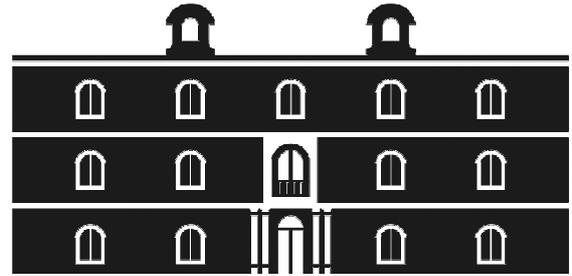


Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

# Estudio de viabilidad de un parque eólico

**Titulación:** Máster en Energías Renovables

**Alumno/a:** Jesús Moraleda Mendoza

**Director/a/s:** Ana María Nieto Morote

Cartagena, 16 de Septiembre de 2013

# ÍNDICE

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Información de la energía eólica	1
1.2. Evolución histórica de la energía eólica	2
1.2.1. Energía eólica a nivel mundial	9
1.2.2. Energía eólica en España	11
1.3. Principios de la energía eólica	13
1.4. Motivación	15
1.5. Objetivo del proyecto	16
<b>2. Emplazamiento</b>	<b>17</b>
2.1. Justificación de la ubicación del parque	17
2.2. Criterios para la elección del emplazamiento	19
<b>3. Estudio del recurso eólico</b>	<b>20</b>
3.1. Torre de medición	20
3.2. Análisis de viento	20
3.2.1. Rosa de los vientos	20
3.2.2. Velocidad media del viento	21
3.2.3. Distribución de Weibull	22
3.2.4. Perfil vertical de velocidades media	25
<b>4. Aerogenerador</b>	<b>27</b>
4.1. Selección del aerogenerador	27
4.2. Descripción técnica del aerogenerador y componentes principales	28
4.2.1. Tipo de turbina y descripción general	28
4.2.2. Rotor	30
4.2.3. Sistema de transmisión y Generador	32
4.2.4. Sistema de frenado	33

4.2.5. Sistema de orientación	35
4.2.6. Góndola	36
4.2.7. Torre	37
4.2.8. Pesos del aerogenerador	38
4.2.9. Unidad de control y potencia	38
4.2.10. Elementos eléctricos	40
<b>5. Producción de energía del parque eólico</b>	<b>41</b>
5.1. Ubicación de los aerogeneradores	41
5.2. Estimación de la producción de energía del parque	44
<b>6. Obra civil</b>	<b>51</b>
6.1. Viales de acceso	52
6.1.1. Viales generales	52
6.1.2. Viales interiores	52
6.2. Plataformas de montaje	55
6.3. Cimentaciones	56
6.4. Zanjas	58
6.4.1. Canalizaciones de media tensión	58
6.5. Centro de control	59
6.6. Parque de maquinaria	60
<b>7. Infraestructura eléctrica</b>	<b>61</b>
7.1. Sistema eléctrico	61
7.2. Instalación eléctrica de baja tensión	64
7.3. Red de media tensión	65
7.4. Comunicaciones	66
7.5. Red de tierras	67
7.6. Torre meteorológica	69
7.7. Subestación eléctrica	69
7.8. Condiciones de conexión	70
7.9. Sección del conductor	72
7.9.1. Intensidad máxima admisible	73

7.9.2. Caída de tensión máxima	75
7.9.3. Solicitación térmica de corriente	76
7.9.4. Esquema de la instalación	77
7.9.5. Tipo de cable conductor	77
7.9.6. Tipo de cable de mando y señalización	78
<b>8. Aspectos ambientales</b>	<b>80</b>
8.1. Previo al inicio de obras	80
8.2. Sistema hidrológico	80
8.3. Protección del patrimonio	81
8.4. Protección del suelo	81
8.5. Afección al terreno	82
8.6. Gestión de residuos	82
8.7. Afecciones a la atmósfera y ruido	83
8.8. Protección de la flora y la fauna	83
8.9. Afecciones paisajísticas	84
<b>9. Presupuesto</b>	<b>85</b>
9.1. Aerogeneradores	85
9.2. Obra civil	85
9.2.1. Aerogeneradores	85
9.2.1.1. Movimiento de tierras	85
9.2.1.2. Cimentaciones y Soleras	86
9.2.1.1. Varios	87
9.2.2. Viales y Plataformas	88
9.2.2.1. Movimiento de tierras	88
9.2.2.2. Drenajes	90
9.2.3. Zanjas	91
9.2.3.1. Movimiento de tierras	91
9.2.3.2. Varios	92
9.2.4. Varios	94

9.3.	Infraestructura eléctrica	94
9.3.1.	Conductores de media tensión	94
9.3.2.	Fibra óptica	99
9.3.3.	Puesta a tierra	100
9.3.4.	Varios	101
9.4.	Desmantelamiento	101
9.5.	Seguridad y Salud	102
9.5.1.	Protecciones individuales	102
9.5.2.	Protecciones colectivas	107
9.5.3.	Instalaciones provisionales de obra	109
9.5.4.	Equipamiento sanitario	114
9.5.5.	Formación y Seguridad	115
9.5.6.	Conservación	116
9.6.	Subestación de transformación 20/220 KV	116
9.7.	Resumen general	117
<b>10.</b>	<b>Estudio económico</b>	<b>118</b>
10.1.	Costes de la inversión	118
10.2.	Financiación del proyecto	118
10.3.	Ingresos	119
10.4.	Costes de explotación	121
10.5.	Cash-Flow	122
10.6.	Análisis de sensibilidad	125
10.6.1.	Financiación	125
10.6.2.	Inversión	126
10.6.3.	Tasa de actualización	127
10.6.4.	Tarifa	128
10.6.5.	Plazo de amortización del préstamo	129
<b>11.</b>	<b>Bibliografía</b>	<b>130</b>

ANEJO A: Datos de viento.

ANEJO B: Ficha técnica del aerogenerador G-80.

ANEJO C: Producción anual de energía.

# 1. Introducción

## 1.1 Información de la energía eólica

En la última década, tanto en nuestro país como en el resto del mundo, temas como la conservación de los recursos naturales y la protección del medio ambiente, han alcanzado gran relevancia. Una de las áreas de grandes problemas medioambientales es la generación de energía y son muchos los esfuerzos que hay que promover a fin de articular un porvenir más esperanzador para las generaciones futuras, y en este sentido, uno de los logros más significativos es, sin duda, el desarrollo de nuevas actitudes respecto del uso racional de energía y políticas que fomentan al máximo el uso de energías renovables, también llamadas energías verdes o limpias, tales como la eólica, solar, hidráulica y biomasa, que reducen las emisiones de gases que producen el calentamiento del planeta. Una de estas políticas es el Protocolo de Kyoto, el cual tiene como objetivo reducir sustancialmente las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), y son muchos los países, entre ellos España, que tienen programas con objetivos concretos de incremento del uso de estas energías renovables. En este contexto, en los últimos tiempos se ha producido un fuerte impulso en el desarrollo y utilización de distintas tecnologías de generación, en particular aquellas relacionadas con fuentes renovables.

La confianza en los sistemas eólicos de generación de energía eléctrica se ha incrementado notablemente en esta última década, no solamente entre la opinión pública sino incluso entre los sectores más reacios del negocio energético. La energía eólica es vista por la opinión pública como una fuente de empleo local y vía de desarrollo del entorno, sin graves incidencias negativas sobre el medio ambiente. La gran aceptación de esta energía por la opinión pública junto con la rentabilidad de las instalaciones ha contribuido y contribuye a su rápido desarrollo.

La Unión Europea es el espacio político que se ha situado en cabeza del desarrollo de la energía eólica, inicialmente movida por intereses ambientales y en la actualidad por la realidad tecnológica y comercial. En todos los países miembros se aplican condiciones comerciales específicas para la electricidad generada a partir de energía eólica; en general, se asumen tarifas especiales de conexión a la red de transporte o distribución.

---

## 1.2 Evolución histórica de la energía eólica

En la evolución histórica de los molinos de viento se puede diferenciar cuatro etapas definidas por acontecimientos históricos o técnicos.

- La primera etapa comprende desde las primeras máquinas conocidas hasta el siglo XIV o XV y se caracteriza por una lenta evolución técnica.

- La segunda etapa empieza en el Renacimiento y termina en plena Revolución industrial. En esa etapa, hay un gran interés por la maquinas eólicas. Se produce una rápida evolución técnica y ello permite al hombre introducir importantes mejoras en los molinos. Se desarrollan los sistemas de orientación, se mera el diseño de las palas, etc...

- La tercera etapa comprende desde la mitad del siglo XIX hasta mediados del siglo actual. Durante esa época se desarrolla la teoría aerodinámica y se efectúan otros descubrimientos de carácter técnico. Los molinos de viento sufren una transformación completa en su diseño.

- La cuarta y última etapa empieza con la crisis energética de 1973 y llega hasta la actualidad. No se aprecian grandes modificaciones en el diseño pero se produce una evolución tecnológica, se elaboran métodos de cálculo más rigurosos, se utilizan nuevos materiales más ligeros y más resistentes, aparecen los sistemas electrónicos de regulación y control, etc...

El documento histórico más antiguo que se conoce acerca del aprovechamiento de la energía eólica son unos grabados egipcios que tratan de la navegación a vela del cuarto o quinto milenio antes de Cristo. La primera referencia histórica sobre una posible aplicación de la energía eólica que no fuera la navegación, data del año 1.700 a.C., siendo los babilonios los pioneros en utilizar molinos de viento para bombear agua con el fin de regar sus campos.

El primer molino de viento de aplicaciones utilitarias que se conoce con cierto detalle es el molino persa de eje vertical que se utilizó posiblemente varios siglos antes de nuestra era. Este molino se empleaba para moler grano y fue de uso corriente en el Sijistán, zona situada en la antigua Persia en lo que hoy en día es Irán y Afganistán, donde se dice que soplaban un viento muy constante llamado de los 120 días. Se cree que la aparición de este

molino tiene alguna relación con la rueda hidráulica aparecida anteriormente. Aunque en China se emplearon con anterioridad molinos de viento similares, denominadas panémonas, que se usaban para bombear agua en las salinas, e incluso algunos historiadores apuntan hacia la posibilidad de que pudieron ser los precursores de los molinos persas.

El molino occidental, en contraste, es de eje horizontal y se han encontrado referencias a él ya en el siglo XII. Su origen no está muy claro, aunque podía haber sido una evolución del molino persa, eventualmente traído a Occidente por los cruzados. Por ser de eje horizontal requiere un mecanismo de orientación para encarar el rotor o turbina al viento (turbina tipo axial). A cambio se obtiene una mayor potencia que con los de ejes verticales antes descritos.

Hacia el siglo XIV se desarrolló el molino de torre. En éstos sólo gira la parte superior del molino, que incluye el rotor, mientras que la parte inferior es una torre de ladrillo o piedra solidaria al suelo. En este tipo de molino las palas estaban siempre del lado de barlovento, realizándose en las primeras épocas la orientación de forma manual y posteriormente con mecanismos automáticos. En zonas como Alcázar de San Juan, Campo de Criptana, Mota del Cuervo o Consuegra, se conservan o se han reconstruido muchos molinos de la época.



Figura 1.1. Molinos de Torre

El mecanismo más efectivo usado ha sido el molino de cola, el cual consiste en un eje horizontal dotado de aspas de pequeño tamaño y orientado perpendicularmente a las

---

aspas principales. Si el rotor de potencia estaba encarado al viento el rotor de direccionamiento permanece estacionario al recibir el viento de lado. Un cambio en la dirección del viento hace que gire, al transmitirse este giro por medio de engranajes al eje vertical de orientación, lograba su correcto encaramiento, instante en el cual deja de girar, una evolución de este mecanismo se emplea hoy día.

La potencia máxima del molino occidental podría cifrarse en unos 7 a 15 kW y se podía controlar bien por la cantidad de aspa recubierta de tela, bien con el uso de postigos de madera en las mismas. El molino occidental se ha usado no sólo para moler sino para bombear agua, mover serrerías, extraer mineral y para aplicaciones en las que se requería potencia concentrada.

Ya en el siglo XVII se realizaron mejoras tecnológicas en los molinos de viento, como dar cierta torsión a la pala a lo largo de su envergadura con el fin de mejorar su rendimiento aerodinámico, que empiezan a configurar los molinos modernos. En el siglo XVIII se refinan los mecanismos del interior del molino, siendo ya común la existencia de rodamientos en los ejes de los molinos más avanzados. Las aspas pasan de ser un enrejado plano de madera recubierto de una lona con un larguero central, a ser un ala rudimentaria de iguales materiales. Disponen el larguero más próximo al borde de ataque del aspa para mejorar la corriente alrededor de él y con torsión. A finales de este siglo se podían encontrar molinos de viento por toda Europa y América del Norte y del Sur.

Con la aparición de los motores térmicos, primero la máquina de vapor y luego el motor de combustión interna, desplazó casi completamente a las máquinas eólicas durante la revolución industrial del siglo XIX. En este siglo cabe destacar el desarrollo de la turbina eólica multipala americana, ese molino era un molino mucho más ligero que sus antecesores y llegó a convertirse en el molino de viento más extendido de cuantos hayan existido. Tenía un rotor de 3 metros de diámetro, un número de palas que oscilaba entre 18 y 24 e iba montado sobre un eje horizontal en la parte superior de una torre metálica. Éste mueve un eje vertical con movimiento alternativo que llega hasta una bomba de émbolo situada en la base de la torre, diseñada para acumular agua en un depósito. Su orientación al viento se realiza generalmente por medio de una veleta, la cual se puede plegar sobre el rotor manualmente para desactivar su funcionamiento, o bien se realiza automáticamente al sobrepasar un valor de la velocidad del viento. Este ingenio marca la sustitución paulatina de la madera por el hierro y de la fabricación unitaria por la fabricación en serie.



Figura 1.2. Multipala americana

Fue en el año 1892, cuando el profesor Lacour, dentro de un programa de desarrollo eólico del gobierno danés, diseñó el primer prototipo de aerogenerador eléctrico. La máquina tenía cuatro palas de 25 metros de diámetro y era capaz de desarrollar entre 5 y 25 kW. Los trabajos de Lacour constituyeron los primeros pasos en el campo de los aerogeneradores modernos. En esa misma época, E. L. Burne en Inglaterra y K. Bilau en Alemania, desarrollaron el sistema de regulación de paso variable, permitiendo así un mejor control de la potencia de las turbinas.

Hasta las primeras décadas del siglo XX no se tuvieron los conocimientos suficientes para aplicar a los rotores eólicos los perfiles aerodinámicos que se había desarrollado para la fabricación de las alas y las hélices de los aviones.

Como consecuencia de la aplicación de la Ingeniería Aeronáutica, a partir de 1920, comenzaron una serie de desarrollos que confirmaron definitivamente las aeroturbinas de alto rendimiento y alta velocidad como el diseño más efectivo para la producción de energía eléctrica. Pero hicieron aparecer toda una serie de nuevos problemas, como las vibraciones estructurales, las vibraciones de las palas acopladas con la corriente de aire.

En 1924, el finlandés Sigurd Savonius inventó un rotor de eje vertical capaz de trabajar con velocidades de viento muy bajas. El rotor Savonius está formado por dos semicilindros dispuestos alrededor de un eje vertical. La sencillez de su diseño hacen que esa turbina requiera poco mantenimiento y la convierte en un sistema adecuado para el bombeo de agua de riego en regiones poco industrializadas.



Figura 1.2. Aerogenerador Savonius

En 1927, Prandtl y Betz de Alemania, demostraron analíticamente que el rendimiento de los rotores aumentaba con la velocidad de rotación y que, en cualquier caso, ningún sistema eólico podía superar el 60 por ciento de la energía contenida en el viento. Ese mismo año, el holandés A. J. Dekker construyó el primer rotor provisto de palas con sección aerodinámica. Hasta ese momento, las velocidades en punta de pala que se habían conseguido con los molinos multipala eran dos veces la del viento incidente, mientras que Dekker consiguió con sus perfiles, velocidades en punta de pala cuatro o cinco veces superiores a la velocidad del viento incidente.

Por esta misma época, en Francia, Darrieus desarrolló una turbina de eje vertical. Esta turbina tiene un rotor provisto de unas palas con curvatura, fabricadas mediante la yuxtaposición de dos alas. Este tipo de turbina se ha convertido en una de las opciones de interés dentro del campo de los modernos aerogeneradores.



Figura 1.3. Aerogenerador Darrieus

Al final de la II Guerra Mundial, se inicia un largo periodo en el que el petróleo tiene un precio bajo, llegando esta tendencia hasta 1973, consecuencia de la cual el interés de los países en el desarrollo de la tecnología eólica desaparece completamente. Hay que citar una excepción que supuso los cimientos de la actual tecnología. En 1952 en Dinamarca, y dentro de un programa de desarrollo eólico, se comenzó a elaborar el mapa eólico danés y en 1957 se instaló en Gedser un aerogenerador de 200 kW, con hélice tripala de 24 m de diámetro. Como consecuencia de este programa, en la actualidad Dinamarca es el líder mundial en la tecnología eólica, y sus desarrollos han servido como modelos, para los actuales diseños en construcción en distintos países.

Después de la crisis energética de 1973 en la que hubo un fuerte incremento del precio del petróleo, algunos países realizaron planes de investigación y desarrollo como es el caso de Estados Unidos cuyo primer resultado importante fue la instalación en 1975 del aerogenerador MOD-0, un aerogenerador bipala, de 38 metros de diámetro con palas de metal y 100 kW de potencia, esta situación lleva a la aparición de los actuales aerogeneradores.



Figura 1.4. Aerogenerador actual de eje horizontal

A finales de la década de los setenta aparecen los primeros aerogeneradores comerciales que denominaremos nueva generación de sistemas de conversión eólica. De estas primeras máquinas a los aerogeneradores que se están instalando en la actualidad ha existido un notable desarrollo que permite afirmar que la tecnología de aerogeneradores de pequeña y media potencia (< 600 kW) es una tecnología madura. Hoy se pueden adquirir en el mercado mundial aerogeneradores de más de veinte fabricantes diferentes con garantía de su curva de potencia y de disponibilidad.

Los factores de disponibilidad de máquina, que en las primeras generaciones raramente sobrepasaban el 60% (debido a mantenimiento y averías), hoy son superiores al 95% en los nuevos aerogeneradores, alcanzándose el 98% en los modelos más fiables. La energía eólica representa hoy día una de las fuentes energéticas más baratas y con una tecnología de aprovechamiento totalmente madura. Asimismo, es totalmente competitiva con otras fuentes tradicionales de producción energética. El espectacular desarrollo experimentado en el aprovechamiento de la energía eólica en la última década ha sido posible gracias a la existencia de programas nacionales y supranacionales de investigación y desarrollo (CEE, AIE).

En la siguiente tabla se presenta una comparativa entre las tecnologías utilizadas en las instalaciones eólicas de finales del siglo XX con los actuales aerogeneradores (Rodríguez, Burgos y Arnalte, 2003).

Tabla 1.1. Evolución de los aerogeneradores, 1985-2008

	1985	1995	2008
Diámetro rotor (m)	15	40	72
Altura torre (m)	20	40	62
Potencia nominal (KW)	55	500	1500
Producción anual (MWh)	110	1451	4560
Peso total (t)	12	50	84
Coste estimado (€)	66600	450000	900000
Producción/Área barrida (MWh/m <sup>2</sup> )	0.621	1.155	1.16
Peso palas/Área barrida (Kg/m <sup>2</sup> )	1,6	1.2	1.09
Peso góndola/Área barrida (kg/m <sup>2</sup> )	31	18	10
Peso total/Área barrida (Kg/m <sup>2</sup> )	68	40	17
Coste /Potencia instalada (€/KW)	1212	900	600

La figura 1.5 muestra la evolución de los aerogeneradores en el periodo 1985-2005 (Martínez, 2008).



Figura 1.5. Evolución de los aerogeneradores, 1985-2005

### 1.2.1 Energía eólica a nivel mundial

Al finalizar 2004 la potencia eólica instalada en el conjunto del planeta se situaba aproximadamente en 47.200 MW. Esto suponía un nuevo récord de crecimiento anual, con 7.700 MW nuevos instalados durante el año 2004. Pero, sobre todo, confirmaba un cambio significativo en el desarrollo de esta industria: la globalización de la energía eólica. La industria eólica internacional está adoptando una visión muy positiva del desarrollo del mercado eólico mundial de cara a los próximos años. Para el año 2012, la potencia instalada a nivel global alcanza los 282.482 MW, frente a los 120.791 MW registrados a finales del 2008.

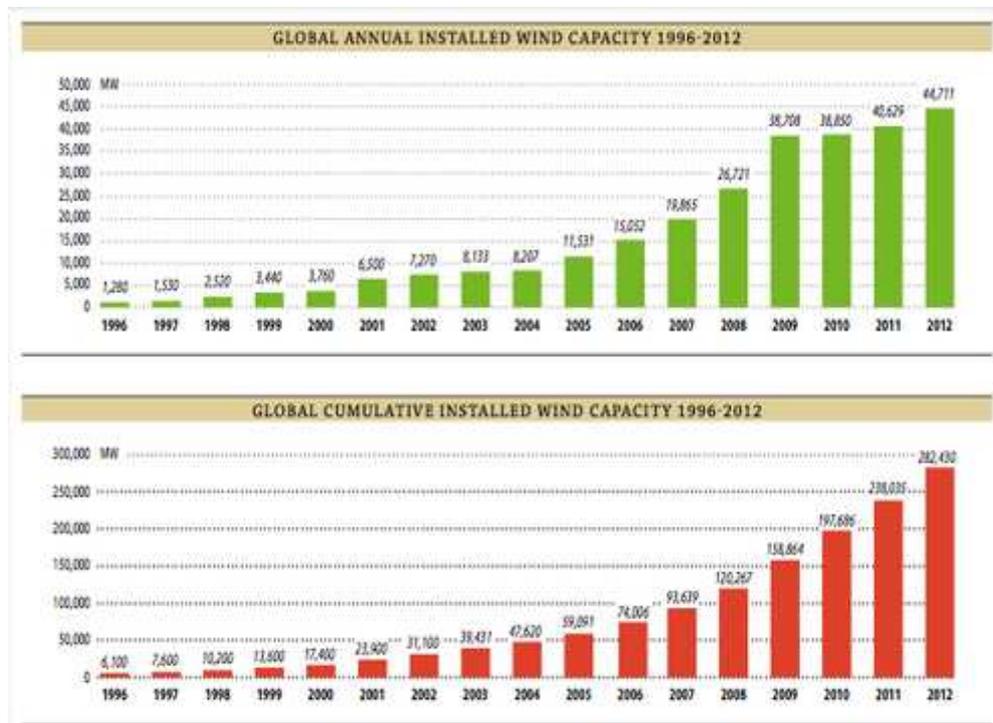


Figura 1.6. Evolución acumulada y sin acumular de la potencia eólica mundial, 1996-2012

China y Estados Unidos compiten por la posición de líder del mercado eólico, cada uno con poco más de 13 GW de nueva capacidad eólica. Brasil encabezó el relativamente tranquilo mercado latinoamericano con 1.077 MW, para que su potencia instalada total llegará a poco más de 2.500 MW; mientras Australia representó todas las nuevas instalaciones en la región del Pacífico, con 358 MW de nueva capacidad en el 2012, para un acumulado total de 2.584 MW.

El Consejo Mundial de Energía Eólica (Global Wind Energy Council) publicó el día de hoy sus estadísticas del mercado 2012, mostrando la expansión continua de la industria, con un crecimiento anual del mercado de casi el 10%, y el crecimiento de la capacidad acumulada de alrededor del 19%. Un año récord para las instalaciones en Estados Unidos y un mercado más lento en China, lo que da como resultado que estos dos países queden prácticamente empatados en el primer puesto en 2012. Tanto los mercados de China e India se desaceleraron ligeramente en 2012, con sus instalaciones anuales llegando a 13,2 y 2,3 GW respectivamente. La consolidación y racionalización del mercado en China, y un declive de las políticas en la India, fueron las principales razones, pero estas condiciones se presume que sean de corta duración, por lo que se espera que continúe el dominio asiático en el mercado mundial de energía eólica.

En una carrera contra el tiempo debido a la expiración anticipada de Créditos Fiscales a la Producción (PTC) a finales de diciembre, la industria de EE.UU. instaló más de 8.000 MW en el cuarto trimestre de 2012, llegando a 13.124 MW en el año, que para fines prácticos ha empatado con China. La extensión del crédito fiscal significa que aunque el mercado de los EE.UU. se desacelerará considerablemente en 2013, es poco probable que sea una desaceleración tan drástica como se esperaba, y la naturaleza de la extensión es un buen augurio para el mercado en 2013. Canadá tuvo un año sólido, y México más que duplicó su capacidad instalada, con la puesta en marcha de 801 MW para un total de 1370 MW, uniéndose a la lista de países (ahora 24), con más de 1.000 MW de capacidad de energía eólica.

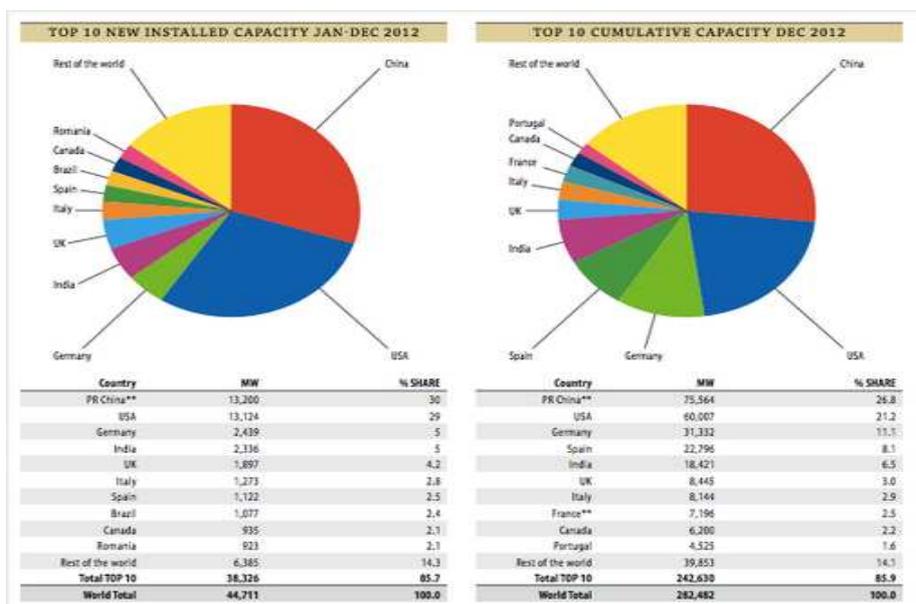


Figura 1.7. Capacidad nueva instalada y acumulada de los 10 países principales en 2012

### 1.2.2 Energía eólica en España

En 1979 el Ministerio de Industria y Energía, a través de Estudios de la Energía, puso en marcha un programa de investigación y desarrollo para el aprovechamiento de la energía eólica y su conversión en electricidad. En España la situación actual comienza en 1978 con el programa de desarrollo de una aeroturbina de 100 kW, con una velocidad de 12 m/s, financiado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Su objetivo era facilitar el proyecto de grandes aerogeneradores con potencias del orden del MW. La máquina estaba formada por una aeroturbina de eje horizontal con tres palas de fibra de vidrio y poliéster de 20 metros de diámetro. Para su emplazamiento se hizo un estudio previo de las curvas de potencial eólico en España, realizado en el Instituto de Técnica Aeroespacial (INTA).

El progreso de la tecnología nacional permitió tener en 1990 cuatro parques operativos de un total de ocho aeroturbinas, mientras la industria nacional lograba máquinas competitivas que superaban los 100 kW, precursoras de los actuales parques eólicos.

En agosto de 2005 el Gobierno aprobaba el Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010, un nuevo texto que revisaba el anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010, para reconducir los esfuerzos estatales por alcanzar un objetivo común en la Unión Europea: que las fuentes renovables contribuyan con un mínimo del 12% al consumo nacional bruto de energía en 2010 (tal y como propuso en 1997 el Libro Blanco de las energías renovables de la Comisión Europea).

Con la aprobación del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, el objetivo era sumar en los próximos cinco años 12.000 nuevos megavatios instalados a los 8.155 que ya había acumulados en el país hasta finales de 2004, es decir, llegar en 2010 a los 20.155 MW, una meta impensable hace no mucho. Por comunidades autónomas, los objetivos más ambiciosos para 2010 son los fijados para Andalucía (1.850 megavatios nuevos), Comunidad Valenciana (1.579), Galicia (1.570), Aragón (1.246), Castilla y León (1.157) y Castilla La Mancha (1.066) (IDAE, 2005).

A 31 de diciembre de 2008, España tenía instalada una capacidad de energía eólica de 16.018 MW (16,7% de la capacidad del sistema eléctrico nacional), cubriendo durante ese año 2008 el 11% de la demanda eléctrica. Se situaba así en tercer lugar en el mundo

en cuanto a potencia instalada, detrás de Alemania y EEUU. En 2005, el Gobierno de España aprobó una nueva ley nacional con el objetivo de llegar a los 20.000 MW de potencia instalada en 2012. Durante el periodo 2006-07 la energía eólica produjo 27.026 GWh (10% producción eléctrica Total).

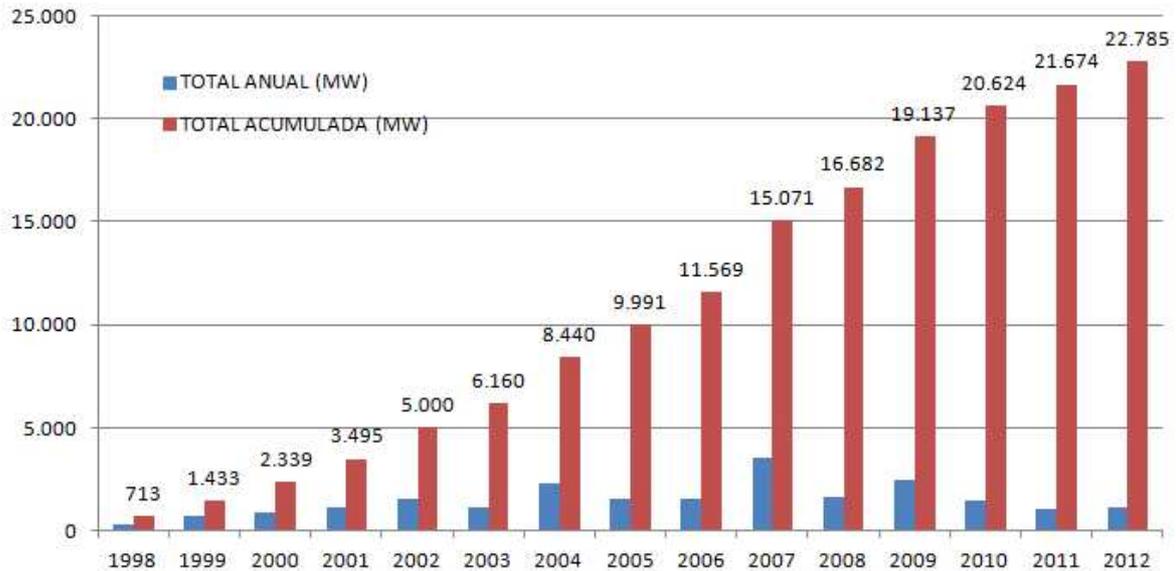


Figura 1.8. Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España, 1998-2012

Por Comunidades Autónomas, Castilla y León lidera el ranking con 5.510 MW, seguida de Castilla-La Mancha con 3.806 MW, que se sitúa por delante de Galicia (que encabezaba este ranking autonómico hasta 2006), que a su vez llega a los 3.311 MW. Ver figura 1.9. (AEE, 2012).

