valoración económico-financiera del proyecto

Para la valoración económico-financiera se calcula la Tasa Interna de Retorno del proyecto, TIR, parámetro que representa la rentabilidad del proyecto en sentido estricto, es decir, en el supuesto de que toda la financiación se efectuase con fondos propios.

La finalidad del estudio presentado en este caso es hacer un análisis económico-financiero desglosado del proyecto. En el flujo de caja total se tiene en cuenta todas las partidas excepto la del crédito, de modo que como entradas de fondos se tiene las ventas netas, y como salidas, los costes de inversión, los costes de explotación, los impuestos y los intereses.

La valoración económico-financiera se realiza calculando la TIR del capital que mide la rentabilidad del proyecto en base a la financiación adoptada. La TIR es un tipo de descuento a efectos de actualización con el que se igualan los flujos de caja positivos y negativos de un proyecto de inversión. Para que el proyecto sea rentable, la TIR debe ser mayor al coste del capital empleado. También puede considerarse como el tipo de interés, utilizado para descontar o actualizar los flujos de rendimiento de una inversión.

Para este proyecto, las TIR así definidas:

TIR del proyecto = 9,83 %.

De los valores obtenidos se deduce que mediante una financiación adecuada se puede obtener una rentabilidad mayor que si se efectuase toda la inversión empleando fondos propios.

DATOS GENERALES:				
Nombre:	Ampliación PE Sierra de la Picea			
Ubicación:	Lugo			
AEROGENERADOR:				
Nº aerogeneradores:	14	**Potencia unitaria (MW):**	1,8	
Aerogenerador:	V90 - 1.8 MW	**Potencia total (MW):**	25,2	
PÉRDIDAS:				
Disponibilidad:	96,0%	**Estelas:**	5,4%	
Pérdidas eléctricas:	4,0%	**Otras:**	4,0%	
EMPLAZAMIENTO:				
Horas equivalentes brutas:	3610	**Producción bruta (MWh/año):**	90.959	
Horas equivalentes netas:	3021	**Producción neta (MWh/año):**	76.129	

COSTES:	**€ / kW**	**€/ MWh neto**	**€**
Promoción:	**12,00**	**3,97**	**302.400**
Construcción:	**1.610,21**	**533,00**	**40.577.179,84 €**
Aerogenerador	1.165,93	**385,94**	29.381.425,50 €
Obra Civil	100,96	**33,42**	2.544.132,28 €
Red de MT, Comunicación y Puesta a Tierra	102,53	**33,94**	2.583.673,17 €
Subestación	92,36	**30,57**	2.327.516,87 €
Línea	0,00	**0,00**	- €
Edificio de control	0,00	**0,00**	- €
Ingeniería y Estructura del Proyecto	148,43	**49,13**	3.740.432,02 €
Licencias y permisos:		**0,9357**	**71.235,70 €**
Licencia de obra	2,80%	0,9357	71.235,70 €
LOTAU	0,00%	0,0000	- €

Gastos explotación (I):		**Gastos explotación (II):**	
O&M años 1 y 2 (€/MWh/año)	0,00	IAE (€/kW)	1,15
O&M siguientes (€/MWh/año)	8,13	Alquiler de terrenos (€/MW):	4.000,00
		Gastos de administración	1,00%
Seguros	0,48%		

		Plazo	**Tasa**
Inversión total:	40.648.415,54 €		
Financiación ajena:	32.518.732,44 €	15	5%
Fondo propio:	8.129.683,11 €		
IVA:	7.316.714,80 €	1	5%

AÑO	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**
	0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**
INGRESOS POR PRODUCCIÓN		**6.279.842,11**	**6.374.039,74**	**6.469.650,33**	**6.566.695,09**	**6.665.195,52**	**6.765.173,45**	**6.866.651,05**	**6.969.650,82**	**7.074.195,58**	**7.180.308,51**	**7.288.013,14**	**7.397.333,34**	**7.508.293,34**	**7.620.917,74**	**7.735.231,50**	**7.851.259,98**	**7.969.028,87**	**8.088.564,31**	**8.209.892,77**	**8.333.041,16**	**7.062.460,71**	**7.168.397,62**	**7.275.923,59**	**7.385.062,44**	**7.495.838,38**
Producción estimada (MWh/año)		76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129	76.129
Tarifa eléctrica media o de referencia (€/MWh)		82,489	83,726	84,982	86,257	87,551	88,864	90,197	91,550	92,923	94,317	95,732	97,168	98,625	100,105	101,606	103,130	104,677	106,248	107,841	109,459	92,769	94,161	95,573	97,007	98,462
Tarifa según 661/2007		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Precio de venta de la energía (€/MWh)		82,489	83,726	84,982	86,257	87,551	88,864	90,197	91,550	92,923	94,317	95,732	97,168	98,625	100,105	101,606	103,130	104,677	106,248	107,841	109,459	92,769	94,161	95,573	97,007	98,462
Complemento por reactiva (€/MWh)		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GASTOS OPERATIVOS		**-388.553,34**	**-396.010,42**	**-1.022.429,92**	**-1.042.555,04**	**-1.063.077,80**	**-1.084.006,10**	**-1.105.347,96**	**-1.127.111,59**	**-1.149.305,34**	**-1.171.937,74**	**-1.195.017,48**	**-1.218.553,42**	**-1.242.554,63**	**-1.267.030,30**	**-1.291.989,86**	**-1.317.442,90**	**-1.343.399,19**	**-1.369.868,73**	**-1.396.861,67**	**-1.424.388,41**	**-1.438.502,77**	**-1.466.918,72**	**-1.495.897,71**	**-1.525.450,93**	**-1.555.589,78**
IPC		2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Operación y Mantenimiento		0	0	-618.818	-631.194	-643.818	-656.695	-669.829	-683.225	-696.890	-710.827	-725.044	-739.545	-754.336	-769.422	-784.811	-800.507	-816.517	-832.848	-849.505	-866.495	-883.824	-901.501	-919.531	-937.922	-956.680
Gastos de administración		-62.798	-63.740	-64.697	-65.667	-66.652	-67.652	-68.667	-69.697	-70.742	-71.803	-72.880	-73.973	-75.083	-76.209	-77.352	-78.513	-79.690	-80.886	-82.099	-83.330	-70.625	-71.684	-72.759	-73.851	-74.958
Seguros		-193.959	-197.838	-201.795	-205.831	-209.947	-214.146	-218.429	-222.798	-227.254	-231.799	-236.435	-241.164	-245.987	-250.907	-255.925	-261.043	-266.264	-271.589	-277.021	-282.562	-288.213	-293.977	-299.857	-305.854	-311.971
Terrenos		-102.816	-104.872	-106.970	-109.109	-111.291	-113.517	-115.788	-118.103	-120.465	-122.875	-125.332	-127.839	-130.396	-133.003	-135.664	-138.377	-141.144	-143.967	-146.847	-149.783	-152.779	-155.835	-158.951	-162.130	-165.373
IAE		-28.980	-29.560	-30.151	-30.754	-31.369	-31.996	-32.636	-33.289	-33.955	-34.634	-35.326	-36.033	-36.754	-37.489	-38.238	-39.003	-39.783	-40.579	-41.391	-42.218	-43.063	-43.924	-44.802	-45.699	-46.613
Resultado bruto de explotación EBITDA (€)		**5.891.288,77 €**	**5.978.029,32 €**	**5.447.220,41 €**	**5.524.140,05 €**	**5.602.117,71 €**	**5.681.167,35 €**	**5.761.303,09 €**	**5.842.539,23 €**	**5.924.890,24 €**	**6.008.370,78 €**	**6.092.995,66 €**	**6.178.779,91 €**	**6.265.738,71 €**	**6.353.887,43 €**	**6.443.241,64 €**	**6.533.817,08 €**	**6.625.629,68 €**	**6.718.695,58 €**	**6.813.031,10 €**	**6.908.652,75 €**	**5.623.957,94 €**	**5.701.478,90 €**	**5.780.025,87 €**	**5.859.611,51 €**	**5.940.248,60 €**
AMORTIZACIONES		**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**-2.032.421**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Inmovilizado		-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	-2.032.421	0	0	0	0	0
Fondo de comercio		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio antes de impuestos BAI (€)		**3.858.867,99 €**	**3.945.608,55 €**	**3.414.799,64 €**	**3.491.719,27 €**	**3.569.696,93 €**	**3.648.746,57 €**	**3.728.882,31 €**	**3.810.118,45 €**	**3.892.469,46 €**	**3.975.950,00 €**	**4.060.574,89 €**	**4.146.359,13 €**	**4.233.317,93 €**	**4.321.466,66 €**	**4.410.820,86 €**	**4.501.396,30 €**	**4.593.208,90 €**	**4.686.274,80 €**	**4.780.610,32 €**	**4.876.231,97 €**	**5.623.957,94 €**	**5.701.478,90 €**	**5.780.025,87 €**	**5.859.611,51 €**	**5.940.248,60 €**
IMPUESTOS		**-1.350.604**	**-1.380.963**	**-1.195.180**	**-1.222.102**	**-1.249.394**	**-1.277.061**	**-1.305.109**	**-1.333.541**	**-1.362.364**	**-1.391.582**	**-1.421.201**	**-1.451.226**	**-1.481.661**	**-1.512.513**	**-1.543.787**	**-1.575.489**	**-1.607.623**	**-1.640.196**	**-1.673.214**	**-1.706.681**	**-1.968.385**	**-1.995.518**	**-2.023.009**	**-2.050.864**	**-2.079.087**
Beneficio después de impuestos BDI (€)		**2.508.264,19 €**	**2.564.645,55 €**	**2.219.619,76 €**	**2.269.617,53 €**	**2.320.303,01 €**	**2.371.685,27 €**	**2.423.773,50 €**	**2.476.576,99 €**	**2.530.105,15 €**	**2.584.367,50 €**	**2.639.373,68 €**	**2.695.133,44 €**	**2.751.656,66 €**	**2.808.953,33 €**	**2.867.033,56 €**	**2.925.907,59 €**	**2.985.585,79 €**	**3.046.078,62 €**	**3.107.396,71 €**	**3.169.550,78 €**	**3.655.572,66 €**	**3.705.961,29 €**	**3.757.016,82 €**	**3.808.747,48 €**	**3.861.161,59 €**
INVERSIÓN	**-40.648.415,54**																									
Flujo de caja del proyecto CASH FLOW (€)	**- 40.648.415,54 €**	**4.540.684,97 €**	**4.597.066,33 €**	**4.252.040,54 €**	**4.302.038,31 €**	**4.352.723,78 €**	**4.404.106,05 €**	**4.456.194,28 €**	**4.508.997,77 €**	**4.562.525,93 €**	**4.616.788,28 €**	**4.671.794,45 €**	**4.727.554,21 €**	**4.784.077,43 €**	**4.841.374,10 €**	**4.899.454,34 €**	**4.958.328,37 €**	**5.018.006,56 €**	**5.078.499,40 €**	**5.139.817,49 €**	**13.331.654,67 €**	**3.655.572,70 €**	**3.705.961,30 €**	**3.757.019,82 €**	**3.808.747,48 €**	**3.861.161,59 €**

