



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIEROS  
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:



## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero aprovechar esta ocasión para agradecer todo el apoyo recibido de mis padres, así como hacer notar el trabajo realizado por ellos para que haya logrado alcanzar esta meta, pues sin su ayuda no hubiera sido posible. También deseo agradecer a Sergio su apoyo incondicional y sus esfuerzos por transmitirme fuerza y seguridad para que logre alcanzar mis objetivos.

Quería recordar a todas las personas que se han cruzado en mi camino durante estos cuatro años en la universidad y sobre todo a las que siguen en él, pues todos ellos han aportado algo para forjar a la persona que soy hoy en día.

Por último, pero no por ello menos importante, he dar las gracias a mis tutores por la ayuda prestada.



## **RESUMEN**

El presente Trabajo Final de Grado tiene como objetivo el diseño de un parque eólico de 50 MW en el municipio de Salvacañete (Cuenca), utilizando aerogeneradores de 2 MW de potencia nominal. Se ha llevado a cabo la caracterización del recurso eólico de la zona usando como base los datos proporcionados por el Atlas Eólico de España del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Una vez efectuada la caracterización y conocidas las zonas con mayor potencial, se han comparado varias alternativas en función del potencial eólico del posible emplazamiento y las características de los modelos de aerogeneradores adecuados para dicho potencial eólico. Tras elegir las zonas con mayor recurso energético y las características del aerogenerador, se han distribuido los aerogeneradores en las zonas, respetando siempre los límites establecidos para minimizar las pérdidas por efectos de parque y calculando la producción de energía del aerogenerador en cada una de las ubicaciones. Después de este cálculo se ha diseñado el parque ubicando los aerogeneradores en aquellos emplazamientos en los que se obtiene un mayor factor de carga. Con este diseño de parque se ha calculado la infraestructura eléctrica realizando una distribución radial de la línea de alta tensión que une la base de las torres con la subestación transformadora. Una vez terminado el diseño del parque eólico, se ha efectuado el Estudio de Impacto Ambiental, elaborando el correspondiente inventario ambiental y estimando los impactos del proyecto sobre los factores ambientales. Como resultado del estudio, se obtiene un Impacto Ambiental compatible, por lo que el proyecto podría ser llevado a cabo. Para finalizar, usando la herramienta informática RETScreen, se ha efectuado un estudio de viabilidad económica, tomando varias hipótesis, y resultando el proyecto viable en todas las hipótesis consideradas.

**Palabras clave:** parque eólico, energías renovables, impacto ambiental, viabilidad económica

## RESUM

El present Treball Final de Grau té com a objectiu el disseny d'un parc eòlic de 50 MW en el municipi de Salvacañete (Conca), utilitzant aerogeneradors de 2 MW de potencia nominal. S'ha dut a terme la caracterització del recurs eòlic de la zona usant com a base les dades proporcionades per l'Atlas Eòlic d'Espanya de l'Institut per a la Diversificació i Estalvi de l'Energia (IDAE). Una vegada efectuada la caracterització i conegudes les zones amb major potencial eòlic, s'han comparat diverses alternatives en funció del potencial eòlic del possible emplaçament i les característiques dels models d'aerogeneradors adequats per al dit potencial eòlic. Després de triar les zones amb major recurs energètic i les característiques de l'aerogenerador, s'han distribuït els aerogeneradors en les zones, respectant sempre els límits establits per a minimitzar les pèrdues per efectes de parc i calculant la producció d'energia de l'aerogenerador en cada una de les ubicacions. Després d'aquest càlcul s'ha dissenyat el parc ubicant els aerogeneradors en aquells emplaçaments en què s'obté un major factor de càrrega. Amb aquest disseny de parc s'ha calculat la infraestructura elèctrica realitzant una distribució radial de la línia d'alta tensió que uneix la base de les torres amb la subestació transformadora. Una vegada acabat el disseny del parc eòlic, s'ha efectuat l'Estudi d'Impacte Ambiental, elaborant el corresponent inventari ambiental i estimant els impactes del projecte sobre els factors ambientals. El resultat de l'estudi és un Impacte Ambiental compatible, per la qual cosa el projecte podria ser dut a terme. Per a finalitzar, usant la ferramentà informàtica RETScreen, s'ha efectuat un estudi de viabilitat econòmica, prenent diverses hipòtesis, i resultant el projecte viable en totes les hipòtesis considerades.

**Paraules clau:** parc eòlic, energies renovables, impacte ambiental, viabilitat econòmica

## **ABSTRACT**

This Final Project aims to design a wind farm of 50 MW in the village of Salvacañete (Cuenca), using wind turbines of 2 MW of nominal power. There has been carried out the characterization of the wind resource of the zone using the information provided by the Wind Eolic of Spain of the Institute for the Diversification and Saving of the Energy (IDAE). Once effected the characterization and known the zones with major potential, several alternatives have been compared depending on the wind potential of the possible emplacement and the characteristics of wind turbines models' adapted for the above mentioned wind potential. After choosing the areas with major energetic resource and the characteristics of the wind turbine, the wind turbines have been distributed in the zones, respecting always the limits established to minimize the losses for effects of park and calculating the production of energy of the wind turbine in each of the locations. After this calculation the park has been designed locating the wind generators in those emplacements in which a major factor of load is obtained. With this design of park the electrical infrastructure has been calculated realizing a radial distribution of the line of high tension that joins the base of the towers with the transformer substation. Once finished the design of the wind farm, there has been effected the Study of Environmental Impact, elaborating the corresponding environmental inventory and estimating the impacts of the project on the environmental factors. As a result of the study, there is obtained an Environmental compatible Impact, by that the project might be carried out. To finish, using the IT tool RETScreen, there has been effected a study of economic viability, taking several hypotheses, and turning out to be the viable project in all the considered hypotheses.

**Keywords:** wind farm, renewable energies, environmental impact, economic viability



# ÍNDICE

## DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- Documento nº 1: Memoria
- Documento nº 2: Presupuesto
- Documento nº 3: Planos

## ÍNDICE DE LA MEMORIA

Capítulo 1. Introducción.....	1
1.1. Objeto del Trabajo Final de Grado .....	1
1.2. Alcance del Trabajo Final de Grado.....	1
1.3. Justificación del Trabajo .....	1
Capítulo 2. Normativa Aplicable .....	3
2.1. Normativa referida a Energía Eólica.....	3
2.1.1. Legislación Comunitaria .....	3
2.1.2. Legislación Estatal .....	3
2.1.2. Legislación Autonómica.....	4
2.2. Normativa referida a Aerogeneradores .....	4
2.3. Normativa referida a Medio Ambiente.....	4
2.3.1. Legislación Estatal .....	4
2.3.2. Legislación Autonómica.....	5
Capítulo 3. Panorama Actual.....	6
Capítulo 4. Caracterización del Recurso Eólico .....	13
4.1. Situación Actual de Salvacañete.....	13
4.2. Figuras Ambientales .....	14
4.2.1. Red Natura 2000.....	14
4.2.2. IBAs.....	14

4.3. Atlas Eólico IDAE.....	15
4.3.1. Matriz de Velocidades .....	15
4.4. Áreas de Estudio.....	17
4.5. Densidad de Potencia Eólica .....	18
4.5.1. Factor de Irregularidad.....	19
4.5.2. Densidad del Aire .....	20
4.6. Distribución de las Velocidades del Viento .....	20
4.6.1. Distribución de Weibull .....	20
4.6.2. Distribución de Rayleigh.....	23
4.7. Rosa de Vientos.....	24
4.8. Rugosidad .....	25
4.9. Perfil de Velocidades: Variación de la Velocidad con la Altura .....	27
Capítulo 5. Elección del Aerogenerador.....	30
5.1. Clase de Aerogenerador .....	30
5.3. Modelos Elegidos .....	31
5.4. Cálculo de la energía Producida .....	32
5.4.1. Coeficiente de Potencia, Límite de Betz.....	32
5.4.2. Curva de Potencia.....	35
5.4.3. Cálculo de la Energía Producida .....	36
Capítulo 6. Diseño del Parque .....	39
6.1. Variación de la Velocidad del Viento en el Parque .....	39
6.1.1. Abrigo del Viento.....	39
6.1.2. Efecto de la Estela .....	40
6.1.3. Efecto del Parque .....	41
6.1.4. Efecto de la Colina .....	41
6.2. Comparación de Alternativas .....	41
6.3. Localización del Parque .....	43
6.4. Cálculo de la Energía Producida .....	45
Capítulo 7. Infraestructura Eléctrica .....	48
7.1. Cálculo de Intensidades Nominales .....	48
7.2. Niveles de Aislamiento del Cable .....	49

7.3. Elección de la Sección del Conductor .....	50
7.3.1. Dimensionamiento de conductores por criterio térmico .....	50
7.3.2. Características del cable elegido .....	55
7.3.3. Comprobación por criterio de caída de tensión.....	56
7.4. Subestación Transformadora .....	59
7.5. Celda de Conexión.....	59
Capítulo 8. Estudio de Impacto Ambiental .....	61
8.1. Necesidad de Evaluación de Impacto Ambiental.....	61
8.1. Descripción del Proyecto.....	61
8.2. Inventario Ambiental.....	63
8.2.1. Clima.....	63
8.2.2. Hidrología .....	63
8.2.3. Áreas Protegidas.....	63
8.2.4. Fauna .....	66
8.2.5. Flora.....	67
8.3. Factores Ambientales Afectados.....	68
8.4. Valoración de Impactos.....	69
8.5. Interacciones y Medidas Correctoras.....	72
8.5.1. Fauna .....	72
8.5.2. Flora.....	73
8.5.3. Ruido.....	73
8.5.4. Factores de interés estético y humano .....	74
8.5.5. Geología.....	75
8.5.6. Calidad atmosférica.....	75
8.6. Conclusiones.....	75
Capítulo 9. Viabilidad Económica.....	76
9.1. Costos Iniciales .....	76
9.2. Costos Anuales Fijos .....	77
9.3. Renta Anual .....	77
9.4. Análisis Financiero.....	77
9.5. Conclusiones.....	78

Capítulo 10. Conclusiones .....	79
CAPÍTULO 11. Referencias.....	80

## ÍNDICE DE PLANOS

- Plano nº 1: Plano de situación
- Plano nº 2: Plano de detalle zanja subterránea de 20 kV. Plano de detalle celdas de conexión

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Gráfico de potencia eólica acumulada en España en el año 2014. ....	6
Figura 2. Evolución nueva potencia instalada en España.....	7
Figura 3. Parques eólicos en Castilla-La Mancha. ....	8
Figura 4. Fabricantes de aerogeneradores presentes en Castilla-La Mancha.....	10
Figura 5. Mapa de distribución de vientos en Castilla-La Mancha a 80m. Fuente: Agencia regional de la energía de Castilla-La Mancha (Agecam). ....	11
Figura 6. Mapa término municipal de Salvacañete.....	13
Figura 7. Mapa zona Red Natura 2000. Fuente: IDAE.....	14
Figura 8. Mapa zona IBAS. Fuente: IDAE.....	15
Figura 9. Mapa velocidad media anual a 80m (m/s).....	16
Figura 10. Mapa de rugosidades (m).....	17
Figura 11. Mapa áreas seleccionadas.....	18
Figura 12. Distribución de Weibull a 80m. ....	21
Figura 13. Distribución de Rayleigh a 80m. ....	24
Figura 14. Rosa de vientos característica Zona I. ....	25
Figura 15. Rosa de vientos característica Zona II. ....	25
Figura 16. Rosa de vientos característica Zona III. ....	25
Figura 17. Perfil de velocidades Zona I.....	27
Figura 18. Perfil de velocidades Zona II.....	28
Figura 19. Perfil de velocidades Zona III.....	28
Figura 20. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica del rotor. ....	33
Figura 21. Diagrama de densidad de potencia. Fuente: <a href="http://www.windpower.org">www.windpower.org</a> .....	34
Figura 22. Curva de potencia modelos G97-2.0MW y G114-2.0MW.....	35
Figura 23. Coeficiente de potencia modelos G97-2.0MW y G114-2.0MW.....	36
Figura 24. Programa de cálculo del abrigo de <a href="http://windpower.org">windpower.org</a> .....	39
Figura 25. Abrigo del viento con longitud de rugosidad de 0.3 m. ....	40
Figura 26. Abrigo del viento con longitud de rugosidad de 0.75 m. ....	40
Figura 27. Factores de corrección para resistividad térmica del terreno. Fuente: UNE 211435:2011..	52
Figura 28. Intensidades máximas admisibles. Fuente: UNE 211435:2011.....	53
Figura 29. Resistencia del cable a 105 °C. Fuente: Prysmian.....	56

Figura 30. Reactancia del cable. Fuente: Prysmian.....	56
Figura 31. Esquema de las celdas según su configuración. Fuente: Catálogo MESA.....	59
Figura 32. Temperaturas y precipitaciones en Salvacañete. Fuente: Climate-Data.org.....	63
Figura 33. Sierra del Santerón. Fuente: www.castillalamancha.es.....	64
Figura 34. Hoces del Cabriel, Guadazaón y Ojos de Moya. Fuente: www.castillalamancha.es.....	65
Figura 35. Zona IBA: Montes Universales-Sierra de Albarracín. Fuente: www.seo.org.....	66
Figura 36. Leyenda matriz de interacción entre factores ambientales y acciones. ....	72
Figura 37. Niveles de sonido alrededor de dos aerogeneradores separados 400 m. Fuente: www.windpower.org.....	73
Figura 38. Niveles de sonido alrededor de dos aerogeneradores separados 700 m. Fuente: www.windpower.org.....	74

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. Características parques eólicos en la provincia de Cuenca. Fuente: Asociación Empresarial Eólica .....	8
TABLA 2. Densidad de potencia eólica por zonas. ....	20
TABLA 3. Factores de la Distribución de Weibull en la Zona I.....	22
TABLA 4. Factores de la Distribución de Weibull en la Zona II.....	22
TABLA 5. Factores de la Distribución de Weibull en la Zona III.....	23
Tabla 6: Clases y longitudes de rugosidad según Atlas Eólico Europeo. ....	26
TABLA 7. Clases de aerogeneradores según Norma IEC 61400-1. Fuente: Norma IEC 61400-1.....	30
TABLA 8. Características aerogenerador modelo G97-2.0 MW. ....	32
TABLA 9. Características aerogenerador modelo G114-2.0 MW. ....	32
TABLA 10. Energía producida en la Zona I.....	37
TABLA 11. Energía producida en la Zona II.....	38
TABLA 12. Energía producida en la Zona III.....	38
TABLA 13. Factor de carga y coordenadas UTM de los posibles emplazamientos en la Zona II.....	42
TABLA 14. Factor de carga y coordenadas UTM de los posibles emplazamientos en la Zona III.....	42
TABLA 15. Coordenadas UTM de los aerogeneradores. ....	44
TABLA 16. Energía producida, horas equivalentes y factor de carga por aerogenerador. ....	45
TABLA 17. Energía producida en el parque.....	47
TABLA 18. Potencia e intensidad nominal por línea. ....	48
TABLA 19. Tensión asignada recomendada para los cables que se deben utilizar en redes trifásicas. Fuente: UNE 211435:2011 .....	50
TABLA 20. Temperaturas máximas en el conductor. Fuente: Norma UNE 2114535:2011.....	51
TABLA 21. Ejemplo de cálculo de sección para una $I_n = 115,47 A$ .....	53
TABLA 22. Secciones mínimas por fase del conductor en función de $I_n$ .....	54
TABLA 23. Secciones del conductor de las líneas.....	54
TABLA 24. Caída de tensión de las líneas. ....	57
TABLA 25. Factores ambientales afectados. Fuente: Modificado de Evaluación de Impacto Ambiental de Domingo Gómez Orea y M <sup>a</sup> Teresa Gómez Villarino (2013).....	68
TABLA 26. Códigos asignados a los atributos. Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental (2013) .....	70
TABLA 27. Matriz de interacción entre factores ambientales y acciones.....	71
TABLA 28. Costes iniciales del proyecto.....	76

TABLA 29. Viabilidad financiera del proyecto. .... 78

Documento nº1:

MEMORIA



# **CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN**

## **1.1. OBJETO DEL TRABAJO FINAL DE GRADO**

La finalidad del presente Trabajo Final de Grado es el diseño de un parque eólico en el término municipal de Salvacañete, provincia de Cuenca. El parque consta de 25 aerogeneradores de 2 MW de potencia nominal, con una potencia total instalada de 50 MW.

Para dicho diseño se lleva a cabo una caracterización del potencial eólico de la zona de estudio (velocidades medias, densidades de potencia, distribuciones de Weibull...). Posterior a la caracterización se estima la energía producida en las diferentes ubicaciones de los aerogeneradores en la zona. Teniendo en cuenta las características del aerogenerador escogido y las ubicaciones de éstos dentro del parque, se calculan las horas equivalentes de funcionamiento y el factor de carga, parámetros esenciales para caracterizar el parque.

También es objeto de este trabajo la realización de un Estudio de Impacto Ambiental con el fin de evaluar las repercusiones de la instalación del parque eólico diseñado, así como de un estudio de viabilidad económica para estudiar la rentabilidad del proyecto. Ambos estudios determinarán la posibilidad de la ejecución del proyecto.

## **1.2. ALCANCE DEL TRABAJO FINAL DE GRADO**

El alcance de éste Trabajo Final de Grado incluye los siguientes puntos:

- Caracterización del recurso eólico
- Estudio de diferentes alternativas en función del emplazamiento y el aerogenerador
- Diseño del parque maximizando la producción energética
- Estudio de impacto ambiental
- Viabilidad económica del proyecto

## **1.3. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO**

El presente Trabajo Final de Grado se marca en el estudio de proyectos establecidos dentro del ámbito fijado en el Plan de Energías Renovables 2011-2020. Parte de los objetivos fundamentales que se instauran son un 20 % de producción de energía procedente de fuentes renovables, un 20 % de mejora en la eficiencia energética y un 20 % de reducción de gases de efecto invernadero. Este marco es el que propicia y justifica la realización de proyectos de generación eléctrica sostenible.

Este tipo de proyectos es un buen ejercicio académico para aunar conocimientos técnicos con la responsabilidad ética, social y medioambiental.

Con este trabajo final de grado se persigue la adquisición de los conocimientos necesarios para el estudio del recurso eólico y la producción energética. Además, se busca procurarse nociones para lograr caracterizar el impacto de los proyectos sobre el medio ambiente.

## **CAPÍTULO 2. NORMATIVA APLICABLE**

### **2.1. NORMATIVA REFERIDA A ENERGÍA EÓLICA**

#### **2.1.1. Legislación Comunitaria**

- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

El Artículo 3 hace referencia a los objetivos globales nacionales obligatorios y las medidas para el uso de energía procedente de fuentes renovables, cuyos objetivos se desglosan por países en el Anexo I. El Artículo 4 establece la obligación de que cada estado miembro elabore su propio plan nacional en materia de energías renovables.

- Directiva 2009/72/CE del Parlamento y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

#### **2.1.2. Legislación Estatal**

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Establece la regulación del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. En el Título II se redactan los derechos y obligaciones de dichas instalaciones de producción de energía eléctrica. En el Título IV se explican y especifican los parámetros del régimen retributivo específico.

Establece los siguientes parámetros para las instalaciones eólicas ubicadas en tierra:

- Vida útil regulatoria de 20 años.
- Coeficiente de ajuste  $C_{1,a} = 0.7615$ .
- Retribución a la inversión 2014-2016 de 101240 €/MW.
- Retribución a la operación en 2014 de 0 €/MW.
- Nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual en 2014-2016: 1050h.
- Umbral de funcionamiento  $U_f$  Anual 2014-2016: 630h.
- Porcentajes aplicables a  $N_h$  y  $U_f$  anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses:
  - 3 meses: 15%
  - 6 meses: 30%
  - 9 meses: 45%

Establece unos ingresos de venta de electricidad al sistema por precio de mercado de 44,22€ /MWhE en 2016, y en 2017 de 46,22 €/MWhE.