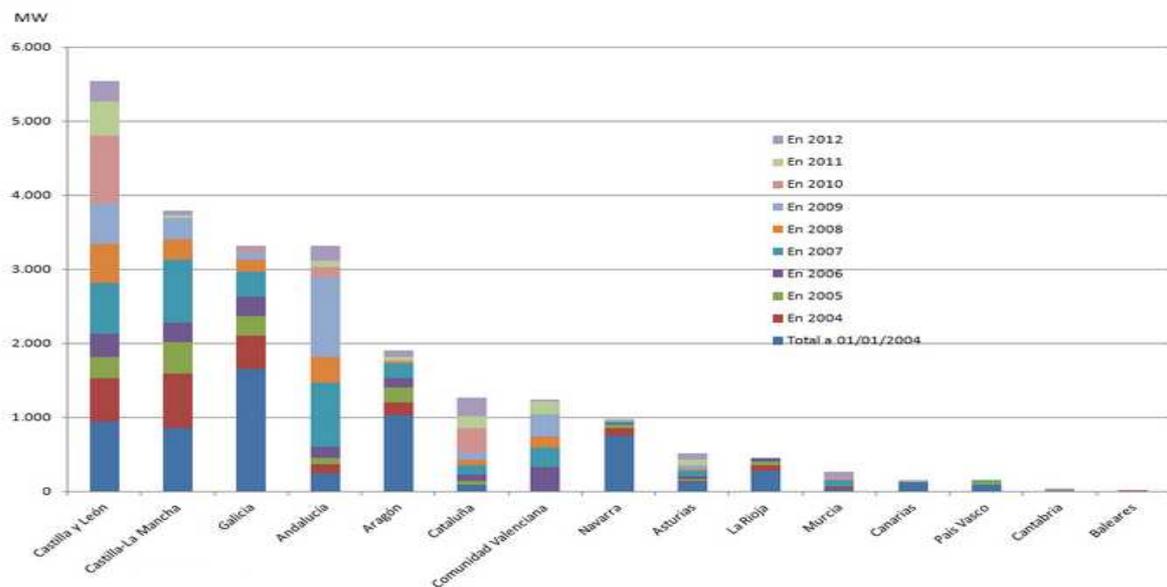


Figura 1.9. Potencia eólica instalada en España por Comunidades Autónomas 2004-2012

En la madrugada del 19 de abril de 2012, la energía eólica alcanzó el 61,06% de la electricidad producida en España, con una potencia instantánea de 14.889 MW respecto a los 24.384 MW demandados por la red eléctrica. Esta es una potencia superior a la producida por las seis centrales nucleares que hay en España que suman 8 reactores y que juntas generan 7.742,32 MW. Desde hace unos años en España es mayor la capacidad teórica de generar energía eólica que nuclear y es el segundo productor mundial de energía eólica, después de Alemania. España y Alemania también llegaron a producir en 2005 más electricidad desde los parques eólicos que desde las centrales hidroeléctricas.

Está previsto para los próximos años un desarrollo de la energía eólica marina en España. Los Ministerios de Industria, Comercio y Turismo y Medio Ambiente ya están trabajando en la regulación e importantes empresas del sector han manifestado su interés en invertir. Asimismo, está creciendo bastante el sector de la minieólica. Existe una normativa de fabricación de pequeños aerogeneradores, del Comité Electrotécnico Internacional CEI (Norma IEC-61400-2 Ed2) la cual define un aerogenerador de pequeña potencia como aquel cuya área barrida por su rotor es menor de 200 m<sup>2</sup>. La potencia que corresponde a dicha área dependerá de la calidad del diseño del aerogenerador, existiendo de hasta 65 kW como máximo.

De cara al futuro, España se guía mediante el PER (Plan de Energías Renovables 2011-2020), que fija como objetivos generales conseguir una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020. El Gobierno español pretende que la eólica aporte 35.000 MW de potencia instalada en ese año, y 44.000 en 2030 (de los cuales 8.000 sean marinos). Para ello la eólica tiene que seguir evolucionando tecnológicamente en diversos aspectos como la integración en red, lo que permitirá automáticamente incrementar la potencia eólica aceptada por la red por cuestiones de seguridad en el funcionamiento de la misma. Si se cumple esta previsión, sería necesario incrementar la potencia instalada a un ritmo de 1.484 MW anuales entre 2010 y 2020, y entre 2020 y 2030, a un ritmo de 900 MW anuales.

### 1.3 Principios de la energía eólica

La energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, aquella que se obtiene de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire y así mismo las

---

vibraciones que el aire produce. El término eólico viene del latín Aeolicus, perteneciente o relativo a Éolo o Eolo, dios de los vientos en la mitología griega y, por tanto, perteneciente o relativo al viento. La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas. Es un tipo de energía verde, La energía verde es un término para describir la energía generada a partir de fuentes de energía primaria respetuosas con el medio ambiente. Las energías verdes son energías renovables que no contaminan, es decir, cuyo modo de obtención o uso no emite subproductos que puedan incidir negativamente en el medio ambiente.

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión. Los vientos son generados a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre por parte de la radiación solar, entre el 1 y 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento. De día, las masas de aire sobre los océanos, los mares y los lagos se mantienen frías con relación a las áreas vecinas situadas sobre las masas continentales.

Los continentes absorben una menor cantidad de luz solar, por lo tanto el aire que se encuentra sobre la tierra se expande, y se hace por lo tanto más liviana y se eleva. El aire más frío y más pesado que proviene de los mares, océanos y grandes lagos se pone en movimiento para ocupar el lugar dejado por el aire caliente.

La energía eólica presenta ventajas frente a otras fuentes energéticas convencionales:

- Procede indirectamente del sol, que calienta el aire y ocasiona el viento.
- Se renueva de forma continua.
- Es inagotable.
- Es limpia. No contamina.
- Es autóctona y universal. Existe en todo el mundo.
- Cada vez es más barata conforme avanza la tecnología.
- Permite el desarrollo sin expoliar la naturaleza, respetando el medio ambiente.
- Las instalaciones son fácilmente reversibles. No deja huella.

La energía eólica es una energía limpia por que la generación de electricidad a partir del viento no produce gases tóxicos, ni contribuye al efecto invernadero, ni a la lluvia ácida.

No origina productos secundarios peligrosos ni residuos contaminantes. Cada kwh de electricidad, generada por energía eólica en lugar de carbón, evita la emisión de un kilogramo de dióxido de carbono CO<sub>2</sub> a la atmósfera. Cada árbol es capaz de absorber 20 Kg de CO<sub>2</sub>; generar 20 kilowatios de energía limpia, tiene el mismo efecto, desde el punto de la contaminación atmosférica, que plantar un árbol.

## 1.4 Motivación

En los últimos años se está produciendo un cambio de paradigma en el modelo energético, una renovación de la estructura energética, un resurgimiento de la tecnología del aprovechamiento de las fuentes renovables.

A nivel mundial se está optando por un modelo energético que, garantizando la cobertura de las necesidades energéticas, resulte menos agresivo con el medio ambiente. Se está apostando por una introducción progresiva de las fuentes de energía renovables ya que se ha desarrollado una conciencia generalizada sobre la necesidad de protección del medio ambiente, a causa de los innumerables problemas ambientales que se venían detectando de manera alarmante: emisiones ácidas, derivados de la utilización masiva e incontrolada del carbón y petróleo; aumento del anhídrido carbónico atmosférico, cuya consecuencia más alarmante es el consiguiente incremento del efecto invernadero; disminución de la capa de ozono y otra serie de problemas, cuyas consecuencias podrían alterar gravemente tanto el clima como la calidad de vida en la Tierra.

La motivación de este proyecto ha surgido dentro del marco de aplicación de la energía eólica por representar hoy en día una de las fuentes energéticas renovables más económicas y viables, con una tecnología de aprovechamiento totalmente madura capaz de competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales.

En la última década se ha producido en España una expansión extraordinaria del aprovechamiento de la energía eólica para la generación de electricidad. La disponibilidad de zonas con potencial eólico estimable junto con las políticas de apoyo a las energías renovables, sobre todo a la eólica, han contribuido a un enorme desarrollo industrial y tecnológico de este sector.

---

## 1.5 Objetivo del proyecto

Dentro del marco general de crecimiento de la generación eólica, el objetivo del presente trabajo es desarrollar un estudio de viabilidad de un parque eólico ubicado en la Sierra del Perdón situada a 10 Km de Pamplona, provincia de Navarra.

Se persigue la instalación de un parque eólico, dotado de un sistema de producción eléctrica, basado en aerogeneradores que aprovechan la energía del viento, fomentando a la vez, el uso de tecnologías energéticas avanzadas, dentro del campo de las energías renovables permitiendo el ahorro de otras fuentes de energía.

Este parque, denominado Parque Eólico El Perdón I, de 30 MW de potencia total, está dotado de un conjunto de 15 aerogeneradores de 2 MW de potencia unitaria. La totalidad de los aerogeneradores serán explotados en conjunto en un mismo emplazamiento. La consecución de este proyecto se estructura de la siguiente manera:

- Selección del emplazamiento donde irá ubicado el parque eólico ya que debe cumplir una serie de requisitos para dicha finalización.
- Estudio del recurso eólico para saber la dirección predominante del viento y posteriormente poder calcular la producción de energía del parque.
- Aerogenerador o máquina que transforma la energía del viento, en energía eléctrica, compuesto por: rotor (palas y buje); multiplicador y generador eléctrico; torre soporte; equipo de regulación y control; transformadores; cableado; aparatos de medida; y sistema de comunicación.
- Obra civil: cimentaciones; accesos y plataformas; medidas correctoras, etc.
- Infraestructura eléctrica y de control: zanjas y canalizaciones; línea de media tensión; cableado de comunicaciones; red de tierra, etc.
- Estudio económico del proyecto para valorar el parque eólico y comprobar la rentabilidad de la inversión.

## 2. Emplazamiento

### 2.1 Justificación de la ubicación del parque

La justificación de la selección del emplazamiento del parque eólico se elabora de acuerdo con las características eólicas de la zona. A continuación se puede observar un mapa del recurso eólico de la Región de Navarra.

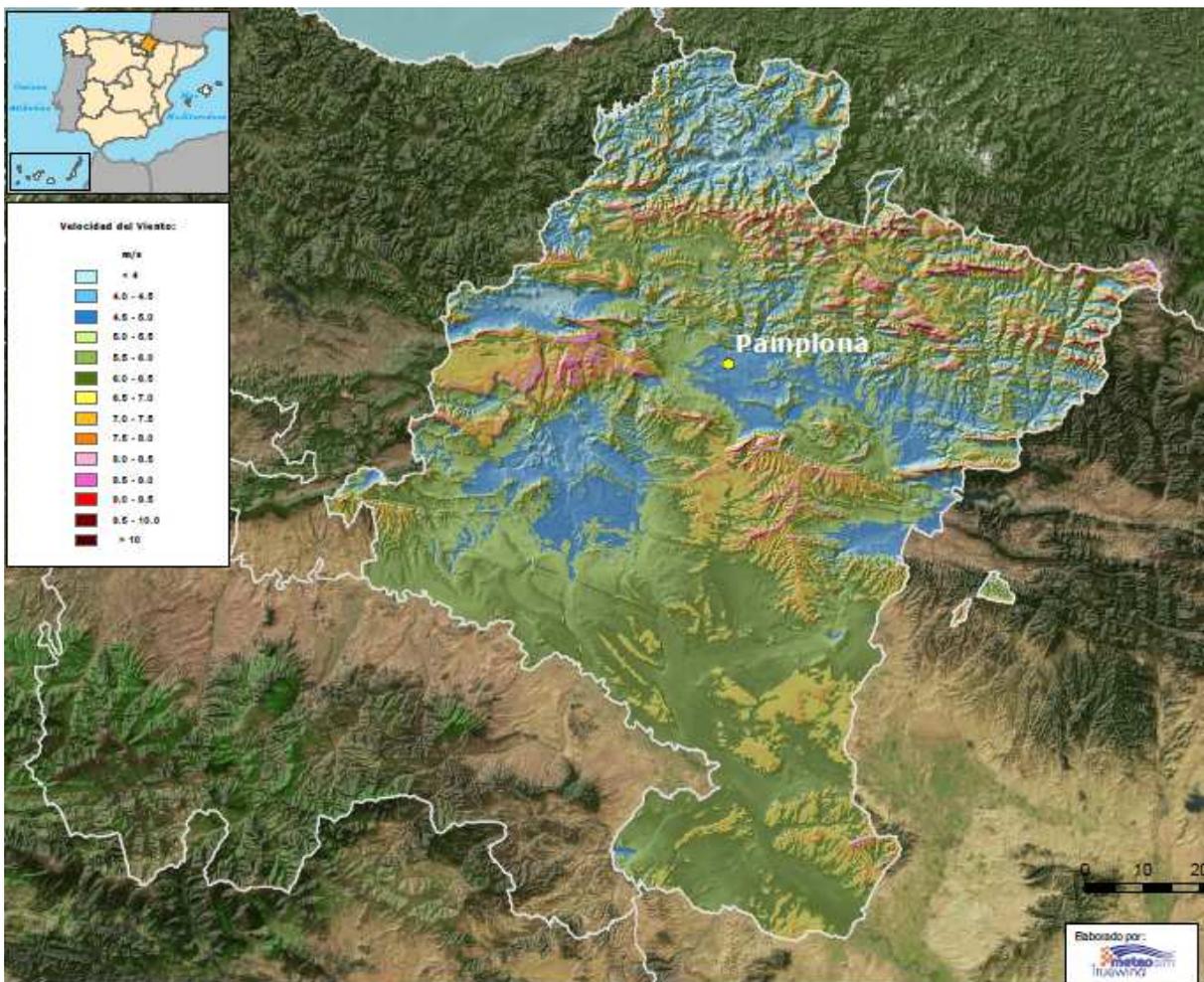


Figura 2.1. Mapa eólico del Reino de Navarra a 80 m de altura

La zona seleccionada para la instalación del parque eólico corresponde a la Sierra del Perdón porque es una zona donde el viento se presenta con elevada frecuencia y con una velocidad media alta, dos requisitos imprescindibles para desarrollar un parque eólico. Por lo tanto, se considera que el emplazamiento del parque eólico es adecuado para la producción de energía eléctrica.

El Perdón también conocido como Erreniega es una sierra y un monte situado en la Comunidad Foral de Navarra (España) que tiene una altitud de 1.039 m. Está situado 10 Km al sur de la capital de la comunidad Pamplona entre los ríos Arga, el Robo y el Elorza y entre los términos municipales de Legarda, Belascoain, Echarri, Cizur y Galar.

Esta sierra corresponde geológicamente a la frontera norte de la depresión del Ebro, aunque frecuentemente se incluye entre las sierras exteriores de la montaña o prepirineo. Está constituida por sedimentos continentales detríticos oligo-miocénicos, a diferencia de las del prepirineo que están constituidas por sedimentos marinos del cretácico superior o del eoceno.

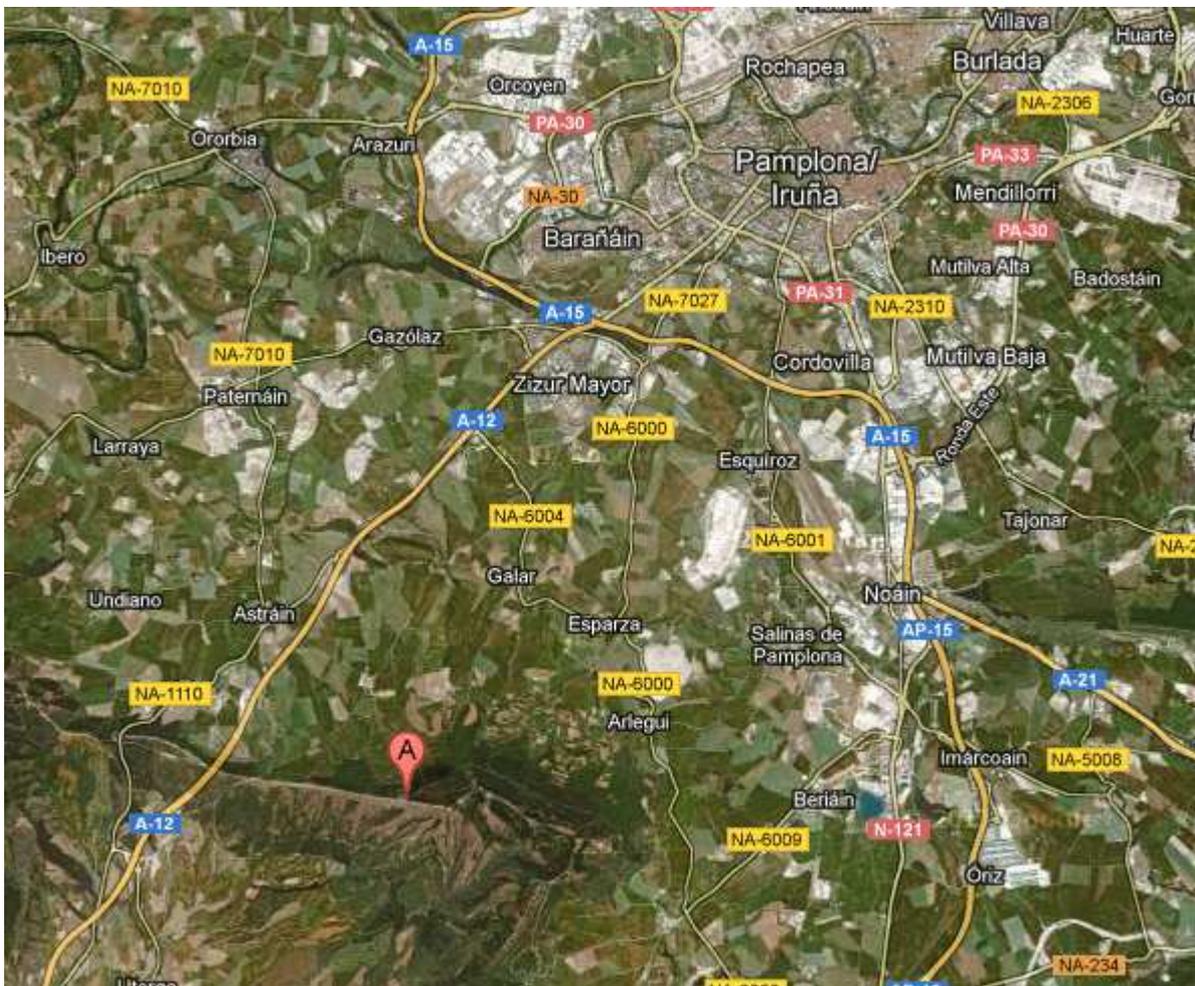


Figura 2.2. Plano de localización general de la sierra del Perdón

Las coordenadas del lugar donde se sitúa nuestra sierra son:

Latitud (42°44' 5,9" N) y Longitud (1°42' 2,14" W )

## 2.2 Criterios para de la elección del emplazamiento

Los criterios a tener en cuenta para la elección del terreno donde se situarán las instalaciones han sido la orografía del terreno, impacto ambiental y proximidad a la red eléctrica.

La dirección del terreno montañoso donde se ubicará el parque eólico es entre O-E y ONO-ESE, se trata de una gran elevación de terreno donde el punto más alto de la sierra es de 1.039 m. En la parte alta de la sierra se presentan terrenos con menor pendiente y gran suavidad floral. Estos terrenos están formados por agrupaciones de árboles de escasa altura y matorrales llegando a cubrir gran parte de la Sierra del Perdón.

En las cercanías de la ubicación del parque se encuentra las redes eléctricas de interconexión para la evacuación de la energía producida, además de la no proximidad de bienes inmuebles de interés cultural o de edificios de interés que participen de valores históricos, culturales o ambientales y ninguna zona considerada de protección para las aves (Z.E.P.A). Por lo tanto este emplazamiento es adecuado para la instalación de un parque eólico.



Figura 2.3. Plano del emplazamiento para la instalación del parque eólico

---

### 3. Estudio del recurso eólico

#### 3.1 Torre de medición

La obtención de los parámetros meteorológicos en la zona de explotación del parque se realizó a partir de la instalación de una torre de medición in situ, en el que la toma de datos se realizó a una altura de 10 m. Para que las mediciones sean válidas, esta torre de medición cumple las recomendaciones para la monitorización del viento proporcionadas por la norma IEA 1999 y las recomendaciones del IEC para prevenir efectos adversos de la estructura del mástil que afecten a la precisión de las mediciones. Estos requisitos se cumplen con una distancia adecuada entre los sensores y los mástiles donde están apoyados. También deben tener los brazos una correcta orientación en relación con la dirección de viento predominante.

Los parámetros meteorológicos están recogidos en el Anejo A, en formato tablas durante un periodo de 3 años correspondientes a los años 2009, 2010 y 2011. Estas tablas dan a conocer la fecha, temperatura media, humedad relativa media, precipitación acumulada, velocidad media y dirección del viento de cada día del año.

#### 3.2 Análisis de viento

##### 3.2.1 Rosa de los vientos

Para saber la orientación que deben tener nuestros aerogeneradores, se realiza la rosa de los vientos donde se representa las frecuencias y las velocidades que se dan para cada dirección del viento. En nuestro caso, a partir de los datos expuestos en el Anejo A podemos formar la siguiente tabla. A partir de los datos de esta tabla, se elaboran la rosa de frecuencias y la de velocidades:

Tabla3.1. Valores de frecuencia y velocidad media en cada dirección

<b>Dirección</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Frecuencia (%)</b>	<b>Velocidad media (m/s)</b>
N	658	60,09	8,22
NE	4	0,37	4,15
E	0	0,00	0,00
SE	6	0,55	10,14
S	365	33,33	7,65
SW	41	3,74	5,95
W	5	0,46	3,54
NW	16	1,46	5,63
<b>TOTAL</b>	<b>1095</b>		<b>7,88</b>

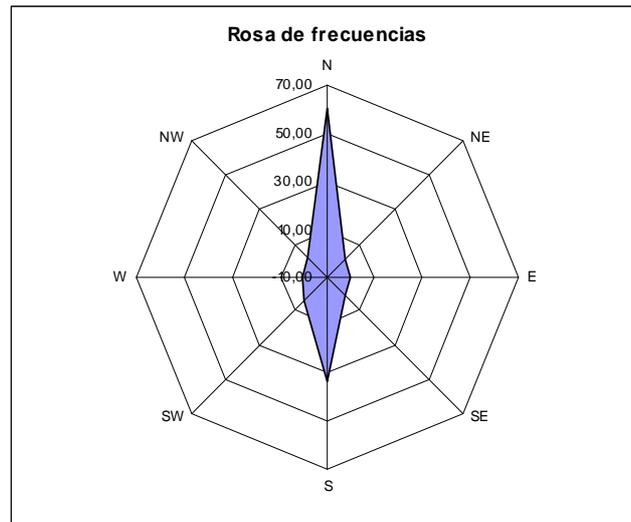


Figura3.1. Rosa de frecuencias

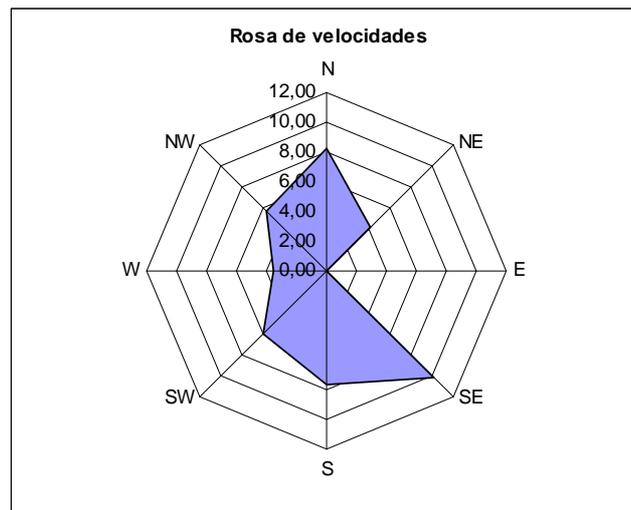


Figura3.2. Rosa de velocidades

Como se puede observar, la dirección predominante del viento en la zona es “N”, donde la frecuencia de los vientos es del 60,09 %. Esto supone que los aerogeneradores que compondrán nuestro parque eólico deben tener una dirección perpendicular a la predominante del viento, es decir, en dirección “S” para reducir así los efectos de la estela.

### 3.2.2 Velocidad media del viento

El estudio de la velocidad media del viento en la zona donde se va a instalar el parque eólico, nos sirve para saber si el recurso eólico del lugar es apto para dicha

instalación. Este análisis se realiza mediante correlaciones de velocidades y frecuencias, en nuestro caso están presentadas en la siguiente tabla:

Tabla3.2. Valores de frecuencia y velocidades para el cálculo de la velocidad media

H-10				
Velocidad (m/s)	Registros	Frecuencias	Frecuencias%	v*f
1	1	0,000913	0,091324	0,09132
2	15	0,013699	1,369863	2,73973
3	61	0,055708	5,570776	16,71233
4	105	0,095890	9,589041	38,35616
5	164	0,149772	14,977169	74,88584
6	138	0,126027	12,602740	75,61644
7	144	0,131507	13,150685	92,05479
8	131	0,119635	11,963470	95,70776
9	87	0,079452	7,945205	71,50685
10	73	0,066667	6,666667	66,66667
11	59	0,053881	5,388128	59,26941
12	38	0,034703	3,470320	41,64384
13	34	0,031050	3,105023	40,36530
14	21	0,019178	1,917808	26,84932
15	10	0,009132	0,913242	13,69863
16	6	0,005479	0,547945	8,76712
17	3	0,002740	0,273973	4,65753
18	4	0,003653	0,365297	6,57534
19	0	0,000000	0,000000	0,00000
20	1	0,000913	0,091324	1,82648

A partir del sumatorio de las velocidades por sus frecuencias y dividido por 100 obtenemos una velocidad media de 7,38 m/s, por lo tanto al ser mayor de 5 m/s el desarrollo del parque eólico es apto.

### 3.2.3 Distribución de Weibull

Para la obtención de la distribución de la velocidad del viento vamos a usar la denominada ley de Weibull, esto se realizará obteniendo una función continua a partir de unos datos discretos. Esta distribución es una función de densidad de probabilidad que es importante para conocer la energía media disponible, así como otros factores tales como la potencia recuperable, el factor de irregularidad, o para estimar la probabilidad de que la velocidad esté comprendida dentro de un intervalo de velocidades dado.

A partir de esta distribución de Weibull la podemos adaptar a una zona desplazada y con altura diferente de donde se ha realizado el estudio. La ley de distribución (densidad de probabilidad) de Weibull se expresa por medio de la siguiente expresión:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left( \frac{V}{A} \right)^{k-1} \times e^{\left[ -\left( \frac{V}{A} \right)^k \right]} \tag{E.1}$$

Donde:

A: factor de escala, con dimensiones de velocidad.

k: factor de forma, adimensional.

Para calcular los valores de A y k, no tendremos en cuenta las calmas y utilizaremos las siguientes ecuaciones:

$$A = \frac{V_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad k = \left( \frac{\sigma}{V_m} \right)^{-1,086} \tag{E.2}$$

Donde:

V<sub>m</sub>: velocidad media.

σ: desviación típica.

Γ(n): función gamma.

La función gamma, para poder calcular el factor de escala, se obtiene a partir de la siguiente tabla:

Tabla3.3. Obtención del valor gamma

n	Γ(n)	n	Γ(n)	n	Γ(n)	n	Γ(n)
1,00	1,00000	1,40	0,88728	1,80	0,93138	2,20	1,10180
1,01	0,99433	1,41	0,88776	1,81	0,93408	2,21	1,10785
1,02	0,98884	1,42	0,88830	1,82	0,93685	2,22	1,11399
1,03	0,98355	1,43	0,88894	1,83	0,93969	2,23	1,12023
1,04	0,97844	1,44	0,88961	1,84	0,94261	2,24	1,12657
1,05	0,97350	1,45	0,89030	1,85	0,94561	2,25	1,13300
1,06	0,96874	1,46	0,89100	1,86	0,94869	2,26	1,13954
1,07	0,96415	1,47	0,89163	1,87	0,95184	2,27	1,14618
1,08	0,95973	1,48	0,89228	1,88	0,95507	2,28	1,15292
1,09	0,95546	1,49	0,89295	1,89	0,95838	2,29	1,15976
1,10	0,95135	1,50	0,89363	1,90	0,96177	2,30	1,16671
1,11	0,94740	1,51	0,89433	1,91	0,96523	2,31	1,17377
1,12	0,94359	1,52	0,89504	1,92	0,96877	2,32	1,18093
1,13	0,93993	1,53	0,89577	1,93	0,97240	2,33	1,18819
1,14	0,93642	1,54	0,89652	1,94	0,97610	2,34	1,19557
1,15	0,93304	1,55	0,89728	1,95	0,97988	2,35	1,20305
1,16	0,92980	1,56	0,89804	1,96	0,98374	2,36	1,21065
1,17	0,92670	1,57	0,89881	1,97	0,98769	2,37	1,21836
1,18	0,92373	1,58	0,89959	1,98	0,99171	2,38	1,22618
1,19	0,92089	1,59	0,89998	1,99	0,99581	2,39	1,23412
1,20	0,91817	1,60	0,90052	2,00	1,00000	2,40	1,24217
1,21	0,91558	1,61	0,90108	2,01	1,00427	2,41	1,25034
1,22	0,91311	1,62	0,90166	2,02	1,00862	2,42	1,25863
1,23	0,91075	1,63	0,90224	2,03	1,01306	2,43	1,26703
1,24	0,90852	1,64	0,90284	2,04	1,01758	2,44	1,27554
1,25	0,90640	1,65	0,90347	2,05	1,02218	2,45	1,28421
1,26	0,90440	1,66	0,90412	2,06	1,02687	2,46	1,29295
1,27	0,90250	1,67	0,90480	2,07	1,03164	2,47	1,30183
1,28	0,90072	1,68	0,90550	2,08	1,03650	2,48	1,31091
1,29	0,89904	1,69	0,90621	2,09	1,04145	2,49	1,32009
1,30	0,89747	1,70	0,90694	2,10	1,04649	2,50	1,32934
1,31	0,89600	1,71	0,90767	2,11	1,05161	2,51	1,33875
1,32	0,89464	1,72	0,90842	2,12	1,05682	2,52	1,34830
1,33	0,89338	1,73	0,90917	2,13	1,06212	2,53	1,35799
1,34	0,89222	1,74	0,90993	2,14	1,06751	2,54	1,36779
1,35	0,89115	1,75	0,91069	2,15	1,07300	2,55	1,37773
1,36	0,89018	1,76	0,92137	2,16	1,07857	2,56	1,38784
1,37	0,88931	1,77	0,92206	2,17	1,08424	2,57	1,39807
1,38	0,88854	1,78	0,92276	2,18	1,09000	2,58	1,40844
1,39	0,88785	1,79	0,92347	2,19	1,09585	2,59	1,41896

Para la obtención de la desviación típica y así poder calcular el factor de forma se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$\sigma = \left( \sum [(v - v_m) * f] \right)^{0,5} \quad \text{E.3}$$

En la siguiente tabla se presentan los datos necesarios para el cálculo de la desviación típica:

Tabla3.4. Cálculo de la desviación típica

H-10		
Velocidad (m/s)	Frecuencias%	$((v-v_m)^2)*f$
1	0,091324	0,03717
2	1,369863	0,39649
3	5,570776	1,06868
4	9,589041	1,09543
5	14,977169	0,84830
6	12,602740	0,23997
7	13,150685	0,01898
8	11,963470	0,04600
9	7,945205	0,20854
10	6,666667	0,45766
11	5,388128	0,70612
12	3,470320	0,74075
13	3,105023	0,98073
14	1,917808	0,84049
15	0,913242	0,53028
16	0,547945	0,40716
17	0,273973	0,25355
18	0,365297	0,41200
19	0,000000	0,00000
20	0,091324	0,14545

Obtenemos una desviación típica de  $\sigma = 3,07$ , por lo tanto conseguimos un factor de forma de **k= 2,59**. A partir del factor de forma calculamos la función gamma en la cual obtenemos un valor de  $\Gamma(1,39)=0,88785$ . De esta manera obtenemos un factor de escala de **A= 8,31**.