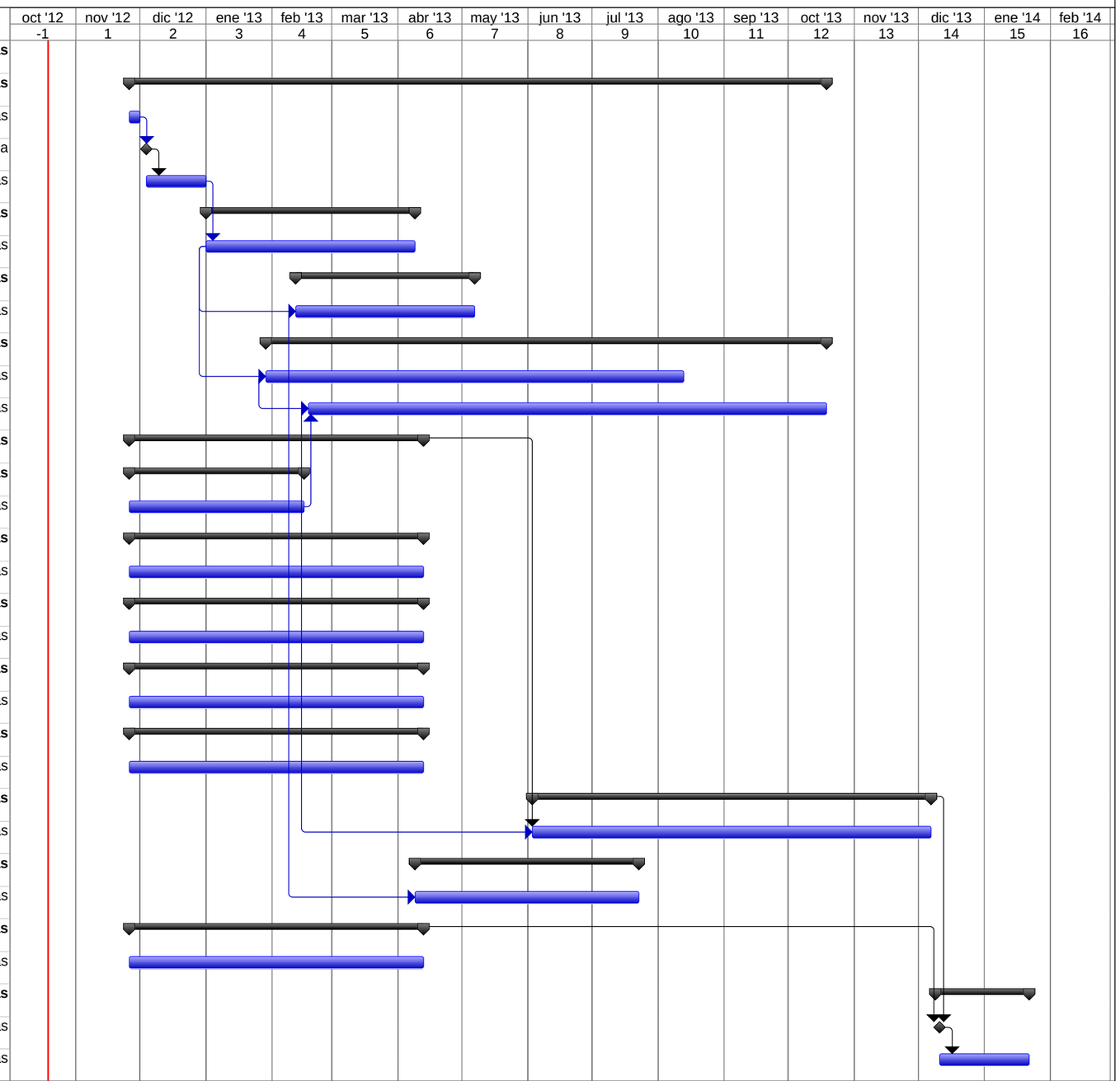
	15 años	20 años	25 años
TIR Proyecto	**7,22%**	**9,83%**	**10,49%**