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.  
El Real Decreto 413/2014 se dicta en conformidad a esta ley.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

### **2.1.2. Legislación Autonómica**

- Decreto 20/2010, de 20/04/2010, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha.

En él se especifican los requisitos de los solicitantes, de las instalaciones y compromisos de los titulares de parques eólicos. Se enumeran los criterios de valoración de la solicitud, las áreas de exclusión de parques eólicos y se establece que cualquier proyecto cuya evaluación ambiental sea desfavorable será denegado.

- LEY 1/2007, de 15 de febrero, de fomento de las Energías Renovables e Incentivación del Ahorro y Eficiencia Energética en Castilla-La Mancha.

Establece principios y criterios para el fomento de las energías renovables teniendo siempre como objetivo principal la protección del medio ambiente y el desarrollo sostenible. Contiene medidas cuyo objetivo es incentivar y estimular la inversión en las energías renovables dentro de la región.

## **2.2. NORMATIVA REFERIDA A AEROGENERADORES**

- Norma IEC 61400-1

Normativa internacional cuyo objetivo es estandarizar los cálculos y parámetros referidos a aerogeneradores y energía eólica.

## **2.3. NORMATIVA REFERIDA A MEDIO AMBIENTE**

### **2.3.1. Legislación Estatal**

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Establece las bases que deben regir la evaluación ambiental de los planes, programas y proyectos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, garantizando un elevado nivel de protección ambiental, con el fin de promover un desarrollo sostenible. Según la ley son objeto de evaluación de impacto ambiental ordinaria instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) que tengan más de 30MW.

- Ley 13/2010, de 5 de julio, por la que se modifica la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, para perfeccionar y ampliar el régimen general de comercio de derechos de emisión e incluir la aviación en el mismo.

Se define el derecho de emisión como el derecho subjetivo a emitir una tonelada equivalente de dióxido de carbono, desde una instalación incluida en el ámbito de aplicación de esta Ley, durante un período determinado. En el Artículo 20 del Capítulo III se dispone que el derecho de emisión tenga carácter transmisible.

### **2.3.2. Legislación Autonómica**

- Ley 4/2007, de 8 de marzo, de Evaluación Ambiental en Castilla-La Mancha.

Se regulan las actividades a las que resulta aplicable la Evaluación de Impacto Ambiental y establecen los contenidos mínimos del Estudio del Impacto Ambiental.

## CAPÍTULO 3. PANORAMA ACTUAL

Actualmente, España con 22986,5 MW de potencia eólica instalada se consolida como el cuarto país en el mundo, detrás de China, Estados Unidos y Alemania. La energía eólica en España se ha establecido como un pilar básico del sistema eléctrico español, cubriendo en el pasado año 2014 el 20,4 % de la demanda eléctrica del país. En este panorama, Castilla-La Mancha juega un importante papel pues es la segunda comunidad autónoma en cuanto a potencia eólica instalada, como podemos apreciar en la Figura 1.

### Potencia eólica acumulada en 2014

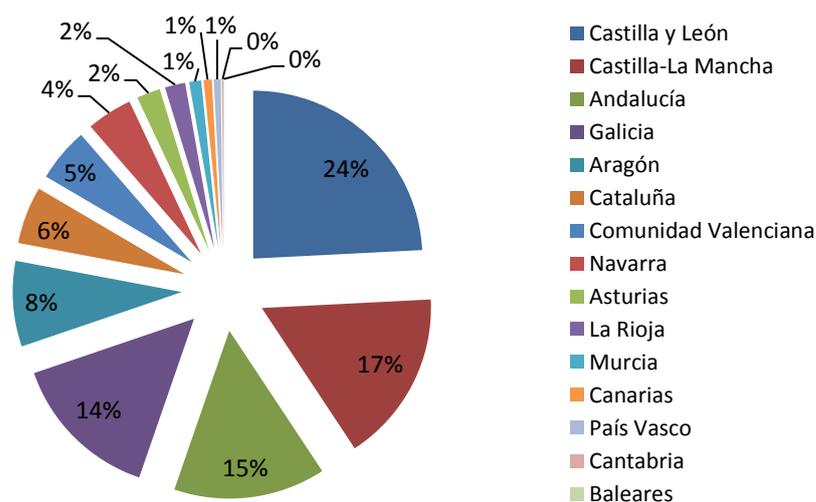
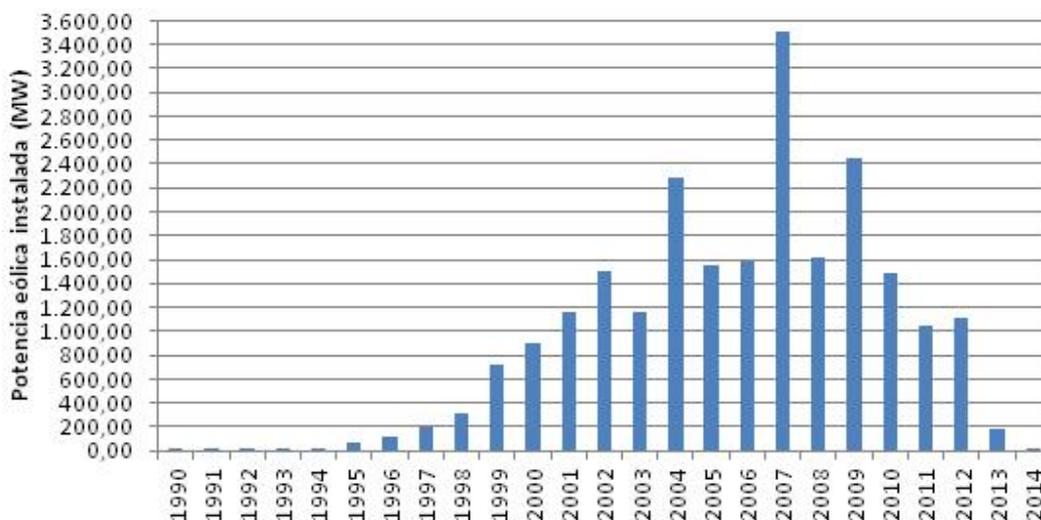


Figura 1. Gráfico de potencia eólica acumulada en España en el año 2014.

En la Figura 2 se observa la evolución de la potencia eólica instalada en España. En el año 2014 en todo el país tan solo se han instalado 27,48 MW. Debido en gran mayoría a la Reforma Energética que ha modificado el marco normativo y ha adoptado un nuevo sistema retributivo que permite modificar las condiciones económicas cada 6 años. Reforma que genera una fuerte inseguridad en los promotores.



**Figura 2. Evolución nueva potencia instalada en España.**

Para Castilla-La Mancha el fomento de las Energías Renovables, y en concreto de la energía eólica, ha supuesto la generación de empleo, el desarrollo regional y una mayor cohesión social y económica; yendo siempre de la mano Generación eléctrica, capacidad Industrial y producción de Conocimiento (G+I+C). Como Estrategia para el Desarrollo Energético de Castilla-La Mancha se elaboró el Plan Eólico de Castilla-La Mancha Horizonte 2014, cuyo objetivo último era preparar al sector eólico de la región para el Plan Nacional de Energías Renovables 2011-2020.

En la actualidad, Castilla-La Mancha con una población del 4,47 % del total de España posee el 16,56 % del total de la potencia instalada en España en cuanto a energía eólica, cuenta con 139 parques y un total de 3806,54 MW. La distribución de los parques dentro de la región no es homogénea sino que destaca la provincia de Albacete, y seguidamente Cuenca. Esta última provincia con 22 parques que suman un total de 298 MW de potencia instalada y 580 aerogeneradores con potencias unitarias de 850, 1500 y 2000 KW.



**Figura 3. Parques eólicos en Castilla-La Mancha.**

En el año 2009, Castilla-La Mancha generó 7637,59 GWh con 116 parques, representados en un mapa en la Figura 3, y 3038 aerogeneradores cuya producción media unitaria fue de 2,51 GWh. En la Tabla 1 se detallan las características de los parques eólicos localizados en la provincia de Cuenca.

**TABLA 1. Características parques eólicos en la provincia de Cuenca. Fuente: Asociación Empresarial Eólica**

Parque eólico	Sociedad promotora	Término municipal	Potencia instalada MW	Nº de aerogeneradores	Potencia unitaria KW	Fabricante	Modelo
<b>Muela Cubillo</b>	ENERGÍAS EÓLICAS DE CUENCA	Alcalá de la Vega, Algarra y Fuentelespino de Moya	50	25	2000	GAMESA	G-90
<b>Barchín</b>	ELECDEY BARCHÍN S.A.	Barchín del Hoyo	28	14	2000	GAMESA	G-90
<b>Carrascosa</b>	ENERGÍAS EÓLICAS DE CUENCA	Campos del Paraíso	38	19	2000	GAMESA	G-90
<b>Campalbo</b>	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CLM	Graja de Campalbo	49,3	58	850	GAMESA	G-52

## Diseño de un parque eólico de 50 MW en el municipio de Salvacañete (Cuenca)

<b>Monte Molón</b>	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CLM	Mira y Aliaguilla	29,75	35	850	GAMESA	G-52
<b>Sierra de Mira</b>	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CLM	Mira y Aliaguilla	38,25	45	850	GAMESA	G-52
<b>Callejas</b>	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CLM	Olmedilla	49,5	33	1500	GE	GE 1,5 sle
<b>Chumillas</b>	ELECDEY	Olmedilla	50	25	2000	GAMESA	G-87
<b>Maza</b>	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CLM	Olmedilla	49,5	33	1500	GE	GE 1,5 sle
<b>Cerro Calderón</b>	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CLM	Paredes y Alcázar del Rey	49,5	33	1500	GE	GE 1,5 sle
<b>Castillo Garcimuñoz</b>	Eólica Garcimuñoz, S.L.	Pinarejo y Castillo de Garcimuñoz	25,5	17	1500	ACCIONA WIND POWER	AW-1500
<b>Villamayor</b>	ACCIONA ENERGÍA	Puebla de Almenara, Villamayor de Santiago y Hontanaya	34	17	2000	GAMESA	G-87
<b>Cruz I</b>	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CLM	San Martín de Boniches	39,95	47	850	GAMESA	G-52
<b>Cruz II</b>	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CLM	San Martín de Boniches	26,35	31	850	GAMESA	G-52
<b>Muela I</b>	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CLM	Sisante, Vara del Rey y Atalaya	49,5	33	1500	GE	GE 1,5 sle
<b>Lomillas</b>	TEBAR EÓLICA, S.A.	Tébar	49,5	33	1500	GE	GE 1,5 sle
<b>Cerro del Palo</b>	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CLM	Tébar y Atalaya Cañavete	49,5	33	1500	GE	GE 1,5 sle
<b>Cuesta Colorada</b>	IBERDROLA ENERGÍAS RENOVABLES DE CLM	Tébar y Atalaya Cañavete	49,5	33	1500	GE	GE 1,5 sle

<b>El Escepar</b>	S.E. Villalba	Villalba del Rey	36	18	2000	GAMESA	G-90
<b>El Escepar Ampliación</b>	ACCIONA ENERGÍA	Villalba del Rey	6	3	2000	GAMESA	G-90
<b>El Peralejo</b>	S.E. Tinajas-Castejón	Villalba del Rey y Tinajas	20	10	2000	GAMESA	G-90
<b>El Peralejo Ampliación</b>	ACCIONA ENERGÍA	Villalba del Rey y Tinajas	6	3	2000	GAMESA	G-90
<b>Pico Collalbas</b>	IBERENOVA PROMOCIONES, S.A.	Villar del Humo y Henarejos	30	15	2000	GAMESA	G-80

La distribución de la potencia eólica instalada por promotores en España se concentra en dos empresas: Iberdrola Renovables y Acciona. Ambas suman el 46 % de la potencia total instalada mientras el resto de empresas tienen una participación inferior al 10 %. En Castilla-La Mancha destaca la actuación del grupo Iberdrola, promotor de la mitad de los parques en funcionamiento dentro de la región. Dentro de Iberdrola destaca la importancia de la actividad promotora realizada por dos de sus empresas, Energías Eólicas Europeas e Iberdrola Energías Renovables de Castilla-La Mancha, promotora de 9 de los 20 parques eólicos presentes en la provincia de Cuenca.

En cuanto a fabricantes de aerogeneradores en Castilla-La Mancha el principal presente en la región es Gamesa con más de 2000 MW de potencia instalada. Como se puede observar en la Figura 4, de los 8 fabricantes presentes en los parques eólicos solo destacan, además de Gamesa, General Electric, Vestas y Acciona Wind Power; pues Alstom-Ecotècnia, Enercon, Made y Repower tan solo tienen instalados alrededor de 50 MW.

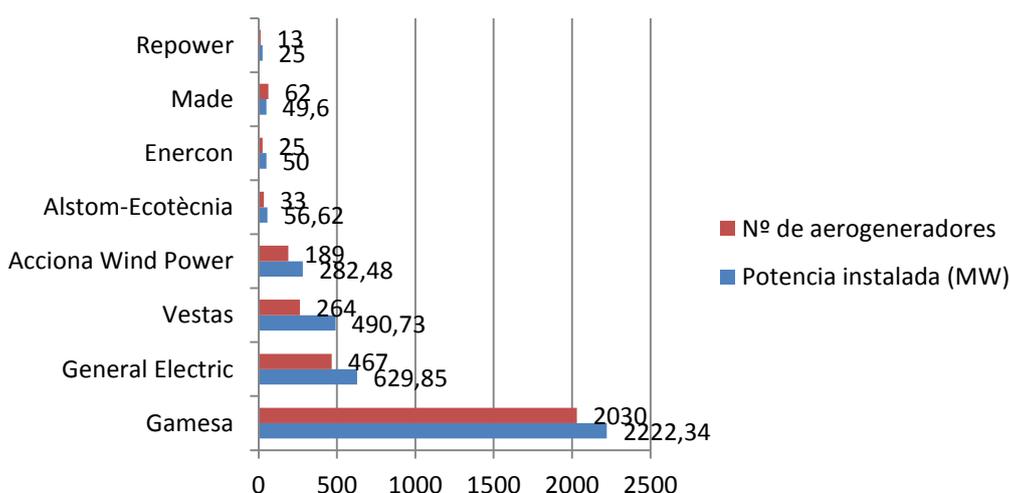
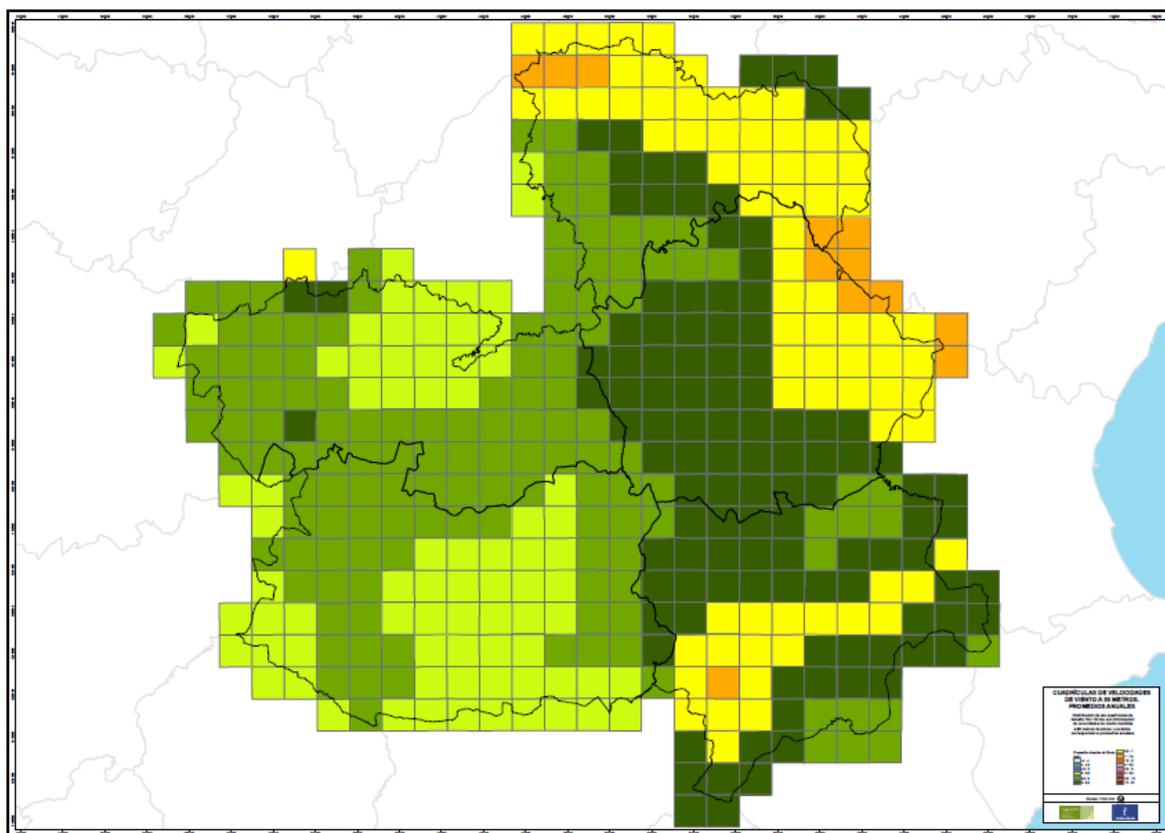


Figura 4. Fabricantes de aerogeneradores presentes en Castilla-La Mancha.

En cuanto a la tecnología de dichos aerogeneradores, ha ido evolucionando sobre todo en potencia nominal. Los primeros aerogeneradores instalados poseían 30 KW de potencia nominal. Mientras que los últimos instalados alcanzan los 2000 MW. Sin olvidar que en la provincia de Albacete cuentan con un prototipo de 3,6 MW de la empresa GE Wind Energy, diseñado para parques eólicos de ubicación marina.

Castilla-La Mancha presenta un gran potencial de aprovechamiento para este tipo de energía dada la situación y la morfología del terreno, pues las velocidades son más altas en terrenos abiertos. Además, resultan mejores los emplazamientos cercanos al levante español. En la Figura 5 se puede observar el recurso disponible en la comunidad autónoma. En dicho mapa de distribución de vientos se ha representado la velocidad media anual a 80 m de altura y en cuadrículas de 15x15 km.



**Figura 5. Mapa de distribución de vientos en Castilla-La Mancha a 80m. Fuente: Agencia regional de la energía de Castilla-La Mancha (Agecam).**

En el mapa se observa que Salvacañete se encuentra dentro del mallado amarillo que indica velocidades promedio comprendidas entre 6,5 y 7 m/s. Según el Plan de Energías Renovables 2011-2020 son zonas con recurso eólico aprovechable aquellas que presenten una velocidad media anual igual o superior a 6 m/s a la altura de 80m sobre el nivel del mar. Por lo que la zona de estudio supera dicho límite.