Finalmente, la ley de distribución de Weibull a una altura de 10 m vendrá dada por la siguiente función:

$$f(v) = \frac{2,59}{8,31} \left( \frac{V}{8,31} \right)^{2,59-1} \times e^{\left[ -\left( \frac{V}{8,31} \right)^{2,59} \right]} \quad \text{E.4}$$

A continuación se representa gráficamente dicha función:

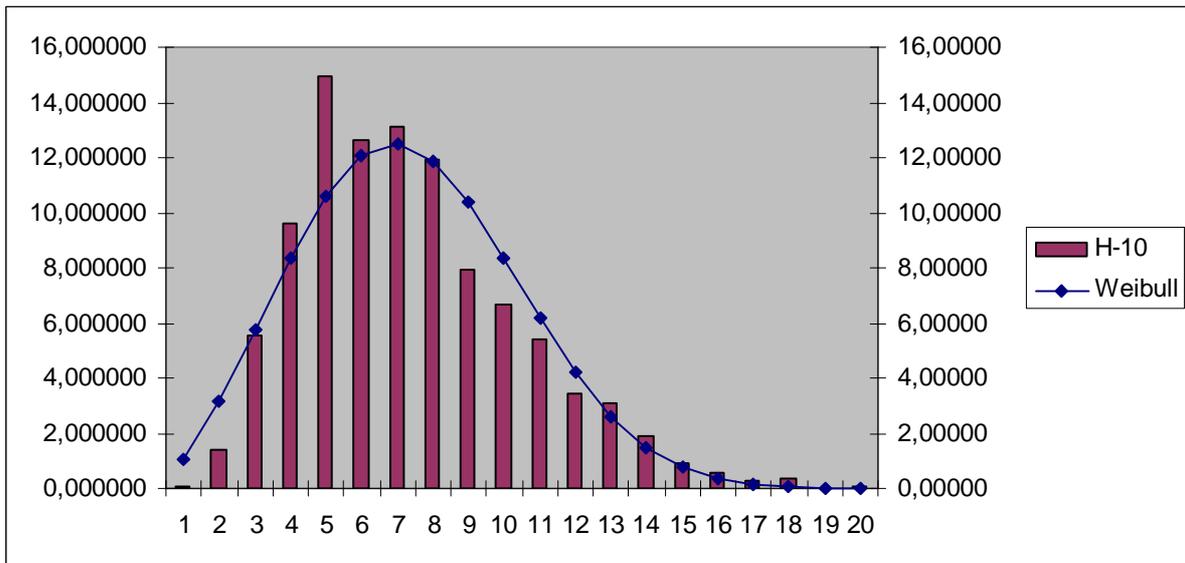


Figura3.3. Distribución de Weibull con los datos de viento

### 3.2.4 Perfil vertical de velocidades media

Para saber las velocidades media a diferentes alturas realizamos el perfil vertical del viento. Para la obtención de dicho perfil utilizaremos valores de alturas por encima y por debajo del valor estudiado en el presente proyecto. El cálculo de las velocidades medias se ha realizado a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{V}{V_m} = \left( \frac{h}{h_o} \right)^\alpha \quad \text{E.5}$$

Donde:

V: Velocidad del viento a la altura elegida.

$V_m$ : Velocidad del viento a la altura de la torre meteorológica.

h: Altura a la que se quiere calcular la velocidad del viento.

$h_0$ : Altura donde se han medido los datos meteorológicos.

$\alpha$ : Factor de rugosidad o fricción del terreno.

En nuestro caso, vamos a utilizar una rugosidad del terreno de  $\alpha=0,15$ , este parámetro se tiene en cuenta ya que las velocidades de viento se ven afectadas por la rugosidad, obstáculos y el contorno del terreno. En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento. Es decir, los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento mientras que terrenos de césped, hielo y el mar abierto en calma lo ralentizan ligeramente. A continuación se representará gráficamente el perfil vertical del viento:

Tabla3.5. Velocidades medias

Altura (m)	Vel.media (m/s)
5	6,65
10	7,38
60	9,71
100	10,48
200	11,57
350	12,58

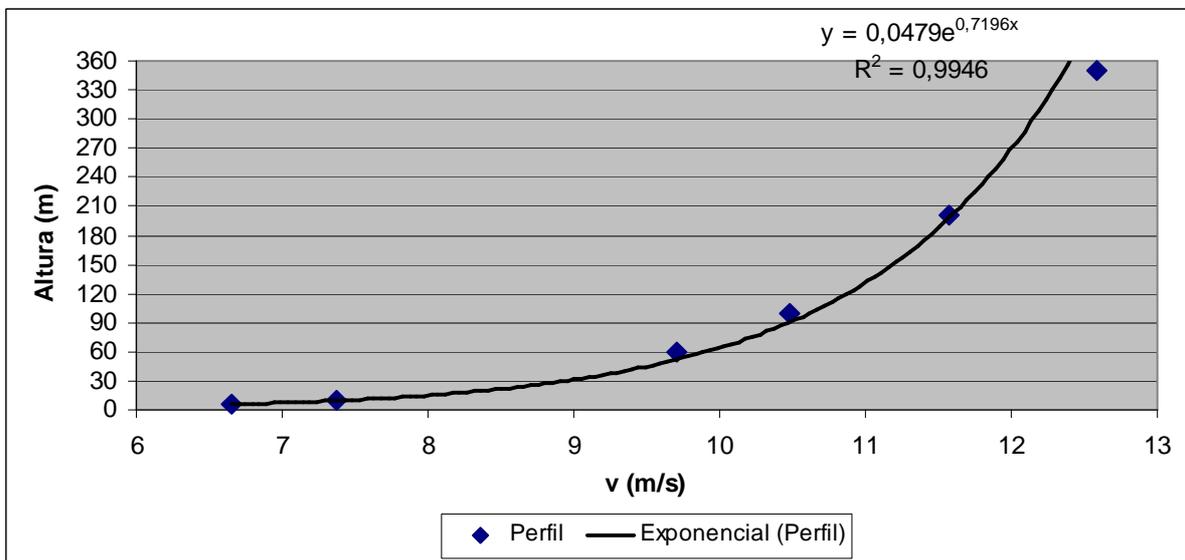


Figura3.4. Perfil vertical del viento

## 4. Aerogenerador

### 4.1 Selección del aerogenerador

A la hora de la selección del tipo de aerogenerador que vamos a instalar en nuestro parque eólico vamos a tener en cuenta ciertos criterios como el precio, aprovechamiento del viento y superficie disponible.

Teniendo en cuenta estos criterios el aerogenerador elegido corresponde al modelo Gamesa G80 2.0 MW, suministrados por la multinacional Gamesa. Las especificaciones técnicas generales del aerogenerador G80 2.0 MW se incluyen en el Anejo B. Una vez seleccionado el aerogenerador debemos tener en cuenta la elección de la altura del buje ya que este tipo consta de las siguientes cuatro alturas 60,67,78 y 100 m.

Para poder tomar la mejor decisión en cuanto se refiere a la altura del buje, vamos a realizar una comparación entre el incremento de potencia y el incremento del coste que esto supone. Para saber el incremento de potencia debemos saber la velocidad media al cubo de las diferentes alturas del buje, estos datos son obtenidos a partir de la ecuación E.5. En cuanto al incremento del coste se realiza sabiendo que por cada metro de torre levantado supone un incremento del 0,25% del coste total del aerogenerador a una altura de 60 m.

Los resultados de los siguientes parámetros son presentados en la siguiente tabla donde posteriormente se representan gráficamente:

Tabla4.1. Incremento de potencia y coste a diferentes alturas del buje

<b>h</b>	<b><math>V_m</math></b>	<b><math>V_m^3</math></b>	<b>%incremento de potencia</b>	<b>%incremento de coste</b>
100	10,424	1132,670	125,85	110,00
78	10,043	1012,955	112,55	104,25
67	9,817	946,098	105,12	101,75
60	9,655	900,030	100,00	100,00

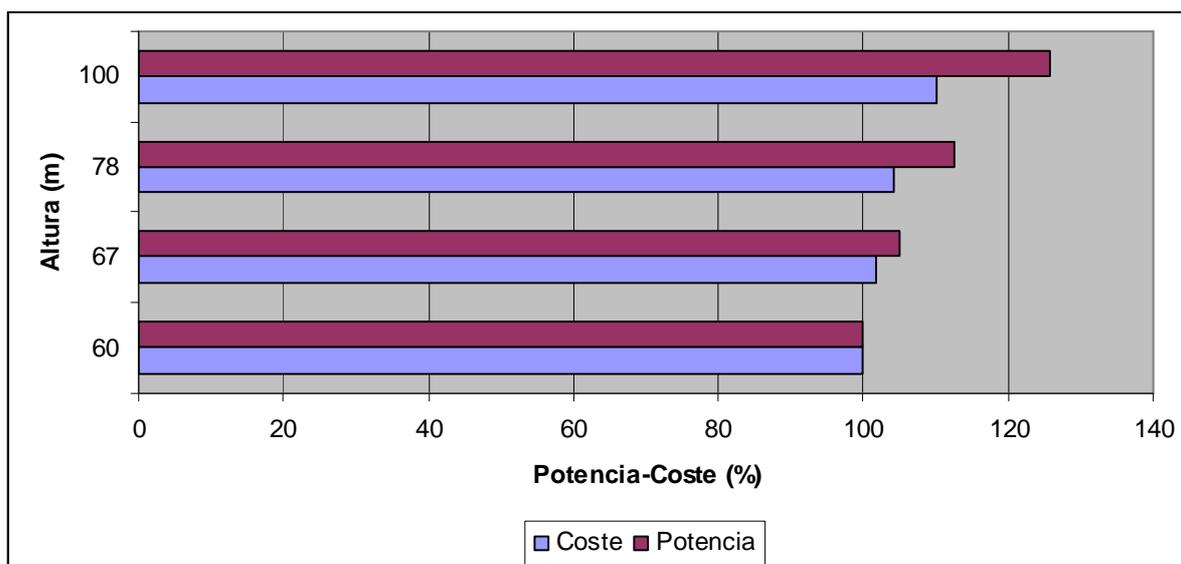


Figura4.1. Potencia vs Coste

Con los resultados obtenidos se aprecia cuantitativamente que la elección más adecuada es la de 100 m.

## 4.2 Descripción técnica del aerogenerador y componentes principales

Un aerogenerador está constituido esencialmente por una turbina eólica, una caja multiplicadora y un generador eléctrico situados en la parte superior de una torre de acero (de 100 m de altura en este caso) cimentada sobre una zapata de hormigón armado.

### 4.2.1 Tipo de turbina y descripción general

El modelo G80 de Gamesa es un aerogenerador con un diseño aerodinámico de punta de pala y un diseño de componentes mecánicos que minimizan el ruido emitido, gracias a un sistema de control de ruido *Gamesa NRS* que permite programar el ruido emitido de acuerdo con criterios como fecha, hora o dirección del viento. Con este modo se logra el cumplimiento de las normativas locales con una producción máxima.

Sus palas son más ligeras por el empleo de materiales como la fibra de vidrio, la fibra de carbono y preimpregnados. Cumple todos los requerimientos principales de conexión a redes internacionales. Dispone también de un sistema de control y monitorización remota con acceso Web, *Gamesa SGIPE*.

Un esquema del modelo G80, con sus distintos componentes, sería el siguiente:

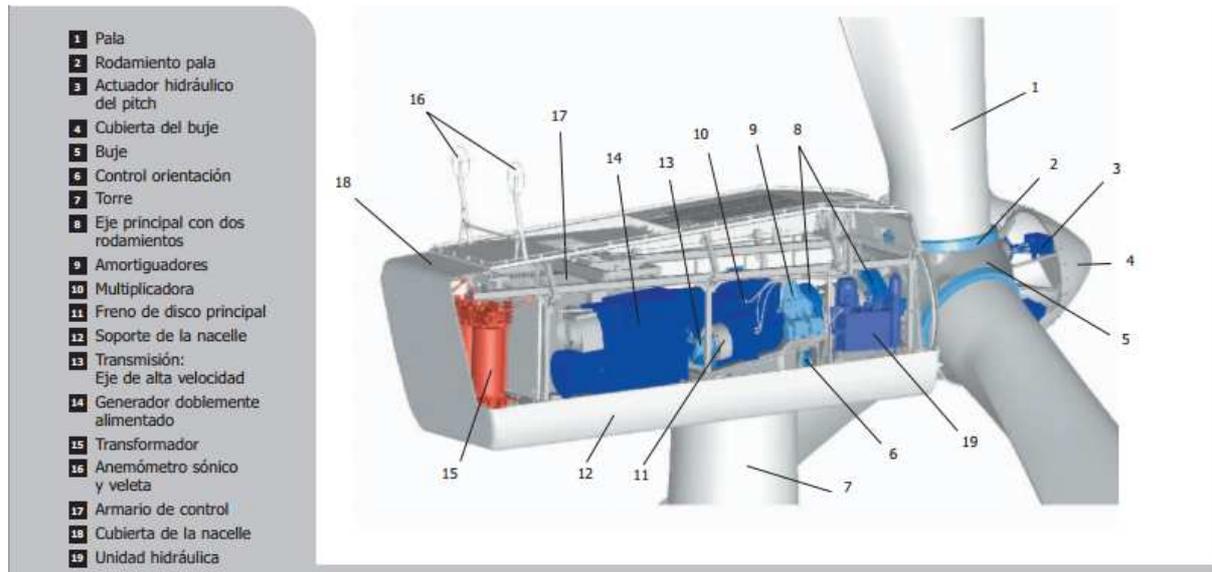


Figura4.2. Diferentes partes del aerogenerador G80

La turbina tiene un rotor de 80 m de diámetro situado a barlovento. Está equipada con:

- Tres palas aerodinámicas de paso variable controlado por microprocesador.
- Regulación electrónica de la potencia de salida mediante convertidores electrónicos.
- Un sistema activo de orientación.

Mediante un multiplicador mecánico, se acopla a un generador doblemente alimentado con rotor devanado y anillos deslizantes, de 4 polos y de 2.000 kW de potencia unitaria. Estos equipos van situados en el interior de una góndola colocada sobre la torre metálica, con la disposición que puede apreciarse en la Figura 3.2. La góndola está construida sobre un bastidor realizado en perfiles tubulares.

El eje principal (8) está soportado por 2 rodamientos montados en alojamientos de fundición, los cuales absorben las fuerzas radiales y axiales que provienen del rotor. El buje del rotor (5) se monta, mediante tornillos, directamente al eje principal.

---

Las palas (1) quedan instaladas atornillándolas a cojinetes (2) asegurando que puedan pivotar fácilmente. Cada pala dispone de un cilindro hidráulico que acciona el movimiento de cambio de paso de manera independiente, si bien manteniendo el mismo ángulo de ataque para las tres palas.

El multiplicador (10), fabricado a medida, es instalado detrás del eje principal. El apoyo del multiplicador transfiere todos los esfuerzos desde la parte frontal a la base del bastidor, y de ahí a la torre como elemento estructural principal.

El freno de disco (11), diseñado para acoplarlo en el eje de alta velocidad (de salida) del multiplicador, consta de seis sistemas hidráulicos (mordazas de frenado) con pastillas de freno sin amianto. El generador doblemente alimentado (14) es activado por el eje de salida del multiplicador que es el de alta velocidad.

El actuador hidráulico (19) alimenta al sistema de freno y al sistema de control de paso variable o ángulo de ataque. La orientación se consigue mediante cuatro motores eléctricos montados en la base del bastidor. Dichos motores engranan con la corona de orientación atornillada en la parte superior de la torre mediante engranajes reductores.

La orientación está controlada mediante la señal obtenida de anemoveletas sónicas colocadas sobre el techo de la góndola (16). La turbina se monta sobre una base tubular troncocónica galvanizada/metalizada y pintada en blanco, que aloja en su interior, la unidad de control del sistema (17), basada en dos microprocesadores.

#### 4.2.2 Rotor

El rotor está constituido por tres palas diseñadas con perfil aerodinámico construidas a base de resinas epoxy con fibra de vidrio, y un buje central de fundición protegido por una cubierta de fibra de vidrio. El rotor se pone en movimiento cuando la velocidad del viento es superior a 3 m/s. Las características principales del rotor son:

- Diámetro ..... 80 m
- Área de barrido..... 5.027 m<sup>2</sup>
- Intervalo de rotación..... 9,0 -19,0 r.p.m.

- Sentido de giro..... Sentido horario (visto frontalmente)
- Orientación .....A barlovento
- Número de palas.....3
- Altura del eje principal .....100 m
- Frenos aerodinámicos.....Puesta en bandera de palas

Las palas están fabricadas de material compuesto, resina epoxy y fibra de vidrio. En su fabricación se emplea la tecnología de los preimpregnados ("prepeg"), que permiten controlar de un modo muy preciso el volumen de fibra del material y, con él las propiedades mecánicas y aerodinámicas de las palas.

La estructura de las palas del aerogenerador es formada por un larguero interior al cual se unen dos superficies exteriores a modo de conchas. El larguero es el elemento estructural de la pala, mientras que las conchas pegadas poseen función aerodinámica, convirtiendo el empuje del viento en par motor para accionar la máquina. Cada pala posee un "extender" de acero que extiende la longitud total de la pala una vez instalada.

Las palas tienen un sistema de pararrayos que recoge las descargas eléctricas y las transmite a través de un cable de acero que recorre la pala longitudinalmente, hasta el buje, desde donde circulan por los conductores de protección hasta la puesta a tierra del aerogenerador.

Las características principales de las palas son las siguientes:

- Longitud .....44 m
- Tipo de perfil..... NACA 63.XXX y FFA-W3
- Peso pala completa..... 6.500 kg

Por lo general, el modo normal de funcionamiento de los aerogeneradores asíncronos ha sido con velocidad constante. Un generador de inducción funciona con una velocidad casi constante, normalmente entre el 100% y el 101% de la velocidad nominal. Para un generador de 4 polos, esto significa trabajar con velocidades que varían desde 900 r.p.m. hasta 1.900 r.p.m. con una velocidad nominal de 1.680 r.p.m. a una frecuencia de 50 Hz.

---

Cuando el viento cambia su velocidad esto se traduce en un cambio similar a la potencia de salida. Mediante la regulación del paso de pala posibilita que la máxima potencia esté limitada a la nominal minorando fluctuaciones de potencia indeseables.

Con un generador de velocidad fija las fluctuaciones de potencia son tan rápidas que solo es posible mantener la potencia media constante. Al ser la velocidad fija, estas rápidas fluctuaciones se traducen en cargas mecánicas sobre toda la cadena cinemática que acortan la vida de la turbina. El concepto de velocidad variable utilizado en el aerogenerador G80 posibilita variar electrónicamente el giro del generador (9-19 r.p.m.) con lo que se reducen al mínimo las cargas.

La regulación de potencia viene determinada por el paso variable de las palas y por la regulación de la velocidad del generador controlado por un microprocesador. A bajas velocidades la pala es orientada de forma que presente una gran superficie vista en dirección al viento dominante. A medida que la velocidad del viento aumenta, esta superficie se reduce cambiando el ángulo de orientación. Si la velocidad del viento supera los 25 m/s, las palas se giran totalmente para ofrecer la menor resistencia posible al viento y dejan de rotar como medida de seguridad. El rango de producción, pues, de este aerogenerador se extiende desde 3 m/s hasta 25 m/s, aproximadamente.

Cuando una racha de viento golpea el rotor, el controlador permite un suave incremento de la velocidad del generador. Al mismo tiempo, el sistema de inclinación gira las palas hacia un ángulo de ataque menos agresivo en tanto se reduce la velocidad del rotor. El resultado es una potencia de salida suave y al 100% con una carga mínima sobre las palas, el eje principal y los engranajes.

Las palas se atornillan sobre una pieza del soporte de acero que puede pivotar sobre el buje con una activación hidráulica, mediante un conjunto de bielas. Con este sistema se consigue un arranque sin motor y menores esfuerzos sobre la estructura, tanto durante el funcionamiento como en el frenado.

#### 4.2.3 Sistema de transmisión y Generador

El buje, soporte de las palas, se atornilla al eje principal del sistema el cual está soportado por dos apoyos de rodillos esféricos que absorben los esfuerzos axial y radial del rotor. El esfuerzo de rotación generado por el rotor se transmite hasta el multiplicador cuya

relación de transmisión es 1:100,5 merced a un dispositivo de una etapa planetaria y dos helicoidales.

Las características del multiplicador son:

- Tipo 1 .....etapa planetaria/2 helicoidales
- Relación de transmisión.....1:100,5
- Refrigeración..... Bomba de aceite con intercambiador
- Calentador de aceite.....2,2 kW

El eje de alta velocidad, a la salida del multiplicador, acciona el generador y tiene fijado el freno mecánico del disco. El acoplamiento absorbe los desplazamientos radial, axial y angular entre los ejes del multiplicador y generador, asegurando un alineamiento preciso y la máxima transmisión del esfuerzo de rotación del multiplicador.

El generador es doblemente alimentado con rotor devanado y anillos deslizantes, de 4 polos, 2000 kW de potencia, tensión de 690 V, en el devanado del estator y 480 V a la salida del convertidor de frecuencias conectado entre el rotor y el transformador BT/MT, velocidad de rotación variable (900:1900 r.p.m.) y frecuencia de 50 Hz.

Sus características principales son:

- Tipo..... Doblemente alimentado con rotor devanado y anillos deslizantes
- Potencia .....2000kW (estator+rotor)
- Voltaje.....690 V
- Frecuencia..... 50 Hz
- Clase de protección..... IP54
- Número de polos.....4
- Velocidad nominal plena carga ..... 1680 r.p.m
- Intensidad
  - Estator.....1500 A (690 V)
  - Rotor.....260 A (480 V)
- Factor de potencia.....0,98CAP - 0,96IND

---

#### 4.2.4 Sistema de frenado

El aerogenerador está equipado con dos sistemas independientes de frenado (aerodinámico y mecánico) activados hidráulicamente e interrelacionados entre sí para detener la turbina en todas las condiciones de funcionamiento.

El sistema de regulación del paso (conocido como "pitch") de las palas se utiliza para detener la turbina, ya que cuando las palas giran 90° sobre su eje longitudinal, el rotor no presenta superficie frente al viento y se detiene el giro del rotor.

Por otro lado, el sistema de frenado mecánico incorpora un freno de disco hidráulico fijado al eje de alta velocidad, integrado por un disco de frenado y seis calibradores hidráulicos (mordazas de frenado), con pastillas de freno sin amianto. Ambos sistemas, aerodinámico y mecánico, funcionan a partir de la unidad hidráulica situada en la parte delantera de la góndola.

El sistema distingue dos tipos de frenado:

1. Frenado normal (en operación): en el que sólo se usa el sistema de regulación del paso de las palas para realizar el frenado "controlado" a baja presión hidráulica, efectuando el control de potencia que entra en la máquina. Con ello se reducen al mínimo las cargas sobre la turbina y se contribuye a una larga vida del sistema.
2. Frenado de emergencia: en situaciones críticas, para la puesta en bandera de las palas, constituyendo un sistema con triple redundancia, al poder detenerse la máquina con la actuación de una sola de las palas. La actuación del freno mecánico está prevista como freno de "aparcamiento" de la máquina para mantenimiento.

En caso de un exceso de velocidad en el rotor y que coincida con un fallo del controlador, un dispositivo auxiliar de seguridad, independiente del controlador, puede también parar el aerogenerador.

El proceso de frenado está garantizado por la unidad hidráulica, que mantienen una reserva permanente de energía almacenando un fluido a presión en acumuladores, estando siempre disponible independientemente del suministro eléctrico. Esto supone un seguro antifallos del sistema. La válvula de control regula el flujo a los calibradores

(mordazas) para que se mantengan liberados cuando la turbina está en marcha, y abastecidos con fluido a presión cuando se requiera frenarla. La unidad de control monitoriza y controla la presión hidráulica necesaria para el frenado.

#### 4.2.5 Sistema de orientación

El aerogenerador dispone de un sistema de orientación eléctrico activo. La alineación de la góndola frente al viento, se efectúa por medio de cuatro motorreductores que engranan con la corona de orientación de la torre. La corona es una rueda dentada atornillada a la torre. Las anemoveletas, situadas sobre la cubierta de la góndola, envían una señal al controlador y éste acciona los motores de orientación que pivotan la turbina a una velocidad de 0,5°/seg.

Los componentes del sistema se especifican a continuación:

##### Veleta

Tipo: 2 anemoveletas sónicas

##### Sistema de orientación

Tipo: Corona de orientación con cojinete de fricción.

Velocidad de deslizamiento: 0,5°/seg

##### Reductor de orientación

Tipo: Planetaria/helicoidal de 2 etapas; planetaria/helicoidal auto-blocante.

Relación de reducción: 1:1.120

##### Motores de orientación

Tipo: Inducción/Asíncrono 6 polos

Potencia: 2,2 kW

##### Corona de orientación

Tipo: Rueda dentada (dientes rectos)

Sujeción: Atornillada a la torre

El sistema de orientación del aerogenerador dispone de un sistema antitorsión del cableado que comunica la góndola con la torre, de modo que llegado a un cierto grado de

---

torsión, automáticamente se produce el giro contrario hasta regresar a la posición inicial. Como característica adicional de seguridad, el sistema de orientación puede ser utilizado para girar, mediante una activación manual, la góndola y el plano del rotor fuera de la dirección del viento en caso de que se requiera.

#### 4.2.6 Góndola

Todos los componentes eléctricos y mecánicos del aerogenerador, se sitúan en el interior de la góndola, apoyados sobre su bastidor. Este se compone de dos partes:

- La parte delantera consiste en dos piezas de fundición atornilladas donde se fijan los soportes del eje principal.
- El bastidor trasero se compone de dos vigas unidas por su parte trasera y delantera. Sobre ellas descansan el generador, el cuadro de control y el transformador. El acceso a la góndola desde la torre se realiza mediante una abertura practicada en el suelo entre los elementos anteriormente citados.

El bastidor de la góndola se apoya sobre el cojinete de la corona de orientación y desliza sobre unas zapatas de nylon para evitar que los esfuerzos transmitidos por el rotor ocasionen tensiones excesivas sobre los engranajes del sistema de orientación. El peso total de la góndola, incluyendo los equipos que contiene, es de 108 T aproximadamente (incluye buje y Nacelle).

La góndola incorpora, además de los elementos detallados, dos anemoveletas sónicas (en un brazo pivotable dotado de pararrayos), conectados a la unidad de control para optimizar la producción energética del aerogenerador.

Toda la maquinaria, a excepción de los sensores de viento, está protegida por una cubierta cerrada, de fibra de vidrio, que protege los diversos componentes contra las condiciones atmosféricas ambientales, al tiempo que reduce el ruido del aerogenerador, impidiendo que se transmita a través del aire, incorporando huecos de ventilación suficientes para garantizar una refrigeración eficaz del multiplicador y del generador.

En la parte trasera de la góndola se sitúa una grúa de servicio de 800 kg, ampliable a 6400 kg, para manejo de los elementos principales. Una trampilla en la parte frontal de la

cubierta permite el acceso al cubo del rotor y los rodamientos de las palas, mientras otra tapa en el suelo de la parte trasera permite operar la grúa.

#### 4.2.7 Torre

El aerogenerador se dispone sobre una torre metálica tubular troncocónica de acero, de 100 m de altura, metalizada y pintada. El peso total de la torre tubular es de 283 T.



Figura4.3. Torres de los aerogeneradores

En su interior se dispone una escalera para acceder a la góndola, equipada con dispositivos de seguridad y plataformas de descanso y protección. Cuenta, también, con elementos de paso y fijación del cableado eléctrico e instalación auxiliar de iluminación. En la parte inferior tiene una puerta que da acceso a la plataforma de base, donde se sitúan la celda de conexión a la red de media tensión y el cuadro de control inferior.

La torre se construye en cinco secciones que se unen mediante bridas atornilladas en su lugar de emplazamiento, siendo elevadas con grúa las diversas secciones. La sección de base de la torre se une a la cimentación de hormigón armado a través de una virola embebida en la misma.

Las características principales de la torre metálica son:

##### Estructura metálica

Tipo: Tubular cónica de cuatro tramos.

---

Material: Acero al carbono estructural.

Altura: 100 m

Tratamiento superficial: Metalizada + pintura

#### Pintura externa

Tratamiento superficial: Metalizado + pintado Clase anticorrosión: C4 (según ISO 12944-2) exterior C3 según ISO 12944-2) interior

#### 4.2.8 Peso del aerogenerador

El peso total del aerogenerador (excluida la cimentación) es de 410.500 kg, desglosados en los siguientes términos:

- Rotor completo (buje + Nacelle): 108.000 kg
- Palas: 19.500 kg
- Torre: 283.000 kg

#### 4.2.9 Unidad de control y potencia

La unidad de control y potencia, basada en el control INGECON-W, controla todas las funciones críticas del aerogenerador a fin de optimizar, en todo momento, el funcionamiento del aerogenerador en toda la gama de velocidades del viento.

Esencialmente, el sistema de control trata de maximizar la producción a cualquier régimen (seguimiento del punto de máxima potencia sobre las curvas  $C_p$ ). Para lograr este objetivo, el sistema de control elige el ángulo de ataque de las palas y el régimen de giro del generador eléctrico en cada circunstancia, al mismo tiempo que este modo de funcionamiento reduce los esfuerzos mecánicos en toda la estructura.