Anexo VI

Planificación de la Ejecución de la Obra

AMPLIACIÓN PARQUE EÓLICO SIERRA DE LA PICEA

Id	Nombre de tarea	Comienzo	Fin	Duración
1	**1 AMPLIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO SIERRA DE LA PICEA**	**lun 26/11/12**	**vie 21/02/14**	**325 días**
2	**1.1 OBRA CIVIL**	**lun 26/11/12**	**vie 18/10/13**	**235 días**
3	1.1.1 Replanteo general	lun 26/11/12	vie 30/11/12	5 días
4	1.1.2 Acta de replanteo	lun 03/12/12	lun 03/12/12	1 día
5	1.1.3 Acondicionamiento de accesos	mar 04/12/12	lun 31/12/12	20 días
6	**1.1.4 Viales internos**	**mar 01/01/13**	**lun 08/04/13**	**70 días**
7	1.1.4.1 Viales de acceso a los aerogeneradores	mar 01/01/13	lun 08/04/13	70 días
8	**1.1.5 Zanjas para cableado**	**mar 12/02/13**	**lun 06/05/13**	**60 días**
9	1.1.5.1 Excavación de zanjas	mar 12/02/13	lun 06/05/13	60 días
10	**1.1.6 Cimentaciones y plataformas de montaje**	**mar 29/01/13**	**vie 18/10/13**	**189 días**
11	1.1.6.1 Plataformas de los aerogeneradores	mar 29/01/13	lun 12/08/13	140 días
12	1.1.6.2 Cimentaciones de los aerogeneradores	lun 18/02/13	vie 18/10/13	175 días
13	**1.2 TRANSPORTE DE AEROGENERADORES**	**lun 26/11/12**	**vie 12/04/13**	**100 días**
14	**1.2.1 Virolas de cimentación**	**lun 26/11/12**	**vie 15/02/13**	**60 días**
15	1.2.1.1 Virolas	lun 26/11/12	vie 15/02/13	60 días
16	**1.2.2 Torres**	**lun 26/11/12**	**vie 12/04/13**	**100 días**
17	1.2.2.1 Torres	lun 26/11/12	vie 12/04/13	100 días
18	**1.2.3 Nacelles**	**lun 26/11/12**	**vie 12/04/13**	**100 días**
19	1.2.3.1 Góndolas	lun 26/11/12	vie 12/04/13	100 días
20	**1.2.4 Bujes**	**lun 26/11/12**	**vie 12/04/13**	**100 días**
21	1.2.4.1 Bujes	lun 26/11/12	vie 12/04/13	100 días
22	**1.2.5 Palas**	**lun 26/11/12**	**vie 12/04/13**	**100 días**
23	1.2.5.1 Palas	lun 26/11/12	vie 12/04/13	100 días
24	**1.3 MONTAJE DE AEROGENERADORES**	**lun 03/06/13**	**vie 06/12/13**	**135 días**
25	1.3.1 Montaje de aerogeneradores	lun 03/06/13	vie 06/12/13	135 días
26	**1.4 RED DE MEDIA TENSIÓN 20 kV**	**mar 09/04/13**	**lun 22/07/13**	**75 días**
27	1.4.1 Tendido de la red de MT 20 kV	mar 09/04/13	lun 22/07/13	75 días
28	**1.5 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE PARQUE**	**lun 26/11/12**	**vie 12/04/13**	**100 días**
29	1.5.1 Montaje de los equipos en la Subestación Eléctrica del Parque	lun 26/11/12	vie 12/04/13	100 días
30	**1.6 CONEXIÓN Y PUESTA EN MARCHA**	**lun 09/12/13**	**mar 21/01/14**	**32 días**
31	1.6.1 Energización del transformador 20/66 kV	lun 09/12/13	mar 10/12/13	2 días
32	1.6.2 Conexión de los aerogeneradores	mié 11/12/13	mar 21/01/14	30 días



Tarea — Hito — Resumen del proyecto — Progreso

División — Resumen — Línea base

Anexo VII

Planos

10 Anexo VII. Planos

A continuación se listan los planos adjuntos al proyecto:

10.1 Situación **SP-SI-001**

10.2 Aerogenerador **SP-AE-001**

10.3 Plataforma de montaje tipo **SP-OC-001**

10.4 Cimentación tipo **SP-OC-002**

10.5 Canalización-sección tipo **SP-OC-003**

10.6 Unifilar de media tensión **SP-IE-001**

10.7 Celdas tipo **SP-IE-003**

N

1	01-10-12	JC.G.S.			PROYECTO
EDIC	FECHA	DIB	REV	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

AMPLIACIÓN PARQUE EÓLICO
SIERRA DE LA PICEA

TITULO PLANO:

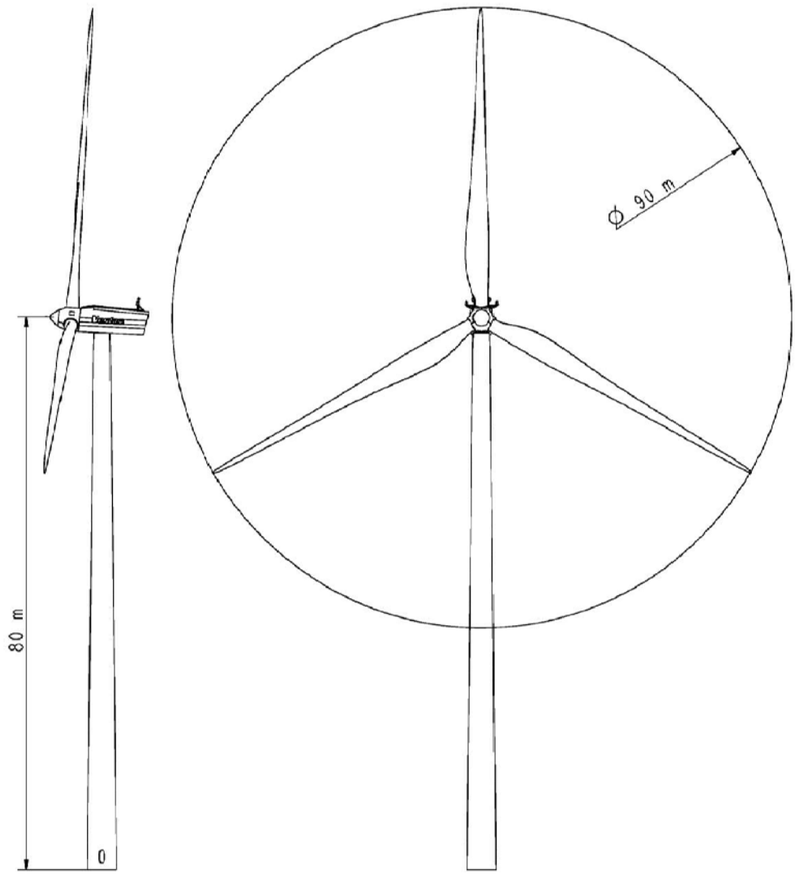
SITUACIÓN

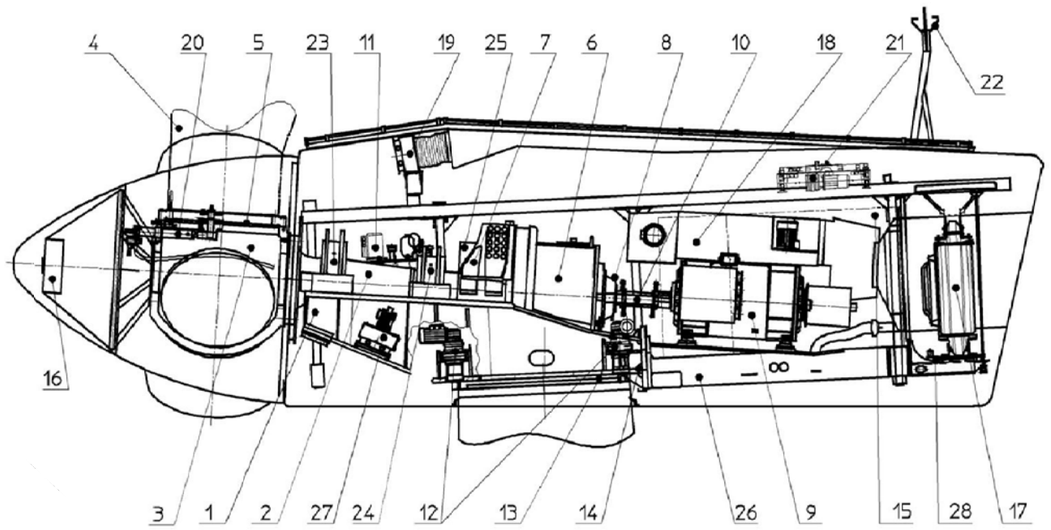
Documento I.E.R.:
SP-SI-001

HOJA 1 SIGUE –

ESCALA: S/E

DIN-A3





	DESCRIPCIÓN
1	PARTE DELANTERA DE LA VIGA PRINCIPAL
2	EJE PRINCIPAL
3	BUJE DE LAS PALAS
4	PALA
5	COJINETE DE LA PALA
6	CAJA DE ENGRANAJES
7	BRAZO DE ESFUERZO DE TORSIÓN
8	FRENO DE DISCO
9	GENERADOR
10	ACOPLADOR DE ALTA VELOCIDAD
11	UNIDAD DE BOMBA HIDRÁULICA
12	UNIDAD DE ORIENTACIÓN
13	ANILLO DE ORIENTACIÓN
14	SENSOR DE ORIENTACIÓN
15	UNIDAD DE CONTROLADOR SUPERIOR
16	UNIDAD DE CONTROLADOR DEL BUJE
17	TRANSFORMADOR
18	GENERADOR DE REFRIGERACIÓN
19	REGRIGERADOR DE ACEITE
20	ACTUADOR DEL PITCH HIDRÁULICO
21	GRÚA DE SERVICIO
22	ANEMÓMETRO
23	PARTE DELANTERA DEL COJINETE PRINCIPAL
24	PARTE POSTERIOR DEL COJINETE PRINCIPAL
25	AMORTIGUADORES
26	SOPORTE DE LA NACELLE
27	CONVERTIDOR DEL REFRIGERADOR
28	SOPORTE DEL TRAFO

1	01-10-12	JC.G.S.			PROYECTO
EDIC	FECHA	DIB	REV	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

AMPLIACIÓN PARQUE EÓLICO
SIERRA DE LA PICEA

TITULO PLANO:

AEROGENERADOR

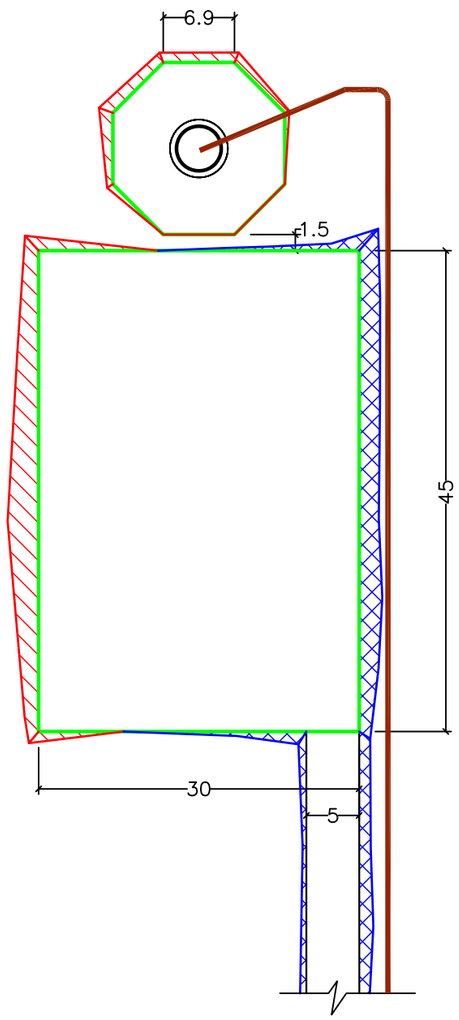
Documento I.E.R.:
SP-AE-001

HOJA 1 SIGUE –

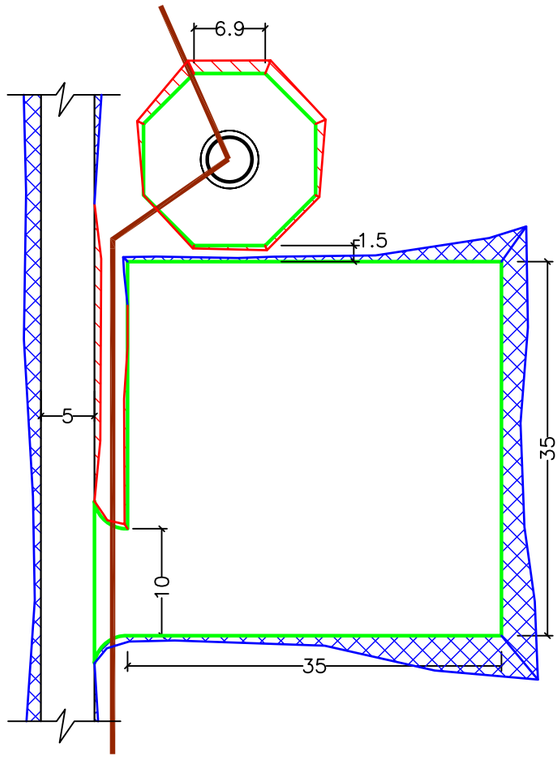
ESCALA: S/E

DIN-A3

PLATAFORMA FIN DE VIAL



PLATAFORMA PARALELA AL VIAL



LEYENDA

- TERRAPLÉN/PEDRAPLÉN
- DESMONTE
- CANALIZACIÓN

EDIC	FECHA	DIB	REV	APR	
1	01-10-12	JC.G.S.			PROYECTO
					EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

AMPLIACIÓN PARQUE EÓLICO
SIERRA DE LA PICEA

TITULO PLANO:

PLATAFORMA DE MONTAJE TIPO

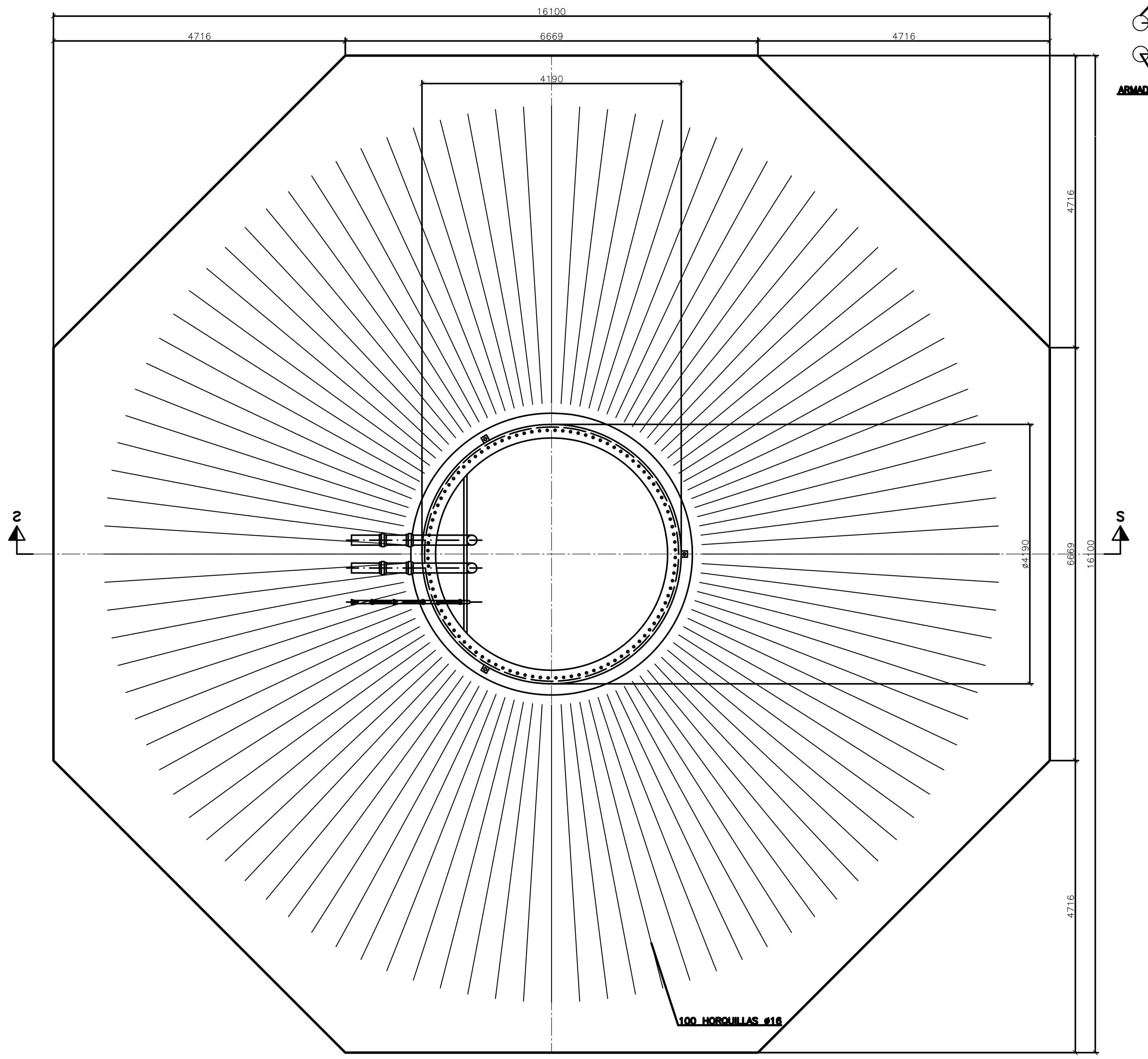
Documento I.E.R.:
SP-OC-001

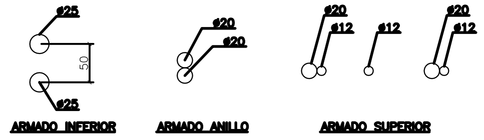
HOJA 1 SIGUE –

ESCALA: S/E

DIN-A3

ARMADO FUSTE Y HORQUILLAS

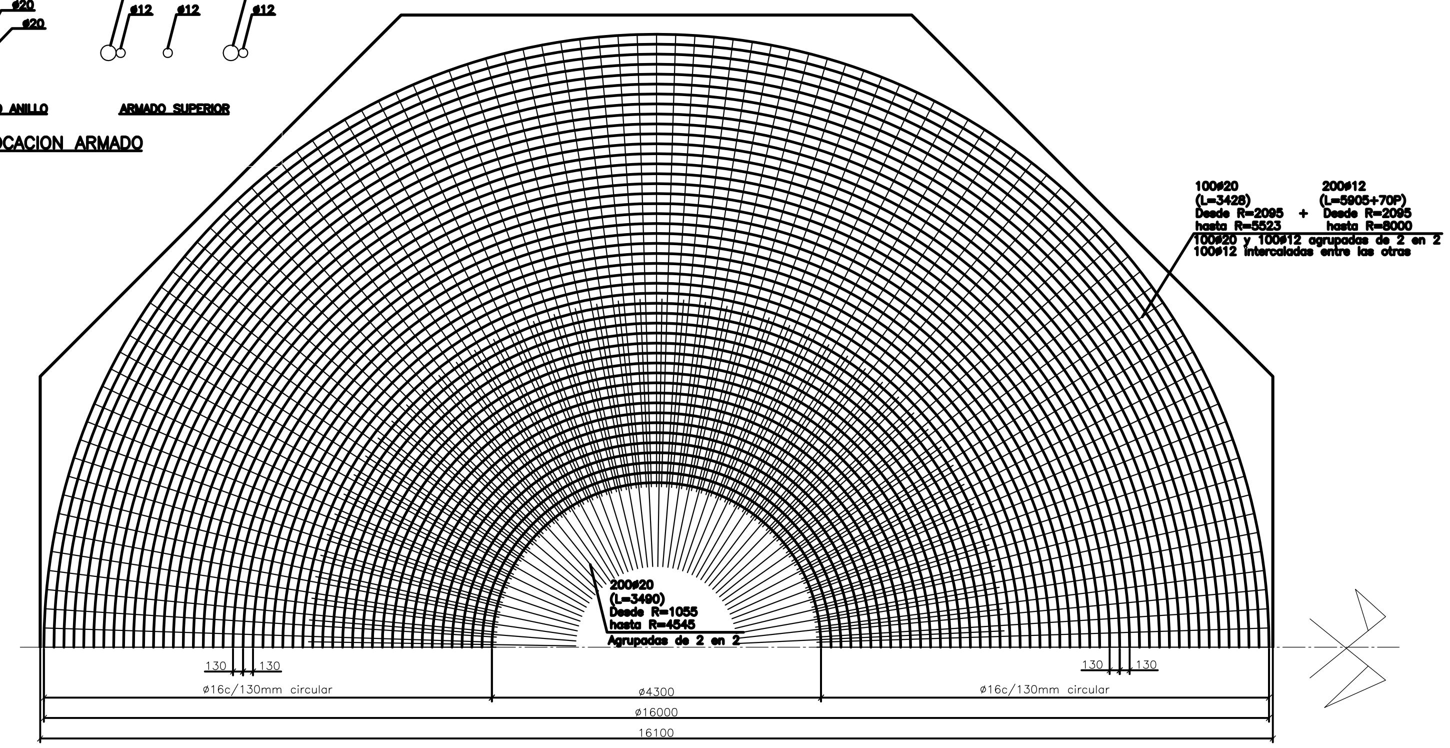




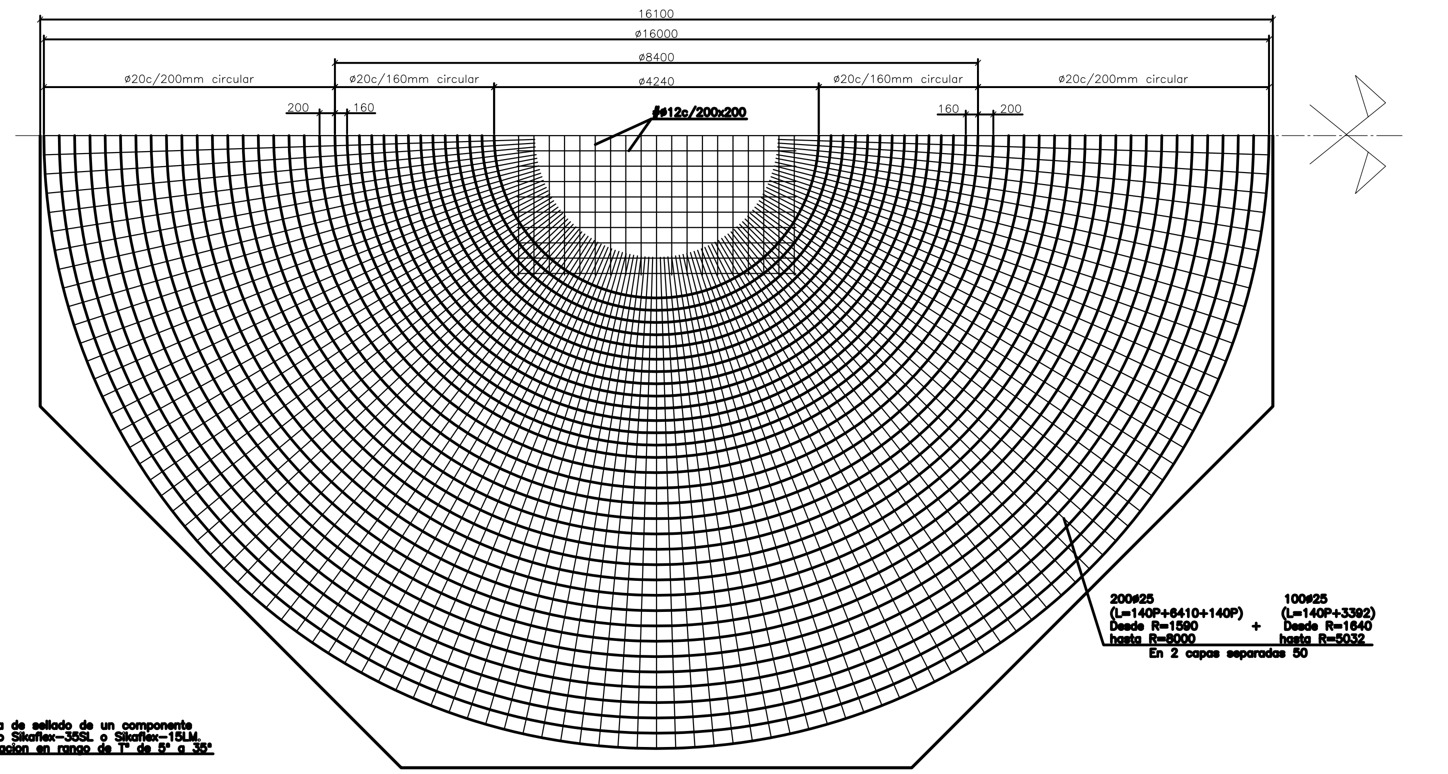
DETALLES COLOCACION ARMADO

ESCALA 1:5

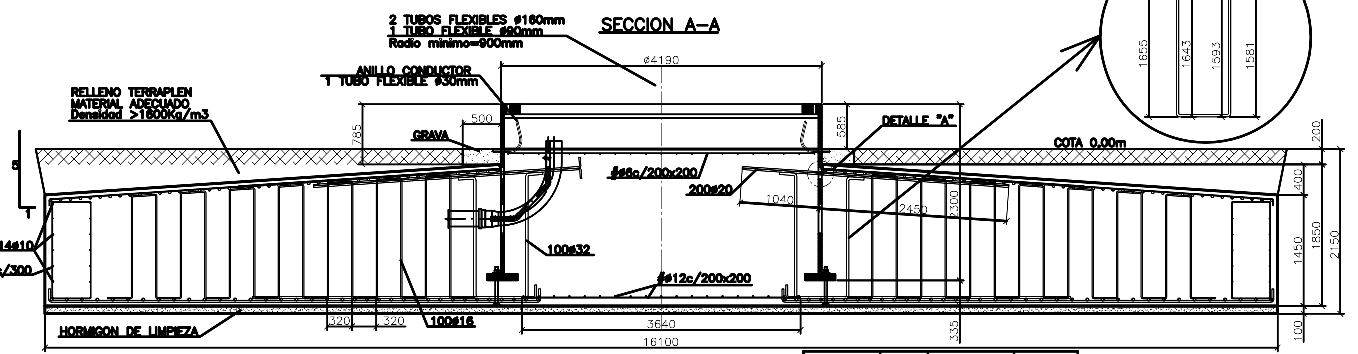
ARMADO SUPERIOR DE ZAPATA



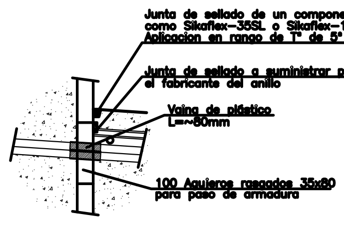
ARMADO INFERIOR DE ZAPATA



SECCION A-A



NOTA: La excavación se realizará cumpliendo que la profundidad mínima en cualquier punto de la excavación sea 2,15m.



DETALLE "A"

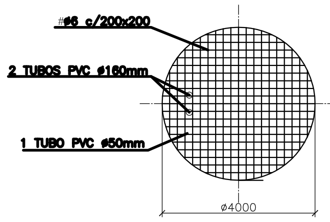
ESCALA 1:10

ZUNCHO ø10		PARRILLA ø6		PARRILLA ø12		
Nº Uds	P(Kg)	Nº Uds	P(Kg)	Nº Uds	P(Kg)	Kg
1	852	1	36	1	117	1005

	Nº Barras	ø	Lg (mm)	Kg
(horquilla)	100	ø32	4277	2699
(zunchado)	100	ø16	25367	4008
				6707

	Nº Barras	ø	Lg (mm)	Kg
140P+6410+140P	200	ø25	6690	5152
140P+3392	100	ø25	3532	1360
3428	100	ø20	3428	847
5905+70P	200	ø12	5975	1064
3490	200	ø20	3490	1725
				10148

ø20		ø16		
Nº Uds	P(Kg)	Nº Uds	P(Kg)	Kg
33	2685	46	2484	5169



DETALLE ARMADURA ZOCALO

ESCALA 1:100

NOTA: CORTAR EN OBRA BARRAS AFECTADAS POR EL PASO DE LOS TUBOS.