En el Plan Horizonte 2014 se elaboró un Mapa Regional de Áreas Preferentes de Energías Renovables (APER) donde se delimitan y seleccionan las zonas que presentan mayor aptitud para ubicar nuevos parques eólicos. En él se señalan las zonas de protección medioambiental (zonas incompatibles), la

ubicación de parques eólicos ya instalados y las líneas de transporte eléctrico. Las APER según el Plan Horizonte 2014 se clasifican, según el grado de compatibilidad, como sigue:

- Zonas incompatibles:
  - Zonas de exclusión según el Decreto 20/2010
  - Núcleos Urbanos
  - Embalses y lagunas
  - Puntos de interés geológico (PIG)
- Zonas con restricciones: incluyen zonas ambientalmente sensibles y que por tanto requieren de estudios o actuaciones específicas. Los criterios ambientales seleccionados para la zonificación de estas áreas son:
  - Hábitat prioritario y elementos geomorfológicos.
  - IBA's
  - Zonas de Importancia del Buitre negro (*Aegypus monachus*).
  - Zonas de Importancia de la Cigüeña negra (*Ciconia nigra*).
  - Zonas de Importancia del Lince ibérico (*Lynx pardinus*).
  - Zonas de Importancia y Zonas de Dispersión del Águila imperial ibérica (*Aquila adalberti*).
  - Zonas de Dispersión del Águila azor-perdicera (*Hieraaetus fasciatus*).
- Zonas compatibles: Son aquellas zonas en las que no coexiste ninguna categoría de protección del territorio de manera que son las menos sensibles a la hora de sufrir alteraciones.

## **CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO**

### **4.1. SITUACIÓN ACTUAL DE SALVACAÑETE**

Salvacañete es un municipio de la provincia de Cuenca, situado a una altitud de 1209 m. Su superficie es de  $120,28 \text{ Km}^2$ , cuya población según datos del INE a 1 de enero de 2015 es de 318 habitantes, lo que le otorga una densidad de población de  $2,64 \text{ hab/km}^2$ . La población se focaliza en el principal núcleo urbano, dependiendo de él se hallan varias aldeas.

El sector económico de la localidad se centra principalmente en la agricultura, la ganadería y la industria forestal.

Geográficamente se encuentra dentro de la Serranía de Cuenca. Limita al norte con la provincia de Teruel y por el este con la provincia de Valencia. El municipio es atravesado de norte a sur por el río Cabriel, principal afluente del río Júcar.

La principal vía de comunicación es la carretera nacional N-420 (en rojo en la Figura 6), que une las ciudades de Cuenca y Teruel. Además existen dos carreteras secundarias (representadas en amarillo), una de ellas une el municipio con Albarracín (Teruel) y la otra con Landete (Cuenca).

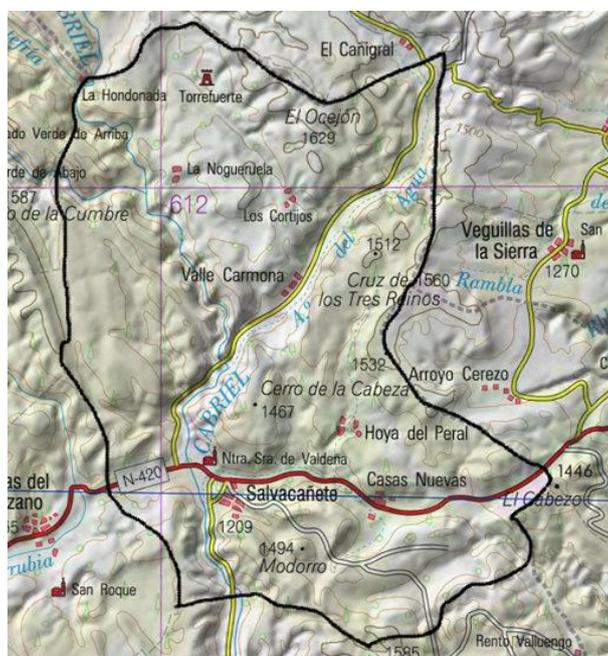


Figura 6. Mapa término municipal de Salvacañete.

## 4.2. FIGURAS AMBIENTALES

Dentro del término municipal están presentes dos figuras ambientales: Red Natura 2000 e IBAS.

### 4.2.1. Red Natura 2000

Natura 2000 es una red ecológica europea de áreas de conservación de la biodiversidad. Su finalidad es asegurar la supervivencia a largo plazo de las especies y los tipos de hábitat en Europa, contribuyendo a detener la pérdida de biodiversidad. Es el principal instrumento para la conservación de la naturaleza en la Unión Europea.

Según el Artículo 10 “Áreas de exclusión de parques eólicos” del Decreto 20/2010, de 20 de abril, no podrán autorizarse la implantación de parques eólicos, entre otros, en zonas de especial protección para las aves (ZEPA) ni en lugares de importancia comunitaria (LIC).

El término municipal se ve afectado por dos espacios Natura 2000: Sierra de Santerón y Hoces del Cabriel, Guadazaón y Ojos de Moya. La superficie municipal en Red Natura 2000 es de 1903,94 Ha, es decir, un 15,78 % del total. Están representados en la Figura 7 en color morado y rojo.

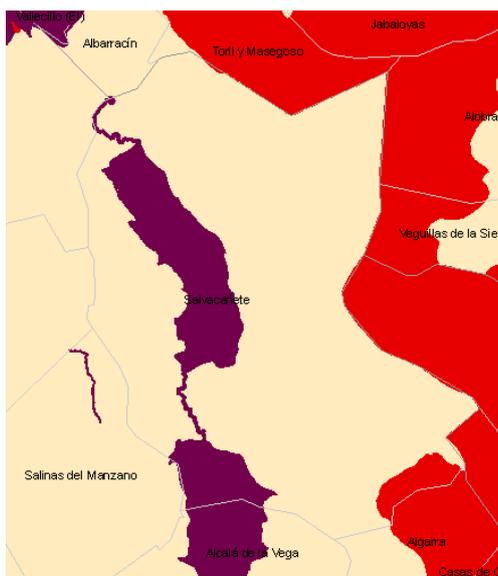
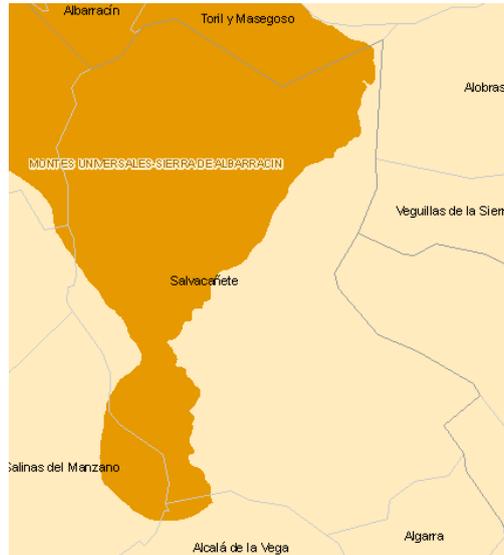


Figura 7. Mapa zona Red Natura 2000. Fuente: IDAE

### 4.2.2. IBAs

Áreas Importantes para las Aves en España (IBAS) están definidas por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente como aquellas zonas en las que se encuentran presentes regularmente una parte significativa de la población de una o varias especies de aves consideradas prioritarias por la BirdLife.

El Plan Horizonte 2014 califica estas zonas dentro de las APER como zonas con restricciones, por ser zonas ambientalmente sensibles. Por lo que estas zonas no serán candidatas de albergar el parque eólico. La zona IBA dentro del término municipal se representa en la Figura 8.



**Figura 8. Mapa zona IBAS. Fuente: IDAE**

### 4.3. ATLAS EÓLICO IDAE

La evaluación del potencial eólico disponible se ha llevado a cabo con la utilización del Atlas Eólico de España elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Dicho atlas fue creado para satisfacer la necesidad de evaluación del potencial eólico disponible en nuestro país. Para su realización se recurrió a un modelo de simulación meteorológica y de búsqueda del recurso eólico a largo plazo, utilizándose posteriormente datos reales de torres meteorológicas para la validación de los resultados obtenidos.

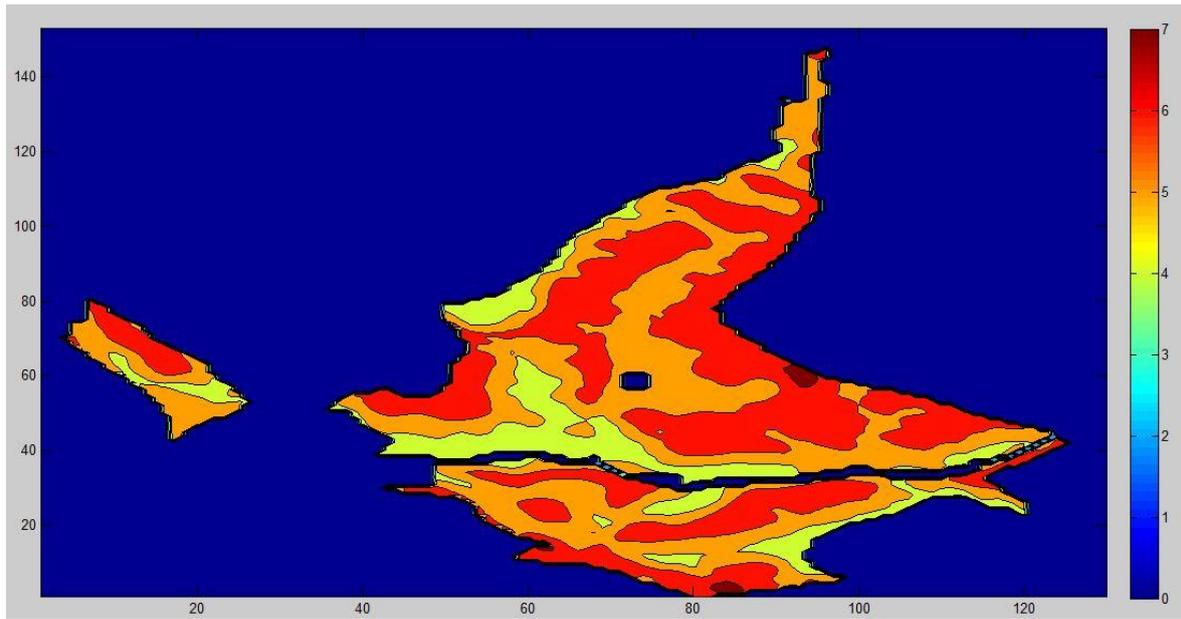
La información utilizada del mapa para cada nodo con resolución de 100 m es la siguiente:

- Coordenadas UTM
- Rugosidad
- Velocidad del viento media anual a 80m
- Parámetros de Weibull medios anuales a 80m

#### 4.3.1. Matriz de Velocidades

Para la caracterización del recurso eólico se han utilizado los datos disponibles en el Atlas Eólico de la velocidad media anual a 80 m en un mallado de 100x100 m. A partir de dichos datos se ha creado una matriz de 153x130. Para su representación se ha utilizado MATLAB.

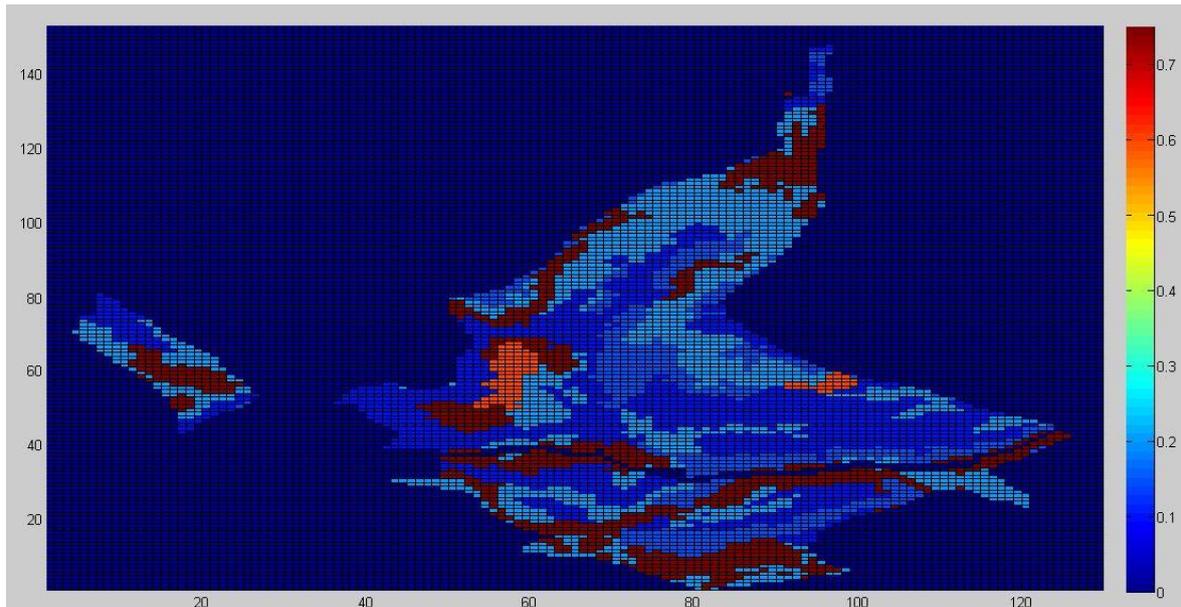
Se ha elaborado la Figura 9 para la visualización de las zonas en las que este parámetro es más elevado:



**Figura 9. Mapa velocidad media anual a 80m (m/s)**

Todas las zonas dentro del término del municipio (sin restricciones para albergar a los generadores) albergan una distribución de velocidades superior a 4 m/s.

Para profundizar más en la elección y correspondiente estudio del emplazamiento de los aerogeneradores, se ha elaborado otro mapa con los datos de la rugosidad. Este mapa contribuirá a evitar, si es posible, aquellas zonas con una gran rugosidad, lo que podría generar impedimentos tanto en la generación de energía como en la correspondiente distribución del parque.



**Figura 10. Mapa de rugosidades (m)**

En la elaboración de estos mapas ya se han desestimado aquellas zonas pertenecientes a Red Natura 2000 e IBAS, así como los núcleos urbanos y las carreteras.

En base al mapa de velocidad media anual a 80 m (Figura 9) y al mapa de rugosidades (Figura 10) se pueden caracterizar las zonas más propicias para albergar los aerogeneradores. Dichas zonas deberán tener una velocidad media superior a 6 m/s y una rugosidad cuyo valor sea lo más bajo posible.

#### **4.4. ÁREAS DE ESTUDIO**

Para el estudio del emplazamiento más adecuado se han seleccionado tres áreas candidatas para albergar el parque eólico. Se han escogido aquellas con mayor velocidad media anual y menor rugosidad, con intención de elegir el emplazamiento con mayor potencial eólico. Se han marcado estas áreas en el mapa del término municipal, Figura 11.

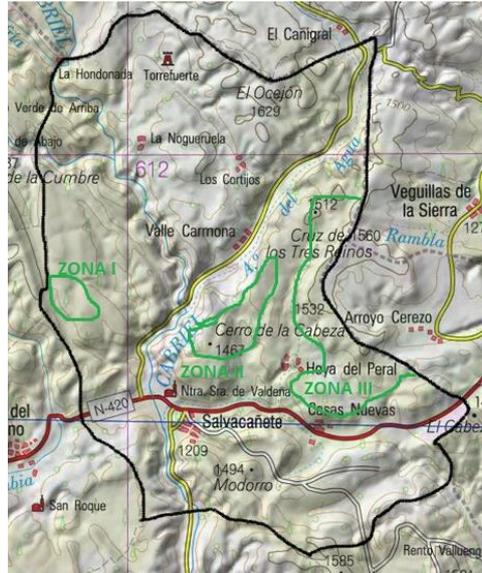


Figura 11. Mapa áreas seleccionadas.

#### 4.5. DENSIDAD DE POTENCIA EÓLICA

En un aerogenerador se aprovecha la energía cinética del aire, que viene dada por la siguiente ecuación:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1)$$

Donde:  $m$  es el caudal másico de aire y  $v$  la velocidad del viento.

El caudal másico de aire depende de la densidad del aire, el área de barrido del rotor, la velocidad del viento y el tiempo:

$$m = \rho V = \rho Avt \quad (2)$$

Sustituyendo en la ecuación de la energía cinética:

$$E = \frac{1}{2}\rho Av^3t \quad (3)$$

La potencia de la corriente de aire se obtiene derivando la función de la energía en función del tiempo:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4)$$

Si se divide la ecuación 4 por el área de barrido del rotor se obtiene la densidad de potencia eólica:

$$\text{Densidad de potencia eólica} = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (5)$$

La potencia eólica media se obtiene de la velocidad del viento media, es decir:

$$\overline{P_d} = \frac{1}{2} \rho A \overline{V^3} \quad (6)$$

Otra forma de obtener la potencia eólica es multiplicando la potencia disponible a cada velocidad por la probabilidad de dicha velocidad obtenida a partir de la Distribución de Weibull.

La densidad de potencia eólica expresa la cantidad de potencia eólica por metro cuadrado en un punto determinado. A partir de esa densidad de potencia podemos conocer la cantidad de potencia aprovechable para convertir en potencia mecánica (Ley de Betz) y la cantidad de potencia eléctrica que finalmente producirá nuestro aerogenerador. Adaptando siempre los cálculos a la altura del buje del aerogenerador.

#### 4.5.1. Factor de Irregularidad

Realmente, la potencia media disponible se calcula a partir de la media de las velocidades al cubo, y no del cubo de la velocidad media, lo que incrementa el valor de esta. Por este motivo, se define el factor de irregularidad como:

$$K_e = \frac{\overline{V^3}}{\overline{V}^3} \quad (7)$$

De modo que:

$$\frac{\overline{P_d}}{A} = \frac{1}{2} \rho K_e \overline{V}^3 \quad (8)$$

El factor de irregularidad,  $K_e$ , es siempre  $>1$ , siendo en la práctica tanto mayor cuanto menor es la velocidad media.

#### 4.5.2. Densidad del Aire

La densidad del aire varía con la temperatura y la altura sobre el nivel del mar:

$$\rho = 1,225 \left( \frac{288}{t + 273} \right) e^{\left( -\frac{h}{8485} \right)} \quad (9)$$

Se calculará la densidad del aire media para las zonas de estudio, utilizando una altura y temperatura medias de 1350 m y 8 °C:

$$\rho = 1,07 \text{ kg/m}^3$$

Con esta densidad, se obtienen las siguientes densidades de potencia eólica en las diferentes zonas de estudio:

TABLA 2. Densidad de potencia eólica por zonas.

ZONA	Velocidad media a 80 m (m/s)	Densidad de potencia eólica (W/m <sup>2</sup> )
I	5,24	79,97
II	6,6	153,81
III	6,05	118,47

En la Tabla 2 se observa que la Zona II es la zona con mayor potencia eólica.

#### 4.6. DISTRIBUCIÓN DE LAS VELOCIDADES DEL VIENTO

##### 4.6.1. Distribución de Weibull

La Distribución de Weibull es una función de distribución de probabilidad utilizada para describir la distribución de las velocidades del viento durante un período de tiempo prolongado. Indica la probabilidad de que una determinada velocidad no sea superada durante un período de tiempo.