Atendiendo a la velocidad del viento, se pueden establecer cuatro momentos distintos en la estrategia de regulación:

1. Cuando la velocidad del viento es inferior a la de arranque (3 m/s), pero próxima a esta, el sistema de control coloca las palas con un ángulo de ataque cercano a los  $45^\circ$  que proporciona un par de arranque suficientemente alto. A medida que la

velocidad del viento aumenta, el rotor aumenta su régimen de giro y se va reduciendo el ángulo de ataque hasta que se alcanzan las condiciones adecuadas para la conexión a la red.

2. A velocidades del viento intermedias el sistema de control elige la velocidad de rotación y el ángulo de paso más adecuados para maximizar la producción.
3. Cuando la velocidad del viento supera la de potencia nominal, el sistema de control regula el ángulo de paso para mantener la entrada de potencia constante y por tanto, también la salida de potencia eléctrica.
4. Cuando la velocidad del viento supera la máxima admisible por la máquina (25 m/s), el generador se desconecta y el ángulo de ataque se modifica hasta poner en bandera las palas, no volviendo a reconectar la máquina hasta que la velocidad del viento.

En todo momento, ante la aparición de una ráfaga de viento, el pico de potencia de entrada es asimilado por la máquina mediante una suave aceleración del giro quedando almacenado como energía cinética de rotación, no siendo transmitido a la cadena cinemática ni a la estructura soporte.

El modo de operación del sistema de control se traduce en los siguientes efectos:

1. Regulación de la velocidad de giro antes de la conexión a la red, para limitar la intensidad de conexión.
2. Regulación del ángulo de paso de las palas para optimizar el funcionamiento del aerogenerador, consiguiendo:
  - Óptimo ajuste de la potencia nominal de 2.000 kW
  - Conexión más suave del aerogenerador
  - Arranque sin consumo de energía
  - Reducción de cargas sobre la estructura
  - Parada del aerogenerador sin utilización del freno mecánico
  - Producción óptima bajo cualquier condición del viento
  - Vida útil esperada de 22 años
3. Gracias a la regulación del paso, no es necesario el arranque del motor

- 
4. Orientación automática hacia la dirección del viento
  5. Regulación dinámica de la potencia reactiva intercambiada por la red
  6. Supervisión de la unidad hidráulica
  7. Supervisión de la red eléctrica
  8. Supervisión de las funciones de seguridad
  9. Parada de la turbina cuando se presente algún fallo

#### 4.2.10 Elementos eléctricos

Los elementos eléctricos se disponen sobre la góndola, torre y cuadro situado en la base del aerogenerador. Esencialmente son los siguientes:

- Generador asíncrono de rotor devanado
- Cuatro motores asíncronos para la orientación de la góndola
- Motor de accionamiento de la bomba de la unidad hidráulica
- Cableado auxiliar para alumbrado, calefacción, etc.
- Cableado para el transporte de la electricidad
- Juego de autoválvulas para protección contra sobretensiones del circuito de alimentación del rotor
- Juego de 3 transformadores de intensidad
- Protecciones magneto-térmicas regulables de cabecera para circuitos de estator y rotor y servicios auxiliares

## 5. Producción de energía del parque eólico

### 5.1 Ubicación de los aerogeneradores

La ubicación de los aerogeneradores es establecida teniendo en cuenta varios criterios fundamentales: no obstaculizar la actividad de la zona, optimización del aprovechamiento del terreno, obtener el mayor rendimiento de los mismos según los parámetros de viento estimados y respetar las distancias mínimas establecidas según la legislación vigente.

Para la optimización del aprovechamiento del terreno hay que tener en cuenta el área de sensibilidad eólica. Esta área está delimitada por un contorno, cuyos vértices serán los puntos de intersección que se generarían al trazar dos líneas paralelas a la dirección del viento dominante a una distancia de 2 diámetros a ambos lados del eje del rotor, y dos líneas perpendiculares a la dirección del viento dominante, una que pase a una distancia de 8 diámetros del eje de simetría del fuste del aerogenerador a sotavento y otra a una distancia de 8 diámetros a barlovento.

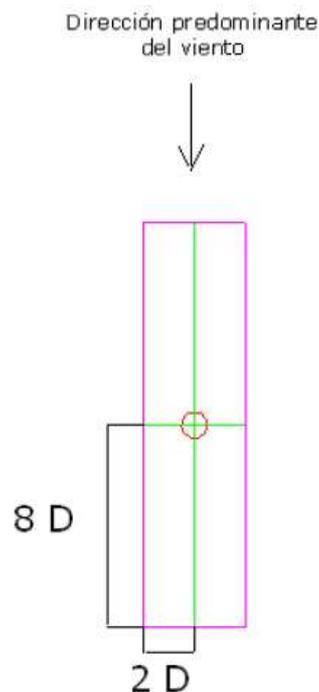


Figura5.1. Área de sensibilidad eólica

---

La configuración geométrica del parque eólico por filas, responde para asegurar tanto un adecuado aprovechamiento del viento disponible como para minimizar la afección entre aerogeneradores. Por lo tanto, es conveniente, agrupar los aerogeneradores de un parque en filas perpendiculares a la dirección predominante del viento y respetar las distancias mínimas de 5 diámetros de rotor entre aerogeneradores de distintas filas y 2 diámetros de rotor entre aerogeneradores de la misma fila.

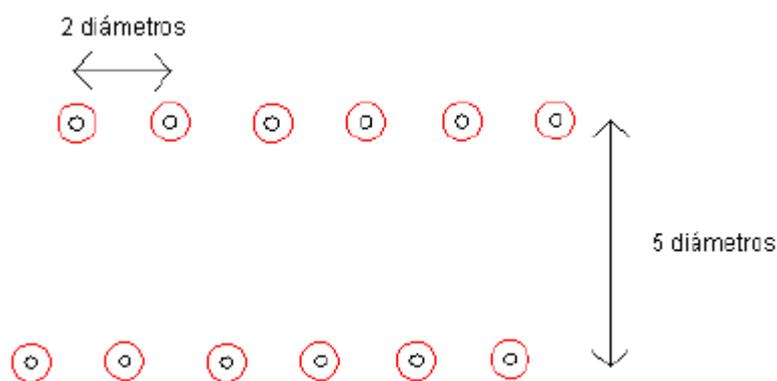


Figura5.2. Distancias mínimas entre aerogeneradores

La posición de los aerogeneradores la establecemos mediante una ubicación física propuesta para cada máquina en el parque y definida mediante coordenadas UTM del eje del fuste de cada aerogenerador, esta posición se denomina posición real del aerogenerador. El conjunto de aerogeneradores en sus respectivas posiciones reales están alineados aproximadamente a una recta que se denomina fila real, la cual lleva asociada una fila ideal. Esta fila ideal está definida como el segmento de línea obtenido a partir del ajuste por el método de mínimos cuadrados, a una línea recta del conjunto de puntos formados por las posiciones reales de los aerogeneradores pertenecientes a una fila real. Esto hace establecer unas distancias mínimas, las cuales son descritas a continuación:

- Para todos los aerogeneradores de una fila, la distancia entre su posición ideal y la posición ideal del aerogenerador más cercanos dentro de la misma fila habrá de ser de, al menos, dos diámetros de rotor. En el caso de máquinas con diferentes diámetros de rotor, se utilizará el mayor rotor de los aerogeneradores involucrados en el cálculo de las distancias.

- La distancia entre las posiciones reales de cada uno de los aerogeneradores de una fila y sus correspondientes posiciones ideales podrá exceder de dos diámetros de rotor.
- Los aerogeneradores de dos filas reales, cuyas filas ideales asociadas cumplan simultáneamente las siguientes dos condiciones, habrán de combinarse en una única fila ideal asociada:
  - Que sus extremos más próximos estén separados por una distancia menor o igual a 3 diámetros de rotor.
  - Que el ángulo que forman las dos rectas definidas por ambas líneas ideales al cortarse sea menor de  $22,5^{\circ}$ .

Cumpliendo con las normas establecidas anteriormente, distribuimos un total de 15 aerogeneradores en nuestro parque. Estos aerogeneradores estarán orientados en dirección perpendicular a la predominante del viento, “N” y ubicados en las siguientes coordenadas UTM.

Tabla5.1. Coordenadas UTM de los aerogeneradores

<b>Aerogenerador</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>	<b>Z</b>
A1.1	603.350	4.732.189	790
A1.2	603.508	4.732.160	805
A1.3	603.660	4.732.148	818
A1.4	603.815	4.732.126	828
A1.5	603.983	4.732.104	842
A1.6	604.142	4.732.078	850
A1.7	604.304	4.732.060	859
A1.8	604.456	4.732.023	882
A1.9	604.612	4.731.998	890
A1.10	604.772	4.731.986	902
A1.11	604.930	4.731.967	920
A1.12	605.089	4.731.944	940
A1.13	605.249	4.731.924	970
A1.14	605.407	4.731.900	986
A1.15	605.566	4.731.887	1010

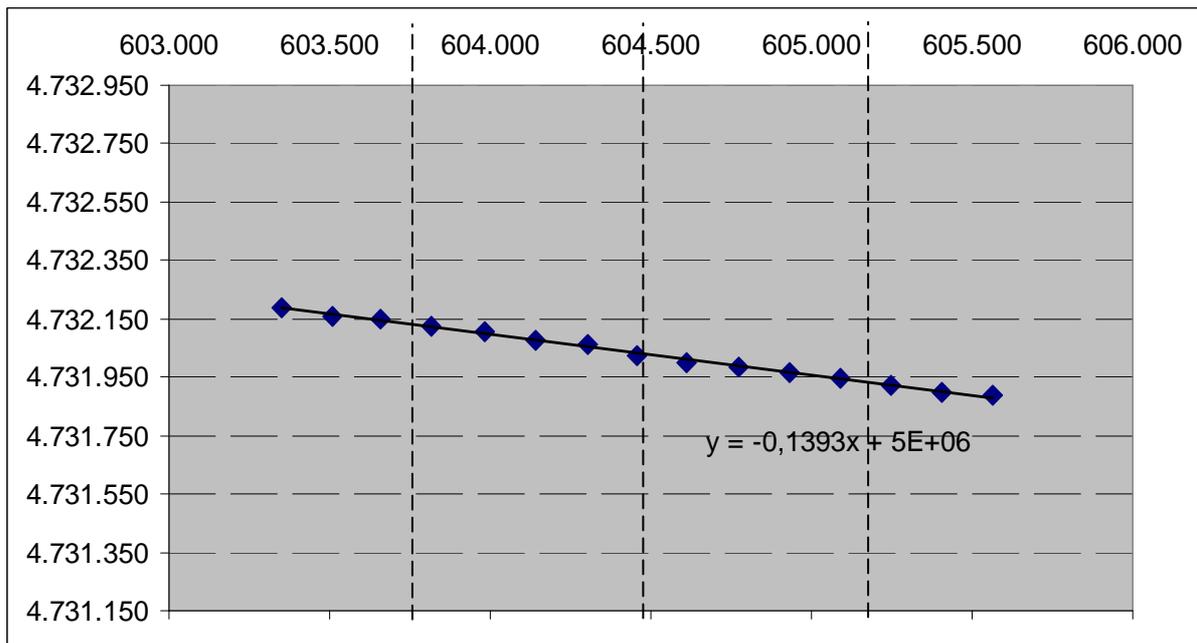


Figura5.3. Ubicación de los aerogeneradores (UTM) y línea de mínimos cuadrados



Figura5.4. Ubicación de los aerogeneradores en un plano topográfico

## 5.2 Estimación de la producción de energía del parque

Para la estimación de la producción anual de energía del parque es necesario aplicar la curva de potencia del tipo de aerogenerador seleccionado. Antes de utilizar la curva de potencia, es necesario calcular previamente, en la localización de cada

aerogenerador, la función de Weibull a la altura del buje donde el factor de forma K se mantiene y el factor de escala A varía en función del valor gamma y la velocidad media.

En primer lugar calculamos la distribución de Weibull para el aerogenerador A1.7 que está ubicado al mismo nivel que la torre de medición. La torre está aproximadamente situada en la mitad de la fila del parque y esto se debe para obtener un mejor equilibrio en los datos de viento de cada aerogenerador o tener un menor error en los cálculos, en lugar de haberla puesto en alguno de los extremos de la fila descrita por el conjunto de aerogeneradores a instalar. Lo ideal sería instalar una torre de medición al nivel de cada aerogenerador del parque pero no se realiza por el alto coste que esto supone.

Así para una altura de buje de 100 m, la distribución de Weibull se obtiene a partir de la velocidad media calculada mediante la ecuación E.5 y con una misma desviación típica.

Tabla5.2. Parámetros de la distribución de Weibull (torre vs A1.7)

Altura torre de medición	10	Altura buje	100
Vel.media	<b>7,38</b>	Vel.media	<b>10,42</b>
Desv.típica	<b>3,07</b>	Desv.típica	<b>3,07</b>
k	2,59	k	3,77
A	8,31	A	11,53

A partir de la distribución de Weibull del aerogenerador A1.7 calculamos la de los demás aerogeneradores utilizando las siguientes ecuaciones:

$$V_m = V_{ref} \left( \frac{200}{200 - (h - h_0)} \right)^\alpha \quad \text{E.6}$$

Donde:

$V_{ref}$ : Velocidad media de viento del aerogenerador A1.7.

$V_m$ : Velocidad media de viento de la nueva ubicación.

$h$ : Altura del terreno donde se quiere calcular la velocidad media del viento.

$h_0$ : Altura del terreno donde está ubicado el aerogenerador A1.7.

$\alpha$ : Factor de rugosidad o fricción del terreno.

$$\sigma = \sigma_{ref} \left( \frac{V_m}{V_{ref}} \right)$$

E.7

Donde:

$V_{ref}$ : Velocidad media de viento del aerogenerador A1.7.

$V_m$ : Velocidad media de viento de la nueva ubicación.

$\sigma_{ref}$ : Desviación típica del aerogenerador A1.7.

En la tabla siguiente se muestran los valores obtenidos para cada aerogenerador, en el Anejo C se expone la distribución de Weibull con mayor detalle.

Tabla5.3. Parámetros de la distribución de Weibull de los aerogeneradores

Aerogenerador	Vel.media	Desv.típica	k	A
A1.1	9,97	2,94	3,77	11,03
A1.2	10,06	2,96	3,77	11,13
A1.3	10,14	2,99	3,77	11,22
A1.4	10,20	3,01	3,77	11,29
A1.5	10,30	3,03	3,77	11,39
A1.6	10,36	3,05	3,77	11,46
A1.7	10,42	3,07	3,77	11,53
A1.8	10,62	3,13	3,77	11,75
A1.9	10,69	3,15	3,77	11,83
A1.10	10,81	3,19	3,77	11,96
A1.11	11,01	3,24	3,77	12,18
A1.12	11,27	3,32	3,77	12,47
A1.13	11,77	3,47	3,77	13,02
A1.14	12,13	3,57	3,77	13,42
A1.15	12,87	3,79	3,77	14,24

Una vez que tenemos la distribución de Weibull para cada uno de los aerogeneradores, nos falta saber la curva de potencia del tipo de aerogenerador a instalar. La siguiente tabla muestra los valores de la curva de potencia del aerogenerador Gamesa-G80, certificada para velocidades de viento de 0 a 25 m/s, a intervalos de 1m/s.

Tabla5.4. Valores de potencia del aerogenerador G80

Velocidad (m/s)	Potencia (Kw)
0	0
1	0
2	0
3	0
4	66
5	152
6	280
7	457
8	690
9	978
10	1296
11	1598
12	1818
13	1935
14	1980
15	1995
16	1999
17	2000
18	2000
19	2000
20	2000
21	2000
22	2000
23	2000
24	2000
25	2000

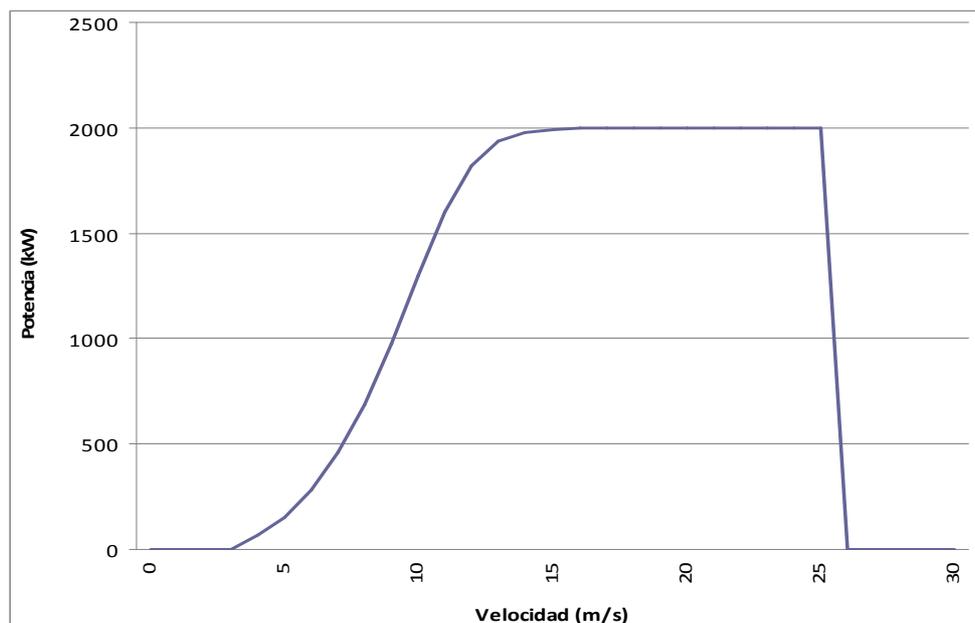


Figura5.5. Curva de potencia del aerogenerador G80

Sabiendo la distribución del viento y la curva de potencia podemos estimar la producción energética anual del parque eólico. En el Anejo C se expone dicha producción para cada aerogenerador de forma más detallada. La tabla siguiente muestra la producción energética anual estimada del aerogenerador A1.7.

Tabla5.5. Producción energética del aerogenerador A1.7

Velocidad (m/s)	Curva de potencia (kW)	Distribución de viento (h/año)	Producción (MWh/año)
0	0	0	0
1	0	3	0
2	0	22	0
3	0	68	0
4	66	150	10
5	152	271	41
6	280	430	120
7	457	617	282
8	690	808	557
9	978	973	951
10	1.296	1.075	1394
11	1.598	1.088	1739
12	1.818	1.001	1819
13	1.935	830	1606
14	1.980	614	1216
15	1.995	401	801
16	1.999	229	457
17	2.000	112	224
18	2.000	46	93
19	2.000	16	32
20	2.000	5	9
21	2.000	1	2
22	2.000	0	0
23	2.000	0	0
24	2.000	0	0
25	2.000	0	0
26	0	0	0
27	0	0	0
28	0	0	0
29	0	0	0
30	0	0	0

A partir del sumatorio de las producciones de energía correlacionadas con sus respectivas velocidades de viento, obtenemos una producción anual bruta de **11.637 MWh/año**. Para obtener la producción anual neta debemos incluir las pérdidas eléctricas y las pérdidas de disponibilidad como resultado del mantenimiento y paradas no

programadas, así como los efectos calculados para las pérdidas por efecto estela. Además, también se consideran otras pérdidas por efectos varios, como pueden ser el hielo o la suciedad en las palas. Por tanto:

$$E_{neta} = E_{bruta} \times (100 - \sum \text{perdidas}) \quad \text{E.8}$$

Pérdidas eléctricas.....	3,0%
Pérdidas estelas del parque.....	2,0%
Pérdidas de disponibilidad.....	3,0%
Otras pérdidas.....	1,0%

Esto hace un total del **9%** de pérdidas originadas en la producción de energía. Por lo tanto, obtendríamos una producción de energía anual neta del aerogenerador A1.7 de **10.332 MWh/año**.

Otro dato que podemos obtener, y que es muy importante, es el número de horas eólicas equivalentes. Este dato nos proporciona las horas al año que el parque está produciendo energía a la potencia nominal y se calcula con la siguiente expresión:

$$H_{equ} = \frac{E_{neta}}{P_n} \quad \text{E.9}$$

En este caso, para el aerogenerador A1.7 conseguimos **5.166 horas eólicas equivalentes**. Este último dato es fundamental para llevar a cabo la construcción del parque eólico desde el punto de vista de la rentabilidad del mismo, en la actualidad es necesario un mínimo de 2.000 a 2.200 horas equivalentes.

Finalmente se recoge en la siguiente tabla, la producción energética de cada aerogenerador que compone el parque eólico.

Tabla5.6. Producción energética de cada aerogenerador

<b>Aerogeneradores</b>	<b>Producción bruta (MWh/año)</b>	<b>Producción neta (MWh/año)</b>	<b>Horas equivalentes</b>
A1.1	10.643	9.685	4.843
A1.2	10.783	9.813	4.906
A1.3	10.911	9.929	4.964
A1.4	11.013	10.021	5.011
A1.5	11.162	10.157	5.079
A1.6	11.251	10.238	5.119
A1.7	11.354	10.332	5.166
A1.8	11.637	10.589	5.295
A1.9	11.742	10.685	5.343
A1.10	11.907	10.836	5.418
A1.11	12.175	11.079	5.540
A1.12	12.505	11.380	5.690
A1.13	13.088	11.910	5.955
A1.14	13.457	12.246	6.123
A1.15	14.130	12.858	6.429

Los valores de producción totales del parque serían los siguientes:

Producción anual bruta (MWh/año).....**177.758**  
 Producción anual neta (MWh/año).....**161.760**  
 Horas equivalentes.....**80.880**

## 6. Obra civil

Las obras necesarias para la instalación de los equipos se diseñan con el criterio de minimizar, en la medida de lo posible, la alteración provocada en la zona de implantación de la instalación.

Con respecto al sistema hidrológico se contemplarán las siguientes actuaciones: no se alterará la red hidrológica en la zona de actuación, se evitará trazar viales en cercanías de arroyos y abarrancamientos, no se construirá 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.

Con respecto 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.

Con respecto a 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. Asimismo, se evitará la construcción de nuevos viales caminos o pistas y aprovechando al máximo los ya existentes. 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.

Con respecto a 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.

Con respecto a la protección de la flora y la fauna, se respetará al máximo la vegetación natural adoptando las medidas necesarias para evitar cualquier daño. Se informará a la propiedad del parque o a quien ésta delegue de todas las labores de apertura

de viales, tala, o poda, restauración etc., con antelación suficiente para informar de las mismas al Servicio Territorial de Medio Ambiente. (EDPR, 2009).

## 6.1 Viales de acceso

### 6.1.1 Viales generales

El acceso general al parque partirá de la infraestructura viaria existente en la zona. El acceso a los terrenos del parque eólico se prevé efectuar a través de la autovía A-12 que es una autovía española que comienza en Pamplona y finaliza en Burgos. Se tomará la salida 14 para incorporarse a la carretera NA-6016, y posteriormente a la NA-1110. En las proximidades de la sierra del Perdón se acondicionará un vial de nueva construcción que posibilite el tránsito de vehículos pesados hasta las ubicaciones de los aerogeneradores.



Figura6.1. Acceso general al parque eólico

### 6.1.2 Viales interiores

El camino de acceso al parque eólico desembocará en un vial de nueva ejecución, de unos 4,5 Km. El trazado de los viales se realiza aprovechando al máximo los caminos existentes. El criterio que se sigue en el trazado es mantenerlo, en la medida de lo posible,

paralelo a la línea de aerogeneradores. La anchura mínima de los caminos será de 4,5 m en recta y en curva, si ésta cuenta con un radio mayor de 60 m. En caso contrario se le dotará de un sobreaño, según la siguiente tabla:

Tabla6.1. Anchura mínima de caminos

Radio (m)	Sobreaño (m)
30	4,5+8
40	4,5+6
50	4,5+4
60	4,5+2

Los radios de curvatura deberán establecerse a la vista del terreno, puesto que hay que analizar tanto el radio de las curvas como la pendiente de las mismas, así como cualquier obstáculo en las envolventes verticales de la trayectoria.

Los radios mínimos de curvatura serán de 30 m, con el sobreaño correspondiente. Las pendientes se mantendrán por debajo del 14%, reduciéndose en lo posible en los tramos con curvas más cerradas. No obstante, se prevé el refuerzo con hormigón de los tramos de vial de mayor pendiente, a fin de mejorar la tracción de los vehículos. El firme de los viales se realizará mediante tongadas de zahorras debidamente compactadas, con un espesor de entre 20 cm y 40 cm en función de la explanada disponible.

Los trabajos a realizar, tanto en los viales de nueva ejecución como en el acondicionamiento y refuerzo de los viales existentes, para permitir el paso de la maquinaria, serán los siguientes:

- 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 de 20 cm.

- 
- Extendido de una capa superior de zahorra artificial o canto rodado machacado: espesor mínimo 20 cm.
  - Compactado de la capa superior.
  - Caños de drenaje de hormigón.
  - Extendido de la tierra vegetal.
  - Hidrosiembra (técnica de siembra que consiste en la proyección sobre el terreno de una mezcla de semillas, fijadores, fertilizantes, aditivos y agua).
  - Reparación de los blandones (fallos generalizados en el firme) que pudieran aparecer en la ejecución de los desmontes y en las bases del terraplén (excavación, geotextil y relleno).

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

La tierra vegetal retirada será acopiada convenientemente, separada del resto de material de excavación. Es importante garantizar la conservación de sus propiedades durante el periodo de acopio, evitando, en la medida de lo posible, que se produzcan arrastres de material, tanto por la acción del viento como por la erosión debida a la lluvia.

Los materiales a emplear dependerán del tipo de suelo existente en cada emplazamiento, y que deberá caracterizarse mediante el correspondiente estudio geológico. No obstante, una composición genérica constará de un relleno con material seleccionado y una capa de firme compuesta por zahorra artificial. La zahorra a utilizar en los viales podrá proceder de la propia excavación, siempre que se realicen los ensayos necesarios para su caracterización de acuerdo al PG-3.

En principio bastará con limpiar las primeras capas del suelo blando hasta llegar a una capa de material compacto. Si el terreno es muy blando y no se puede llegar a encontrar suelo compacto, se efectuará un relleno con 40 o 50 cm de balasto bien compactado. Para la recogida de las aguas de escorrentía se dispondrá de una cuneta longitudinal de 0,50 m de anchura y 0,30 m de profundidad a ambos lados del camino, que desaguará siguiendo las líneas del terreno.

Por otra parte se dispondrán las obras de drenaje transversal necesarias, compuestas por tubos de hormigón de 0,6 metros de diámetro. En los casos en que la

cuneta del drenaje longitudinal esté dispuesta entre el vial interior y el aerogenerador será necesario realizar pasos salvacunetas, ejecutados con tubo de hormigón de diámetro 400 mm, cubierto con hormigón tipo HM-20.

La tierra vegetal procedente de la ejecución del vial se almacena para su posterior utilización en la regeneración de la cubierta vegetal del emplazamiento, y en el caso de que existan sobrantes de excavación se utilizan, en la medida de lo posible, para la realización de las plataformas de ejecución de los aerogeneradores, siempre que el material procedente de la excavación sea el requerido, caso contrario se transportará a un vertedero autorizado y se dispondrá de materiales de préstamo con las condiciones técnicas establecidas.

## 6.2 Plataformas de montaje

En las plataformas lo que se pretende es conseguir el apoyo correcto de la grúa, por lo que la composición de la plataforma constará de un buen compactado con una base resistente. Por lo tanto junto a cada aerogenerador se dispondrá una zona especialmente acondicionada para la colocación de los medios de elevación necesarios para el montaje de los distintos elementos que componen el aerogenerador, con unas características constructivas de preparación de su superficie análogas a las de los viales del parque.

El diseño de las plataformas se basa en las especificaciones proporcionadas por el fabricante del aerogenerador seleccionado, y será diferente según la disposición de las mismas. Las plataformas situadas paralelamente a los viales serán de planta rectangular, con unas dimensiones de 35 x 30 m, mientras que aquellas que se sitúen al final de una alineación serán cuadradas, de 40 m de lado.

La pendiente lateral de la plataforma no podrá ser nunca superior al 0,5%, la cota de explanación será preferiblemente la correspondiente a la virola de cimentación o ligeramente superior; en ningún caso se situará la plataforma por debajo de dicha cota.

Para el premontaje del rotor en el suelo se debe disponer de una superficie de terreno llano y con base, sin vegetación prominente, de 80x50 m, que según la orografía del terreno puede exigir obra civil. Debido a la altura de las torres y los pesos a soportar, nos

---

vemos obligados a trabajar con grúas de celosía, esto implica que debemos tener un espacio en recto de 100x3 m.

Finalmente en todas las plataformas, hay que habilitar un espacio para el acopio de material (tramos de torre, palas, nacelle, rotor...). Este espacio tendrá que estar alrededor de la plataforma de la grúa. Esta superficie tiene que ser llana y con la superficie compactada, y consistirá en bandas de 5m de anchura alrededor de la plataforma y la cimentación.



Figura6.2. Plataforma y grúa

### 6.3 Cimentaciones

El diseño de la cimentación de un aerogenerador es principalmente función de sus dimensiones y de las características geotécnicas del terreno. El concepto de cimentación que más se utiliza es una zapata aislada de unos 15-20 m de lado y 1-2 m de canto. La comprobación crítica es la de vuelco. Además hay que comprobar que no se superan las tensiones máximas admisibles en el terreno.

También requiere especial cuidado el diseño de detalle de la unión entre la virola de la base de la torre y la cimentación, debiendo asegurarse una buena transmisión de los esfuerzos de la camisa de la virola hasta las parrillas de armadura. Cuando la capacidad resistente del terreno es muy baja se debe realizar una cimentación pilotada.



Figura6.3. Cimentación para aerogeneradores

La cimentación es realizada con hormigón armado y en primer lugar se realiza una excavación en el suelo de aproximadamente 20x20x2 metros. A continuación se echa una capa de unos 10cm de espesor de hormigón H200, denominado “hormigón de limpieza”. Esto es para no manchar el enrejado y para tener una nivelación del terreno perfecta.

Después se dispone de la parrilla inferior, y se colocan una serie de placas de mármol para que el enrejado apoye perfectamente y este un poco levantado. Se introduce el enrejado de hierro y se vierte el hormigón H300 o superior. El próximo paso es la colocación de la virola y para su nivelación apoyamos en tres patas en la plataforma inferior y otros tres puntos de apoyo para la correcta nivelación.



Figura6.4. Acoplamiento de la virola

Una vez llegado a este punto comienza la instalación de los cables de puesta a tierra y el drenaje de la plataforma. El cable de puesta a tierra es conducido de un aerogenerador a otro, este cable evita que las pérdidas de corriente o las derivaciones no

---

controladas, puedan herir a alguien o estropear algo. Los cables de cobre van metidos en unos tubos de plástico corrugado para tener una buena protección y evitar posibles pérdidas de carga.