LONGITUD DE ANCLAJE (ARTICULO 66.5 EHE)

BARRA MAYOR ø ACERO B 500 S	8	10	12	16	20	25	32	HORMIGON	
lb EN cms.	20	25	30	40	52	81	133	HA-30	POSICION-I
	29	36	43	57	73	114	186	HA-30	POSICION-II

CARACTERISTICAS DE LOS MATERIALES (EHE)

MATERIALES	HORMIGON								ACERO		
	CONTROL			CARACTERISTICAS					CONTROL	CARACTERISTICAS	
Elemento	Nivel Control art.84a90-95 EHE	Coef. Pond.	Tipo art. 39.2 EHE	CEMENTO DESIGNACION art. 26 EHE	Consistencia Asiento cono Abrams UNE 83.313.90	Tipo/Tamaño Max. Arido	Resistencia característica especificada fck N/mm2 A 7 DIAS	A 28 DIAS	Nivel Control	Coeficiente Pond.	Tipo Art. 31
Toda la obra	Normal	γ c=1,50	HA-30/B/20/IIa	CEM II/A-V42.5	6-9 cm	Rodado 20 mm.	21	30	Normal	γ s=1,15	B 500 S
Ejecucion	Normal	γ f=1,60	ADAPTADO A LA INSTRUCCION EHE Art. 95								

NOTAS

- El acero de las armaduras debe estar garantizado con la Marca N de AENOR.
- El acero en las mallas electrosoldadas será B 500 T.
- ANCLAJE DE ARMADURAS: Será de acuerdo el Art. 66.5 de la Norma EHE.
- EMPALME DE ARMADURAS: Será de acuerdo al Art. 66.6 de la Norma EHE.
- RECUBRIMIENTO DE ARMADURAS: Será de 5 cm. en cimentacion y 3cms. en los demas casos.