Función de distribución:

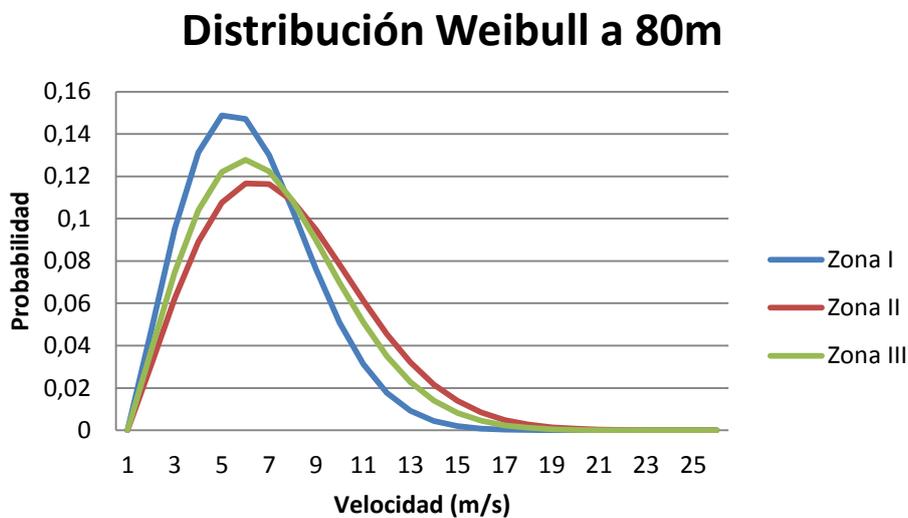
$$F(V) = p(v \leq V) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V}{C}\right)^K\right) \quad (10)$$

Función de densidad:

$$d_p(V) = \frac{dF(V)}{dV} = \frac{K}{C} \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{C}\right)^K\right] \quad (11)$$

El factor de escala C es una medida para la velocidad del viento característica del período de tiempo considerado. El factor de forma K caracteriza la asimetría de la distribución. Ambos factores varían con la altura. Si hay pequeñas fluctuaciones alrededor de la velocidad media del viento el valor de K es alto, mientras que grandes fluctuaciones dan un menor valor del factor de forma K.

En la Figura 12 se representa la Distribución de Weibull a 80m aproximada en cada una de las zonas a analizar:



**Figura 12. Distribución de Weibull a 80m.**

Cuando se conocen los parámetros de la distribución de Weibull para una altura y se desea estimar sus valores para otra altura, Justus y Milhail desarrollaron unas expresiones de naturaleza empírica, cuyo uso no se recomienda para alturas mayores a unos 100m (Miguel Villarrubia López, 2012). De acuerdo con mediciones empíricas se pueden trasladar los factores de forma y escala de la distribución de Weibull a diferentes alturas según las fórmulas:

$$c(z) = c_a \left( \frac{z}{z_a} \right)^\alpha \quad (12)$$

$$K(z) = \frac{K_a [1 - 0,088 \ln(z_a/80)]}{1 - 0,088 \ln(z/80)} \quad (13)$$

Con

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \ln c_a}{1 - 0,088 \ln(z_a/80)} \quad (14)$$

En este caso  $z_a = 80 \text{ m}$ . Altura a la que están tomadas las medidas.

Estas expresiones son aproximadas, deben usarse solo para terrenos de baja rugosidad y solo en caso de no disponer de medidas de viento a la altura deseada.

Se calculan los factores de la distribución para 80, 90, 93 y 100m, que son las alturas de las torres de los modelos de aerogeneradores seleccionados para el estudio. Recogidos en las Tablas 3, 4 y 5.

Zona I:

TABLA 3. Factores de la Distribución de Weibull en la Zona I.

	Za(m)	Z(m)		Datos Atlas
	80	90	93	100
C (m/s)	5,94	6,09	6,13	6,29
K	2,12	2,14	2,15	2,10
$\alpha$	0,21			

Zona II:

TABLA 4. Factores de la Distribución de Weibull en la Zona II.

	Za(m)	Z(m)		Datos Atlas
	80	90	93	100
C (m/s)	7,49	7,66	7,71	7,63
K	2,08	2,10	2,11	2,07
$\alpha$	0,19			

Zona III:

TABLA 5. Factores de la Distribución de Weibull en la Zona III.

	Za(m)	Z(m)		Datos Atlas
	80	90	93	100
C (m/s)	6,86	7,02	7,07	7,14
K	2,06	2,09	2,09	2,06
$\alpha$	0,20			

A la altura de 100 m se dispone de los datos obtenidos del Atlas Eólico IDAE, por lo que no ha sido necesario calcular los factores de la Distribución de Weibull.

#### 4.6.2. Distribución de Rayleigh

La otra función de distribución muy usada es la Distribución continua de Rayleigh. En este caso la probabilidad de que  $v$  no sea superior a  $V$  es:

$$F(V) = p(v \leq V) = 1 - \exp \left[ -\frac{\pi}{4} \left( \frac{V}{\bar{V}} \right)^2 \right] \quad (15)$$

Función de densidad:

$$d_p(V) = \frac{dF(V)}{dV} = \frac{\pi}{2} \left( \frac{V}{\bar{V}^2} \right) \exp \left[ -\frac{\pi}{4} \left( \frac{V}{\bar{V}} \right)^2 \right] \quad (16)$$

En la Figura 13 se ha representado la Distribución de Rayleigh a 80 m en las tres zonas de estudio.

### Distribución Rayleigh a 80m

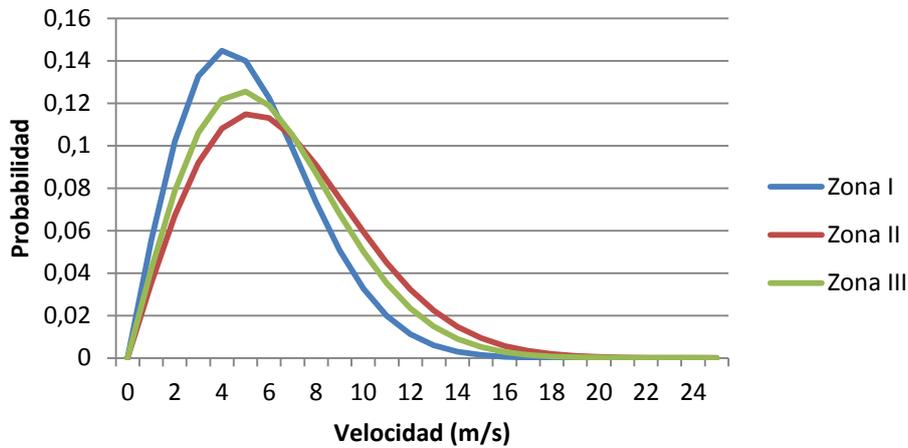


Figura 13. Distribución de Rayleigh a 80m.

#### 4.7. ROSA DE VIENTOS

La rosa de vientos representa las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones del viento.

Es utilizada para obtener información sobre la dirección hacia la que orientar el aerogenerador.

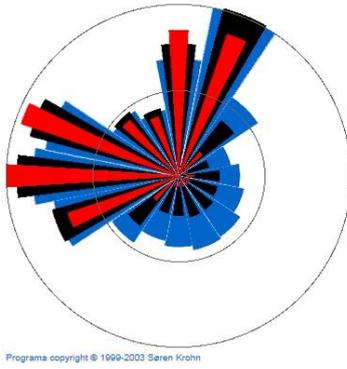
Las representaciones gráficas de la rosa de vientos en cada zona, Figuras 14, 15 y 16, se han dividido en 16 sectores abarcando cada uno 15º del horizonte.

Las cuñas azules representan la frecuencia con la que el viento sopla desde esa dirección.

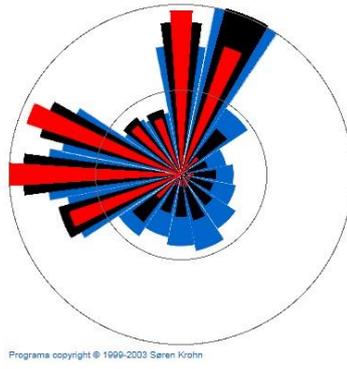
Las cuñas negras indican la contribución a la velocidad media del emplazamiento desde esa dirección.

La cuña en rojo representa la potencia disponible en el viento que aporta cada sector, es decir, señala la dirección en la que se obtiene mayor potencia del viento.

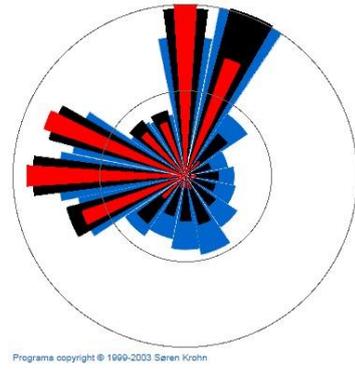
En la Zona I, la dirección en la que más potencia aporta el viento es el oeste, por lo que las consideraciones necesarias para el cálculo de la energía producida se tendrán en cuenta en esta dirección. Ídem en la Zona II. En la Zona III se observa que la dirección que aporta mayor potencia eólica es el norte.



**Figura 14. Rosa de vientos característica Zona I.**



**Figura 15. Rosa de vientos característica Zona II.**



**Figura 16. Rosa de vientos característica Zona III.**

#### 4.8. RUGOSIDAD

La rugosidad de una superficie se determina por el tamaño y distribución de los elementos de rugosidad que contiene. En general, a mayor rugosidad mayor ralentización del viento.

La longitud de rugosidad  $z_0$  indica la altura a la cual la velocidad media es cero cuando el viento tiene una variación logarítmica con la altura.

Dentro del perímetro del municipio la longitud de rugosidad adquiere valores de 0,1, 0,15, 0,2, 0,6 y 0,7 m. Clases de rugosidad comprendidas entre 2 y 3,5, cuyas definiciones según el Atlas Eólico Europeo aparecen en la Tabla 6.

Tabla 6: Clases y longitudes de rugosidad según Atlas Eólico Europeo.

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0.0002	100	Superficie del agua
0.5	0.0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0.03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1.5	0.055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0.1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2.5	0.2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250
3	0.4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3.5	0.8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1.6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

Para los cálculos de la velocidad del viento se tomará un valor homogéneo en toda la superficie de 0.2 m, es decir, una clase de rugosidad 2.5, propia de un terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 metros.

El parámetro de la longitud de rugosidad también tiene influencia sobre los efectos del parque. En el efecto estela influye generando turbulencias que facilitan la expansión de la estela. En cuanto al efecto del abrigo, a mayor rugosidad mayor es la influencia del abrigo sobre la variación del viento.

#### 4.9. PERFIL DE VELOCIDADES: VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD CON LA ALTURA

La velocidad varía con la altura debido a la influencia de la rugosidad del terreno. Dicha variación se puede calcular a partir de la siguiente ley potencial:

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 \left( \frac{z_2}{z_1} \right)^n \quad (17)$$

Donde:  $\bar{V}_1$  = velocidad media del viento a la altura  $z_1$

$\bar{V}_2$  = velocidad media del viento a la altura  $z_2$

$n$  es el exponente relacionado con la rugosidad que se calcula como sigue

$$n = 0,096 \log z_0 + 0,016 (\log z_0)^2 + 0,24 \quad (18)$$

Aplicando las ecuaciones expuestas, el perfil de velocidades característico de cada zona de estudio se representa en las Figuras 17, 18 y 19:

##### Zona I

$Z_0$	0,2 m	$n$	0,181	$\bar{V}_1$	5,24 m/s	$Z_1$	80 m
-------	-------	-----	-------	-------------	----------	-------	------

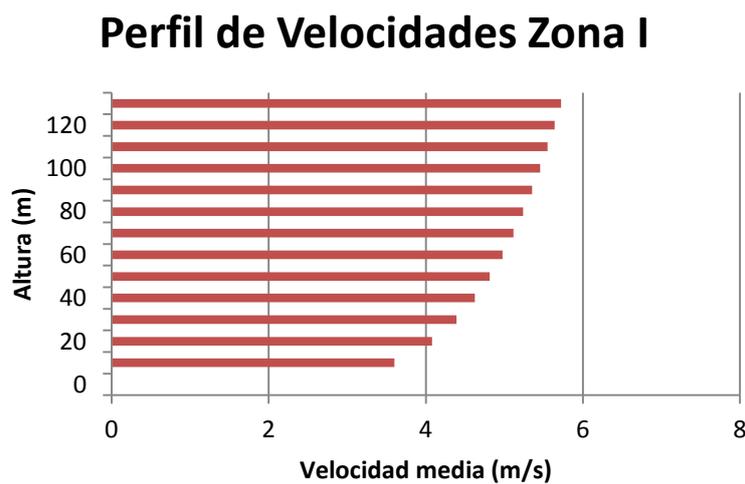


Figura 17. Perfil de velocidades Zona I.

Zona II

$Z_0$	0,2 m	$n$	0,181	$\bar{V}_1$	6,6 m/s	$Z_1$	80 m
-------	-------	-----	-------	-------------	---------	-------	------

Perfil de Velocidades Zona II

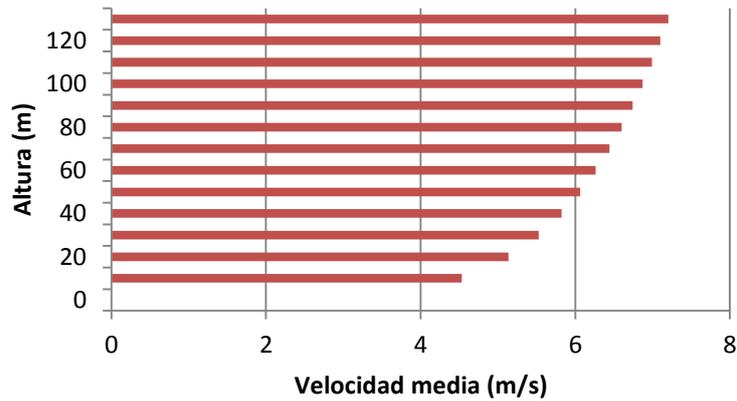


Figura 18. Perfil de velocidades Zona II.

Zona III

$Z_0$	0,2 m	$n$	0,181	$\bar{V}_1$	6,05 m/s	$Z_1$	80 m
-------	-------	-----	-------	-------------	----------	-------	------

Perfil de Velocidades Zona III

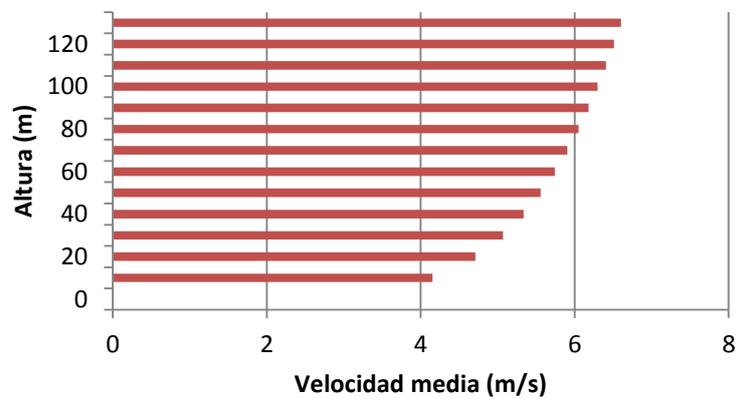


Figura 19. Perfil de velocidades Zona III.

El hecho de que el perfil se mueva hacia velocidades de viento más bajas a medida que se acerca al suelo se llama cizallamiento del viento. Es un elemento a tener en cuenta en la elección del aerogenerador, pero esta importancia disminuye con la altura pues se observa que cuanto más aumenta la altura menor es la variación de la velocidad. Aún así, esta variación es muy influyente en el cálculo estimado de la energía producida por el aerogenerador, pues la potencia eólica se calcula con la velocidad al cubo. Lo que implica grandes variaciones de potencia con pequeños cambios en la velocidad.

## CAPÍTULO 5. ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

### 5.1. CLASE DE AEROGENERADOR

El primer paso para elegir un aerogenerador es calcular qué clase de aerogenerador se necesita según la velocidad del viento en la ubicación. La clase de aerogenerador la proporciona la Norma IEC 61400-1 en función de la velocidad de referencia del emplazamiento, se recoge en la Tabla 7.

La velocidad de referencia se obtiene a partir de la velocidad media anual:

$$V_{ref} = \frac{V_{media\ anual}}{0,2} \quad (19)$$

TABLA 7. Clases de aerogeneradores según Norma IEC 61400-1. Fuente: Norma IEC 61400-1

Clase de aerogenerador	I	II	III	S
Vref (m/s)	50	42,5	37,5	Valores especificados por el diseñador
A Iref(-)	0,16			
B Iref(-)	0,14			
C Iref(-)	0,12			

Los parámetros son aplicables a la altura del buje y

$V_{ref}$  es la velocidad media de referencia medida durante 10 min,

A designa la categoría con características de turbulencia superiores,

B designa la categoría con características de turbulencia medias,

C designa la categoría con características de turbulencia inferiores,

$I_{ref}$  es el valor esperado de la intensidad de turbulencia a 15 m/s.

La velocidad media anual a 80m de las zonas elegidas para el estudio oscila entre 6 y 7 m/s, obteniendo una velocidad de referencia entre 30 y 35 m/s. Con esa velocidad de referencia cualquier clase de aerogenerador soportaría las ráfagas de viento de la zona, por lo que se elegirán modelos de aerogeneradores de clase III. Aunque la torre tenga una altitud de 100m no se alcanzarán velocidades de referencia mayores a 37,5 m/s.

### 5.3. MODELOS ELEGIDOS

Los modelos elegidos pertenecen a la plataforma 2.0-2.5 MW de Gamesa. Son aerogeneradores de eje horizontal, tripala, orientados a barlovento y con sistemas de paso y velocidad variable. Se detallan las características:

- Eje horizontal: el eje de rotación del equipo es paralelo al suelo por lo que la fuerza predominante es lateral. Por ello cuentan con un sistema de control de orientación al viento.
- Torre modular.
- Rotor tripala: gracias a su momento de inercia las fuerzas se distribuyen y compensan mejor entre ellas, en comparación con un rotor bipala, lo que minimiza la inducción de esfuerzos sobre la estructura y se reduce la generación de ruido. Tienen mayor par de arranque y son más estables en la rotación para su orientación. Las palas están fabricadas a base de fibra de vidrio preimpregnado de resina epoxy más fibra de carbono y de fibra de vidrio reforzada con resina epoxy o poliéster. Lo que otorga a las palas ligereza, manteniendo la rigidez y la resistencia.
- Orientación a barlovento: las palas se ubican enfrentadas al viento y antes de la torre que sustenta el aerogenerador. Con esta orientación se minimiza el efecto de sombra sobre el rotor y la aparición de vibraciones y esfuerzos de fatiga sobre las palas.
- Tecnología de paso y velocidad variable. La tecnología de paso variable permite adaptar el ángulo de las palas a la velocidad del viento para así maximizar la energía obtenida y minimizar las cargas sobre la máquina. Además, permite que las palas actúen como freno aerodinámico.
- Poseen un multiplicador de una etapa planetaria y dos etapas de ejes paralelos.
- Utilizan un generador doblemente alimentado.

Los modelos elegidos difieren en el diámetro del rotor, característica que está directamente relacionada con la potencia generada por el aerogenerador (ecuación 20). En ambos modelos se escogerán dos alturas diferentes de torre para realizar la comparación, pues la altura de la torre influye en la variación de la velocidad del viento incidente en el rotor. Como se ha visto en el capítulo 4, la velocidad del viento varía con la altura.

Se ha elegido el fabricante Gamesa, por varios motivos:

- Su gran presencia en la región.
- Sus modelos de aerogeneradores de clase IIIA. Debido a que la mayoría de fabricantes no fabrican modelos de esta clase.
- Los modelos incluyen sistemas de control de ruido, control de sombras y control de estelas.
- Es un fabricante español, con fabricación de algunos de sus componentes en Castilla-La Mancha.
- Los servicios de operación y mantenimiento.
- Su patente en fabricación de aspas, no se puede olvidar que las palas del aerogenerador son el dispositivo que convierte la fuerza del viento en el par necesario para generar potencia útil.

Las características de los modelos de estudio se presentan a continuación en las Tablas 8 y 9:

G97-2.0 MW

TABLA 8. Características aerogenerador modelo G97-2.0 MW.