## 6.4 Zanjas

Todas las canalizaciones eléctricas y de control del parque serán subterráneas. Se tendrá también que ejecutar los cruces de las zanjas de cables con los caminos, para lo que se preverá una zanja reforzada con tubos hormigonados para cruzamientos de caminos o carreteras.

La zanja soportará el peso de los vehículos que circulen por el camino, de manera que no sufran ningún deterioro los cables eléctricos que aloja. La zanja se excava paralelamente a lo largo del camino de 0,60 m de ancho por 1,20 m de profundidad. En la parte inferior se aloja el conductor de tierra que une todos los aerogeneradores, así como los cables de media tensión "MT" y los cables de fibra óptica "FO".

En los cruzamientos con viales o con las plataformas se colocarán tubos de polietileno de doble capa de 160 mm de diámetro y uno de 90 mm de diámetro, los primeros para los cables conductores y el segundo para el cable de señales y comunicaciones. El conjunto de tubos irá embebido en hormigón tipo H-150. Posteriormente, se rellena con tierras procedentes de la excavación, se coloca una cinta de señalización de aviso de línea eléctrica, y se realiza el compactado de las tierras.

### 6.4.1 Canalizaciones de media tensión

Las canalizaciones se trazan entre los aerogeneradores de manera que estén eléctricamente interconectados entre sí y el centro de control del parque, integrado en la subestación transformadora El Perdón I 20/220 kV. Todas las rutas seguidas por los cables son debidamente señalizadas con mojones de hormigón prefabricado, colocados sobre una cama de hormigón.

Las canalizaciones de la interconexión entre aerogeneradores a 20 kV consisten en zanjas excavadas de 1 m de profundidad y 0,6 m de anchura mínima, pudiendo ser superior en función del número de ternas a instalar. En el fondo de la zanja se extiende el cable de

puesta a tierra y se recubre con una capa pequeña de tierra procedente de la excavación. Sobre esta tierra se extiende una capa de arena de mina o de río de unos 100 mm de espesor, y sobre ella se alojan las ternas de cables de media tensión, separadas horizontalmente entre sí unos 150 mm.

Seguidamente se recubren con una capa de arena de mina o de río (el espesor de la capa de arena que los cubre es de 200 mm). Por encima de esta capa en todo su recorrido se coloca una o dos filas de losetas prefabricadas, que hacen de protección mecánica por encima de los cables en todo su recorrido. Por encima de esta protección mecánica se extiende una capa de 50 mm de tierra procedente de la excavación, préstamos, arena o zahorras, libre de piedras y cascotes y compactada por medios manuales, sobre la que se tienden los cables de fibra óptica necesarios, que se recubren con otros 250 mm del mismo tipo de material que el descrito anteriormente. Esta capa de tierra se compacta convenientemente, y sobre ella se coloca una o dos hileras de losetas prefabricadas.

A continuación se extiende una capa de 300 mm de tierra en tongadas de 100 mm libre de piedras y cascotes y compactada por medios mecánicos. En todo su recorrido se colocan dos cintas de señalización que advierta la existencia de cables de media tensión por debajo de ella. Finalmente, encima de la cinta de señalización se extiende otra capa de tierra hasta alcanzar la superficie del terreno.

En los casos en que las zanjas crucen el vial interior del parque, es necesaria la colocación de tubos de polietileno de doble capa de 160 mm de diámetro para la protección del cable, así como tubo polietileno de doble capa de 90 mm de diámetro para los cables de comunicaciones, y el hormigonado de los mismos con HM-15. También se procede a la colocación de tubos y su hormigonado en el caso del paso de las zanjas entre las plataformas de descarga de los aerogeneradores y los viales.

## 6.5 Centro de control

La sala de control, seccionamiento y medida correspondiente al sistema de 20 KV del parque eólico está integrada en el edificio de la subestación transformadora El Perdón I 20/220 KV.

---

## 6.6 Parque de maquinaria

Para la ejecución del parque eólico y de la subestación se instala un parque de maquinaria común. Este parque de maquinaria aprovecha una zona explanada en las inmediaciones del parque y de la subestación. Contiguo a esta zona se dispone un área de lavado de ruedas de los vehículos necesarios para la ejecución de la obra, antes de que dichos vehículos ingresen en zonas de viales asfaltados.

Finalizada esta fase, se procede a la recuperación medioambiental del terreno, eliminando tanto el parque de maquinaria como los elementos asociados.

## 7. Infraestructura eléctrica

### 7.1 Sistema eléctrico

Al contrario de lo que sucede con otras fuentes de energía (gas, petróleo, carbón...), la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades. La electricidad demandada en cada momento tiene que producirse de forma simultánea en centros de generación; para ello se necesita un equilibrio complicado y permanente entre generación y consumo, y una red de transporte que distribuya esa demanda.

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.

Hoy en día, con aerogeneradores de 500 kW a varios MW la configuración utilizada es la conexión en MT de aerogeneradores entre sí, por lo que cada uno de ellos debe contar con su centro de transformación. El tipo de diseño y trazado depende principalmente de la potencia de la instalación, número y localización de los aerogeneradores instalados, características de la red en el punto de entronque y distancia hacia el mismo. Sin embargo, se puede generalizar que el sistema eléctrico de un parque eólico, actualmente, está compuesto por los siguientes elementos:

- Instalación eléctrica de Baja Tensión (BT): puede ser interna a cada aerogenerador, o bien externa. El primer caso consiste en unos circuitos internos al equipo y que conectan la salida del generador con el centro de transformación, también interno, y que eleva el potencial eléctrico de salida desde Baja Tensión (unos 690 V) hasta Media Tensión (20 kV). Este transformador suele ser de tipo seco, al estar localizado dentro de la torre.

Cuando los centros de transformación se sitúan fuera de la torre, suelen ser edificios prefabricados de composición modular y estructura de hormigón, y cuyas dimensiones oscilan según el tipo de aerogenerador, o el número de aerogeneradores agrupados a él (generalmente de 1 a 5 máquinas). Aquel que reciba la energía de 5 aerogeneradores tendrá una superficie aproximada de 4x2,5 m, y una altura de 2,3 m. Puede asentarse en la misma zapata de anclaje del

---

aerogenerador o inmediatamente a su lado. Además, la tipología del transformador será en aceite, haciéndose necesaria la construcción de un foso de recogida de dicho aceite. Se requieren canalizaciones que conecten el cableado de cada aerogenerador con su centro de transformación, con tamaño aproximado de 0,80 m de profundidad por 0,60 m de anchura.

Adicionalmente existirá otro circuito, de control (comunicaciones) y servicios auxiliares, para la alimentación de los equipos de regulación, motores de orientación, unidad hidráulica y otras herramientas de alumbrado y maniobra de la góndola y la torre. Las canalizaciones, que discurren entre el aerogenerador y el centro de control, tendrán las mismas medidas que las descritas para cables de BT.

- Red subterránea de Media Tensión (MT): que conecta a los aerogeneradores entre sí y a la subestación del parque eólico. Por ello, el trazado de la red de MT se basa en la disposición de los aerogeneradores y es aconsejable que la zanja del cableado transcurra paralela a los caminos de acceso a dichos molinos. La profundidad de los cables, que habitualmente se instalan directamente enterrados en las zanjas, suele ser algo superior a un metro. Dicha medida es resultado de un equilibrio entre dos factores condicionantes, desde un punto de vista técnico, pues la cercanía a la superficie favorece la disipación de calor a la atmósfera, mientras que la humedad suele aumentar con la profundidad. La anchura media de las zanjas se mantiene en 0,60 m.
- Toma de tierra: además de las canalizaciones descritas, cada aerogenerador debe estar provisto de una específica para la red de tierra, con excavación de una zanja de 1 m de profundidad por 0,40 m de anchura, colmatada con tierra vegetal y material procedente de la propia excavación o préstamo. El resto de zanjas se rellenan con diferentes capas de materiales, como arenas, grava y cinta señalizadora.
- Subestación colectora: transforma los niveles de MT de las líneas de transmisión del parque en valores superiores de tensión. De este modo permite ajustar las medidas de energía eléctrica generada en el parque (MT) con las necesarias para su vertido a la red de la compañía distribuidora de electricidad de la zona (AT).

- Evacuación en Alta Tensión (AT): la forma más eficiente de evacuar la energía producida por el parque eólico es la Alta Tensión, de modo que se disminuyan las pérdidas a causa de caídas de tensión por resistencia y reactancia. Las condiciones técnicas de conexión de un parque eólico a la red pública de distribución de electricidad tendrán en consideración la tensión nominal y máxima de servicio, potencia máxima de cortocircuito admisible, capacidad de transporte de la línea, tipo de red aérea o subterránea, sistema de puesta a tierra, etc. Excepcionalmente, y dependiendo de la distancia de la subestación de distribución hasta el punto de entronque con la red general, la conexión mediante línea de AT corresponderá al parque eólico, pudiendo ser de tipología soterrada o aérea; pero lo más habitual es que esta línea de evacuación sea objeto de un proyecto independiente.

En el primer caso (línea subterránea) se procederá tal y como se ha descrito para la red interna del parque eólico. Si, por el contrario, el cableado es aéreo, se precisarán apoyos y crucetas para el anclaje de la línea. Los apoyos podrán construirse de hormigón armado, o bien de chapa metálica. Las crucetas, para apoyos de alineación, ángulo y anclaje (fijación de los conductores) serán metálicas. El número de crucetas y apoyos dependerá de un equilibrio establecido según distancias máximas (por rentabilidad) y mínimas (por seguridad) entre conductores. Además, se requerirán cortafuegos bajo la línea, con achura dependiente de la tensión soportada por la misma. No obstante, tal y como se ha mencionado, son raros los casos en que la central eólica se hace cargo de esta infraestructura eléctrica.

A continuación se observa en la siguiente figura una representación esquemática del sistema eléctrico de un parque eólico:



Figura7.1. Esquema del sistema eléctrico de un parque eólico

---

El parque eólico de El Perdón I estará formado por 15 aerogeneradores, con una altura de buje de 100 m, una potencia unitaria de 2000 KW y una tensión de generación de 690 V. Cada aerogenerador incluye su correspondiente transformador 20/0,69 kV, de 2100 kVA y se dispone de un sistema de compensación de energía reactiva en cada aerogenerador, que mantiene el factor de potencia igual a 0,98.

Los distintos centros de transformación están interconectados en paralelo mediante líneas subterráneas de 20 kV. La evacuación de energía del parque se efectuará a través de una subestación 20/220 kV de nueva construcción, conectada a red de transporte de 220 kV.

## 7.2 Instalación eléctrica de Baja Tensión

En la red de BT de un aerogenerador se pueden distinguir 2 tipos de circuitos según la función que realizan. Estos circuitos pueden ser de generación o de potencia que tienen por objeto conectar la salida del generador con el centro de transformación y que constan de los siguientes elementos principales:

- Equipo de generación: incluye el generador asíncrono con "optispeed" y su equipo de regulación en caso de que exista.
- Cableado hasta el centro de transformación.
- Elementos de maniobra y protección: contadores para la conexión de motores eléctricos; interruptores automáticos y/o fusibles para protección contra sobrecargas; descargadores para protección contra sobretensiones.
- Dispositivos a MT, Intensidad, Potencia, y frecuencia.
- Equipos de compensación de potencia reactiva (necesarios o no dependiendo de la tecnología de aerogenerador).
- Circuitos de control (comunicaciones) y servicios auxiliares.
- Circuitos de alimentación a los equipos de regulación y control.
- Alimentación de motores auxiliares (motores de orientación de la góndola) y de la unidad hidráulica (frenado de góndola y rotor).
- Líneas de alumbrado y potencia para herramientas de góndola y torre.
- Elementos de maniobra y protección de los circuitos de control y auxiliares.

El transformador es el que eleva la tensión habitualmente de 0,69kV a 20 kV teniendo en cuenta las características del parque y la potencia del transformador viene dada por la potencia nominal del generador y el factor de potencia.

### 7.3 Red de Media Tensión

La conexión de los aerogeneradores entre sí y a la subestación del parque eólico se realiza a través de una red de media tensión. La instalación es subterránea para evitar el impacto ambiental y será de 20 kV. Se podrán utilizar cables unipolares con aislamiento de material sintético que será polietileno reticulado o bien etileno-propileno dependiendo de cuál sea la compañía distribuidora de la zona. Estos cables deben cumplir la norma UNE 21123 y la recomendación UNESA 3305 C: Cables unipolares con conductores de aluminio y aislamiento seco para redes de AT hasta 30 kV. Para la protección del lado de media tensión se suele emplear un interruptor seleccionador que protege al transformador contra sobrecargas, asociado con un fusible que realiza la protección frente a cortocircuitos.

Con respecto al trazado de la red de MT de un parque eólico, éste se hará dependiendo de la disposición de los aerogeneradores en el emplazamiento. La elección de la disposición se hace, por supuesto, de la forma más óptima para el correcto aprovechamiento del recurso, considerando la orografía del terreno. Por cuestiones técnicas, económicas y ambientales, es conveniente que la zanja de cables transcurra paralela a los caminos de acceso de los aerogeneradores.

Las zanjas deben ser rectilíneas en lo posible, evitando ángulos pronunciados, cumpliendo la norma UNE 20435/2. La profundidad de los cables en la zanja viene dada, desde el punto de vista técnico, por un equilibrio entre dos factores: disipación de calor a la atmósfera (favorecido por la cercanía a la superficie) y humedad en el entorno (que suele aumentar con la profundidad). La profundidad habitual escogida es de un metro.

Normalmente los cables suelen instalarse directamente enterrados siendo el acceso de los aerogeneradores bajo tubo de plástico embebido en el hormigón del pedestal de la cimentación. El diámetro del tubo debe ser superior a 14 cm, en la práctica se emplea propileno de 16 cm. El paso de viales debe ser también bajo tubo dejando siempre, como mínimo, un tubo de reserva.

---

Para la selección del cable aislado más adecuado para una aplicación concreta puede dividirse en dos etapas, una primera donde se selecciona el tipo de cable de aislamiento y capas protectoras y una segunda donde se determinan la tensión nominal y la sección. Estos parámetros deben calcularse aplicando la norma UNE 20435 “guía para la elección de cables de AT”. El material utilizado para el aislamiento de los cables suele estar definido por la compañía involucrada en el parque eólico.

La tensión nominal del cable vendrá dada por la tensión nominal de la red en la que está conectado y por las características de las protecciones de las mismas. Estas características permiten clasificar la red en categorías de nivel de aislamiento. La norma UNE 20435/2 aporta una tabla que permite seleccionar la tensión nominal del cable en función de la tensión nominal de la red, y la categoría de nivel de aislamiento.

## 7.4 Comunicaciones

Para comunicaciones del sistema de control y protección del parque o para las comunicaciones del sistema de control eólico y torre meteorológica se emplean cables de fibra óptica (FO).

Todos los aerogeneradores están comunicados con el sistema de control eólico, situado en el edificio de control de la subestación, mediante una red de fibra óptica. Las principales características de estos cables de FO son las siguientes:

- 16 fibras por cable.
- 62,5/125  $\mu\text{m}$  para fibra óptica multimodo.
- 9/125 $\mu\text{m}$  para fibra óptica monomodo.
- Resistencia al fuego (pasa según UNE-E-50266).
- Contenido libre de halógenos.
- Protección contra penetración del agua.
- Protección contra roedores.
- Atenuación máxima a 1300 nm de 1dB/Km.
- Para tendido subterráneo directamente enterrado.

Deben conectorizarse 8 fibras por cada cable que entra en el aerogenerador, montaje de caja de conectorización con capacidad para 24 unidades en armario de BT del

aerogenerador, ejecución de rabillos (*pig-tails*) de interconexión entre la caja anterior y los conectores del equipo de comunicaciones de armario de control.

Incluso se suministran 12 latiguillos de empalme (hembra-hembra), debidamente confeccionados, para puenteo de lazo de FO en caso de ausencia de alimentación de aerogenerador. Se realiza un circuito de FO con recorrido en bucle (ida y vuelta) y con entrada en aerogeneradores de forma alternativa. Un esquema representativo de la conexión se puede ver en la siguiente figura:

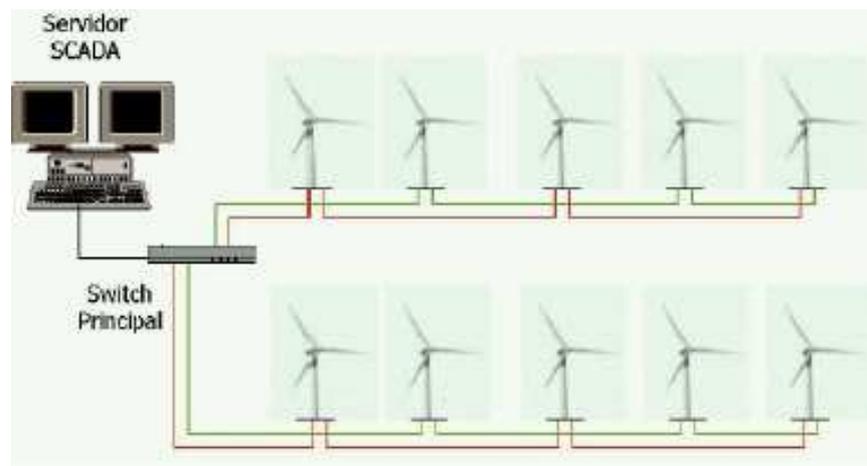


Figura7.2. Esquema de conexión con FO entre aerogeneradores

## 7.5 Red de tierras

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 cumpliendo las especificaciones del fabricante del aerogenerador se obtenga una resistencia de puesta a tierra igual o inferior a 2 ohmios, limitando las tensiones de defecto a tierra que puedan producirse en la instalación. En todo caso, para valores ligeramente superiores se tomarán las medidas oportunas para rebajar este valor.

Se incluye un conductor de acompañamiento, de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup>, en el interior de las zanjas que recorren todo el parque eólico, en función de las faltas en 220 kV y 20 kV.

La red de puesta a tierra está formada por dos anillos conductores de cobre desnudo de 70 mm<sup>2</sup> de sección mínima:

- 
- Uno de los anillos está situado encima de la primera fase de hormigonado de la cimentación del aerogenerador y con un diámetro de 9,5 m y conectado a la armadura de la zapata en varios puntos.
  - Un segundo anillo, también de forma circular, se instala exterior a la cimentación con un diámetro de 16,5 m, enterrado a una profundidad de 2,5 m.
  - Unir los dos anillos concéntricos, formando una superficie equipotencial. Esta unión está formada por cable de 50 mm<sup>2</sup> de sección, si bien se recomienda colocar cable de cobre de 70,3 mm<sup>2</sup>.
  - Instalación de cuatro electrodos de puesta a tierra colocada distribuidamente en el fondo de excavación.
  - Conectar la red de puesta a tierra general. Unir todas las puestas a tierras de los diferentes aerogeneradores a través de un cable de cobre desnudo. El cable es de 50 mm<sup>2</sup> de sección, si bien se recomienda colocar cable de cobre de 70,3 mm<sup>2</sup>.

Una vez completada la red de tierras y antes de conectarlas, se mide la resistencia de puesta a tierra de la instalación debiendo obtener un valor menor o igual a dos ohmios.

Antes de conectar la red general de tierras, se realizan las mediciones de las tensiones de paso y contacto en los aerogeneradores y en el caso de obtener valores superiores a la permitida por el Reglamento de Centrales Eléctricas (RCE), se colocarían electrodos o picas de cobre.

Los elementos del aerogenerador a conectar en la instalación de puesta a tierra son:

- 16 fibras por cable.
- 62,5/125 µm para fibra óptica multimodo.
- Cables que bajan por la torre conectando las masas del generador y del bastidor así como los cables de tierra del armario de BT situado en la góndola.
- Cable de tierra del armario eléctrico de BT situado en la base del aerogenerador.
- Cable de tierra de las celdas de MT situadas en la base del aerogenerador.
- Neutro del lado de 690 V en el transformador BT/MT.
- Cuatro puntos en la base de la torre, unidos a través del anillo interior.
- Conexión a tierra de las autoválvulas descargadoras situadas en la entrada de tensión de MT, si es que hubiera.

- Cualquier parte metálica en el interior de la torre del aerogenerador que pueda adquirir un nivel de tensión peligroso respecto a la propia torre.
- La arqueta de conexión de cables de MT en el caso de disponer de partes metálicas.

Las conexiones de los diferentes elementos a la instalación de puesta a tierra deben realizarse en alguna de las pletinas existentes en la parte baja de la torre. Estas pletinas se encuentran unidas entre sí y a su vez a la instalación de puesta a tierra del aerogenerador.

## 7.6 Torre meteorológica

En primer lugar, se realiza la instalación de la torre de parque que ha sido usada para calibración de emplazamiento y verificación de la curva de potencia. Se construye al comienzo de las obras del parque, dejando la estructura, anticaídas, balizamiento, soporte principal, cable de tierra, zanja y tendido de cable multipar hacia la posición de la turbina a verificar, en perfecto estado de terminación al menos 3 meses antes de iniciar la obra civil de la turbina en cuestión. Esto se considera para poder realizar la calibración del emplazamiento sin perturbaciones en la construcción del parque.

Las torres meteorológicas son consideradas como elementos más del parque eólico, aunque por su distancia a los aerogeneradores más cercanos, debe tener los sistemas necesarios para alimentar todos sus equipos de medición, balizamiento y comunicación con el centro de control (opción fibra óptica, GSM o radio). Se realizan las alimentaciones e interconexión de señales desde las torres meteorológicas hasta el aerogenerador más próximo para su integración en el sistema SCADA del parque.

## 7.7 Subestación eléctrica

A fin de evacuar la energía producida por el parque eólico El Perdón I, se proyecta la ejecución de la subestación transformadora 20/220 kV, que efectuará su interconexión con la red de transporte que pasa a escasos metros de dicha subestación mediante una línea de 220 kV, como se puede ver en la figura 7.3. De este modo permite ajustar las medidas de energía eléctrica generada en el parque (MT) con las necesarias para su vertido a la red (AT).

Las obras de infraestructura que se precisan, básicamente son: caminos de acceso y viales interiores, explanación, cimentaciones y estructuras para el aparellajes, suministro y tendido de los cables de MT, BT, FO, etc., la puesta a tierra de toda la subestación, red de drenajes, edificio, etc.



Figura7.3. Trazado de las líneas eléctricas por REE

## 7.8 Condiciones de conexión

Para conectar un parque eólico a red es necesario que se cumplan unas condiciones técnicas y administrativas. Éstas vienen recogidas en la Orden de 5 de septiembre de 1985, "Normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica".

Con respecto a las normas administrativas, se detalla la información que debe suministrar, tanto al titular del parque eólico como la empresa distribuidora de energía eléctrica. El usuario deberá proporcionar:

1. El número, la potencia y el tipo de aerogeneradores.
2. Los datos para el cálculo de la corriente de cortocircuito.
3. La potencia máxima que entregará.

La compañía distribuidora deberá indicar:

1. El punto de conexión y su tensión.

2. Las potencias de cortocircuito máxima y mínima en el punto de conexión.
3. Los datos del reenganche en ese punto.

Las condiciones técnicas se refieren a lo que se denomina interconexión, es decir, los dispositivos que permiten la conexión o desconexión del parque a la red, junto con las protecciones que verifican que la entrega de la energía se entregue en las condiciones prescritas.

En la normativa se indica explícitamente que el funcionamiento de la central no debe producir alteraciones, ni puede funcionar en isla, alimentando a otros usuarios desconectado de la compañía. La potencia máxima de los aerogeneradores que se pueden conectar a la red de AT es de 5 MVA en el caso de los aerogeneradores asíncronos que es el caso de las máquinas del parque y en ningún caso podrá utilizarse más de la mitad de la capacidad de salida del centro de transformación correspondiente a la línea que se conecte a la central.

Los generadores asíncronos deberán funcionar con un factor de potencia superior a 0,86 y en lo que respecta a generadores eólicos, no es posible conectarlos más de tres veces por minuto. La caída de tensión que se produzca en la conexión debe ser 20 veces mayor que la potencia nominal del parque. La sincronización deberá efectuarse cuando el deslizamiento sea como mucho del 10% cuando la potencia nominal sea superior o igual a 1000kVA, o del 5%, cuando esta potencia nominal sea superior a 1000kVA. Esto se debe a la prevención que se debe tener a la hora de evitar fluctuaciones de tensión que puedan producirse tanto en el proceso de conexión como el funcionamiento continuo.

Todos los parques deberán tener un equipo de medida que incluya contador de energía activa, contador de energía reactiva, taxímetro y diversos transformadores de medida normalizados. En la normativa se especifica la clase de precisión de los distintos equipos.

Las protecciones prescritas en la normativa deben verificar que la entrega de energía se realiza en las condiciones especificadas. Cuando las centrales están conectadas en alta tensión, las protecciones que hay que incluir se enumeran a continuación:

- 
- Con el fin de poder conectar y desconectar el quipo a la red, tanto en condiciones normales, como ante cortocircuitos, es necesario incluir un interruptor automático.
  - Tres relés de mínima tensión instantáneos, con reenganche manual, regulados a  $0,85 U_m$ , siendo  $U_m$  el valor medio de la tensión entre fases. Por tanto, cuando la tensión descienda por debajo del 85% de este valor, la instalación debe desconectarse inmediatamente. El objeto de esta protección es el de proteger el sistema contra defectos polifásicos y detectar la marcha en red separada a una tensión anormal.
  - Un relé de máxima tensión instantáneo, regulado a  $1,1 U_m$ . La actuación de esta protección es análoga a la anterior, sólo que su actuación se produce, instantáneamente, cuando la tensión sube anormalmente. La misión de esta protección es detectar la marcha anormal separada de la compañía.
  - Un relé de máxima tensión homopolar, contra defectos de fase-tierra.
  - Un relé para el control de las frecuencias con valores máximo y mínimo de 51 y 49 Hz respectivamente, para impedir la marcha anormal separada de la compañía, puesto que, en tales casos, no hay mecanismo de control de la generación sobre la demanda, por lo que la frecuencia estará descontrolada.
  - Tres relés instantáneos de máxima intensidad que actúan ante sobrecargas y cortocircuitos.
  - Un sistema de teledisparo que permita la desconexión remota de la instalación.
  - Equipos de protección de los equipos de la central, de acuerdo con las especificaciones de los fabricantes.
  - Un sincronizador automático.
  - Un regulador.

## 7.9 Sección del conductor

La sección del conductor de la red de MT de un parque eólico se establece según 4 criterios:

1. Intensidad máxima admisible.
2. Solicitación térmica de corriente.
3. Caída de tensión máxima.
4. Optimización técnico-económica.

Con respecto a esta última tiene una particularidad en el caso de parques eólicos que es un diseño óptimo de la red de MT desde el punto de vista económico que consiste en encontrar la solución más rentable entre el coste de inversión en el cable de media tensión, y las pérdidas de energía anuales del mismo.

Cuanto más cerca de la subestación esté un tramo de cable, mayor potencia debe transportar y más intensidad de cortocircuito debe soportar, la principal aportación proviene de la red eléctrica de AT exterior al parque eólico a través del transformador de la subestación.

### 7.9.1 Intensidad máxima admisible

La selección de la sección del conductor en función de la intensidad máxima admisible del conductor, se calcula a partir de la intensidad que recorre el conductor incrementada por una serie de coeficientes corrección.

La intensidad se determina mediante la siguiente expresión:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad \text{E.10}$$

Donde:

I: Intensidad (A).

P: Potencia activa (KW).

U: Tensión (V).

$\varphi$ : Ángulo de fase.

Los factores de corrección a considerar para el valor de la máxima intensidad admisible son:

### C.1.- Cables enterrados en terrenos cuya temperatura es distinta de 25°C

En la tabla se indican los factores de corrección, F, de la intensidad admisible para temperaturas del terreno  $\theta_t$ , distintas de 25°C, en función de la temperatura máxima de servicio,  $\theta_s$ .

Tabla7.1. Coeficiente de corrección por la temperatura del terreno

Temperatura del terreno $\theta_t$ en °C								
10	15	20	25	30	35	40	45	50
1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

El factor de corrección para otras temperaturas del terreno, distintas de las de la tabla será:

$$F = \frac{\sqrt{\theta_s - \theta_t}}{\sqrt{\theta_s - 25}} \quad \text{E.11}$$

C.2.- Cables enterrados, directamente o entubados, en terrenos cuya resistividad térmica es distinta de 1 K.m/W

Tabla7.2. Coeficiente de corrección por resistividad térmica del terreno

Resistividad térmica del terreno K.m/W										
0,8	0,85	0,9	1	1,1	1,2	1,4	1,65	2	2,5	2,8
1,09	1,06	1,04	1	0,96	0,93	0,87	0,81	0,75	0,68	0,66

C.3.- Terna se cables unipolares agrupados bajo tierra

Tabla7.3. Coeficiente de corrección por número y ubicación de ternas

Factor de corrección								
Situación de Las ternas	Nº de ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
En contacto (d=0)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
A 7 cm (d=0,07 m)	0,85	0,75	0,68	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50
A 15 cm (d=0,15 m)	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
A 20 cm (d=0,20 m)	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
A 25 cm (d=0,25 m)	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

#### C.4.- Cables enterrados en terrenos zanjas a diferentes profundidades

En la tabla se indican los factores de corrección que se deben aplicar dependiendo de la profundidad de instalación.

Tabla7.4. Coeficiente de corrección por la profundidad de la instalación

Profundidad de la Instalación m	0,70	0,80	0,90	1,00	1,20	1,50	2,00
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1,00	0,98	0,96	0,94

#### C.5.- Cables enterrados en una zanja en el interior de tubos o similares

Se recomienda aplicar un coeficiente corrector de 0,8 en el caso de una línea con cable con una terna de cables unipolares en el interior de un mismo tubo.

En la siguiente tabla se resumen los cálculos realizados, indicándose la sección de los conductores en cada tramo, y las intensidades máximas admisibles.

Tabla7.5. Secciones e intensidades admisibles

Circuito	Tramo		W KW	U KV	cosφ	Sección mm <sup>2</sup>	Iz <sub>o</sub> A	C1	C2	C3	C4	C5	Iz <sub>f</sub> A	Ic A
1	1	2	2.000	20	0,98	25	165	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	117,51	58,91
	2	3	4.000	20	0,98	35	195	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	138,88	117,83
	3	4	6.000	20	0,98	70	280	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	199,41	176,74
	4	5	8.000	20	0,98	95	335	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	238,58	235,65
	5	6	10.000	20	0,98	150	420	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	299,12	294,57
	6	7	12.000	20	0,98	240	540	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	384,58	353,48
	7	sub	14.000	20	0,98	300	610	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	434,44	412,39
2	8	9	2.000	20	0,98	25	165	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	117,51	58,91
	9	10	4.000	20	0,98	35	195	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	138,88	117,83
	10	11	6.000	20	0,98	70	280	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	199,41	176,74
	11	12	8.000	20	0,98	95	335	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	238,58	235,65
	12	13	10.000	20	0,98	150	420	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	299,12	294,57
	13	14	12.000	20	0,98	240	540	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	384,58	353,48
	14	15	14.000	20	0,98	300	610	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	434,44	412,39
	15	sub	16.000	20	0,98	400	685	1,07	1,04	0,80	1,00	0,80	487,85	471,31

#### 7.9.2 Caída de tensión máxima

Las caídas de tensión en cada tramo se calculan mediante la siguiente expresión:

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

E.12

Donde:

$\Delta U$ : Caída de tensión en el tramo considerado (V).