NOTA:

Cargas segun "Foundation Loads V90-2.0MW, Tower Hub Height 80m, Wind Class IEC IIIA"

El armado no debe tocar el acero del anillo. Emplear separadores.

Colocar separadores de hormigón bajo el armado inferior

EDIC	FECHA	DIB	REV	APR	PROYECTO
1	01-10-12	E.A.A.	JC.G.S.		PLANO PROPORCIONADO POR VESTAS

TITULO PROYECTO:

AMPLIACIÓN PARQUE EÓLICO SIERRA DE LA PICEA

TITULO PLANO:

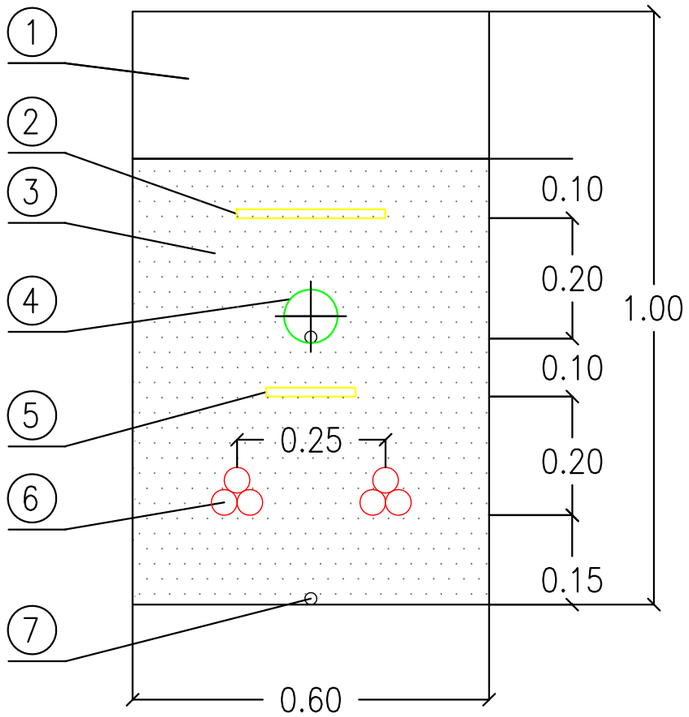
CIMENTACIÓN TIPO

Documento I.E.R.: SP-OC-002

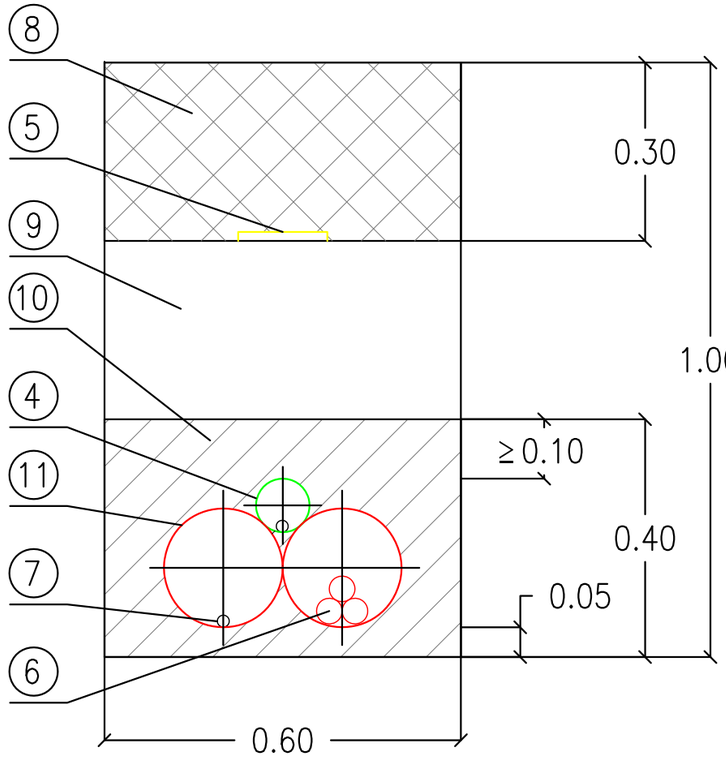
HOJA 1 SIGUE –

ESCALA: S/E

CANALIZACIÓN TIPO E1
1 Ó 2 TERNAS



CANALIZACIÓN TIPO C1
1 TERNA



1	TIERRA VEGETAL
2	PLACA CUBRECABLES
3	ARENA
4	TUBO PEAD ø90mm PARA COMUNICACIONES
5	CINTA DE SEÑALIZACIÓN
6	CABLES DE M.T.
7	CABLE TIERRA Cu 95mm2
8	ZAHORRA
9	MATERIAL SELECCIONADO
10	HORMIGÓN HM–20
11	TUBO PEAD ø200mm

EDIC	FECHA	DIB	REV	APR	
1	01–10–12	JC.G.S.			PROYECTO
					EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:
AMPLIACIÓN PARQUE EÓLICO
SIERRA DE LA PICEA