<b>ROTOR</b>	Diámetro (m)	97	
	Área de barrido (m <sup>2</sup> )	7.390	
	Velocidad de giro (rpm)	9,6-18,8	
<b>PALAS</b>	Longitud (m)	47,5	
<b>TORRE</b>	Altura (m)	90	100

G114-2.0 MW

TABLA 9. Características aerogenerador modelo G114-2.0 MW.

<b>ROTOR</b>	Diámetro (m)	114	
	Área de barrido (m <sup>2</sup> )	10.207	
	Velocidad de giro (rpm)	7,8-14,8	
<b>PALAS</b>	Longitud (m)	56	
<b>TORRE</b>	Altura (m)	80	93

## 5.4. CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA

### 5.4.1. Coeficiente de Potencia, Límite de Betz

La potencia eólica disponible es la siguiente:

$$Potencia\ eólica = \frac{1}{2} A \rho v^3 \quad (20)$$

Donde A es el área de barrido de las palas del aerogenerador.

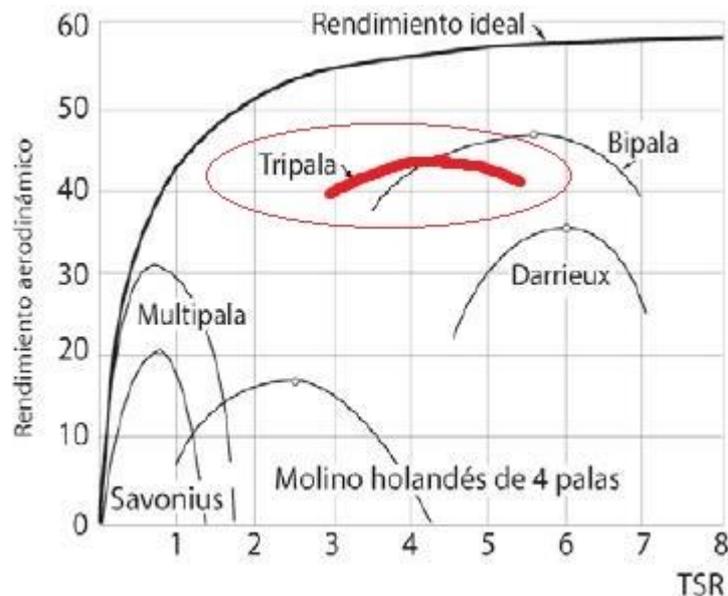
Pero no toda la energía cinética del viento puede ser extraída por una turbina. Por ello se define el coeficiente de potencia,  $C_p$ , de una turbina como la fracción de la energía del viento que una turbina convierte en la práctica en energía mecánica de rotación. Tras esta definición la anterior expresión queda como sigue:

$$C_p = \frac{\text{Potencia de entrada útil}}{\text{Potencia disponible}} = \frac{\text{Potencia de entrada útil}}{\frac{1}{2}A\rho v^3} \quad (21)$$

El coeficiente de potencia depende fundamentalmente de:

- La velocidad del viento, v
- La velocidad de giro de la máquina, N
- El diseño de las palas (perfiles aerodinámicos, cuerda de los perfiles, rugosidad...)
- El ángulo de giro, o de paso, de las palas,  $\beta$
- El ángulo de orientación del plano de giro,  $\Psi$

Dependiendo del tipo de aerogenerador y la velocidad específica del rotor, el coeficiente de potencia varía como se observa en la Figura 20.



**Figura 20. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica del rotor.**

En la Figura 20, TSR (Tip-Speed Ratio) es la velocidad específica del rotor:

$$\lambda = \frac{R\omega}{v} = \frac{U}{v} \quad (22)$$

Donde:  $\omega$  es la velocidad angular del rotor de radio R,  $v$  es la velocidad del viento antes del aerogenerador y U es la velocidad tangencial en la punta de las palas.

La fórmula de Betz establece la máxima potencia extraíble de una corriente de aire a presión uniforme por un rotor de eje horizontal girando libremente (sin confinar). El coeficiente de potencia máximo (ideal) de una turbina eólica es:

$$C_p = 59,3 \%$$

En la práctica,  $C_p$  variará con el régimen de explotación de la máquina, y también con su diseño. Los valores máximos obtenidos hasta hoy no superan el 50 %.

Además del coeficiente de potencia, los rendimientos del generador eléctrico y del multiplicador también afectan a la potencia extraída por el aerogenerador. Por lo que la potencia extraída queda como sigue:

$$Potencia\ extraída = \frac{1}{2} C_p A \rho v^3 * \eta_{multiplicador} * \eta_{generador} \quad (23)$$

En la Figura 21 se representan la potencia eólica disponible (color gris), la potencia de entrada útil (color azul) y la potencia extraída por el aerogenerador (color rojo). En ella se observa como los diferentes rendimientos afectan a la extracción de la energía disponible en el viento.

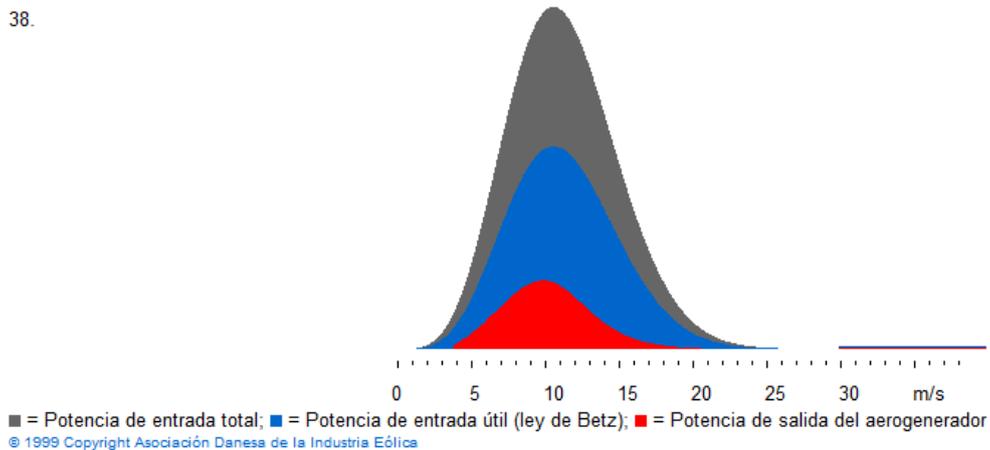


Figura 21. Diagrama de densidad de potencia. Fuente: [www.windpower.org](http://www.windpower.org)

### 5.4.2. Curva de Potencia

La curva de potencia teórica de los modelos seleccionados, Figura 22, ha sido obtenida del Catálogo de Gamesa, realizando una aproximación de la curva que se representaba en este.

En la curva de potencia se representa la potencia extraída por el aerogenerador para cada velocidad del viento a la altura del buje.

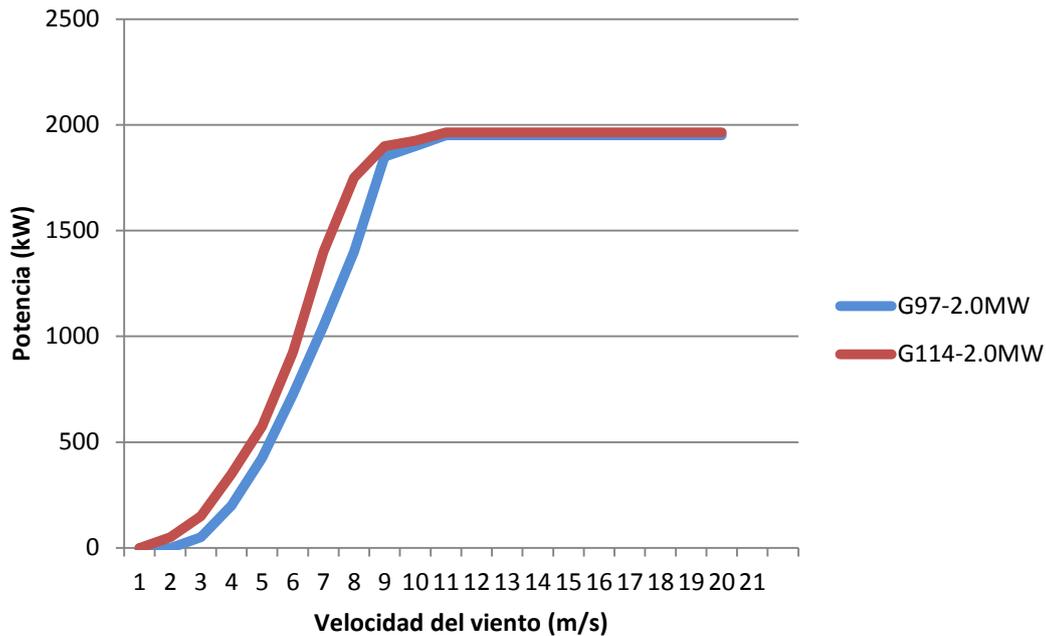


Figura 22. Curva de potencia modelos G97-2.0MW y G114-2.0MW.

Sustituyendo el valor de la potencia recuperada, extraído de la curva de potencia del aerogenerador, en la ecuación del coeficiente de potencia y conociendo el área de barrido del aerogenerador se calculará el valor del coeficiente de potencia para cada aerogenerador, esto es:

$$C_p(G97 - 2.0MW) = \frac{F(V)}{\frac{1}{2} * 7390 * 1,225 * V^3} \quad (24)$$

$$C_p(G114 - 2.0MW) = \frac{F(V)}{\frac{1}{2} * 10207 * 1,225 * V^3} \quad (25)$$

En la Figura 23 se han representado los coeficientes de potencia de los dos modelos de aerogenerador.

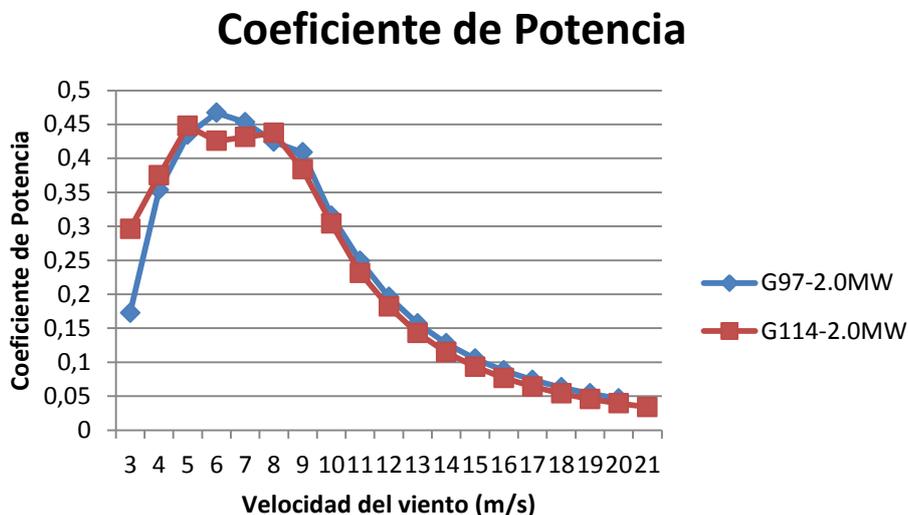


Figura 23. Coeficiente de potencia modelos G97-2.0MW y G114-2.0MW.

#### 5.4.3. Cálculo de la Energía Producida

Para la elección del modelo de aerogenerador y la zona en la que situarlo es necesario estimar la energía unitaria que produciría cada aerogenerador en cada una de las zonas, y así saber qué zona y que modelo maximizaría la producción del parque.

El cálculo de la energía producida se realizará por convolución de la Distribución de Weibull, en cada zona y a diferentes alturas, y la curva de potencia del aerogenerador. Se realizará el cálculo de la producción anual por lo que el resultado obtenido en kW se multiplicará por 8760 horas/año, obteniendo los kWh anuales:

$$EEP = n^{\circ} \text{ de horas}(v) * P(v) \tag{26}$$

A partir de este valor de energía producida se calcularán las horas equivalentes, es decir, las horas que tardaría en producir esa energía el aerogenerador trabajando a plena carga:

$$H_{eq} = \frac{EEP(kWh)}{P_n(kW)} \tag{27}$$

El factor de carga se define como la relación entre la energía producida por un aerogenerador, o un parque eólico, durante un periodo de tiempo y la energía que se hubiera generado durante ese periodo de tiempo si se hubiera trabajado a plena carga:

$$F_c = \frac{EEP(kWh)}{P_n(kW) * 8760 (h)} = \frac{H_{eq}}{8760} \quad (28)$$

A partir del factor de carga obtenido se puede saber si el proyecto es viable o no.

No hay que olvidar que los cálculos obtenidos son aproximados y que la producción unitaria variará con los efectos producidos por el parque y las diversas pérdidas.

El cálculo de la energía producida en cada zona y por cada modelo de aerogenerador se recoge en las Tablas 10, 11 y 12.

TABLA 10. Energía producida en la Zona I.

ZONA I				
<b>AEROGENERADOR</b>	G97-2.0MW	<b>EEP (kWh/año)</b>	<b>H<sub>eq</sub> (h)</b>	<b>F<sub>c</sub></b>
<b>ALTURA DE TORRE (m)</b>	90	4.114.253,6	2057	0,23
	100	4.480.492	2240	0,25
<b>AEROGENERADOR</b>	G114-2.0MW	<b>EEP (kWh/año)</b>	<b>H<sub>eq</sub> (h)</b>	<b>F<sub>c</sub></b>
<b>ALTURA DE TORRE (m)</b>	80	5.025.276	2512	0,28
	93	5.356.072	2678	0.30

TABLA 11. Energía producida en la Zona II.

ZONA II				
AEROGENERADOR	G97-2.0MW	$EEP (kWh/año)$	$H_{eq} (h)$	$F_c$
ALTURA DE TORRE (m)	90	6.691.281	3345	0,38
	100	6.641.801	3321	0,38
AEROGENERADOR	G114-2.0MW	$EEP (kWh/año)$	$H_{eq} (h)$	$F_c$
ALTURA DE TORRE (m)	80	7.638.899	3819	0,44
	93	7.984.420	3992	0,45

TABLA 12. Energía producida en la Zona III.

ZONA III				
AEROGENERADOR	G97-2.0MW	$EEP (kWh/año)$	$H_{eq} (h)$	$F_c$
ALTURA DE TORRE (m)	90	5.688.633	2844	0,32
	100	5.886.049	2943	0,34
AEROGENERADOR	G114-2.0MW	$EEP (kWh/año)$	$H_{eq} (h)$	$F_c$
ALTURA DE TORRE (m)	80	6.634.434	3317	0,38
	93	6.980.691	3490	0,39

## CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL PARQUE

### 6.1. VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO EN EL PARQUE

#### 6.1.1. Abrigo del Viento

Los obstáculos del viento disminuyen la velocidad de este y generan turbulencias. La disminución de la velocidad depende de la porosidad del obstáculo. Este efecto aumenta con la longitud y altura del obstáculo. Por ello cuando se calcula la energía producida por un aerogenerador se tienen en cuenta los obstáculos a menos de un kilómetro en la dirección predominante del viento.

Las Figuras 25 y 26 han sido generadas con el Programa de cálculo del abrigo de WindPower que se presenta en la Figura 24.

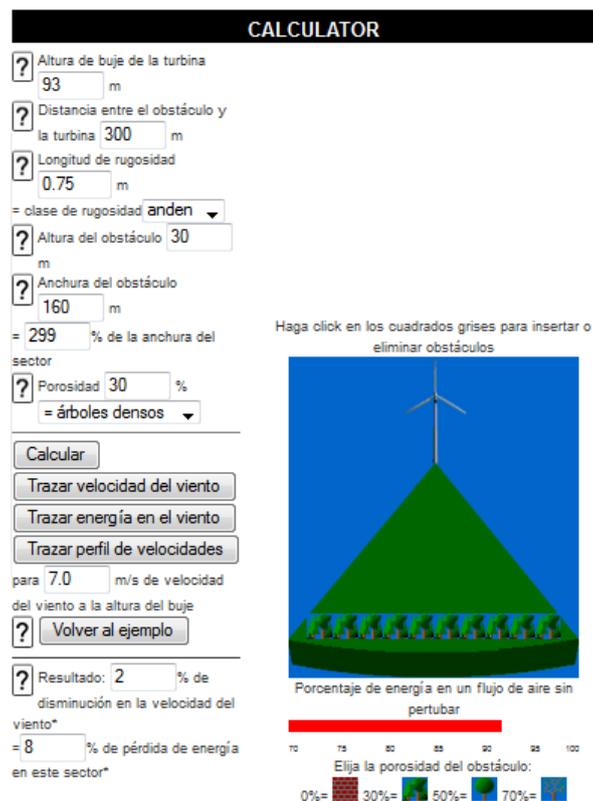


Figura 24. Programa de cálculo del abrigo de windpower.org



### 6.1.3. Efecto del Parque

Para disminuir el efecto de la estela que generan los aerogeneradores entre sí, se debe realizar una distribución de los aerogeneradores en el parque respetando unas distancias mínimas entre ellos. Pues cuanto más se alejen unos de otros en la dirección del viento dominante menor será este efecto.

Las distancias recomendadas de separación entre turbinas son las siguientes:

- En la dirección predominante del viento: entre 5 y 9 diámetros de rotor.
- En la dirección perpendicular a la dirección predominante del viento: entre 3 y 5 diámetros de rotor.

### 6.1.4. Efecto de la Colina

Los aerogeneradores se han colocado en colinas. En las colinas siempre hay velocidades más elevadas que en las zonas adyacentes. Esto es debido a que las colinas generan un efecto acelerador del viento.

## 6.2. COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS

Como se ha comprobado en el Capítulo 5 las zonas con mejor recurso eólico son la Zona II y III. Se deben hacer uso de ambas pues ninguna de las dos es suficientemente amplia para albergar a los 25 aerogeneradores.

Se ha realizado una distribución de aerogeneradores en ambas zonas, respetando las distancias de separación recomendadas, esto es, en la dirección predominante del viento se ha guardado una distancia superior a 570 m ( $5 \cdot D$ ) y en la dirección perpendicular a la dirección predominante del viento, la distancia ha sido superior a 342 m ( $3 \cdot D$ ). Se han obtenido 30 posibles emplazamientos, 10 en la Zona II y 20 en la Zona III. Los aerogeneradores colocados en la Zona II están orientados hacia el oeste ya que la Rosa de Vientos indicaba dicha orientación como dirección predominante, en cambio, los de la Zona III están orientados hacia el norte. Dicha deducción fue explicada en el Capítulo 4.

En cada ubicación se ha procedido al cálculo del factor de carga del aerogenerador. Con ese dato se ha realizado una comparación para determinar aquellos en los que el factor de carga se maximiza, es decir, aquellos en los que se hace un mejor uso de la capacidad del aerogenerador.

En las Tablas 13 y 14 se recogen los datos del factor de carga obtenidos para cada uno de los 30 emplazamientos.

Para la realización de los cálculos se ha obtenido la Distribución de Weibull a 93 m (altura del buje) en cada uno de los puntos de estudio, a partir de las ecuaciones 12, 13 y 14 vistas en el Capítulo 4. Con dicha distribución y su convolución con la curva de potencia del aerogenerador G114-2.0 MW se ha procedido al cálculo de la energía producida anual en cada uno de ellos. Para finalizar, aplicando consecutivamente las ecuaciones 27 y 28 se ha llegado al correspondiente factor de carga para la comparación.

TABLA 13. Factor de carga y coordenadas UTM de los posibles emplazamientos en la Zona II.