L: Longitud del tramo (Km).

I: Intensidad máxima permanente (A).

R: Resistencia del conductor ( $\Omega/\text{km}$ ).

X: Reactancia inductiva del conductor ( $\Omega/\text{km}$ ).

$\varphi$ : Ángulo de fase.

Se elegirá la sección de los conductores para mantener las caídas de tensión por debajo del 2% en todos los tramos.

En la tabla incluida a continuación se resumen los cálculos realizados, indicándose la sección de los conductores en cada tramo, y las caídas de tensión resultantes.

Tabla7.6. Secciones y caídas de tensión

Circuito	Tramo	L <sub>o</sub> Km	W KW	U KV	cos $\varphi$	Sección mm <sup>2</sup>	R $\Omega/\text{km}$	X $\Omega/\text{km}$	$\Delta U$ V	$\Delta U_{\text{acum}}$ V	$\Delta U_{\text{acum}}$ %
1	1   2	0,162	2.000	20	0,98	25	0,926	0,245	15,81	15,81	0,08
	2   3	0,162	4.000	20	0,98	35	0,668	0,235	23,19	39,00	0,19
	3   4	0,162	6.000	20	0,98	70	0,341	0,216	18,70	57,70	0,29
	4   5	0,162	8.000	20	0,98	95	0,246	0,206	18,65	76,35	0,26
	5   6	0,162	10.000	20	0,98	150	0,158	0,195	16,01	92,36	0,46
	6   7	0,162	12.000	20	0,98	240	0,096	0,182	12,92	105,28	0,53
	7   sub	1,596	14.000	20	0,98	300	0,077	0,176	125,96	231,24	1,16
2	8   9	0,162	2.000	20	0,98	25	0,926	0,245	15,81	15,81	0,08
	9   10	0,162	4.000	20	0,98	35	0,668	0,235	23,19	39,00	0,19
	10   11	0,162	6.000	20	0,98	70	0,341	0,216	18,70	57,70	0,29
	11   12	0,162	8.000	20	0,98	95	0,246	0,206	18,65	76,35	0,26
	12   13	0,162	10.000	20	0,98	150	0,158	0,195	16,01	92,36	0,46
	13   14	0,162	12.000	20	0,98	240	0,096	0,182	12,92	105,28	0,53
	14   15	0,162	14.000	20	0,98	300	0,077	0,176	12,78	118,06	0,59
	15   sub	0,300	16.000	20	0,98	400	0,060	0,171	22,73	140,79	0,70

### 7.9.3 Solicitación térmica de corriente

Con la intensidad de cortocircuito y la sección del cable calculada anteriormente, se puede obtener el tiempo de disparo en el cual deben actuar las protecciones para el cable de media tensión.

Para calcular la 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, este dato es suministrado por la compañía.

#### 7.9.4 Esquema de la instalación

Se han previsto dos circuitos diferentes para la interconexión de los aerogeneradores con la subestación transformadora. La secuencia de los aerogeneradores en los circuitos puede verse en la siguiente figura:

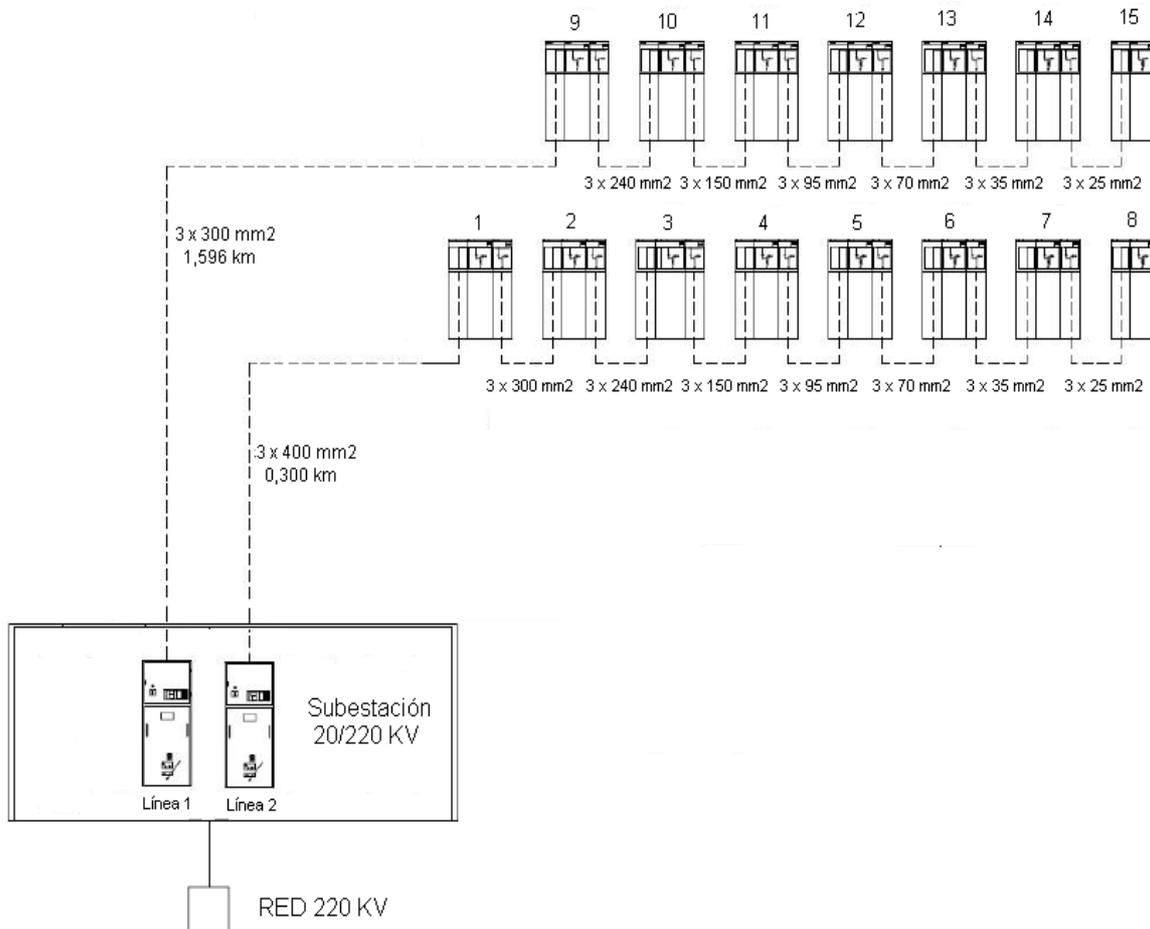


Figura 7.4. Esquema unifilar de las instalaciones del parque eólico

#### 7.9.5 Tipo de cable conductor

El tendido de conductores se realizará una vez finalizados los trabajos de obra civil, empleando máquina de tracción y, eventualmente, de forma manual en la entrada a los aerogeneradores.

Se prestará especial atención a la tracción aplicada a los conductores, que no deberá exceder los valores máximos admisibles recomendados por el fabricante. Además, los esfuerzos de tracción no deben aplicarse a los revestimientos de protección, sino a los conductores. Por otra parte, durante las operaciones de tendido, el radio de curvatura de los cables no debe ser inferior 1 m.

Los aerogeneradores estarán interconectados mediante cinco líneas trifásicas de 20 kV, constituidas por ternas de conductores unipolares de cobre con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC, DHZ1 12/20 kV, de secciones 25 a 400 mm<sup>2</sup>.

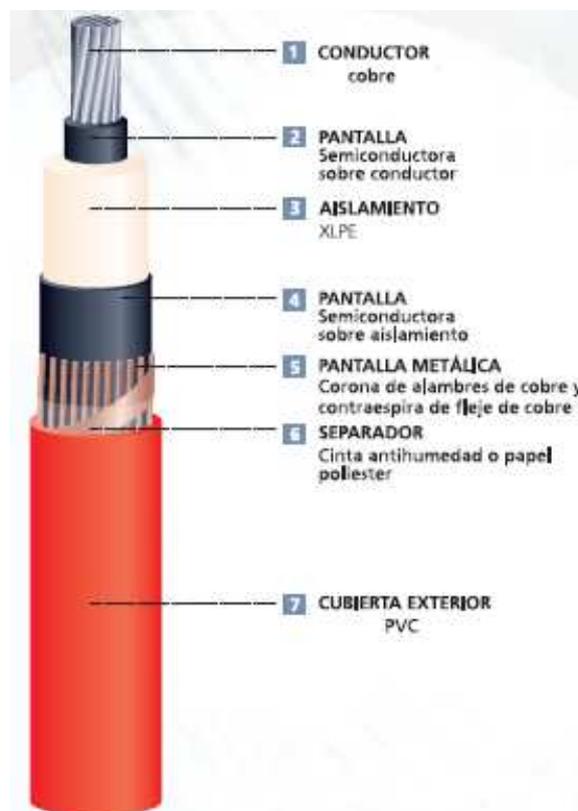


Figura7.5. Conductor 12/20 kV

#### 7.9.6 Tipo de cable de mando y señalización

El control de los aerogeneradores podrá hacerse en modo local, desde el cuadro de mando situado en el interior del fuste, o bien en modo remoto, desde el centro de control ubicado en el edificio de la subestación. Para ello, todos los aerogeneradores estarán interconectados mediante líneas de comunicaciones por fibra óptica instaladas en canalización conjunta con los cables de potencia.

Se instalarán cables de fibra óptica multimodo 62,5/125  $\mu\text{m}$ , con armado dieléctrico, libre de elementos rígidos para garantizar su flexibilidad, formado por 6 conductores individuales de fibra óptica de estructura ajustada y refuerzo individual de aramida, protección antirroedores de fibra de vidrio trenzada y cubierta exterior de poliuretano, apto para instalación directamente enterrada.

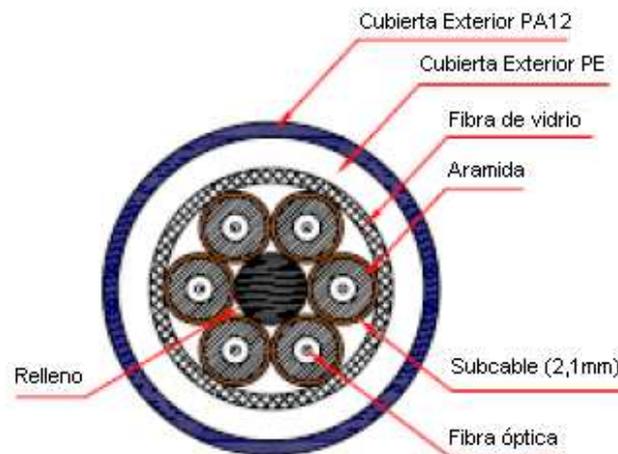


Figura7.6. Cable fibra óptica multimodo

En tramos de longitud superior a 2000 m, se emplearán cables de fibra óptica monomodo 9/125  $\mu\text{m}$ , de las mismas características indicadas para los de fibra multimodo.

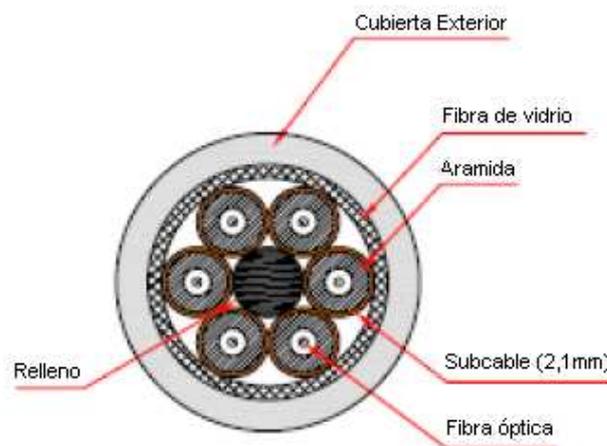


Figura7.7. Cable fibra óptica monomodo

La conexión del cable en los equipos de comunicaciones se efectuará mediante conectores del tipo FC/PC. Una vez tendida la fibra se efectuarán las correspondientes pruebas de atenuación para comprobar el correcto estado del tendido.

---

## 8. Aspectos Ambientales

### 8.1 Previo al inicio de obras

Previamente y con un plazo máximo de un mes antes del comienzo de las obras, se facilitará a la dirección ambiental de obra:

- Certificación de la puesta a punto de motores, camiones y de la maquinaria que se empleará durante las obras, expedido por un servicio autorizado.
- Calendario de ejecución de obras, donde figurarán todas las obras y actividades a realizar, especialmente las actividades más agresivas para el medio y el conjunto de medidas correctoras o de carácter ambiental.

Se balizarán las áreas de afección y cualquier movimiento u ocupación fuera de las áreas balizadas estará expresamente prohibido.

### 8.2 Sistema hidrológico

En coordinación con la Delegación Provincial se contemplarán las siguientes actuaciones:

- No se alterará la red hidrológica en la zona de actuación, realizando los acopios fuera de las áreas de recarga de acuíferos y se diseñará y construirá una red de drenaje adecuada.
- Se evitará trazar viales en cercanías de arroyos y abarrancamientos.
- No se construirá en las cercanías del parque ninguna planta de hormigón.
- Se delimitarán y balizarán apropiadamente el parque de maquinaria y otras áreas destinadas a fines similares, tales como acopio de materiales y maquinaria.
- Se llevará una correcta gestión de las tareas de mantenimiento de equipos y maquinaria móvil, realizándose fuera de la zona del parque. Los equipos que por su naturaleza no puedan realizar sus vertidos líquidos en instalaciones adecuadas, serán recogidos en

envases específicos por tipología de residuo y enviados a los centros de tratamiento autorizados.

- Las tareas de limpieza, repostaje y cambios de aceite se realizarán sobre superficies impermeabilizadas evitando la intrusión de contaminantes en las capas freáticas subyacentes.

- La limpieza de las cubas de hormigón no se realizará en el propio parque si no en la planta hormigonera, con excepción de las canaletas de la cubas cuya limpieza se efectuará en una zona especialmente habilitada a tal efecto.

- 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, previa autorización.

### **8.3 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 poniéndolo en conocimiento de la Delegación Provincial de la Consejería de Educación y Cultura de acuerdo con la Ley 16/85 del patrimonio Histórico español y con el Decreto Foral 125/1996 de Navarra.

### **8.4 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. La tierra vegetal se almacenará en montículos o cordones sin sobrepasar una altura máxima de 1,5 m para evitar la pérdida de sus propiedades orgánicas y bióticas.

En las zanjas de conexión de líneas subterráneas se procederá inmediatamente a la instalación del tramo de línea y su posterior restauración. Se evitará la construcción de nuevos viales, caminos o pistas y aprovechando al máximo los ya existentes, también se

---

evitará trazar viales en laderas de fuerte pendiente y la anchura de los viales será la mínima posible que permita la utilización de los mismos.

Se establecerán cunetas a ambos lados de los accesos y drenajes transversales que canalicen el agua de escorrentía evitando su erosión. 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. En caso de existir algún sobrante, se llevará a vertedero autorizado.

Toda apertura de nuevos viales o zanjas de conexión se realizará en coordinación con la Delegación Provincial.

### **8.5 Afección al terreno**

Se realizarán los mínimos movimientos de maquinaria, tierras, personas, vegetación y fauna. La maquinaria empleada limitará sus movimientos a los caminos y zonas de obra señaladas por un vallado previo.

Los trabajos de replanteo serán supervisados por el Técnico encargado de la Vigilancia Ambiental de las obras para minimizar al máximo la afección de las mismas a los distintos aspectos ambientales.

Se garantizará la integridad física de las señales geodésicas existentes, asegurando que no afecte a la posibilidad de efectuar visitas entre las más próximas. Al final de la obra se restaurarán todas las zonas que no sean ocupadas permanentemente.

### **8.6 Gestión de residuos**

Los residuos que se generan en el desarrollo del parque eólico están obligados 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 sistemática operativa para la adecuada gestión de los residuos según la especificación técnica de gestión de residuos es la siguiente:

-Residuos no peligrosos: Los poseedores de residuos urbanos o asimilables a urbanos estarán obligados a entregarlos a entidades locales para su reciclado, valorización o eliminación, en las condiciones que determinen las respectivas ordenanzas.

-Residuos peligrosos: La empresa contratista deberá poseer la correspondiente autorización como Productor de Residuos Peligrosos expedida por las autoridades competentes. Deberá garantizar la correcta gestión de los residuos peligrosos generados y será la titular y responsable de los residuos hasta que sean transferidos y aceptados por el gestor final. Deberán realizar el transporte de residuos hasta el lugar de almacenamiento con vehículos debidamente autorizados por el órgano competente. Los materiales procedentes del movimiento de tierras y de la excavación de la base de los aerogeneradores, se equilibrarán con los requeridos para el afirmado de viales, parque de maquinaria, etc.

## **8.7 Afecciones a la atmósfera y ruido**

Para evitar la generación de polvo se aplicarán riegos periódicos sobre viales y camino de acceso y se controlará que la velocidad de los vehículos no supere los 20 Km/h y en desplazamientos de más de 1 Km los vehículos deberán contar con lonas de protección para evitar la afección a vegetación circundante.

Para reducir al máximo la emisión de ruido los vehículos y maquinaria se revisarán periódicamente y se recogerá en las preceptivas fichas de mantenimiento que cada vehículo y maquina debe llevar. Estas fichas contendrán al menos las revisiones, controles y fechas de las mismas.

## **8.8 Protección de la flora y la fauna**

Se respetará al máximo la vegetación natural adoptando las medidas necesarias para evitar cualquier daño. Para realizar cualquier actuación sobre la vegetación (labores de poda, descuaje) se requerirá autorización de la Consejería de Medio Ambiente.

Antes del comienzo de las obras y en coordinación con la Delegación Provincial se jalonará toda la superficie de ocupación de las mismas para el parque y línea y se limitará a dichas zonas todo movimiento de maquinaria y personal. La instalación de elementos

---

salvapájaros queda excluida de este proyecto quedando incluido en el de la línea de evacuación. Se tendrá especial cuidado en la realización de trabajos que impliquen afecciones a la avifauna en época de reproducción.

Se controlara la aparición de cadáveres y la posible afección por este motivo a aves carroñeras. No se emplearán herbicidas y/o pesticidas en el área de ocupación del parque eólico y la obra se dotará de equipos materiales básicos de extinción.

## 8.9 Afecciones paisajísticas

Se evitará la utilización de hormigón en la capa de rodadura acondicionando los viales utilizando materiales (zahorras o semejantes) que no supongan un contraste con las gamas cromáticas del terreno. La subestación de transformación se construirá con materiales acorde con el entorno respetando la topología y colores de la zona. Se efectuará una plantación de especies arbóreas de la zona (pino piñonero, carrasco, encina) alrededor de la misma para obtener su integración en el entorno.

Se eliminarán los restos de hormigón armado, pistas y estructuras provenientes de las infraestructuras provisionales propias de esta actividad eólica durante las obras y tras la finalización de estas, así como de cualquier otro residuo (palets, plásticos, latas, cables, cajas, chatarra, etc.). La localización de canteras, zonas de préstamos, vertederos, caminos de obra e instalaciones auxiliares, ubicación de parque maquinaria deberán concretarse con la Delegación Provincial.

Los sobrantes de los movimientos de tierra efectuados se llevarán a vertedero autorizado, sin que en ningún caso se constituyan nuevas escombreras. En el caso de existir antiguas canteras o huecos se notificará su ubicación a la Delegación Provincial. En caso de necesitar zonas de préstamo de extracción de áridos se utilizarán canteras debidamente legalizadas y con planes de restauración aprobados.

Con el fin de minimizar la incidencia visual de las diferentes estructuras del Proyecto y contribuir, en lo posible, a su integración paisajística, las torres de los aerogeneradores tienen un acabado neutro y de color blanco o gris mate y la subestación se realiza con materiales típicos de la zona siguiendo siempre los criterios arquitectónicos de la comarca en la que está encuadrada el parque.

## 9. Presupuesto

### 9.1 Capítulo 1: Aerogeneradores

- AEROGENERADOR GAMESA G-80: Suministro y montaje de equipos mecánicos y eléctricos de aerogenerador Gamesa G-80 de 2000 kW de potencia unitaria, transporte, descarga, acopio y montaje en obra de los distintos elementos de la máquina. Pruebas y puesta en marcha del conjunto.

<u>UD</u>	<u>Modelo</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio €/UD</u>	<u>Importe €</u>
UD	G-80	15,00	1.320.000,00	19.800.000,00

Total del capítulo 1.....19.800.000,00 €

### 9.2 Capítulo 2: Obra civil

#### 9.2.1 Aerogeneradores

##### 9.2.1.1 MOVIMIENTO DE TIERRAS

- DESPEJE Y DESBROCE DEL TERRENO: Despeje y desbroce del terreno por medios mecánicos y retirada de capa vegetal en una profundidad de 20 cm, incluso almacenamiento en montones de altura inferior a dos metros para posterior utilización y restitución de la tierra vegetal y/o carga y transporte de sobrantes a vertedero autorizado.

<u>UD</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio €/UD</u>	<u>Importe €</u>
m <sup>2</sup>	8.640,00	0,23	1.987,20

- EXCAVACION POZOS TODO TIPO DE TERRENOS: Excavación de pozos para cimentaciones en todo tipo de terreno, incluso roca, realizada por medios mecánicos

o voladura, limpieza y extracción de restos a los bordes y posterior carga, transporte y descarga de sobrantes a vertedero o préstamo autorizados.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>3</sup>	11.457,00	3,91	44.796,87

- **RELLENO CON MATERIAL EXCAVACIÓN:** Relleno, extendido y compactado de tierras en zonas localizadas, con material seleccionado procedente de la excavación o préstamo autorizado, realizado con medios mecánicos, comprendiendo extendido en tongadas de 30 cm, incluso humectación de las mismas, con aporte de material, medido sobre perfil.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>3</sup>	4.496,00	1,19	5.350,24

Total del Movimiento de tierras.....52.134,31 €

#### 9.2.1.2 CIMENTACIONES Y SOLERAS

- **HORMIGÓN DE LIMPIEZA HM-20:** Hormigón en masa HM-20/p/40/IIa, elaborado en central, para limpieza y nivelado de fondos de cimentación, i/ transporte, vertido mediante bomba y colocación de todo ello.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>3</sup>	273,45	59,25	16.201,91

- **HORMIGÓN HM-30 CIMENTACIÓN:** Hormigón HA-30/B/40/IIA en cimentaciones para aerogeneradores, elaborado en central, transporte, vertido con bomba, vibrado y colocación de todo ello.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>3</sup>	4.227,15	72,10	304.777,51

- ACERO PARA ARMAR B-500-S: Acero para armar B-500-S en barras corrugadas, de diferentes diámetros, elaborado y colocado en diferentes planos.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
Kg	410.685	0,71	291.586,35

- ENCOFRADO METÁLICO: Encofrado y desencofrado a una cara en cimentaciones para aerogeneradores, mediante paneles metálicos.

<b>UD</b>	<b>Partes</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>2</sup>	zapata	1.215,00	5,92	7.192,80
m <sup>2</sup>	pedestal	109,20	5,92	646,46
				7.839,26

Total de Cimentaciones y Soleras.....620.405,03 €

#### 9.2.1.3 VARIOS

- CANALIZACIÓN CABLES: Canalización de entrada y salida de cables en aerogenerador, mediante tubos de polietileno de doble pared, corrugada exterior y lisa interior, de 200 y 90 mm de diámetro, embebidos en hormigón HM-20. Incluye, de ser el caso, canalización similar para líneas pasantes.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	15,00	493,54	7.403,10

- MONTAJE VIROLA: Descarga mediante grúa, colocación y nivelación de anclaje de aerogenerador con precisión milimétrica, utilizando nivel óptico o equipo similar.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	15,00	355,55	5.333,25

---

Total de Varios.....12.736,35 €

Total del subcapítulo Aerogeneradores.....685.275,69 €

## 9.2.2 Viales y Plataformas

### 9.2.2.1 MOVIMIENTO DE TIERRAS

- **DESPEJE Y DESBROCE DEL TERRENO:** Despeje y desbroce del terreno por medios mecánicos y retirada de capa vegetal en una profundidad de 20 cm, incluso almacenamiento en montones de altura inferior a dos metros para posterior utilización y restitución de la tierra vegetal y/o carga y transporte de sobrantes a vertedero autorizado.

<b>UD</b>	<b>Partes</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>2</sup>	viales	1.270,36	0,23	292,18
m <sup>2</sup>	plataformas	16.740,00	0,23	3.850,20
				4.142,38

- **EXCAVACION PARA DESMONTE DE TODO TIPO TERRENOS:** Excavación en cielo abierto en todo tipo de terreno, incluso roca, con medios mecánicos o voladura, para ejecución de viales o explanación de zonas localizadas incluso carga y transporte a vertedero autorizado o lugar de empleo, medido sobre perfil.

<b>UD</b>	<b>Partes</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>3</sup>	viales	45.900,16	2,93	134.487,47
m <sup>3</sup>	plataformas	28.533,60	2,93	83.603,45
				218.090,92

- **FORMACIÓN DE TERRAPLENES:** Terraplenado, extendido y compactado tierras procedentes de la excavación mediante medios mecánicos en caminos de acceso a aerogeneradores.

<b>UD</b>	<b>Partes</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>3</sup>	viales	30.639,60	1,19	36.461,12
m <sup>3</sup>	plataformas	11.433,00	1,19	13.605,27
				50.066,39

- **RELLENO FIRME DE VIALES Y PLATAFORMAS:** Relleno en ejecución de firme de viales con zahorras naturales o artificiales calidad sub-base del PG-4 procedente de préstamo o cantera, tendido en tongadas de 30 cm, compactado (con eventual humectación) hasta 95 % , medido sobre perfil, incluyendo restauración de viales.

<b>UD</b>	<b>Partes</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>3</sup>	viales	1.270,36	8,92	11.331,61
m <sup>3</sup>	plataformas	6.696,00	8,92	59.728,32
				71.059,93

- **FORMACIÓN CUNETAS:** Formación de cuneta de tierra en viales, por medios mecánicos.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>3</sup>	4.543,80	1,19	5.407,12

- **ACONDICIONAMIENTO VIAL EXISTENTE:** Acondicionamiento del vial existente para acceso de transportes y maquinaria de obra, mediante extendido de una capa de zahorra artificial compactada hasta 95% de proctro modificado, así como perfilado de cunetas, todo ello según sección tipo para viales de nueva ejecución.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>2</sup>	2.860,73	16,44	47.030,40

Total del Movimiento de tierras.....395.797,14 €

---

### 9.2.2.2 DRENAJES

- **DRENAJE TRANSVERSAL:** Drenaje transversal, mediante tubería de hormigón o PVC de 400 mm de diámetro, colocada transversalmente bajo la calzada y reforzada con hormigón HM-20, completamente acabado.

<u>UD</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio €/UD</u>	<u>Importe €</u>
UD	22,00	250,00	5.500,00

- **TAJEAS PARA RECOGIDA Y EVACUACIÓN DE AGUAS:** Tajeas para recogida y evacuación de aguas pluviales en cunetas, de tipo prefabricado en hormigón expandido o bien de obra de fábrica, situadas a ambos lados de las tuberías de drenaje, completamente acabadas.

<u>UD</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio €/UD</u>	<u>Importe €</u>
UD	80,00	106,38	8.510,40

- **PASO SALVACUNETA:** Paso salvacuneta para acceso a aerogeneradores y viales, mediante tubería de hormigón o PVC de 400 mm de diámetro reforzada con hormigón en masa (longitud aproximada 18 m), y provista de accesorios de recogida y conducción de aguas del subsuelo.

<u>UD</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio €/UD</u>	<u>Importe €</u>
UD	15,00	273,00	4.095,00

Total de Drenajes.....18.105,40 €

Total del subcapítulo Viales y Plataformas.....413.902,54 €

### 9.2.3 Zanjas

#### 9.2.3.1 MOVIMIENTO DE TIERRAS

- **DESPEJE Y DESBROCE DEL TERRENO:** Despeje y desbroce del terreno por medios mecánicos y retirada de capa vegetal en una profundidad de 20 cm, incluso almacenamiento en montones de altura inferior a dos metros para posterior utilización y restitución de la tierra vegetal y/o carga y transporte de sobrantes a vertedero autorizado.

<b>UD</b>	<b>Partes</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>2</sup>	circuito 1	1.596,00	0,23	367,08
m <sup>2</sup>	circuito 2	300,00	0,23	69,00
				436,08

- **EXCAVACION DE LA ZANJA PARA TODO TIPO TERRENOS:** Excavación en cielo abierto en todo tipo de terreno, incluso roca, con medios mecánicos o voladura, para ejecución de viales o explanación de zonas localizadas incluso carga y transporte a vertedero autorizado o lugar de empleo, medido sobre perfil.

<b>UD</b>	<b>Partes</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>3</sup>	circuito 1	1.596,00	6,94	11.076,24
m <sup>3</sup>	circuito 2	300,00	6,94	2.082,00
				13.158,24

- **RELLENO MATERIAL EXCAVACIÓN:** Relleno, extendido y compactado de tierras en zonas localizadas, por medios mecánicos, con tierras seleccionadas procedentes de excavación, comprendiendo extendido en tongadas de 30 cm de espesor, incluso humectación de las mismas, sin aporte de material, medido sobre perfil.

<b>UD</b>	<b>Partes</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m <sup>3</sup>	circuito 1	1.117,20	1,19	1.329,47
m <sup>3</sup>	circuito 2	210,00	1,19	249,90
				1.579,37

---

Total del Movimiento de tierras.....15.173,69 €

9.2.3.2 VARIOS

- PLACA SEÑALIZACIÓN Y PROTECCIÓN: Placa plástica de señalización y protección de cables subterráneos, de acuerdo con la recomendación UNESA 0206, colocada en el interior de la zanja sobre los cables eléctricos y de comunicaciones.

<b>UD</b>	<b>Partes</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m	circuito 1	1.596,00	1,49	2378,04
m	circuito 2	300,00	1,49	447,00
				2.825,04

- TUBO DE POLIETILENO D=200 mm: Tubo de polietileno de alta densidad, diámetro nominal 200 mm, de doble pared, lisa interior y corrugada la exterior, en bobina o barra, colocado en la zanja para canalización de cables de potencia, manguitos de unión y sellado mediante producto resistente al agua en extremos de canalización.

<b>UD</b>	<b>Partes</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m	circuito 1	1.596,00	3,04	4.851,84
m	circuito 2	300,00	3,04	912,00
				5.763,54

- TUBO DE POLIETILENO D=90 mm: Tubo de polietileno de alta densidad, diámetro nominal 90 mm, de doble pared, lisa interior y corrugada la exterior, en bobina o barra, colocado en las zanja para canalización de cables de señalización y control, manguitos de unión y sellado mediante producto resistente al agua en extremos de canalización.