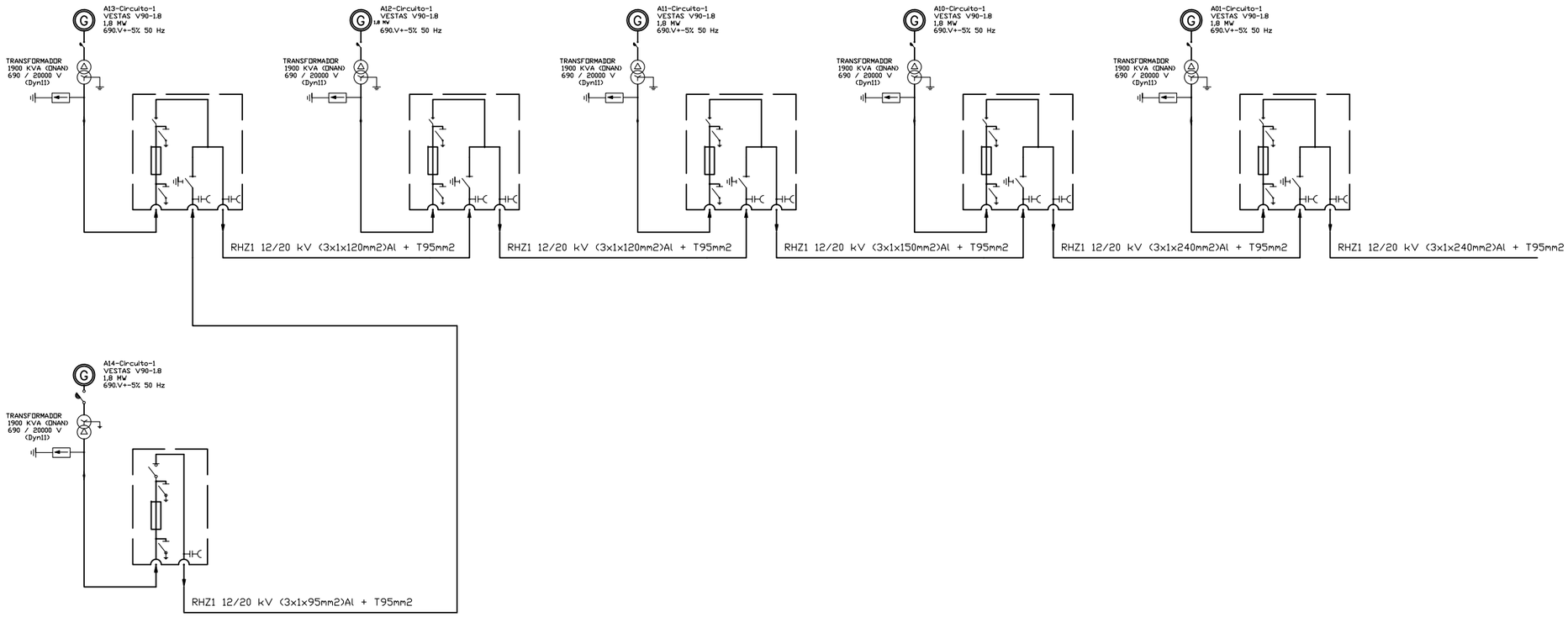
TITULO PLANO:
CANALIZACIÓN–SECCIÓN TIPO

Documento I.E.R.:
SP–IE–001

HOJA 1 SIGUE –

ESCALA: S/E

DIN–A3



1	01-10-12	JC.G.S.			PROYECTO
EDIC	FECHA	DIB	REV	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

AMPLIACIÓN PARQUE EÓLICO SIERRA DE LA PICEA

TITULO PLANO:

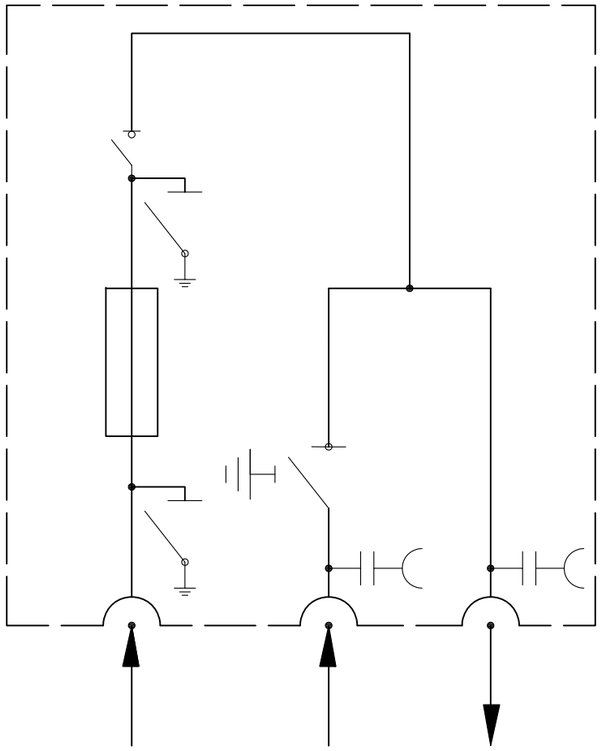
UNIFILAR M.T.

Documento I.E.R.:
SP-IE-002

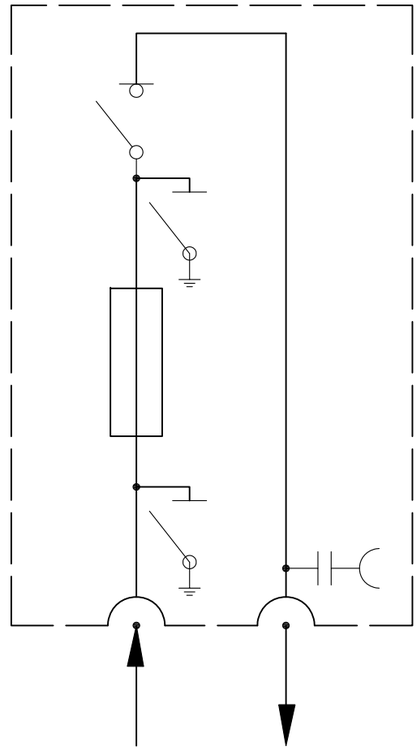
HOJA 1 SIGUE –

ESCALA: S/E

MÓDULO 0L+1L+1P



MÓDULO 0L+1P



1	01-10-12	JC.G.S.			PROYECTO
EDIC	FECHA	DIB	REV	APR	EDITADO PARA

TITULO PROYECTO:

AMPLIACIÓN PARQUE EÓLICO
SIERRA DE LA PICEA

TITULO PLANO:

CELDAS TIPO

Documento I.E.R.:
SP-IE-003

HOJA 1 SIGUE –

ESCALA: S/E

Nomenclatura

11 Nomenclatura

ΔE	pérdidas de energía
ΔU	variación de tensión
A	amperio
AT	alta tensión
BT	baja tensión
cm	centímetro
fp	factor de potencia
GW	gigavatio
i	intensidad en valor por unidad
I_b	intensidad base para cálculos de valor por unidad
I_{cc}	Intensidad de cortocircuito
I_n	intensidad nominal
K	grado Kelvin
kA	kiloamperio
kV	kilovoltio
kVA	kilovoltamperio
kvar	kilovoltamperio reactivo
kW	kilovatio
L	longitud
m	metro
MT	media tensión
MVA	megavoltamperio
MW	megavatio

ºC	grado Celsius
P	potencia activa
p	potencia activa en valor por unidad
Q	potencia reactiva
q	potencia reactiva en valor por unidad
R	resistencia
r	resistencia en valor por unidad
R_L	resistencia por unidad de longitud
S	potencia aparente
s	potencia aparente en valor por unidad
s	segundo
S_b	potencia aparente base para cálculos de valor por unidad
S_{cc}	Potencia aparente de cortocircuito
TWh	teravatios hora
u	tensión en valor por unidad
U_b	tensión base para cálculos de valor por unidad
U_n	tensión nominal
V	voltio
VA	voltamperio
var	voltamperio reactivo
W	vatio
X	reactancia
x	reactancia en valor por unidad
X_L	reactancia por unidad de longitud

Z	impedancia
Z_b	impedancia base para cálculos de valor por unidad

Bibliografía y Referencias

12 Bibliografía y Referencias

[1] Gamesa Corp. [Online]. http://www.gamesacorp.com

[2] Antonio Creus Solé, *Aerogeneradores*, 2008.

[3] Bloomberg Energy Finance, 2010.

[4] Global Wind Energy Council, "Global Wind Report" 2011.

[5] J.A. Cal Herrera, "La Energía eólica en Sierra Magina," *Sumuntan*, no. 23, pp. 127-151, 2006.

[6] EMD International. [Online]. http://www.emd.dk

[7] European Wind Energy Association, "Annual Report" 2011.

[8] Asociación Empresarial Eólica, "Anuario" 2011.

[9] Asociación Empresarial Eólica, "Anuario" 2010.

[10] Pirelli, "Catálogo de cables de MT".

[11] Vestas, "Dossier Informativo Vestas V90-1.8".

[12] Isolux Corsán, *Diseño de Parques Eólicos*. Madrid, 2001.

[13] Asociación Empresarial Eólica. http://www.aee.com

[14] J.J.Romero Zamora y B.Benavides González-Camino V.Olmos García, "Análisis Económico de un Parque Eólico," *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*, pp. 41-49, 2000.