<b>Aerogenerador</b>	<b>Coordenadas UTM (m)</b>	<b><math>F_c</math></b>
<b>A-1</b>	628046, 4441465	0,45
<b>A-2</b>	628746, 4442565	0,41
<b>A-3</b>	630046, 4441665	0,40
<b>A-4</b>	630046, 4442165	0,41
<b>A-5</b>	630046, 4442665	0,42
<b>A-6</b>	629646, 4443565	0,44
<b>A-7</b>	629746, 4444065	0,45
<b>A-8</b>	629746, 4444465	0,46
<b>A-9</b>	630246, 4445165	0,45
<b>A-10</b>	630346, 4445765	0,42

TABLA 14. Factor de carga y coordenadas UTM de los posibles emplazamientos en la Zona III.

<b>Aerogenerador</b>	<b>Coordenadas UTM (m)</b>	<b><math>F_c</math></b>
<b>B-1</b>	631146, 4440465	0,46
<b>B-2</b>	631546, 4440465	0,45
<b>B-3</b>	632046, 4440465	0,44
<b>B-4</b>	633046, 4440465	0,45
<b>B-5</b>	634046, 4440565	0,46
<b>B-6</b>	631446, 4441065	0,45

<b>B-7</b>	631946, 4441065	0,43
<b>B-8</b>	630746, 4441765	0,37
<b>B-9</b>	632646, 4442065	0,50
<b>B-10</b>	631646, 4442765	0,48
<b>B-11</b>	632146, 4442765	0,47
<b>B-12</b>	631146, 4443565	0,49
<b>B-13</b>	631546, 4443565	0,46
<b>B-14</b>	631446, 4444365	0,46
<b>B-15</b>	632046, 4445165	0,48
<b>B-16</b>	632446, 4446065	0,47
<b>B-17</b>	631746, 4446665	0,47
<b>B-18</b>	631846, 4447265	0,38
<b>B-19</b>	632446, 4447265	0,41
<b>B-20</b>	631146, 4445965	0,47

Se optará por aquellas posibles ubicaciones en las cuales se obtiene un mayor factor de carga y no influyan dentro de la medida de lo posible con efectos de parque en el resto.

Tras comparar los resultados recogidos en las Tablas 13 y 14 se descartan los emplazamientos A-3, A-4, B-8, B-18 y B-19.

### 6.3. LOCALIZACIÓN DEL PARQUE

La ubicación exacta de cada aerogenerador se detalla con las correspondientes coordenadas UTM (m) Huso 30 en la Tabla 15:

TABLA 15. Coordenadas UTM de los aerogeneradores.

Nº aerogenerador	Coordenadas UTM (m)	
	X	Y
1	628.046	4.441.465
2	628.746	4.442.565
3	630.046	4.442.665
4	629.646	4.443.565
5	629.746	4.444.065
6	629.746	4.444.465
7	630.246	4.445.165
8	630.346	4.445.765
9	631.146	4.440.465
10	631.546	4.440.465
11	632.046	4.440.465
12	633.046	4.440.465
13	634.046	4.440.565
14	631.446	4.441.065
15	631.946	4.441.065
16	632.646	4.442.065
17	631.646	4.442.765
18	632.146	4.442.765
19	631.146	4.443.565
20	631.546	4.443.565
21	631.446	4.444.365
22	632.046	4.445.165
23	632.446	4.446.065

<b>24</b>	631.746	4.446.665
<b>25</b>	631.146	4.445.965

#### 6.4. CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA

En la Tabla 16 se presentan los valores de energía producida, horas equivalentes y factor de carga obtenidos para cada aerogenerador.

TABLA 16. Energía producida, horas equivalentes y factor de carga por aerogenerador.

<b>AEROGENERADOR</b>	<b>EEP (<math>kWh/año</math>)</b>	<b><math>H_{eq}</math></b>	<b><math>F_c</math></b>
<b>1</b>	7.944.823	3972	0,45
<b>2</b>	7.146.766	3573	0,41
<b>3</b>	7.475.308	3737	0,43
<b>4</b>	7.809.209	3904	0,44
<b>5</b>	7.872.343	3936	0,45
<b>6</b>	8.207.979	4103	0,46
<b>7</b>	7.950.547	3975	0,45
<b>8</b>	7.365.620	3682	0,42
<b>9</b>	8.077.132	4038	0,46
<b>10</b>	7.968.993	3984	0,45
<b>11</b>	7.689.297	3844	0,43
<b>12</b>	7.869.188	3934	0,45
<b>13</b>	8.133.202	4066	0,46
<b>14</b>	7.862.658	3931	0,44
<b>15</b>	7.564.535	3782	0,43

<b>16</b>	8.904.996	4452	0,50
<b>17</b>	8.427.768	4213	0,48
<b>18</b>	8.381.474	4190	0,47
<b>19</b>	8.617.485	4308	0,49
<b>20</b>	8.151.260	4075	0,46
<b>21</b>	8.153.244	4076	0,46
<b>22</b>	8.442.914	4221	0,48
<b>23</b>	8.338.827	4169	0,47
<b>24</b>	8.273.777	4136	0,47
<b>25</b>	8.248.469	4124	0,47

Los factores de carga que presentan los aerogeneradores son bastante elevados, pero hay que tener en cuenta que para su posicionamiento se han utilizado aquellos lugares con mayor potencial eólico y que además, se presenta el valor sin pérdidas.

Para el cálculo de la energía producida en el conjunto del parque se ha realizado el sumatorio de las energías producidas por cada aerogenerador y se han aplicado las correspondientes pérdidas que se detallan a continuación:

- Pérdidas por efecto parque, debido a los efectos que se generan dentro del parque, explicados anteriormente.
- Pérdidas por disponibilidad, se tienen en cuenta las labores de mantenimiento y los posibles fallos que impidan el correcto funcionamiento del parque.
- Pérdidas eléctricas, se supondrán unas pérdidas iguales a la mayor caída de tensión que se da en las líneas de transmisión.
- Pérdidas varias.

En la Tabla 17 se detallan los parámetros necesarios para caracterizar la producción energética del parque y los factores de pérdidas utilizados.

TABLA 17. Energía producida en el parque.

<b>Potencia unitaria (MW)</b>	<b>2</b>
<b>Nº de aerogeneradores</b>	<b>25</b>
<b>Potencia Parque (MW)</b>	<b>50</b>
<b>Energía Bruta Producida Anual (MWh/año)</b>	<b>200877,83</b>
<b>Pérdidas efecto parque (%)</b>	<b>5</b>
<b>Pérdidas por disponibilidad (%)</b>	<b>15</b>
<b>Pérdidas eléctricas (%)</b>	<b>2,17</b>
<b>Pérdidas varias (%)</b>	<b>5</b>
<b>Energía Neta Producida Anual (MWh/año)</b>	<b>146299,32</b>
<b>Horas equivalentes (h)</b>	<b>2925</b>
<b>Factor de carga</b>	<b>0,33</b>

En el PER se habla de un mínimo de generación de electricidad de 2500 horas equivalentes anuales. Se obtiene un valor de horas equivalentes de 2925 con lo que el valor mínimo se ve superado.

## CAPÍTULO 7. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Para el cálculo de la línea de media/alta tensión que une las celdas de protección de los aerogeneradores con la subestación del parque se seguirá la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06: Líneas Subterráneas con Cables Aislados, aprobada por el Real Decreto 223/2008. Los cables se dispondrán directamente enterrados en una zanja de 1 metro de profundidad.

La subestación transformadora del parque está situada en las coordenadas UTM (m): 630660, 4442642. Se ha ubicado en una localización central con respecto a los aerogeneradores para lograr una distribución radial de la línea subterránea y un ahorro de la misma.

La longitud de las líneas ha sido medida en línea recta sin tener en cuenta las pendientes que presenta el terreno, por lo que se aplicará un coeficiente de incremento a este valor del 20%, en razón de la elevación media del terreno por el cual discurrirá la línea de alta tensión. Con este incremento se mayor del lado de la seguridad la longitud medida.

### 7.1. CÁLCULO DE INTENSIDADES NOMINALES

Se calcula la intensidad nominal de cada línea a partir de la siguiente expresión:

$$I_n(A) = \frac{P_n}{\sqrt{3}U_n \cos \varphi} = \frac{P_n (kW)}{\sqrt{3}U_n (kV)} \quad (29)$$

Se aproximará para la simplificación de los cálculos el factor de potencia ( $\cos \varphi$ ) al valor unitario. La tensión nominal será de 20kV para todas las líneas. Se calcula la intensidad nominal de cada tramo de línea, en la Tabla 18 se presentan los resultados.

TABLA 18. Potencia e intensidad nominal por línea.

Línea	Tramo de línea	Pn (kW)	In (A)
1	G2-G1	2000	57,73
	G3-G2	4000	115,47
	Subestación-G3	6000	173,2
2	G25-G8	2000	57,73

	G7-G8	4000	115,47
	G6-G7	6000	173,2
	G5-G6	8000	230,94
	G4-G5	10000	188,67
	Subestación-G4	12000	346,41
3	G23-G24	2000	57,73
	G22-G23	4000	115,47
	G21-G22	6000	173,20
	G20-G21	8000	230,94
	G19-G20	10000	288,67
	Subestación-G19	12000	346,41
4	G12-G13	2000	57,73
	G15-G12	4000	115,47
	G16-G15	6000	173,20
	G18-G16	8000	230,94
	G17-G18	10000	288,67
	Subestación-G17	12000	346,41
5	G10-G11	2000	57,73
	G9-G10	4000	115,47
	G14-G9	6000	173,20
	Subestación-G14	8000	230,94

## 7.2. NIVELES DE AISLAMIENTO DEL CABLE

La red objeto de cálculo se clasifica como categoría A, donde los defectos a tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y en cualquier caso antes de 1 minuto.

Según la Tabla de Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios de la ITC, en función de la tensión nominal y categoría de la red se obtienen las siguientes características mínimas del cable de red y accesorios, Tabla 19:

TABLA 19. Tensión asignada recomendada para los cables que se deben utilizar en redes trifásicas.  
Fuente: UNE 211435:2011

Tensión nominal de la red $U_n$ kV	Tensión más elevada de la red $U_s$ kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			Tensión nominal del cable $U_o/U$ , ó $U_o$ kV	Nivel de aislamiento a impulsos $U_p$ kV
20	24	A	12/20	125

### 7.3. ELECCIÓN DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR

Para la elección de la sección de conductor se utilizarán las tablas que facilita la Norma UNE 211435:2011.

En función de la tensión asignada cuyo valor es de 20 kV, se utilizarán cables unipolares HEPRZ1 con conductor de aluminio.

#### 7.3.1. Dimensionamiento de conductores por criterio térmico

Para el dimensionado de la sección de conductor por criterio térmico, se ha utilizado el proceso extraído del Libro de Tecnología Eléctrica, el proceso a seguir es:

1. Dividir la corriente nominal o corriente máxima admisible,  $I_n$ , por los factores de corrección,  $k$

$$I_1 = \frac{I_n}{k} \quad (30)$$

2. Con el valor de  $I_1$  se accede a las tablas de intensidades admisibles y se elige la sección (S) correspondiente a una intensidad  $I_{Tabla}$  mayor o igual a  $I_1$ .
3. Debe cumplirse:

$$k * I_{Tabla} > I_n \quad (31)$$

La sección se obtendrá a partir de las tablas de intensidad máxima admisible de la UNE 211435, que han sido tabulados para una instalación tipo de las siguientes características:

- Temperatura del aire ambiente: 40 °C (en cables en galerías)
- Temperatura del terreno: 25 °C (en cables soterrados)
- Profundidad de soterramiento: 1 m para tensiones superiores a 1 kV
- Radiación solar: Los cables en galerías están protegidos del sol.
- Agrupamiento de circuitos: un solo circuito trifásico alejado de otras fuentes de calor.
- Resistividad térmica del terreno: 1,5 K·m/W

Por lo que se deberán obtener los factores de corrección en función de las características de la instalación del presente proyecto para poder utilizar los datos tabulados, y así escoger la sección necesaria en función de la intensidad máxima admisible. Es necesario calcular los factores de corrección de la temperatura del terreno, pues los cables están soterrados, y de la resistividad térmica del terreno.

Cálculo de los factores de corrección:

- Factor de corrección de temperatura del terreno: 1,03

El factor de corrección depende de la temperatura máxima del conductor la cual se obtiene de la Tabla 20 procedente de la Norma UNE:

TABLA 20. Temperaturas máximas en el conductor. Fuente: Norma UNE 2114535:2011

Tipo de aislamiento		Temperatura máxima admisible en el conductor	
		Régimen permanente	Régimen de cortocircuito (máximo 5 s de duración)
XLPE	Polietileno reticulado	90 °C	250 °C
HEPR	Etileno propileno de alto módulo	105 °C	250 °C

Para el aislante utilizado, HEPR, se obtiene una temperatura máxima admisible en el conductor de 105 °C.

Con este dato y conociendo la temperatura máxima anual del terreno, aproximadamente 20 °C, se ha calculado el factor de corrección de temperatura del terreno.

- Factor de corrección de la resistividad térmica del terreno:

La resistividad del terreno se ha obtenido de los valores proporcionados por la ITC-LAT:06 en función de su naturaleza y humedad. Para un terreno (zona calcárea) mayoritariamente de

pedra caliza la resistividad tiene un valor de 2,5 K·m/W. Iterando en la siguiente tabla de la Norma UNE (Figura 27), se obtiene el tamaño de la sección necesaria que cumple el criterio térmico.

Cables instalados en tubos soterrados. Un circuito por tubo							
Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad del terreno						
	0,8 K · m/W	0,9 K · m/W	1 K · m/W	1,5 K · m/W	2 K · m/W	2,5 K · m/W	3 K · m/W
25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

**Figura 27. Factores de corrección para resistividad térmica del terreno. Fuente: UNE 211435:2011**

Se simplificarán los cálculos en función de la potencia nominal de la línea, pues las intensidades admisibles como se observa en la Tabla 18, solo varían de un tramo a otro debido a la potencia nominal. Simplificándose los cálculos para todas las líneas con potencias nominales de 2000, 4000, 6000, 8000, 10000 y 12000 kW.

La Tabla de intensidad máxima admisible que proporciona la Norma UNE 211435:2011 para cables de distribución de 3,6/6 kV a 18/30 kV con aislamiento HEPR y conductor de aluminio (Figura 28) es la siguiente:

Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de HEPR. Conductor de aluminio Cables unipolares en triángulo en contacto			
Sección mm <sup>2</sup>	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire, protegido del sol
25	105	95	125
35	125	115	150
50	145	135	180
70	180	170	225
95	215	200	275
120	245	230	320
150	275	255	360
185	315	290	415
240	365	345	495
300	410	390	565
400	470	450	660
Temperatura del terreno en °C			25
Temperatura del aire en °C			40
Resistividad térmica del terreno en K · m/W			1,5
Profundidad de soterramiento en m			1
Temperatura del conductor en °C			105

Figura 28. Intensidades máximas admisibles. Fuente: UNE 211435:2011

En la Tabla 21 se muestra un ejemplo de cálculo de sección para una  $I_n = 115,47 A$ :

TABLA 21. Ejemplo de cálculo de sección para una  $I_n = 115,47 A$ .

$I_{Tablas}$ (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Factor corrección resistividad	Factor corrección temp.	k	$I_n$ (A)	$I_1 = I_n/k$	$I_{Tablas} \geq I_1$	$k * I_{Tablas} > I_n$
105	25	0,88	1,03	0,90	115,47	127,39	FALSO	FALSO
125	35	0,88	1,03	0,90	115,47	127,39	FALSO	FALSO
145	50	0,87	1,03	0,89	115,47	128,85	VERDADERO	VERDADERO
180	70	0,87	1,03	0,89	115,47	128,85	VERDADERO	VERDADERO
215	95	0,87	1,03	0,89	115,47	128,85	VERDADERO	VERDADERO
245	120	0,87	1,03	0,89	115,47	128,85	VERDADERO	VERDADERO
275	150	0,87	1,03	0,89	115,47	128,85	VERDADERO	VERDADERO
315	185	0,87	1,03	0,89	115,47	128,85	VERDADERO	VERDADERO
365	240	0,86	1,03	0,88	115,47	130,35	VERDADERO	VERDADERO
410	300	0,86	1,03	0,88	115,47	130,35	VERDADERO	VERDADERO
470	400	0,86	1,03	0,88	115,47	130,35	VERDADERO	VERDADERO

La sección más pequeña que cumple el criterio de tensión para una  $I_n = 115,47 A$  es de  $50 mm^2$ .

En la Tabla 22 se muestran las secciones mínimas obtenidas por fase en función de la intensidad nominal.

TABLA 22. Secciones mínimas por fase del conductor en función de  $I_n$ .

$I_n(A)$	$k$	$I_1(A)$	Sección ( $mm^2$ )
57,74	0,90	63,70	25
115,47	0,89	128,85	50
173,20	0,89	193,28	95
230,94	0,89	257,71	150
288,67	0,88	325,89	240
346,41	0,88	391,07	300

Por cuestiones de facilidad para la instalación y mantenimiento de la línea, se unificarán las secciones de los tramos, usando secciones de 150 y  $240 mm^2$ . Además, con el aumento de sección de los conductores de 25, 50 y  $95 mm^2$  a  $150 mm^2$ , durante la explotación se tendrán menos pérdidas de energía en los cables. Los detalles de sección por fase de cada línea se detallan en la Tabla 23:

TABLA 23. Secciones del conductor de las líneas.

Línea	Tramo de línea	Sección ( $mm^2$ )
1	G2-G1	150
	G3-G2	150
	Subestación-G3	150
2	G25-G8	150
	G7-G8	150
	G6-G7	150
	G5-G6	150
	G4-G5	240
	Subestación-G4	2 x 150
3	G23-G24	150
	G22-G23	150

	G21-G22	150
	G20-G21	150
	G19-G20	240
	Subestación-G19	2 x 150
4	G12-G13	150
	G15-G12	150
	G16-G15	150
	G18-G16	150
	G17-G18	240
	Subestación-G17	2 x 150
5	G10-G11	150
	G9-G10	150
	G14-G9	150
	Subestación-G14	150

### 7.3.2. Características del cable elegido

El cable que se va a instalar, es un cable tipo Eprotenax Compact (aislamiento HEPR), unipolar y con conductor de aluminio. La tensión nominal del cable será 12/20 kV, característica mínima necesaria obtenida en el apartado 7.2.