<b>UD</b>	<b>Partes</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m	circuito 1	1.596,00	1,50	2.394,00
m	circuito 2	300,00	1,50	450,00
				2.844,00

- **HITO SEÑALIZACIÓN DE ZANJA:** Hito de señalización hormigonado, para señalización de zanja, colocado cada 25 m, en los cambios de sentido de las zanjas y en las derivaciones, incluyendo colocación y balizamiento, incluso la siguiente indicación PELIGRO. CABLES ELÉCTRICOS M.T..

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	102,00	7,37	751,74

- **ARQUETA DE EMPALME:** Arqueta ejecutada en obra para empalme de conductores de media tensión, de dimensiones 2,5x1,5x1,5m, formada por solera de hormigón armado, tabiques de fábrica de ladrillo macizo enfoscado interiormente con mortero de cemento y tapa de losas de hormigón armado, drenaje, sellado en embocadura de tubos y canalización de cables pasantes.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	15,00	693,29	10.399,35

- **SUPLEMENTO CRUCE ZANJA/VIAL NO ASFALTADO:** Suplemento cruce de zanja con vial no asfaltado, con refuerzo de hormigón HM-20 y disposición s/ zanja tipo para 1 a 3 líneas, considerado hasta una longitud de 12 m.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	1,00	346,65	346,65

Total de Varios.....22.930,32 €

Total del subcapítulo Zanjas.....38.104,01 €

---

### 9.2.4 Varios

- **PREPARACIÓN DE LA ZONA DE ACOPIO MATERIAL Y CASSETAS DE OBRA:**  
Preparación de zonas para acopio de material e instalaciones de obra, de 2.000 m<sup>2</sup> de superficie, con cierre perimetral y con sus correspondientes instalaciones cubiertas de almacenaje.

<u>UD</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio €/UD</u>	<u>Importe €</u>
UD	1,00	12.000,00	12.000,00

- **ACONDICIONAMIENTO, MANTENIMIENTO Y REPOSICIÓN DE CARRETERAS:**  
Acondicionamiento, mantenimiento durante las obras y reparación final de accesos existentes, para facilitar la circulación de los vehículos de transporte pesado, incluyendo todo el movimiento de tierras o ejecución de obra civil necesario y la solicitud de los correspondientes permisos ante los organismos afectados.

<u>UD</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio €/UD</u>	<u>Importe €</u>
UD	1,00	30.000,00	30.000,00

- **TORRE METEOROLÓGICA:** Suministro y montaje de torre anemométrica, incluso transporte, obra civil y conexionado.

<u>UD</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio €/UD</u>	<u>Importe €</u>
UD	1,00	24.800,00	24.800,00

Total del subcapítulo Varios .....66.800,00 €

Total del capítulo 2.....1.204.082,24 €

## 9.3 Capítulo 3: Infraestructura eléctrica

### 9.3.1 Conductores de media tensión

- CONDUCTOR 12/20 kV 3x400 mm<sup>2</sup> (Cu): Línea trifásica en conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV 3x400 mm<sup>2</sup> Cu, completamente instalado y tendido en las zanjas.

UD	Cantidad	Precio €/UD	Importe €
m	300,00	30,17	9.051,00

- CONDUCTOR 12/20 kV 3x300 mm<sup>2</sup> (Cu): Línea trifásica en conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV 3x300 mm<sup>2</sup> Cu, completamente instalado y tendido en las zanjas.

UD	Cantidad	Precio €/UD	Importe €
m	1.758,00	25,73	45.233,34

- CONDUCTOR 12/20 kV 3x240 mm<sup>2</sup> (Cu): Línea trifásica en conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV 3x240 mm<sup>2</sup> Cu, completamente instalado y tendido en las zanjas.

UD	Cantidad	Precio €/UD	Importe €
m	324,00	21,41	6.936,84

- CONDUCTOR 12/20 kV 3x150 mm<sup>2</sup> (Cu): Línea trifásica en conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV 3x150 mm<sup>2</sup> Cu, completamente instalado y tendido en las zanjas.

UD	Cantidad	Precio €/UD	Importe €
m	324,00	18,54	6.006,96

- CONDUCTOR 12/20 kV 3x95 mm<sup>2</sup> (Cu): Línea trifásica en conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV 3x95 mm<sup>2</sup> Cu, completamente instalado y tendido en las zanjas.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m	324,00	16,36	5.300,64

- CONDUCTOR 12/20 kV 3x70 mm<sup>2</sup> (Cu): Línea trifásica en conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV 3x70 mm<sup>2</sup> Cu, completamente instalado y tendido en las zanjas.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m	324,00	14,68	4.756,32

- CONDUCTOR 12/20 kV 3x35 mm<sup>2</sup> (Cu): Línea trifásica en conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV 3x35 mm<sup>2</sup> Cu, completamente instalado y tendido en las zanjas.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m	324,00	12,84	4.160,16

- CONDUCTOR 12/20 kV 3x25 mm<sup>2</sup> (Cu): Línea trifásica en conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV 3x25 mm<sup>2</sup> Cu, completamente instalado y tendido en las zanjas.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m	324,00	11,26	3.648,24

- CONJUNTO TERMINAL M.T. 12/20 kV 3x400 mm<sup>2</sup> (Cu): Suministro y montaje de conjunto terminal interior trifásico, de tipo acodado, para conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV, 3x400 mm<sup>2</sup> Cu, completamente ejecutado en conexión con celdas de media tensión en aerogenerador y/o subestación.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	2,00	206,83	413,66

- CONJUNTO TERMINAL M.T. 12/20 kV 3x300 mm<sup>2</sup> (Cu): Suministro y montaje de conjunto terminal interior trifásico, de tipo acodado, para conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV, 3x300 mm<sup>2</sup> Cu, completamente ejecutado en conexión con celdas de media tensión en aerogenerador y/o subestación.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	4,00	200,24	800,96

- CONJUNTO TERMINAL M.T. 12/20 kV 3x240 mm<sup>2</sup> (Cu): Suministro y montaje de conjunto terminal interior trifásico, de tipo acodado, para conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV, 3x240 mm<sup>2</sup> Cu, completamente ejecutado en conexión con celdas de media tensión en aerogenerador y/o subestación.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	4,00	192,97	771,88

- CONJUNTO TERMINAL M.T. 12/20 kV 3x150 mm<sup>2</sup> (Cu): Suministro y montaje de conjunto terminal interior trifásico, de tipo acodado, para conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV, 3x150 mm<sup>2</sup> Cu, completamente ejecutado en conexión con celdas de media tensión en aerogenerador y/o subestación.

---

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	4,00	187,03	748,12

- CONJUNTO TERMINAL M.T. 12/20 kV 3x95 mm<sup>2</sup> (Cu): Suministro y montaje de conjunto terminal interior trifásico, de tipo acodado, para conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV, 3x95 mm<sup>2</sup> Cu, completamente ejecutado en conexión con celdas de media tensión en aerogenerador y/o subestación.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	4,00	179,11	716,44

- CONJUNTO TERMINAL M.T. 12/20 kV 3x70 mm<sup>2</sup> (Cu): Suministro y montaje de conjunto terminal interior trifásico, de tipo acodado, para conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV, 3x70 mm<sup>2</sup> Cu, completamente ejecutado en conexión con celdas de media tensión en aerogenerador y/o subestación.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	4,00	173,33	693,32

- CONJUNTO TERMINAL M.T. 12/20 kV 3x35 mm<sup>2</sup> (Cu): Suministro y montaje de conjunto terminal interior trifásico, de tipo acodado, para conductor de aislamiento seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV, 35 mm<sup>2</sup> Cu, completamente ejecutado en conexión con celdas de media tensión en aerogenerador y/o subestación.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	4,00	168,49	673,96

- CONJUNTO TERMINAL M.T. 12/20 kV 3x25 mm<sup>2</sup> (Cu): Suministro y montaje de conjunto terminal interior trifásico, de tipo acodado, para conductor de aislamiento

seco tipo DHZ1-OL 12/20 kV, 3x25 mm<sup>2</sup> Cu, completamente ejecutado en conexión con celdas de media tensión en aerogenerador y/o subestación.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	4,00	164,95	659,80

- **ENSAYO DE AISLAMIENTO Y RIGIDEZ DIELECTRICA DE CONDUCTORES:** Ensayo de aislamiento y rigidez dieléctrica de cubierta para conductores 12/20 kV, Normas UNE y/o IEC de aplicación, a realizar en el 100% de los tramos de canalización y certificados emitidos por Organismo de Control Autorizado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	1,00	4.500,00	4.500,00

- **MEDICIONES DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO:** Medición de tensiones de paso y contacto en aerogeneradores, siguiendo la Instrucción MIE-RAT-13 y certificado emitido por Organismo de Control Autorizado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	1,00	3.100,00	3.100,00

Total del subcapítulo Conductores de media tensión.....98.171,64 €

### 9.3.2 Fibra óptica

- **LINEA DE TRANSMISION DE SEÑALES:** Línea de transmisión de señales mediante manguera de fibra óptica de 6 fibras, instalada e enterrada directamente en la zanja junto con los cables de potencia.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m	2568,00	3,33	8.551,44

- **CONECTORIZACIÓN FIBRA ÓPTICA:** Conectorización de fibra óptica en aerogeneradores, torres anemométricas y sala de control, con suministro y colocación de cajas de conexión y suministro de latiguillos para conexión a equipos de comunicación.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	1,00	30.875,00	30.875,00

Total del subcapítulo Fibra óptica.....39.426,44 €

### 9.3.3 Puesta a tierra

- **PUESTA A TIERRA AEROGENERADORES:** Puesta a tierra del aerogenerador a base de malla formada por cable de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección y 2 picas de acero recubierto de cobre de 4 m de longitud, dimensiones de los cables de conexión a aerogenerador, pletina de conexión en fuste y uniones mediante atado y/o soldadura Cadwell.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	15,00	880,50	13.207,50

- **PUESTA A TIERRA ENLACE PARQUE:** Instalación de puesta a tierra para enlace entre aerogeneradores, torres anemométricas y subestación, mediante cable de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> directamente enterrado en zanja en canalización conjunta con cables de potencia y transmisión de señal, todo ello colocado a 3 m de longitud en el interior de los aerogeneradores.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m	2613,00	2,03	5.304,39

Total del subcapítulo Puesta a tierra.....18.511,89 €

#### 9.3.4 Varios

- TUBO DE POLIETILENO 50 mm: Tubo de polietileno de 50 mm de diámetro exterior, color rojo, para llevar alimentación de tensión a torre anemométrica desde aerogenerador más próximo.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m	250,00	1,32	330,00

- CABLE TRES HILOS 220 V: Cable de tres hilos (fase+neutro+tierra) para la alimentación en baja tensión a 220 V de torre anemométrica desde aerogenerador más próximo.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m	250,00	2,13	532,50

Total del subcapítulo Varios.....862,50 €

Total del capítulo 3.....156.972,47 €

#### 9.4 Capítulo 4: Desmantelamiento

- RETIRADA DE LOS AEROGENERADORES: Una vez que se a concluido la vida útil de los aerogeneradores se procede a la retirada de estos.

---

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	15,00	15.000,00	225.000,00

- **RETIRADA DE ESCOMBROS:** Retirada de restos de escombros y demás elementos del parque eólico que se encuentren sobre la superficie del terreno.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	1,00	1.000,00	1.000,00

- **APORTE DE TIERRA VEGETAL:** Aporte de tierra vegetal mediante una capa de 30 cm para repoblación vegetal del lugar donde se a mancillado para la instalación del parque eólico (plataformas, viales de acceso y cimentaciones).

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
HA	1,68	10.000,00	16.800,00

- **HIDROSIEMBRA:** Técnica utilizada para la restauración ambiental de un lugar cuyo objetivo consiste en la revegetación del terreno, mancillado para la instalación del parque eólico (plataformas, viales de acceso y cimentaciones).

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
HA	1,68	909,15	1.527,37

Total del capítulo 4.....244.327,37 €

## 9.5 Capítulo 5: Seguridad y Salud

### 9.5.1 Protecciones individuales

- CASCO DE SEGURIDAD: Casco de seguridad con desudador, homologado CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	40,00	3,05	122,00

- GAFAS CONTRA IMPACTOS: Gafas contra impactos antirayadura, homologadas CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	25,00	11,36	284,00

- GAFAS ANTIPOLVO: Gafas antipolvo tipo visitante incolora, homologadas CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	30,00	2,52	75,60

- PANTALLA DE SEGURIDAD PARA SOLDADURA: Pantalla de seguridad para soldadura, homologada CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	5,00	12,31	61,55

- PROTECTORES AUDITIVOS: Protectores auditivos, homologados.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	30,00	7,89	236,70

- 
- MASCARILLA ANTIPOLVO: Mascarilla antipolvo, homologada.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	30,00	2,84	85,20

- FILTRO RECAMBIO MASCARILLA: Filtro recambio mascarilla, homologado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	60,00	0,69	41,40

- MONO DE TRABAJO: Filtro recambio mascarilla, homologado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	40,00	16,41	656,40

- IMPERMEABLE: Impermeable de trabajo, homologado CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	40,00	9,47	378,80

- PETO REFLECTANTE: Peto reflectante color butano o amarillo, homologada CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	40,00	18,93	757,20

- CINTURON ANTILUMBAGO: Cinturón antilumbago cierre hebilla, homologado CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	20,00	17,45	349,00

- **FAJA ELASTICA SOBRESFUERZOS:** Faja elástica para protección de sobreesfuerzos con hombreras y cierre de velcro, homologada CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	20,00	33,45	669,40

- **ARNES DE SEGURIDAD CLASE C:** Arnés de seguridad clase C (paracaídas), con cuerda de 1 m. y dos mosquetones, en bolsa de transporte, homologada CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	15,00	79,51	1.192,65

- **CINTURON PORTAHERRAMIENTAS:** Cinturón portaherramientas, homologado CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	20,00	22,29	445,80

- **MANDIL SOLDADOR SERRAJE:** Mandil de serraje para soldador grado A, 60x90 cm. homologado CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	5,00	14,70	73,50

- PAR MANGUITOS SOLDADOR: Par de manguitos para soldador al hombro serraje grado A, homologado CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	5,00	10,73	53,65

- PAR POLAINAS SOLDADOR: Par de polainas para soldador serraje grado A, homologadas CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	5,00	10,41	52,05

- PAR GUANTES SOLDADOR: Par de guantes para soldador serraje forrado ignífugo, largo 34 cm, homologado CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	5,00	7,89	39,45

- PAR GUANTES LONA/SERRAJE: Par de guantes de lona/serraje tipo americano primera calidad, homologado CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	40,00	2,21	88,40

- PAR GUANTES NEOPRENO 100%: Par de neopreno 100%, homologado CE.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	10,00	2,52	25,20

- PAR GUANTES AISLANTES: Par de guantes aislantes para electricista, homologados CE.

UD	Cantidad	Precio €/UD	Importe €
UD	10,00	28,40	284,00

- PAR BOTAS AGUA MONOCOLOR: Par de botas de agua monocolor, homologadas CE.

UD	Cantidad	Precio €/UD	Importe €
UD	40,00	11,94	477,60

- PAR BOTAS SEGURIDAD: Par de botas de seguridad S3 piel negra con puntera y plantilla metálica, homologadas CE.

UD	Cantidad	Precio €/UD	Importe €
UD	40,00	46,07	1.842,80

- PAR BOTAS AISLANTES: Par de botas aislantes para electricista, homologadas CE.

UD	Cantidad	Precio €/UD	Importe €
UD	10,00	26,19	261,90

Total del subcapítulo Protecciones individuales.....8.554,25 €

### 9.5.2 Protecciones colectivas

- SEÑAL STOP Y SOPORTE: Señal de stop tipo octogonal de D=600 mm normalizada, con soporte metálico de hierro galvanizado 80x40x2 mm y 1,3 m de

---

altura incluso parte proporcional de apertura de pozo, hormigonado, colocación y desmontado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	20,00	38,74	774,80

- **CARTEL INDICATIVO DE RIESGO Y SOPORTE:** Cartel indicativo de riesgo de 0,30x0,30 m con soporte metálico de hierro galvanizado 80x40x2 mm y 1,3 m de altura, incluso apertura de pozo, hormigonado, colocación y desmontado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	20,00	16,23	324,60

- **CARTEL INDICATIVO DE RIESGO:** Cartel indicativo de riesgo de 0,30x0,30 m, sin soporte metálico, incluso colocación y desmontado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	20,00	6,84	136,80

- **CINTA DE BALIZAMIENTO:** Cinta corrida de balizamiento plástica pintada a dos colores roja y blanca, incluso colocación y desmontado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m	5.000,00	1,22	6.100,00

- **BOYAS INTERMITENTES:** Boya Nightflasher 5001 con carcasa de plástico y pieza de anclaje, con célula fotoeléctrica y dos pilas, incluso colocación y desmontado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	20,00	11,08	221,60

- CONO REFLECTANTE TIPO TB-6: Cono reflectante tipo TB-6.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	10,00	21,18	211,80

- TOPES PARA CAMIÓN Y SOPORTES: Topes para camión, incluso soportes.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	12,00	16,03	192,36

Total del subcapítulo Protecciones colectivas.....7.961,96 €

### 9.5.3 Instalaciones provisionales de obra

- ALQUILER CASETA PREFABRICADA OFICINA: Mes de alquiler de caseta prefabricada para oficina de obra de 6x2,35 m, con estructura metálica mediante perfiles conformados en frío y cerramiento chapa nervada y galvanizada con terminación de pintura prelacada. Aislamiento interior con lana de vidrio combinada con poliestireno expandido. Revestimiento de P.V.C. en suelos y tablero melaminado en paredes. Ventanas de aluminio anodizado, con persianas correderas de protección, incluso instalación eléctrica con distribución interior de alumbrado y fuerza con toma exterior a 220 V.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	9,00	129,22	1.162,98

- **ALQUILER CASETA PREFABRICADA VESTUARIOS:** Mes de alquiler de caseta prefabricada para vestuarios de obra de 8x2,35 m, con estructura metálica mediante perfiles conformados en frío y cerramiento chapa nervada y galvanizada con terminación de pintura prelacada. Aislamiento interior con lana de vidrio combinada con poliestireno expandido. Revestimiento de P.V.C. en suelos y tablero melaminado en paredes. Ventanas de aluminio anodizado, con persianas correderas de protección, incluso instalación eléctrica con distribución interior de alumbrado y fuerza con toma exterior a 220 V.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	9,00	132,51	1.192,59

- **ALQUILER CASETA PREFABRICADA ASEOS:** Mes de alquiler de caseta prefabricada para aseos de obra de 3,25x1,90 m, con un inodoro, una ducha, un lavabo con tres grifos y termo eléctrico de 50 litros de capacidad; con las mismas características que las oficinas. Suelo de contrachapado hidrófugo con capa fenólica antideslizante y resistente al desgaste. Piezas sanitarias de fibra de vidrio acabadas en Gel-Coat blanco y pintura antideslizante. Puertas interiores de madera en los compartimentos. Instalación de fontanería con tuberías de polibutileno e instalación eléctrica para corriente monofásica de 220 V. protegida con interruptor automático.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	9,00	92,06	828,54

- **ALQUILER CASETA PREFABRICADA ALMACEN:** Mes de alquiler de caseta prefabricada para almacén de obra de 6x2,35 m, con estructura metálica mediante perfiles conformados en frío y cerramiento chapa nervada y galvanizada con terminación de pintura prelacada. Aislamiento interior con lana de vidrio combinada con poliestireno expandido. Revestimiento de P.V.C. en suelos y tablero melaminado en paredes. Ventanas de aluminio anodizado, con persianas correderas de protección, incluso instalación eléctrica con distribución interior de alumbrado y fuerza con toma exterior a 220 V.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
m	9,00	110,47	994,23

- TRANSPORTE CASETA PREFABRICADA: Transporte de caseta prefabricada a obra, incluso descarga y posterior recogida.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	4,00	213,70	854,80

- ACOMETITA PROVISIONAL ELECTRICA: Acometida provisional de electricidad a casetas de obra, vestuarios, servicios e instalaciones de seguridad desde el cuadro general, formada por manguera flexible de 4 x 6 mm<sup>2</sup> de tensión nominal 750 V., incorporando conductor de tierra color verde y amarillo, fijada sobre apoyos intermedios cada 2,50 m.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	4,00	130,65	522,6

- ACOMETITA PROVISIONAL FONTANERIA: Acometida provisional de fontanería para caseta de obra, vestuarios y servicios, realizadas con tubo de polietileno de 25 mm de diámetro, de alta densidad y para 10 atmósferas de presión máxima con collarín de toma, piezas especiales de polietileno y tapón roscado, incluso derechos y permisos para la conexión, totalmente terminada y funcionando.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	2,00	115,28	230,56

- **ACOMETITA PROVISIONAL SANEAMIENTO:** Acometida provisional de saneamiento a casetas de obra. Acometida provisional de saneamiento a la red de alcantarillado para las instalaciones provisionales de obra, vestuarios y servicios, realizada con tubos de PVC, de diferentes diámetros, piezas especiales de PVC, incluso conexión, totalmente terminada y funcionando.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	2,00	155,47	310,94

- **BANCO POLIPROPILENO:** Banco de polipropileno para 5 personas con soportes metálicos, colocado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	3,00	21,29	63,87

- **JABONERA INDUSTRIAL:** Jabonera de uso industrial con dosificador de jabón, en acero inoxidable, colocada.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	1,00	7,20	7,20

- **PORTARROLLOS:** Portarrollos de uso industrial con cerradura, en acero inoxidable, colocado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	2,00	6,90	13,80

- PERCHA PARA ASEO Y VESTUARIOS: Percha para aseo y vestuarios de obra, colocada.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	8,00	2,76	22,08

- ESPEJO: Espejo para aseos, colocado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	1,00	47,99	47,99

- DEPOSITO DE BASURAS: Deposito de basuras de 800 litros de capacidad realizado en polietileno inyectado, acero y bandas de caucho, con ruedas para su transporte, colocado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	1,00	18,27	18,27

- RADIADOR ELECTRICO: Radiador eléctrico de aceite termofluido normalizado modelo RN-6 de Gabarrón de 1000 W. de potencia, sobre ruedas, de calentamiento muy rápido, tres potencias seleccionables y radiación controlada por termostato incorporado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	3,00	80,46	241,38

- MESA MELAMINA: Mesa metálica para comedor con una capacidad de 10 personas, y tablero superior de melamina colocada.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	1,00	18,27	18,27

Total del subcapítulo Instalaciones provisionales de obra.....6.530,10 €

#### 9.5.4 Equipamiento sanitario

- BOTIQUIN DE OBRA: Botiquín de urgencia para obra con contenidos mínimos obligatorios, colocado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	1,00	51,95	51,95

- REPOSICION DE BOTIQUIN: Reposición de material de botiquín de obra.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	1,00	54,06	54,06

- CAMILLA PORTATIL: Portarrollos de uso industrial con cerradura, en acero inoxidable, colocado.

<b>UD</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio €/UD</b>	<b>Importe €</b>
UD	1,00	15,68	15,68

- EXTINTOR DE POLVO: Extintor de polvo ABC con eficacia 21A-113B para extinción de fuego de materias sólidas, líquidas, productos gaseosos e incendios de equipos eléctricos, de 6 Kg. de agente extintor con soporte, manómetro y boquilla con difusor según norma UNE-23110, totalmente instalado. Certificado por AENOR.

UD	Cantidad	Precio €/UD	Importe €
UD	1,00	58,74	58,74

Total del subcapítulo Equipamiento sanitario.....180,43 €

#### 9.5.5 Formación y Seguridad

- COMITE DE SEGURIDAD E HIGIENE: Botiquín de urgencia para obra con contenidos mínimos obligatorios, colocado.

UD	Cantidad	Precio €/UD	Importe €
h	4,00	54,34	217,36

- FORMACION SEGURIDAD E HIGIENE: Formación de seguridad e higiene en el trabajo, considerando una hora a la semana y realizada por un encargado.

UD	Cantidad	Precio €/UD	Importe €
h	32,00	12,93	413,76

- RECONOCIMIENTO MEDICO: Reconocimiento médico obligatorio.

UD	Cantidad	Precio €/UD	Importe €
h	16,00	43,33	693,28

---

Total del subcapítulo Formación y Seguridad.....1.324,40 €

#### 9.5.6 Conservación

- EQUIPO DE LIMPIEZA Y CONSERVACION: Equipo de limpieza y conservación de instalaciones provisionales de obra, considerando media hora diaria de oficial de 2ª y de ayudante.

<u>UD</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio €/UD</u>	<u>Importe €</u>
h	72,00	21,16	1.523,52

- LIMPIEZA Y DESINFECCION CASETA: Limpieza y desinfección de casetas de obra, considerando una limpieza por cada dos semanas.

<u>UD</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Precio €/UD</u>	<u>Importe €</u>
UD	16,00	159,40	2.550,40

Total del subcapítulo Conservación.....4.073,92 €

Total del capítulo 5.....28.625,06 €

#### 9.6 Subestación de transformación 20/220 KV

Total de Movimiento de tierras.....10.750,38 €

Total de Cimentación.....1.076.876,80 €

Total de Estructuras.....840.596,37 €

Total de Albañilería.....212.164,98 €

Total de Aislamientos y Pinturas.....104.517,91 €

Total de Instalaciones eléctricas.....2.599.146,08 €

Total del capítulo 6.....4.844.052,52 €

### 9.7 Resumen General

CAPITULO 1. AEROGENERADORES.....19.800.000,00 €

CAPITULO 2. OBRA CIVIL.....1.204.082,24 €

CAPITULO 3. INFRAESTRUCTURA ELECTRICA.....156.972,47 €

CAPITULO 4. DESMANTELAMIENTO.....244.327,37 €

CAPITULO 5. SEGURIDAD Y SALUD.....28.625,06 €

CAPITULO 6. SUBESTACION 20/220 KV.....4.844.052,52 €

PROYECTO TECNICO Y PERMISOS.....120.000,00 €

TOTAL PRESUPUESTO.....26.398.059,66 €

Asciende el presente Presupuesto a la cantidad de VEINTISEIS MILLONES TRESCIENTOS NOVENTA Y OCHO MIL CINCUENTA Y NUEVE CON SESENTA Y SEIS EUROS.

---

## 10. Estudio Económico

### 10.1 Costes de la inversión

El coste de la inversión para la instalación del parque eólico El Perdón I se desglosa en las siguientes partidas:

Tabla10.1. Costes de la inversión inicial

<b>Inversión inicial</b>	
Aerogeneradores	19.800.000,00
Obra civil	1.204.082,24
Infraestructura eléctrica	156.972,47
Desmantelamiento	244.327,37
Seguridad y salud	28.625,06
Centro de transformación	4.844.052,52
Proyecto técnico y permisos	120.000,00
<b>Total de la inversión (€)</b>	<b>26.398.059,66</b>

### 10.2 Financiación del proyecto

La financiación del siguiente proyecto va a ser a través del banco Santander mediante el 90% de la inversión inicial de la instalación del parque, el 10% restante va a ser solventado por el propietario. Los datos y condiciones de financiación con el banco se detallan a continuación:

Préstamo solicitado de la inversión (%).....	<b>90,00</b>
Capital inicial (€).....	<b>23.758.253,69</b>
Tipo de interés fijo (%).....	<b>3,00</b>
Plazo (años).....	<b>10,00</b>
Periodicidad (años).....	<b>1,00</b>
Comisión de apertura (%).....	<b>1,00</b>
Comisión de gestión (%).....	<b>0,10</b>
Comisión de cancelación anticipada (%).....	<b>1,00</b>

A través de la comisión de apertura y de gestión se nos queda el siguiente capital efectivo:

Comisión de apertura (€).....	<b>237.582,54</b>
Comisión de gestión (€).....	<b>23.758,25</b>
Capital efectivo (€).....	<b>24.019.594,48</b>

El cuadro de amortización del préstamo del banco Santander se nos quedaría de la siguiente manera:

Tabla10.2. Cuadro de amortización del préstamo

Periodos de pago	Cuota	Pago de intereses	Amortización del principal	Amortización acumulada del principal	Capital pendiente	Importe de la comisión de cancelación	Coste de cancelación
0					24.019.594,48		
1	2.714.588,68	600.489,86	2.114.098,82	2.114.098,82	21.905.495,66	219.054,96	22.124.550,62
2	2.714.588,68	547.637,39	2.166.951,29	4.281.050,11	19.738.544,37	197.385,44	19.935.929,82
3	2.714.588,68	493.463,61	2.221.125,07	6.502.175,18	17.517.419,30	175.174,19	17.692.593,49
4	2.714.588,68	437.935,48	2.276.653,20	8.778.828,38	15.240.766,10	152.407,66	15.393.173,76
5	2.714.588,68	381.019,15	2.333.569,53	11.112.397,91	12.907.196,57	129.071,97	13.036.268,54
6	2.714.588,68	322.679,91	2.391.908,77	13.504.306,68	10.515.287,80	105.152,88	10.620.440,68
7	2.714.588,68	262.882,20	2.451.706,49	15.956.013,17	8.063.581,32	80.635,81	8.144.217,13
8	2.714.588,68	201.589,53	2.512.999,15	18.469.012,32	5.550.582,17	55.505,82	5.606.087,99
9	2.714.588,68	138.764,55	2.575.824,13	21.044.836,45	2.974.758,04	29.747,58	3.004.505,62
10	2.714.588,68	74.368,95	2.640.219,73	23.685.056,18	334.538,31	3.345,38	337.883,69

### 10.3 Ingresos

Para el análisis de los ingresos que vamos a generar a través de nuestro parque eólico, debemos de tener en cuenta la producción energética anual del parque eólico y el precio al que vendemos esa energía.