Las características técnicas del mismo se han obtenido del Catálogo de Media Tensión 2014-2015 de Prysmian. Se detallan a continuación:

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω/km			
	Cables Unipolares		Cables Tripolares	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.446	-	2.484	-
16	1.540	2.533	1.566	2.574
25	0.972	1.602	0.991	1.633
35	0.702	1.157	0.715	1.176
50	0.519	0.847	0.528	0.087
70	0.359	0.591	0.365	0.601
<b>95</b>	0.259	<b>0.430</b>	0.264	0.434
120	0.206	0.340	0.209	0.343
<b>150</b>	0.168	<b>0.277</b>	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224
<b>240</b>	0.104	<b>0.168</b>	0.105	0.173
300	0.083	0.136	-	-
<b>400</b>	0.066	<b>0.105</b>	-	-
500	0.054	0.089	-	-

Figura 29. Resistencia del cable a 105 °C. Fuente: Prysmian

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Reactancia X en Ω/km por fase						
	Tensión nominal del cable						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	15/25 kV	18/30 kV
	<b>Tres cables unipolares en contacto mutuo</b>						
10	0.135	-	-	-	-	-	-
16	0.126	-	-	-	-	-	-
25	0.118	0.125	0.134	0.141	-	-	-
35	0.113	0.118	0.128	0.135	0.140	-	-
50	0.108	0.113	0.122	0.128	0.130	0.140	0.148
70	0.101	0.106	0.115	0.120	0.122	0.130	0.137
<b>95</b>	0.099	0.102	0.110	0.115	<b>0.118</b>	0.121	<b>0.129</b>
120	0.095	0.098	0.106	0.111	0.112	0.118	0.123
<b>150</b>	0.093	0.096	0.102	0.108	<b>0.110</b>	0.115	<b>0.118</b>
185	0.089	0.093	0.100	0.104	0.106	0.110	0.113
<b>240</b>	0.088	0.090	0.097	0.101	<b>0.102</b>	0.106	<b>0.109</b>
300	0.086	0.088	0.093	0.097	0.099	0.103	0.105
<b>400</b>	0.085	0.086	0.091	0.095	<b>0.096</b>	0.100	<b>0.102</b>
500	0.084	0.084	0.089	0.092	0.093	0.096	0.099

Figura 30. Reactancia del cable. Fuente: Prysmian

### 7.3.3. Comprobación por criterio de caída de tensión

Se comprobará la caída de tensión de los conductores con las secciones obtenidas en el apartado 7.3.1. , con el criterio de intensidad máxima. Para ello se hará uso de la siguiente expresión:

$$\Delta U(V) = \sqrt{3} * L * I * (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (32)$$

Siendo:

$L$  longitud de la línea en km

$I$  intensidad nominal en A

$R$  resistencia del cable en  $\Omega/\text{km}$ , obtenida de la Figura\_ para cada sección

$X$  reactancia del cable en  $\Omega/\text{km}$

$\cos \varphi$  factor de potencia

Anteriormente se había aproximado el factor de potencia a 1, por lo que  $\sin \varphi = 0$  y se anula ese término de la ecuación.

La caída de tensión también se puede expresar en %:

$$\varepsilon = \frac{\Delta U}{U_n} * 100 \quad (33)$$

Donde:

$\Delta U$  caída de tensión en V

$U_n$  tensión nominal de la línea en V, 20000 V, común para todos los tramos

En la Tabla 24 se presentan los resultados de caída de tensión obtenidos para cada tramo de línea de la instalación.

TABLA 24. Caída de tensión de las líneas.

Línea	Tramo de línea	Longitud (km)	$\Delta U(V)$	$\Delta U(\%)$	$\Delta U(\%)$ acumulada por línea
1	G2-G1	1,53	42,34	0,21	0,95
	G3-G2	1,56	86,42	0,43	
	Subestación-G3	0,74	61,43	0,31	
2	G25-G8	0,98	27,29	0,13	1,61

	G7-G8	0,73	40,55	0,20	
	G6-G7	1,04	86,51	0,43	
	G5-G6	0,48	53,18	0,26	
	G4-G5	0,62	52,21	0,26	
	Subestación-G4	1,61	134,12	0,33	
<b>3</b>	G23-G24	1,05	28,98	0,14	
	G22-G23	1,14	63,02	0,32	
	G21-G22	1,14	95,43	0,47	
	G20-G21	0,94	105,03	0,52	
	G19-G20	0,48	40,32	0,20	
	Subestación-G19	1,21	100,72	0,25	1,91
<b>4</b>	G12-G13	1,2	33,24	0,16	
	G15-G12	1,43	79,51	0,39	
	G16-G15	1,40	116,47	0,58	
	G18-G16	0,96	106,76	0,53	
	G17-G18	0,6	50,4	0,25	
	Subestación-G17	1,15	96,13	0,24	2,17
<b>5</b>	G10-G11	0,48	13,29	0,07	
	G9-G10	0,6	33,24	0,17	
	G14-G9	0,75	62,42	0,31	
	Subestación-G14	2,03	224,96	1,12	1,67

En el reglamento de Alta Tensión se hace referencia a una caída de tensión máxima del 5 %. En ninguna línea se alcanza este valor máximo, pues se presentan caídas de tensión inferiores al 3 %. Con lo que las secciones escogidas cumplen con el criterio de caída de tensión.

#### 7.4. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA

No se ha profundizado en el cálculo de las características de la subestación transformadora así como de la conexión de esta a la red de transporte eléctrica, debido a que estos cálculos forman parte de un estudio independiente para la implantación de los mismos.

Señalar que el transformador del parque deberá elevar la tensión de 20 kV a 66 kV para la conexión a la red eléctrica de transporte, cuyo posible punto de conexión se encuentra a una distancia de unos 17 km.

#### 7.5. CELDA DE CONEXIÓN

Para la conexión de los aerogeneradores a la línea de media tensión se precisará de celdas. Se utilizarán celdas con diferentes configuraciones, debido a que los aerogeneradores y con ellos la línea de Media Tensión se distribuye de forma radial. La configuración de la celda dependerá de la posición que ocupe dentro de esta red radial, es decir, si la celda se coloca en un aerogenerador de final de línea o en un aerogenerador intermedio.

Las celdas de conexión de los aerogeneradores de final de línea tendrán una configuración: OL+1A. Formadas por:

- Módulo OL, función de remonte a barras.
- Módulo 1A, función de protección con interruptor automático.

La configuración de las celdas intermedias será: OL+1L+1A. Compuestas por:

- Módulo OL
- Módulo 1A
- Módulo 1L, función de maniobra con interruptor-seccionador.

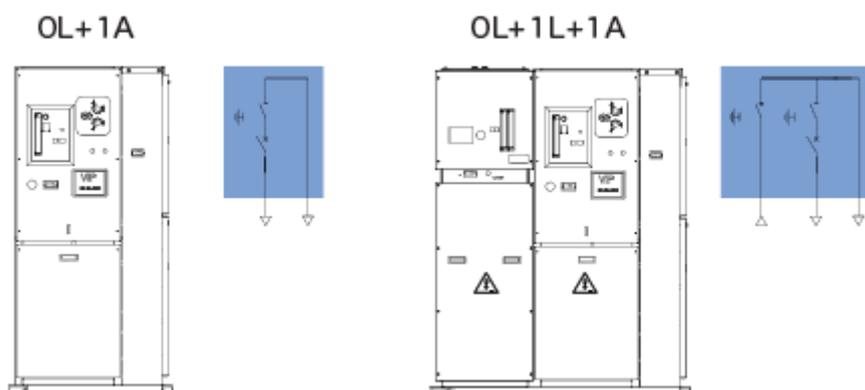


Figura 31. Esquema de las celdas según su configuración. Fuente: Catálogo MESA.

Estas celdas permiten el funcionamiento continuo de la red pese a la existencia de fallo en algún aerogenerador.

## **CAPÍTULO 8. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL**

### **8.1. NECESIDAD DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL**

La Directiva 2011/92/UE, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente, modificada por la Directiva 2014/52/UE y que deroga a la Directiva 85/337/CEE. Dicta en su Artículo 2 *“Los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias para que, antes de concederse la autorización, los proyectos que puedan tener efectos significativos en el medio ambiente, en virtud, entre otras cosas, de su naturaleza, dimensiones o localización, se sometan al requisito de autorización de su desarrollo y a una evaluación con respecto a sus efectos.”* Así como la posibilidad de establecer un procedimiento único para cumplir los requisitos de la presente Directiva y los requisitos de la Directiva 2008/1/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de enero de 2008, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación.

De acuerdo con la Ley 21/2013 de Evaluación Ambiental a continuación se aborda una etapa del Estudio de Impacto Ambiental. La ley dicta que aquellos parques que tengan más de 30 MW instalados han de someterse a una evaluación ambiental ordinaria. Los contenidos mínimos del Estudio de impacto ambiental marcados por la ley son:

- Descripción del proyecto y de la utilización de los recursos naturales.
- Exposición de las alternativas consideradas.
- Evaluación de los efectos previsibles sobre los factores ambientales y la interacción entre todos durante las fases del proyecto.

La evaluación de las alternativas consideradas se ha realizado durante todo el proyecto en base a la maximización del rendimiento del parque. Debería elaborarse también en el presente capítulo pero por cuestiones de espacio resulta inviable.

### **8.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

El proyecto objeto de estudio se basa en la instalación de un parque eólico con 25 aerogeneradores Gamesa G114-2,0MW, de 114 m de diámetro de rotor y 93 m de altura de torre, en el término municipal de Salvacañete (Cuenca), para la generación de energía eléctrica a partir de energías renovables, en este caso con la utilización de la energía del viento.

El parque tiene una extensión aproximada de

El parque se localiza al noreste del término municipal, en el límite con los municipios de Alobras, Veguillas de la Sierra y Castielfabib. Se trata de una zona montañosa con una elevación de unos 1400 metros, superior a la del municipio.

A continuación se enumeran las acciones del proyecto que tendrán una repercusión sobre los distintos factores ambientales de su área de influencia. Se distingue entre fase de construcción, fase de funcionamiento y fase de abandono.

- Fase de construcción:
  1. Movimientos de tierras y acondicionamiento de la zona
  2. Construcción y ampliación de vías de acceso
  3. Construcción de la zanja de alta tensión para la evacuación de la electricidad
  4. Cimentación
  5. Transporte de los aerogeneradores
  6. Montaje de los aerogeneradores
- Fase de funcionamiento:
  1. Operación de los aerogeneradores
  2. Mantenimiento y supervisión
  3. Transportes asociados al mantenimiento y supervisión
- Fase de abandono:
  1. Desarme de equipos
  2. Derribo de obras civiles
  3. Rehabilitación de la zona

Para la visualización y sintetización de los resultados obtenidos en el estudio de impacto ambiental se hará uso de la Matriz de Leopold, que ha de ir acompañada de un inventario ambiental.

Según Gómez Orea y M<sup>a</sup> Teresa Gómez Villarino (2013) la matriz de Leopold se formaliza según el siguiente proceso:

1. Selección de los factores relevantes.
2. Selección de las acciones relevantes.
3. Identificación mediante una diagonal, de abajo hacia arriba y de izquierda a derecha, de las casillas donde se produce una interacción, es decir, un impacto relevante.
4. Estimación de la magnitud del impacto y disposición del valor en la mitad superior de cada casilla.
5. Estimación de la importancia del impacto en una escala de 1 a 10 y disposición del mismo en la parte inferior de la celda correspondiente.

En este caso, no se calculará la magnitud del impacto. Se limitará a la estimación de la importancia del impacto.

## 8.2. INVENTARIO AMBIENTAL

### 8.2.1. Clima

Nos encontramos ante un clima mediterráneo continental con influencias levantinas, específicamente, un clima templado sin estación seca (Cfb), típico del Sistema Ibérico. La temperatura media anual es de 10.2°C, llegando a temperaturas negativas durante los meses más fríos del años y a temperaturas superiores a 25°C en los meses cálidos. Las precipitaciones anuales rondan los 518mm, destacando en el mes de mayo. Como se aprecia en la Figura 32 las precipitaciones no cesan en ninguna época del año.

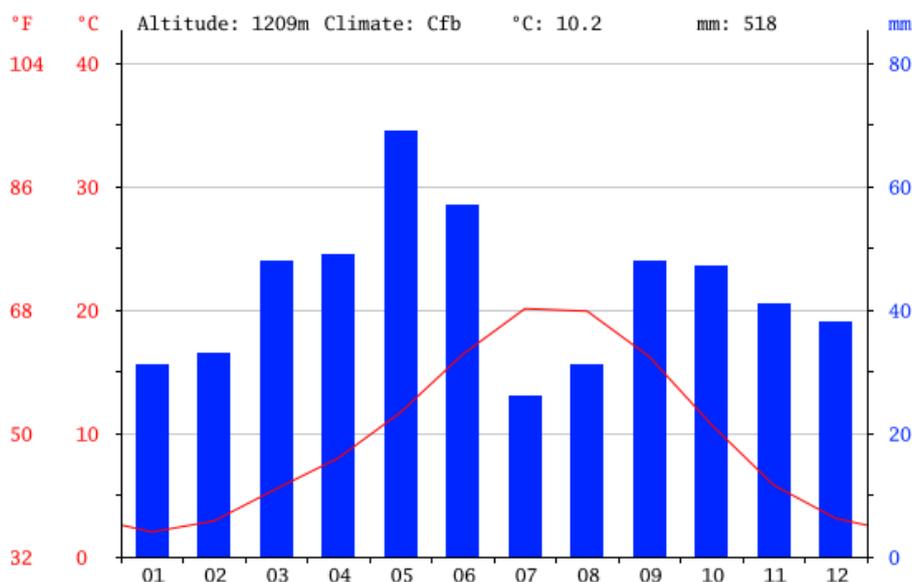


Figura 32. Temperaturas y precipitaciones en Salvacañete. Fuente: Climate-Data.org

### 8.2.2. Hidrología

El término municipal es atravesado por el río Cabriel, además en épocas de abundantes lluvias brotan diversos afluentes del Cabriel.

Debido a que los aerogeneradores se colocarán a una altura muy superior a la cuenca del río, la hidrología no se verá afectada con la implantación del proyecto.

### 8.2.3. Áreas Protegidas

Dentro del término municipal nos encontramos con dos espacios pertenecientes a la Red Natura 2000: Sierra del Santerón y Hoces del Cabriel, Guadazaón y Ojos de Moya.

#### Sierra del Santerón

Se encuentra en la zona este de la Serranía Baja conquense, dentro de los términos municipales de Salvacañete, Algarra y Casas de Garcimolina (Figura 33). Esta Zona de Especial Conservación se

caracteriza por sierras calizas de abundantes pinares y sabinares. Sus principales valores naturales son los recursos florísticos: pinares de pino negral y sabinares albares. En cuanto a la fauna las especies más características y peculiares son el gato montés (especie protegida), el tejón, la garduña, el azor y el gavián (especie protegida).

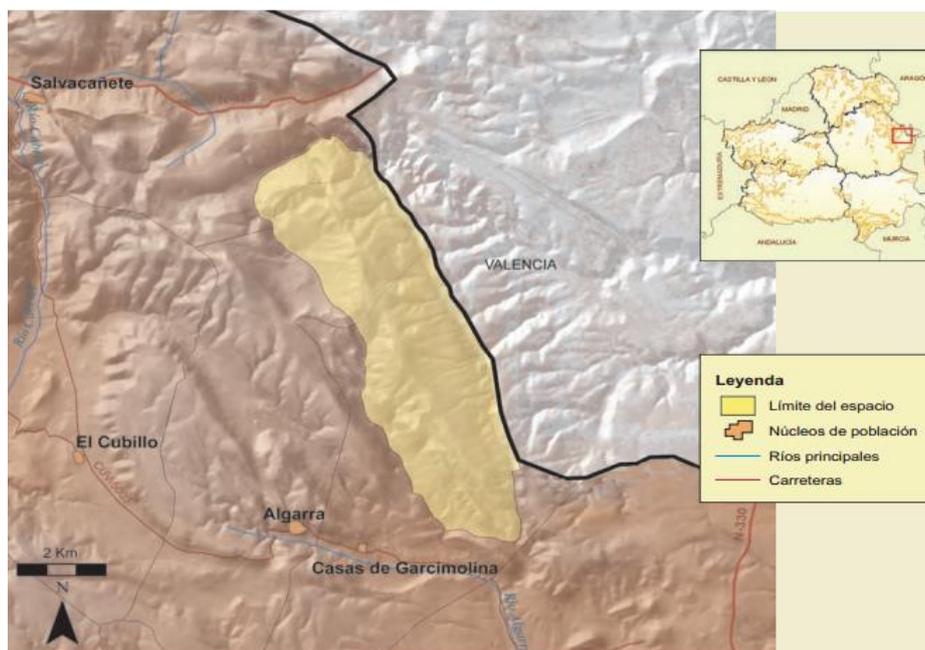


Figura 33. Sierra del Santerón. Fuente: [www.castillalamancha.es](http://www.castillalamancha.es)

#### Hoces del Cabriel, Guadazaón y Ojos de Moya

Se sitúa al este de las provincias de Albacete y Cuenca, en las comarcas de la Manchuela, la Serranía Alta y Media. Se extiende a lo largo de casi 200 km siguiendo principalmente el cauce del río Cabriel y sus afluentes. En la Figura 34 se aprecia la extensión de este área. Se caracteriza por una vegetación muy singular, con variaciones microclimáticas. Las aves importantes dentro de éste área son: águila culebrera, águila azor-perdicera, águila real, alimoche común, búho real, buitres leonados, chova piquirroja y halcón perdicero.



Figura 34. Hoces del Cabriel, Guadazaón y Ojos de Moya. Fuente: [www.castillalamancha.es](http://www.castillalamancha.es)

#### IBA

Además de los espacios Natura 2000 comentados anteriormente, en el término municipal se cuenta con la presencia del Área Importante para la Conservación de las Aves de los Montes Universales-Sierra de Albarracín, que ocupa la zona representada en la Figura 35. Estas áreas son conocidas como IBA (Important Bird Area). En esta área se cuenta con la presencia de dos importantes especies: el águila real y el águila calzada. Respecto a ambas especies el área está catalogada como una de las cinco más importantes en cada “región europea” albergando cifras importantes de dichas especies. En cuanto al águila real, el área se considera una de las más importantes para el país en las que está presente esta especie.