La producción energética anual ha sido calculada anteriormente pero hay que tener en cuenta las pérdidas de producción anual que se producen y la restricción de un máximo de 2.589 horas equivalentes por aerogenerador. En cuanto al precio de la venta de energía se ha tenido en cuenta dos valores, el primero se ha obtenido a partir del Orden IET/221/2013, de 14 de febrero suponiendo que estuviéramos en régimen especial y el segundo valor a partir de una media de precios medios interanuales obtenidos a través de red eléctrica desde el año 2006 hasta el año 2012 para el mercado libre. Los valores anteriormente descritos son detallados a continuación:

Producción energética anual (kWh).....	<b>85.351.532,27</b>
Pérdidas de producción anual (%).....	<b>9,00</b>
Precio régimen especial (c€/ kWh).....	<b>8,12</b>
Precio en el mercado libre (c€/ kWh).....	<b>4,80</b>
Incremento anual del IPC (%).....	<b>1,50</b>

El cuadro de ingresos generados por nuestro parque eólico sería de la siguiente manera:

Tabla10.3. Cuadro de Ingresos

Año	Pérdidas producción anuales	Producción energética anual (Kwh)	Precio kWh	Ingresos	Precio kWh	Ingresos
1		85.351.532,27	0,081247000	6.934.555,94	0,048044000	4.100.629,02
2	9,00%	85.274.715,89	0,082465705	7.032.239,56	0,048764660	4.158.392,53
3	9,00%	85.274.715,89	0,083702691	7.137.723,16	0,049496130	4.220.768,41
4	9,00%	85.274.715,89	0,084958231	7.244.789,01	0,050238572	4.284.079,94
5	9,00%	85.274.715,89	0,086232604	7.353.460,84	0,050992150	4.348.341,14
6	9,00%	85.274.715,89	0,087526093	7.463.762,75	0,051757033	4.413.566,26
7	9,00%	85.274.715,89	0,088838985	7.575.719,19	0,052533388	4.479.769,75
8	9,00%	85.274.715,89	0,090171570	7.689.354,98	0,053321389	4.546.966,30
9	9,00%	85.274.715,89	0,091524143	7.804.695,31	0,054121210	4.615.170,79
10	9,00%	85.274.715,89	0,092897005	7.921.765,74	0,054933028	4.684.398,35
11	9,00%	85.274.715,89	0,094290460	8.040.592,22	0,055757023	4.754.664,33
12	9,00%	85.274.715,89	0,095704817	8.161.201,11	0,056593379	4.825.984,29
13	9,00%	85.274.715,89	0,097140390	8.283.619,12	0,057442279	4.898.374,06
14	9,00%	85.274.715,89	0,098597495	8.407.873,41	0,058303914	4.971.849,67
15	9,00%	85.274.715,89	0,100076458	8.533.991,51	0,059178472	5.046.427,41
16	9,00%	85.274.715,89	0,101577605	8.662.001,38	0,060066149	5.122.123,83
17	9,00%	85.274.715,89	0,103101269	8.791.931,40	0,060967142	5.198.955,68
18	9,00%	85.274.715,89	0,104647788	8.923.810,38	0,061881649	5.276.940,02
19	9,00%	85.274.715,89	0,106217505	9.057.667,53	0,062809874	5.356.094,12
20	9,00%	85.274.715,89	0,107810767	9.193.532,54	0,063752022	5.436.435,53
21	9,00%	85.274.715,89	0,067902000	5.790.323,76	0,064708302	5.517.982,06
22	9,00%	85.274.715,89	0,068920530	5.877.178,61	0,065678926	5.600.751,79
23	9,00%	85.274.715,89	0,069954338	5.965.336,29	0,066664110	5.684.763,07
24	9,00%	85.274.715,89	0,071003653	6.054.816,34	0,067664072	5.770.034,52
25	9,00%	85.274.715,89	0,072068708	6.145.638,58	0,068679033	5.856.585,03

## 10.4 Costes de explotación

El estudio para la obtención de los costes de explotación se ha centrado en los costes de funcionamiento, en los costes financieros y por último en los costes de depreciación.

En cuanto a los costes de funcionamiento se ha calculado para el primer año de funcionamiento y para los años restantes mediante un incremento anual del IPC, los datos se detallan a continuación:

Operación y mantenimiento,45M€/MWp (€).....	<b>1.350.000,00</b>
Alquiler del terreno,3% Facturación (€).....	<b>208.036,68</b>
Impuestos IBI (€).....	<b>3524,00</b>
Seguros,0,5% Coste de la instalación (€).....	<b>131.990,30</b>
Total costes funcionamiento del primer año (€).....	<b>1.693.550,98</b>
Incremento anual del IPC (%).....	<b>1,50</b>

Los costes financieros ya han sido calculados en el apartado de Financiación mediante los pagos de intereses y por último los costes de depreciación se han obtenido mediante el coeficiente lineal máximo y el periodo máximo a través del Real Decreto 1777\_2004, de 30 de julio por el que se aprueba el reglamento de impuesto de sociedades. Los valores del coeficiente y del periodo son un 8% y un 25% respectivamente para centrales eólicas y centros de transformación.

A continuación se muestra el cuadro de costes de explotación de nuestro parque eólico:

Tabla10.4. Cuadro de Costes de Explotación

<b>Año</b>	<b>Costes de funcionamiento</b>	<b>Costes financieros</b>	<b>Costes de depreciación</b>	<b>Costes anuales</b>
1	1.693.550,98	600.489,86	2.080.408,58	4.374.449,42
2	1.718.954,24	547.637,39	2.080.408,58	4.347.000,21
3	1.744.738,55	493.463,61	2.080.408,58	4.318.610,74
4	1.770.909,63	437.935,48	2.080.408,58	4.289.253,69
5	1.797.473,28	381.019,15	2.080.408,58	4.258.901,01
6	1.824.435,38	322.679,91	2.080.408,58	4.227.523,87
7	1.851.801,91	262.882,20	2.080.408,58	4.195.092,68
8	1.879.578,94	201.589,53	2.080.408,58	4.161.577,05
9	1.907.772,62	138.764,55	2.080.408,58	4.126.945,75

10	1.936.389,21	74.368,95	2.080.408,58	4.091.166,74
11	1.965.435,05		2.080.408,58	4.045.843,63
12	1.994.916,57		2.080.408,58	4.075.325,15
13	2.024.840,32		1.040.204,29	3.065.044,61
14	2.055.212,93			2.055.212,93
15	2.086.041,12			2.086.041,12
16	2.117.331,74			2.117.331,74
17	2.149.091,71			2.149.091,71
18	2.181.328,09			2.181.328,09
19	2.214.048,01			2.214.048,01
20	2.247.258,73			2.247.258,73
21	2.280.967,61			2.280.967,61
22	2.315.182,13			2.315.182,13
23	2.349.909,86			2.349.909,86
24	2.385.158,51			2.385.158,51
25	2.420.935,88			2.420.935,88

## 10.5 Cash-Flow

Mediante el cash-flow (flujo de caja o flujo de fondos) vamos a hallar los recursos generados por el parque eólico, concepto que no coincide con el de beneficio neto. En líneas generales el cash-flow implica los flujos de entradas y de salidas de caja o efectivo, en un determinado período y por tanto constituye un indicador más que concreto de la liquidez que ostenta una determinada empresa.

Entonces, a partir del cash-flow podemos conocer el estado de cuenta, cuánto efectivo queda en la misma teniendo en cuenta los gastos, pago de capital y de intereses.

Por tanto, si queremos calcular los recursos generados por el parque eólico, es decir, el dinero que entra a la empresa o al propietario del mismo, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Cash-flow} = \text{beneficio neto} - \text{pagos a principal} + \text{costes de depreciación} \quad \text{E.13}$$

Y para el cash-flow actualizado:

$$\text{cash - flow}_{\text{actualizado}} = \frac{\text{cash - flow}}{(1 + \text{tasa}_{\text{actualizacion}})^{\text{año}}} \quad \text{E.14}$$

Para el análisis del cash-flow y el cash-flow actualizado tenemos en cuenta los porcentajes de los impuestos generados y de la tasa de actualización, dichos valores se detallan a continuación:

Impuestos (%).....	<b>35,00</b>
Tasa de actualización (%).....	<b>5,00</b>

Tabla10.5. Cuadro de Flujos de entrada y salida de caja

Año	Ingresos	Costes de explotación	Beneficio bruto	Impuestos	Beneficio neto	Pago a principal	Costes de depreciación
0							
1	4.100.629,02	4.374.449,42	-273.820,40	-95.837,14	-177.983,26	2.114.098,82	2.080.408,58
2	4.158.392,53	4.347.000,21	-188.607,68	-66.012,69	-122.594,99	2.166.951,29	2.080.408,58
3	4.220.768,41	4.318.610,74	-97.842,33	-34.244,81	-63.597,51	2.221.125,07	2.080.408,58
4	4.284.079,94	4.289.253,69	-5.173,75	-1.810,81	-3.362,94	2.276.653,20	2.080.408,58
5	4.348.341,14	4.258.901,01	89.440,13	31.304,05	58.136,09	2.333.569,53	2.080.408,58
6	4.413.566,26	4.227.523,87	186.042,39	65.114,84	120.927,55	2.391.908,77	2.080.408,58
7	4.479.769,75	4.195.092,68	284.677,07	99.636,97	185.040,10	2.451.706,49	2.080.408,58
8	4.546.966,30	4.161.577,05	385.389,25	134.886,24	250.503,01	2.512.999,15	2.080.408,58
9	4.615.170,79	4.126.945,75	488.225,04	170.878,76	317.346,28	2.575.824,13	2.080.408,58
10	4.684.398,35	4.091.166,74	593.231,62	207.631,07	385.600,55	2.640.219,73	2.080.408,58
11	4.754.664,33	4.045.843,63	708.820,70	248.087,25	460.733,46		2.080.408,58
12	4.825.984,29	4.075.325,15	750.659,14	262.730,70	487.928,44		2.080.408,58
13	4.898.374,06	3.065.044,61	1.833.329,45	641.665,31	1.191.664,14		1.040.204,29
14	4.971.849,67	2.055.212,93	2.916.636,74	1.020.822,86	1.895.813,88		
15	5.046.427,41	2.086.041,12	2.960.386,29	1.036.135,20	1.924.251,09		
16	5.122.123,83	2.117.331,74	3.004.792,09	1.051.677,23	1.953.114,86		
17	5.198.955,68	2.149.091,71	3.049.863,97	1.067.452,39	1.982.411,58		
18	5.276.940,02	2.181.328,09	3.095.611,93	1.083.464,18	2.012.147,75		
19	5.356.094,12	2.214.048,01	3.142.046,11	1.099.716,14	2.042.329,97		
20	5.436.435,53	2.247.258,73	3.189.176,80	1.116.211,88	2.072.964,92		
21	5.517.982,06	2.280.967,61	3.237.014,45	1.132.955,06	2.104.059,39		
22	5.600.751,79	2.315.182,13	3.285.569,67	1.149.949,38	2.135.620,28		
23	5.684.763,07	2.349.909,86	3.334.853,21	1.167.198,62	2.167.654,59		
24	5.770.034,52	2.385.158,51	3.384.876,01	1.184.706,60	2.200.169,41		
25	5.856.585,03	2.420.935,88	3.435.649,15	1.202.477,20	2.233.171,95		

A partir de los valores anteriores, mediante la ecuación E.13 y E.14 obtenemos el cash-flow y el cash-flow actualizado de nuestro parque eólico:

Tabla10.6. Cash-flow y cash-flow actualizado

<b>Año</b>	<b>Cash Flow</b>	<b>Cash Flow actualizado</b>
0		
1	-211.673,50	-201.593,81
2	-209.137,71	-189.694,07
3	-204.314,01	-176.494,12
4	-199.607,56	-164.217,63
5	-195.024,87	-152.807,09
6	-190.572,64	-142.208,24
7	-186.257,81	-132.369,95
8	-182.087,56	-123.244,03
9	-178.069,27	-114.785,04
10	-174.210,60	-106.950,20
11	2.541.142,04	1.485.753,12
12	2.568.337,02	1.430.146,16
13	2.231.868,43	1.183.607,48
14	1.895.813,88	957.514,84
15	1.924.251,09	925.597,68
16	1.953.114,86	894.744,42
17	1.982.411,58	864.919,61
18	2.012.147,75	836.088,95
19	2.042.329,97	808.219,32
20	2.072.964,92	781.278,68
21	2.104.059,39	755.236,05
22	2.135.620,28	730.061,52
23	2.167.654,59	705.726,13
24	2.200.169,41	682.201,93
25	2.233.171,95	659.461,87

A partir del cash-flow obtenemos el VAN (balance neto anual) y el TIR (tasa interna de rentabilidad) de nuestro proyecto, consiguiendo los siguientes valores:

VAN (€).....**9.556.387,61**  
TIR (%).....**13,88**

## 10.6 Análisis de sensibilidad

### 10.6.1 Financiación

A continuación vamos a comparar la variación del VAN y TIR para diferentes casos de financiación con el banco Santander:

Tabla10.7. Análisis de la variación de la financiación

Propio/Externo (%)	TIR (%)	VAN (€)
<b>10/90</b>	<b>13,88%</b>	<b>9.556.387,61</b>
20/80	11,99%	9.134.673,34
30/70	10,77%	8.712.959,07
50/50	9,20%	7.869.530,54
80/20	7,79%	6.604.387,74
100/0	7,15%	5.760.959,20

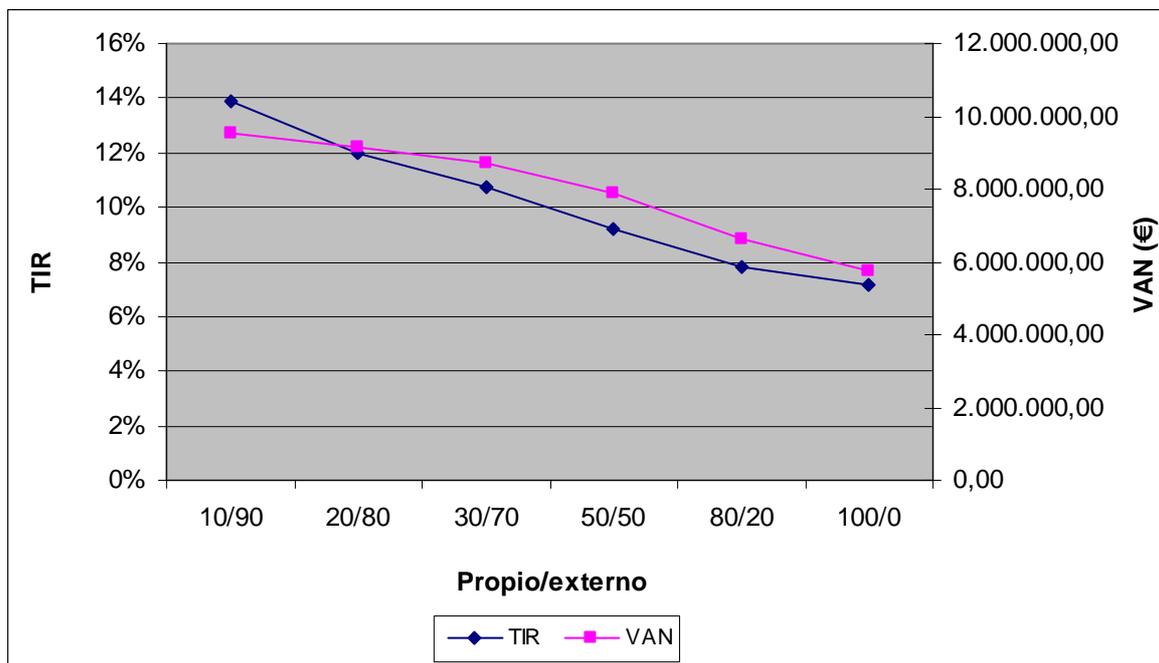


Figura10.1. Variación del financiamiento propio v/s TIR y VAN

Podemos observar que se obtiene un mejor TIR y VAN cuando la financiación del banco es la mayor, es decir, el 90%.

## 10.6.2 Inversión

En este subapartado vamos a comparar la variación del VAN y TIR en función de si aumenta o disminuye la inversión de nuestro proyecto:

Tabla10.8. Análisis de la variación de la inversión

Variación (%)	TIR (%)	VAN (€)
-10%	17,20%	11.552.670,14
-5%	15,44%	10.554.528,87
-	<b>13,88%</b>	<b>9.556.387,61</b>
+5%	12,50%	8.558.246,35
+10%	11,28%	7.560.105,08

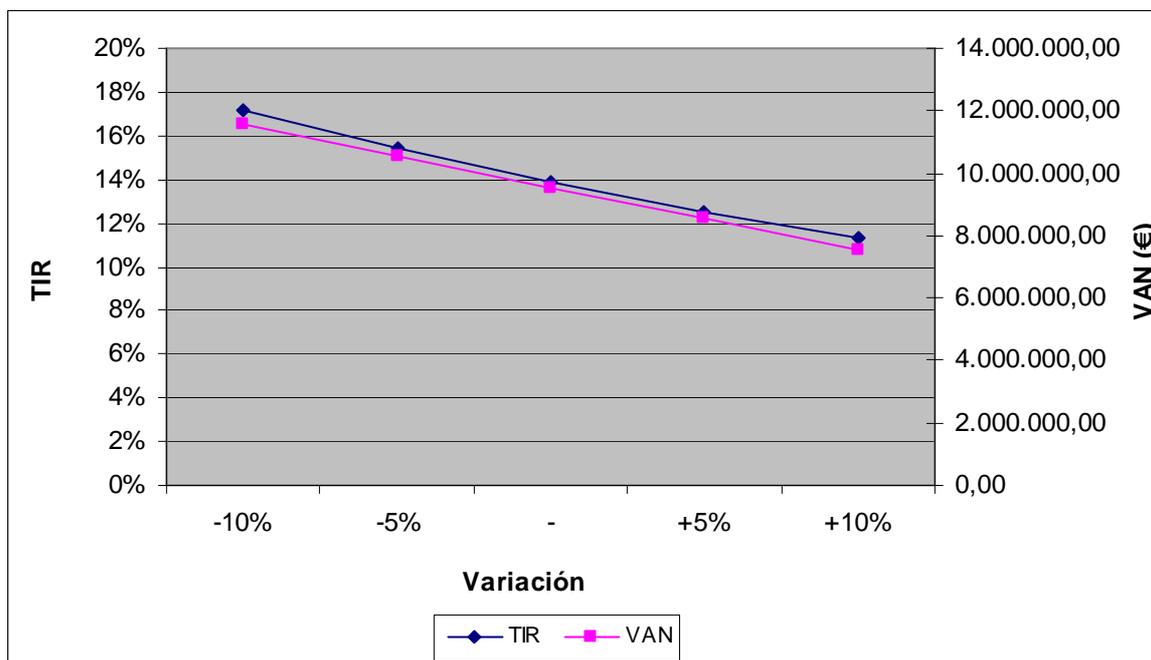


Figura10.2. Variación de la inversión v/s TIR y VAN

Atendiendo al análisis anterior realizado para la inversión del proyecto podemos deducir que a menor inversión se obtiene un mayor TIR y VAN.

### 10.6.3 Tasa de actualización

En el actual punto del análisis de sensibilidad vamos a comparar la variación del VAN y TIR en función del aumento o disminución de la tasa de actualización:

Tabla10.9. Análisis de la variación de la tasa de actualización

Variación (%)	TIR (%)	VAN (€)
3%	13,88%	14.753.255,82
4%	13,88%	11.910.434,22
<b>5%</b>	<b>13,88%</b>	<b>9.556.387,61</b>
6%	13,88%	7.600.826,30
7%	13,88%	5.971.255,32

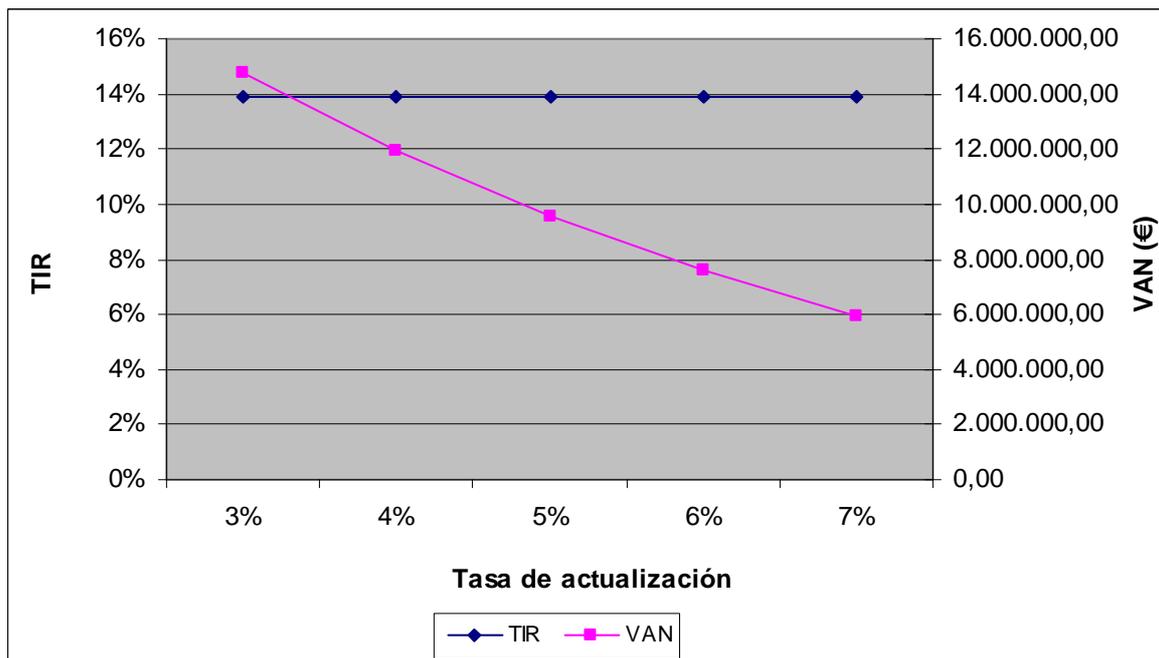


Figura10.3. Variación de la tasa de actualización v/s TIR y VAN

La tasa de actualización no influye en el TIR ya que es el mismo valor para todos los casos pero hace que aumente o disminuya el VAN de forma inversa a la variación de dicha tasa, es decir, a menor tasa de actualización obtenemos un mayor VAN.

## 10.6.4 Tarifa

Ahora vamos a comparar el aumento o disminución del VAN y TIR frente a la variación de la tarifa:

Tabla10.10. Análisis de la variación de la tarifa

Variación (%)	TIR (%)	VAN (€)
-30%	1,82%	-3.489.968,66
-20%	5,77%	858.816,77
-10%	9,70%	5.207.602,19
-	<b>13,88%</b>	<b>9.556.387,61</b>
+10%	18,58%	13.905.173,03
+20%	24,06%	18.253.958,45

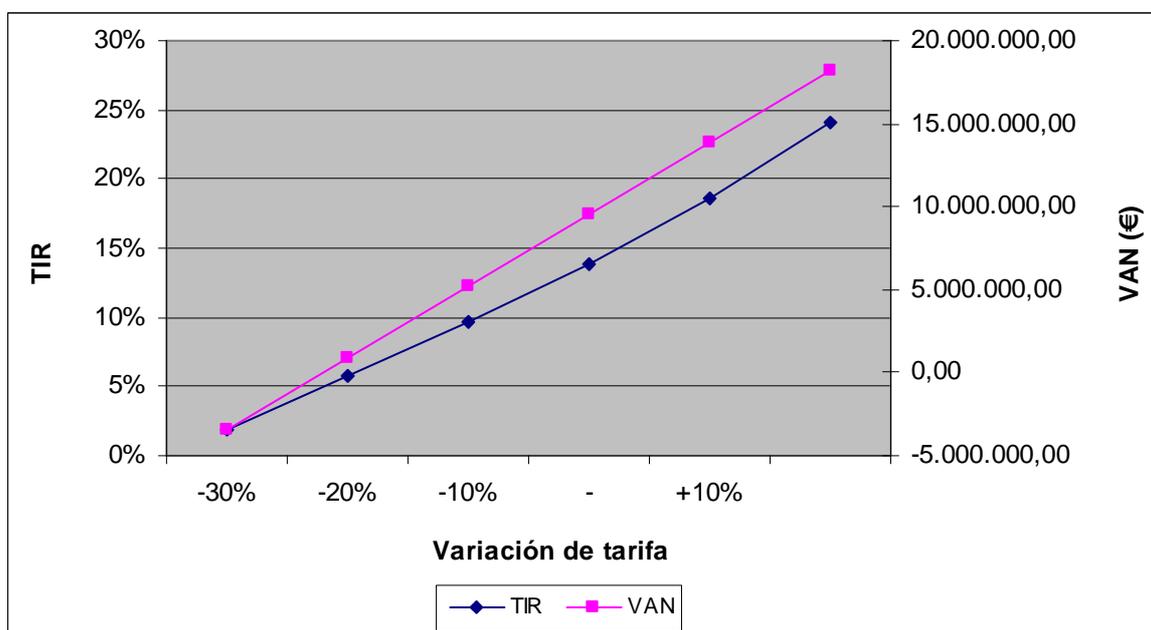


Figura10.4. Variación de la tarifa v/s TIR y VAN

Como cabía suponer, conforme aumentamos el porcentaje de la tarifa aumenta el TIR y VAN de nuestro proyecto.

### 10.6.5 Plazo de amortización del préstamo

Por último vamos a estudiar como afecta el plazo de amortización del préstamo del banco frente al VAN y TIR:

Tabla10.11. Análisis de la variación del plazo de amortización del préstamo

Años	TIR (%)	VAN (€)
8	11,69%	8.939.229,64
<b>10</b>	<b>13,88%</b>	<b>9.556.387,61</b>
12	19,57%	12.681.768,05
14	25,29%	14.839.713,29
16	30,70%	16.397.504,19

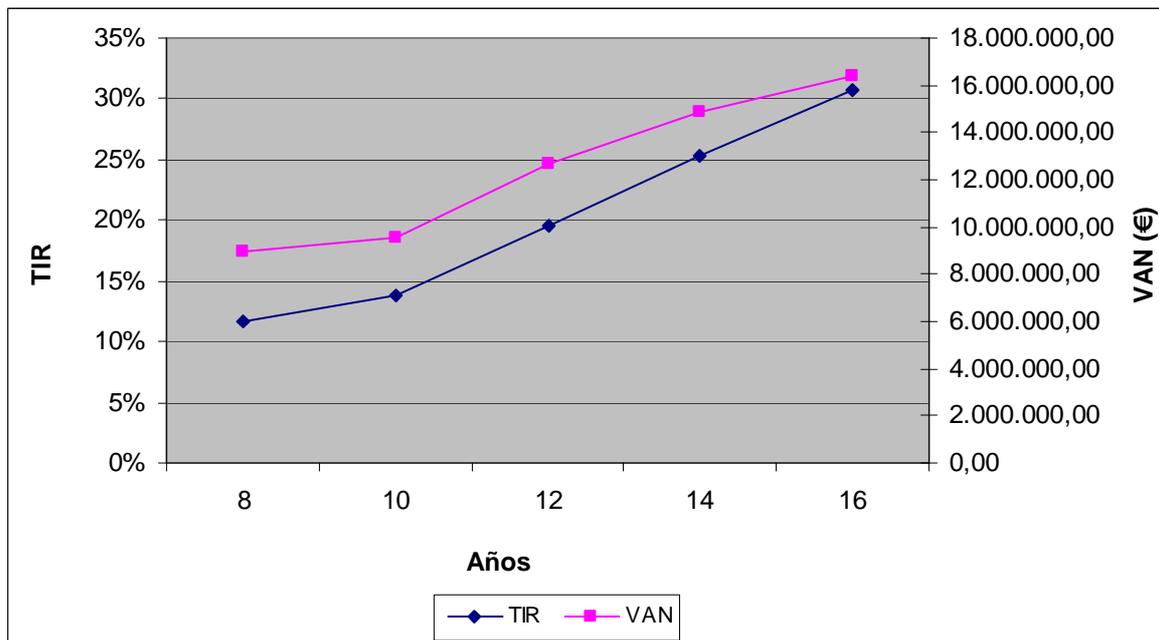


Figura10.5. Variación del plazo de amortización del préstamo v/s TIR y VAN

Podemos concluir que conforme se alargan los años del plazo de amortización del préstamo del banco obtenemos un TIR y VAN mayor.

---

## 11. Bibliografía

### **Referencias Bibliográficas**

AEE (2012). Asociación Empresarial Eólica.

CENER (2012): "Aerogeneradores en el mercado eólico europeo". Centro Nacional de Energías Renovables.

EDPR (2009). Electricidad de Portugal, Renovables.

GARCIA, M.S. (2013): "Planificación y Toma de decisiones en energía renovables". Departamento de electrónica, tecnología de computadoras y proyectos, Universidad Politécnica de Cartagena.

IDAE (2005): "Plan de energías renovables en España 2005-2010". Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid, 2005.

IDAE (2011): "Plan de energías renovables en España 2011-2020". Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid, 2005.

KAISER, A.S., y VIEDMAN, A., (2003): "Energía Eólica". Horacio Escarabajal-Universidad Politécnica de Cartagena.

MARTINEZ, L. (2008): "Uso eficiente de la energía y sistemas renovables". Universidad de Cienfuegos.

NIETO, A. (2013): "Proyectos de ingeniería en energías renovables". Departamento de electrónica, tecnología de computadoras y proyectos, Universidad Politécnica de Cartagena.

REE (2012): "Operación del sistema eléctrico, informe 2012". Red Eléctrica de España.

RODRIGUEZ, J.L., BURGOS, J.C. y ARNALTE, S. (2003): "Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica". Editorial Rueda, S.L., Madrid 2003. ISBN: 84-7207-139-1.

SANCHEZ, A. (2013): "Ingeniería de los sistemas eólicos". Departamento de ingeniería térmica y de fluidos, Universidad Politécnica de Cartagena.

SORIA, E. (2007): "Situación actual de la energía eólica". División de energías renovables. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).

### **Referencias Web**

[http:// www.aee.com/](http://www.aee.com/)

<http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/potencia-instalada/>

<http://atlaseolico.idae.es/>

<http://www.boe.es/>

[http:// www.cener.com/](http://www.cener.com/)

[http://www.dielectroindustrial.es/system/pdfs/348/original/Prysmian\\_Catálogo\\_Media\\_Tensión\\_2011.pdf?1330970087](http://www.dielectroindustrial.es/system/pdfs/348/original/Prysmian_Catálogo_Media_Tensión_2011.pdf?1330970087)

<http://www.ecn.es/pdfs/azotenemt.pdf>

<http://www.enercon.de/es-es/catalogos.htm>

[http://es.wikipedia.org/wiki/Sierra\\_del\\_Perdón](http://es.wikipedia.org/wiki/Sierra_del_Perdón)

<http://www.esios.ree.es/web-publica/>

<http://www.evwind.com/2013/02/11/energia-eolica-mundial-crecimiento-solido-en-2012/>

<http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/aerogeneradores/>

---

<http://www.generadordeprecios.info/>

<http://meteo.navarra.es/energiasrenovables/energiaeolica.cfm>

<http://www.pirelli.es/>

[https://www.ree.es/transporte/mapa\\_red\\_transporte.asp](https://www.ree.es/transporte/mapa_red_transporte.asp)

<http://www.renov-arte.es/energia-eolica/evolucion-de-la-energia-eolica.html>

## **Normativa**

Decreto Foral 125/1996, de 26 de febrero, por el que se regula la implantación de los parques eólicos en Navarra.

Directiva 2004/101/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de octubre, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad con respecto a los mecanismos de proyectos del Protocolo de Kioto.

Ley Foral 10/1994, de 4 de julio, de ordenación del territorio y urbanismo en Navarra.

Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

Plan de Acción de las Energías Renovables 2011-2020.

Plan de fomento de las Energías Renovables para 2000-2010.

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. (IDAE).

Real Decreto 1777/2004, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento del Impuesto sobre Sociedades.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.

Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución.

UNE 20435-2/1990. Guía para la elección de cables de alta tensión. Cables de transporte de energía aislados con dieléctricos secos extruídos para tensiones nominales de 1 a 30 kV.

UNE 157001/2002. Criterios generales para la elaboración de proyectos.

UNE-EN 61400-2 Ed 2 (2006). Requerimientos de diseño de aerogeneradores de pequeña potencia.