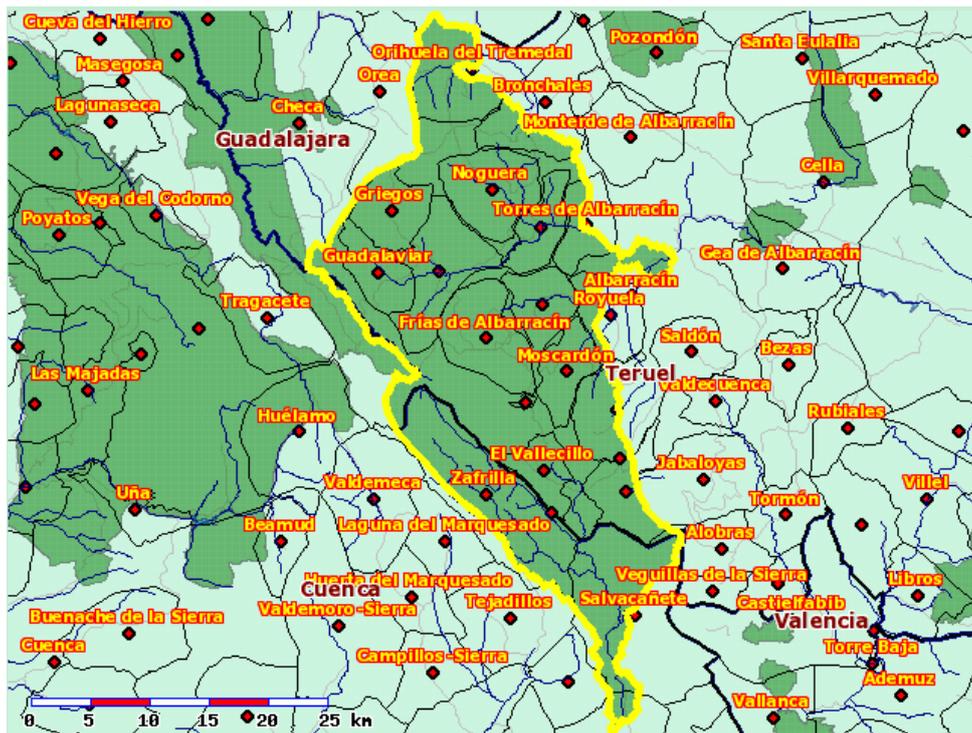


Figura 35. Zona IBA: Montes Universales-Sierra de Albarracín. Fuente: [www.seo.org](http://www.seo.org)

#### 8.2.4. Fauna

##### Aves

- Abubilla (*Upupa epops*)
- **Alimoche (*Neophron percnopterus*): Especie protegida**
- **Águila real (*Aquila chrysaetos*): Especie protegida**
- Avefría europea (*Vanellus vanellus*)
- **Búho real (*Bubo bubo*): Especie protegida**
- **Buitre leonado (*Gyps fulvus*): Especie protegida**
- Codorniz (*Coturnix coturnix*)
- Corneja (*Corvus corone*)
- Cuervo (*Corvus corax*)
- Gavilán (*Accipiter nisus*)
- Golondrina (*Hirundo rustica*)
- Grajilla (*Corvus monedula*)
- **Halcón peregrino (*Falco peregrinus*): Especie protegida**

- Jilguero (*Carduelis carduelis*)
- Lechuza (*Tyto alba*)
- Paloma torcaz (*Columba palumbus*)
- Tórtola común (*Streptopelia turtur*)
- Perdiz roja (*Alectoris rufa*)
- Urraca (*Pica pica*)
- Zorzal común (*Turdus philomelos*)

#### Animales terrestres: mamíferos

- Ciervo (*Cervus elaphus*)
- Conejo (*Oryctolagus cuniculus*)
- Corzo (*Capreolus capreolus*)
- Gamo (*Dama dama*)
- Jabalí (*Sus scrofa*)
- Liebre ibérica (*Lepus granatensis*)
- Tejón (*Meles meles*)
- Turón (*Mustela putorius*)
- Zorro (*Vulpes vulpes*)

#### **8.2.5. Flora**

- Carrasca castellana (*Quercus rotundifolia*)
- Quejigo (*Quercus faginea* subs. *Faginea*)
- Sabina albar (*Juniperus thurifera*)
- Pino albar (*Pinus sylvestris*)
- Pino carrasco (*Pinus halepensis*)
- Pino laricio (*Pinus nigra* subsp. *latisquama*)
- Pino negral o rodeno (*Pinus pinaster*)
- **Aliaga (*Genista pilosa*): Especie de Interés Especial en CLM (C.R.E.A.)**
- *Helianthemum origanifolium* subsp. *Conquense*
- **Alfileres de roca (*Erodium glandulosum*): Especie de Interés Especial en CLM (C.R.E.A.)**
- Geranio (*Geranium collinum*)

- ***Limonium sucronicum*: Vulnerable en la Lista Roja de Especies Amenazadas y Especie de interés especial en CLM (C.R.E.A.)**
- *Artemisia caerulescens subsp. Gallica*
- **Narcissus eugeniae: Especie Vulnerable en la Lista Roja de Especies Amenazadas**
- **Madreselva (*Lonicera splendida*): Especie de interés especial en CLM (C.R.E.A.)**
- ***Senecio auricula subsp. Castellanus*: Especie Vulnerable en la Lista Roja de Especies Amenazadas y Vulnerable en CLM (C.R.E.A.)**

### 8.3. FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS

De los 88 factores ambientales que presenta Leopold en su matriz se utilizarán aquellos que se ven potencialmente afectados por la integración del presente proyecto. Se detallan en la Tabla 25:

TABLA 25. Factores ambientales afectados. Fuente: Modificado de Evaluación de Impacto Ambiental de Domingo Gómez Orea y M<sup>a</sup> Teresa Gómez Villarino (2013).

Elemento Ambiental	Categoría	Atributo
Características físicas y químicas	Tierra	Suelos
		Geomorfología
	Agua	Calidad
		Nieve, hielo y heladas
	Atmósfera	Calidad
		Ruido
		Clima
		Temperatura
	Procesos	Erosión
		Compactación y asientos
Movimientos de aire		
Condiciones biológicas	Flora	Árboles, arbustos y hierbas
		Especies en peligro
	Fauna	Pájaros (aves)
		Animales terrestres
		Especies en peligro
Factores culturales	Usos del territorio	Pastos

		Espacios abiertos y salvajes
	Estéticos y de interés humano	Vistas panorámicas, paisajes, caza, otros

#### 8.4. VALORACIÓN DE IMPACTOS

Los impactos se caracterizan según una serie de atributos, definidos a continuación:

- Signo: alude al efecto beneficioso o perjudicial del impacto.
- Inmediatez: directo o indirecto. El efecto directo repercute inmediatamente sobre algún factor ambiental y el indirecto se origina debido a un efecto primario.
- Acumulación: simple o acumulativo. El efecto simple se presenta en un único componente ambiental sin más efectos repercusivos. El efecto acumulativo incrementa su gravedad conforme se prolonga la acción que lo genera.
- Sinergia: se produce cuando la coexistencia de varios efectos simples constituye un efecto mayor que su simple suma.
- Momento en el que se produce: corto plazo se refiere a que la manifestación se produce en un periodo anual, medio plazo, antes de cinco años, y largo plazo en un período mayor de cinco años.
- Persistencia: la alteración puede ser temporal o permanente.
- Reversibilidad: reversible o irreversible. Indica si el efecto puede ser asimilado por los procesos naturales o no.
- Recuperabilidad: recuperable o irrecuperable. Señala si el efecto puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana.
- Periodicidad: el efecto periódico aparece de manera regular, mientras que el periodo de aparición irregular surge de forma impredecible.
- Continuidad: el efecto continuo presenta una alteración constante y el discontinuo de forma intermitente.

Para determinar el índice de incidencia, se han de otorgar unos valores de importancia a cada uno de los atributos en función de la interacción del impacto con los factores ambientales. Para ello se hará uso de la siguiente tabla (Tabla 26) de códigos asignados a los atributos (Domingo Gómez Orea y M<sup>a</sup> Teresa Gómez Villarino, 2013):

TABLA 26. Códigos asignados a los atributos. Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental (2013)

ATRIBUTO	CARÁCTER DEL ATRIBUTO	CÓDIGO VALOR
Signo del efecto	Benéfico	+
	Perjudicial	-
	Indeterminado	X
Inmediatez	Directo	3
	Indirecto	1
Acumulación	Simple	1
	Acumulativo	3
Sinergia	Leve	1
	Media	2
	Fuerte	3
Momento	A corto plazo	3
	A medio plazo	2
	A largo plazo	1
Persistencia	Temporal	1
	Permanente	3
Reversibilidad	A corto plazo	1
	A medio plazo	2
	A largo plazo o irreversible	3
Recuperabilidad	Fácil	1
	Media	2
	Difícil	3

El índice de incidencia del impacto se calcula como el sumatorio del valor de los atributos:

$$I = \sum \text{Atributos} \quad (34)$$

Obtención del Índice de Incidencia estandarizado que será el valor que se ha de introducir en la Matriz de Leopold:

$$I_{\text{estandarizada}} = \frac{I - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} \quad (35)$$

$I_{\min}$  valor obtenido utilizando el valor menor de cada atributo,  $I_{\min} = 7$

$I_{\max}$  valor obtenido utilizando el valor mayor de cada atributo,  $I_{\max} = 21$

TABLA 27. Matriz de interacción entre factores ambientales y acciones.

FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS			ACTIVIDADES													Σ
			Fase de construcción						Fase de funcionamiento			Fase de abandono				
			Movimientos de tierras y acondicionamiento de la zona	Construcción y ampliación de vías de acceso	Construcción de la zanja de alta tensión para la evacuación de la electricidad	Cimentación	Transporte de los aerogeneradores	Montaje de los aerogeneradores	Operación de los aerogeneradores	Mantenimiento y supervisión	Transportes asociados al mantenimiento y supervisión	Desarme de equipos	Derribo de obras civiles	Rehabilitación de la zona		
			TIERRA	TIERRA	AGUA	AGUA	ATMÓSFERA	ATMÓSFERA	PROCESOS	PROCESOS	FLORA	FLORA	FAUNA	FAUNA	USOS DEL TERRITORIO	
	Suelo															
	Geomorfología															
	Calidad															
	Nieve, hielo y heladas															
	Calidad	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29			0,43	0,29	0,29				2,75
	Ruido	0,5	0,5	0,5	0,5	0,21	0,21	0,57		0,36	0,29	0,29				3,93
	Clima															
	Temperatura															
	Erosión	0,43	0,57	0,57												1,57
	Compactación y asentamientos	0,5	0,57	0,5	0,5	0,21	0,21			0,14						2,63
	Movimientos de aire							0,57								0,57
	Árboles, arbustos y hierbas	0,43	0,43	0,5								0,42	0,5	0,28		2
	Especies en peligro	0,5	0,5	0,5								0,28	0,42	0,14		2,06
	Avifauna	0,36	0,5	0,43	0,36	0,5	0,5	0,57				0,21	0,21	0,36		3,28
	Animales terrestres	0,43	0,29	0,29	0,43	0,29	0,36					0,43	0,36	0,42	0,28	3,02
	Especies en peligro	0,36	0,29	0,29	0,43	0,29	0,36					0,43	0,36	0,42	0,14	3,09
	Pastos															
	Espacios abiertos y salvajes															
	Vistas panorámicas, paisajes, caza, otros	0,5	0,42	0,42	0,57	0,28	0,28	0,5	0,28			0,14	0,14	0,28		3,25
	Σ	4,3	4,36	4,29	3,08	2,07	2,21	2,21	0,28	1,79	2,35	2,69	1,48			

	Importancia	Impacto
	Sin interacción	
	0 -0,3	Compatible
	0,31-0,6	Moderado
	0,61-0,8	Severo
	0,8-1	Crítico
	Efecto benéfico	

**Figura 36. Leyenda matriz de interacción entre factores ambientales y acciones.**

En la matriz se observa la interacción entre las acciones que tienen lugar durante las tres fases del proyecto y los factores ambientales relevantes para este estudio. Otorgándole a cada acción la importancia que tiene sobre el factor de estudio. En verde se representan las acciones que tienen un impacto positivo, y en las tonalidades rojas aquellas interacciones con efecto perjudicial, el grado del impacto se determina con la ayuda del Figura 36.

Los sumatorios representan numéricamente aquellos factores que se ven potencialmente más afectados, así como las actividades que generan mayor impacto a lo largo de la vida del proyecto.

Las actividades de la fase de construcción son las que mayor afección presentan pues deben preparar el terreno para albergar el parque.

Hay que remarcar que la magnitud o escala de cada impacto no se ha tenido en cuenta, por lo que estos se presentan mayorados.

## **8.5. INTERACCIONES Y MEDIDAS CORRECTORAS**

Los impactos obtenidos en la matriz son impactos compatibles, es decir, la recuperación es inmediata tras el cese de la actividad, e impactos moderados, que son aquellos cuya recuperación se produce a largo plazo si no se utilizan medidas correctoras, y con el uso de estas el impacto se corrige a corto plazo.

A continuación se esbozan algunas medidas protectoras y correctoras, con la intención de que la recuperación se consiga a corto plazo y sin olvidar que el impacto sería corregido sin necesidad de ellas en un período de tiempo mayor.

### **8.5.1. Fauna**

Para mitigar el impacto sobre la fauna se evitará la creación de vías de acceso en aquellas zonas que sean vereda de paso de los animales terrestres.

Respecto a las especies protegidas no se ven potencialmente afectadas, pues su hábitat primordial se encuentra dentro de los espacios Red Natura del término.

### 8.5.2. Flora

En la fase de rehabilitación se procederá a la reforestación de la zona afectada por el proyecto. Al igual que ocurre con las especies protegidas animales, las especies vulnerables y/o de interés especial en Castilla-La Mancha concentran su población en las áreas Red Natura que ocupan el término municipal, por lo que con la implantación del parque su hábitat no es perjudicialmente dañado.

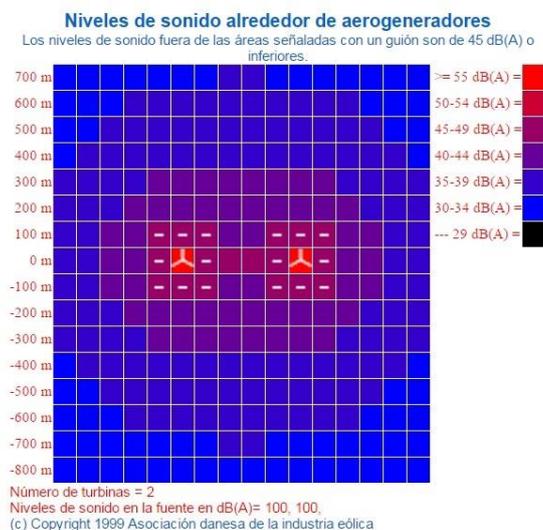
### 8.5.3. Ruido

El modelo de aerogenerador escogido presenta un sistema integrado de control de ruidos de Gamesa para la disminución de la contaminación acústica.

Se ha realizado una simulación de los niveles de ruido en las contigüidades de los aerogeneradores, llegando a la conclusión de que se respetarán los niveles de ruido exigidos en las viviendas.

Los niveles de sonido alrededor de los aerogeneradores se han calculado gracias al Programa de cálculo del mapa de sonido de WindPower.

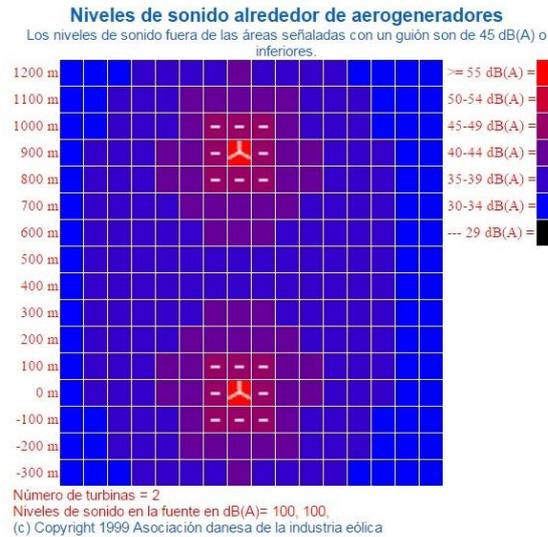
Se ha calculado la influencia que tienen entre sí dos aerogeneradores separados 400m, que es la mínima distancia de separación entre los aerogeneradores del parque (Figura 37). Se observa como los niveles de ruido emitidos por cada aerogenerador se suman. Pese a esta suma, el nivel de sonido a una distancia de unos 300m se estima inferior a 40dB(A).



**Figura 37. Niveles de sonido alrededor de dos aerogeneradores separados 400 m. Fuente: [www.windpower.org](http://www.windpower.org)**

En la Figura 38 se ha estimado la distancia entre las turbinas a la cual el influjo del nivel sonoro entre ellas genera un sonido inferior a 40dB(A). Esta distancia son aproximadamente 700m. Es decir, a una

distancia de separación de unos 700m no se genera un área crítica entre los aerogeneradores de un nivel de sonido superior a 45dB(A), como sucedía con un espacio de 400m.



**Figura 38. Niveles de sonido alrededor de dos aerogeneradores separados 700 m. Fuente: [www.windpower.org](http://www.windpower.org)**

En la Tabla B del Anexo II. “Objetivos de calidad acústica” del RD 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas, establece como objetivo de calidad acústica para ruido aplicable al espacio interior habitable de edificaciones destinadas a vivienda un índice de ruido de 45dB.

Por lo que se deduce que los aerogeneradores instalados no ejercerán una influencia significativa en los niveles de ruido de los núcleos de población cercanos al parque. Respetando siempre la calidad acústica para las viviendas.

#### 8.5.4. Factores de interés estético y humano

El impacto visual y paisajístico es inevitable. Por ello la principal tarea es lograr la concienciación de la población sobre la necesidad del fomento de esta energía, para ello se realizarán visitas guiadas al parque así como charlas informativas sobre este, y se colocará tanto la señalización correspondiente como paneles informativos.

En la fase de abandono tanto los aerogeneradores como las obras civiles son eliminados de la zona, por lo que este impacto desaparece.

### **8.5.5. Geología**

Se realizará un estudio específico para llevar a cabo la fase de construcción, fase en la que mayor afección se produce sobre la geología. En dicho estudio se dictaminará qué solución es la más idónea para la minimización de estos impactos.

Para reducir la compactación del suelo y los asentamientos, se utilizarán todas aquellas vías de acceso existentes que puedan ser aprovechadas con la correspondiente adecuación a las necesidades actuales.

En cuanto a los movimientos de aire generados por la operación de los aerogeneradores, tan solo producen turbulencias.

### **8.5.6. Calidad atmosférica**

Durante la fase de construcción y en todos los procesos en los que se precise de transporte, se emiten a la atmósfera partículas contaminantes por lo que aumenta la concentración de estos.

Para reducir la emisión de contaminantes, se utilizarán vehículos con un índice bajo de consumo de combustible y se restringirá su uso a lo estrictamente necesario. En cuanto al transporte relacionado con las tareas de mantenimiento y supervisión, se instruirá a los operarios en el uso eficiente de vehículos.

## **8.6. CONCLUSIONES**

Se concluye que el impacto generado por la realización del proyecto es un impacto MODERADO. Esto es debido sobre todo a que la mayoría de los impactos generados durante la fase de construcción y funcionamiento son impactos moderados cuya recuperación, si no se ha producido durante la fase de funcionamiento del parque, se produce en la etapa de rehabilitación de la zona en la fase de abandono.

Como se ha comentado anteriormente, las alternativas del parque ya han sido consideradas durante la realización de todo el proyecto con el estudio del emplazamiento, para maximizar la producción de energía. Por lo que no se ha realizado en este capítulo dicho estudio, aunque si se dispusiera de espacio y tiempo debería considerarse.

## **CAPÍTULO 9. VIABILIDAD ECONÓMICA**

Para la realización de la viabilidad económica se tomarán como referencia los datos aportados por el PER 2011-2020. Y se utilizará la herramienta informática RETScreen de amplio uso docente para la obtención de resultados. Así como los parámetros establecidos por el Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Se realizarán varias hipótesis para comprobar si el proyecto es viable, variando tasa de inflación y financiación. La vida útil del proyecto son 20 años, según marca el Real Decreto.

Los costos iniciales y la parte de los costos anuales fijos, se mantendrán inalterados en todas las hipótesis consideradas.

### **9.1. COSTOS INICIALES**

Los costes iniciales del proyecto, es decir, la inversión necesaria para la realización de las fases creativas y de transformación hasta la puesta en marcha del parque, se resumen en la Tabla 28:

TABLA 28. Costes iniciales del proyecto.

<b>Aerogeneradores</b>	60.000.000 €
<b>Sistema Eléctrico</b>	8.100.000 €
<b>Obra civil</b>	6.600.000 €
<b>Ingeniería</b>	4.900.000 €
<b>TOTAL</b>	<b>79.600.000 €</b>

## 9.2. COSTOS ANUALES FIJOS

Los costes anuales fijos incluyen repuestos, el salario de los empleados cuya labor es el mantenimiento y la supervisión de los aerogeneradores, y el gasto debido al transporte de los trabajadores. Esto hace una suma de 70.000 € anuales. La parte variable de los costos anuales se verá influenciada en el caso de pedir financiación para el proyecto.

## 9.3. RENTA ANUAL

Se ha calculado la tarifa de exportación de la electricidad a partir de las ecuaciones y parámetros facilitados en el Real Decreto 413/2014.

$$\text{Tarifa de exportación} = \frac{\text{Retribución Específica} + \text{Precio de Mercado}}{\text{Energía Producida Anual}} \quad (36)$$

Dónde:

$$\begin{aligned} & \text{Retribución Específica} \\ = R_{inv} * \text{Potencia Instalada} + R_o * \text{Energía Producida Anual} \end{aligned} \quad (37)$$

Para este tipo de instalación, clasificado como IT-00665 en dicho Real Decreto, los valores de los parámetros son los siguientes:

$$R_{inv} = 101240 \text{ €/MW}$$

$$R_o = 0 \text{ €/MW}$$

$$\text{Precio de Mercado} = 42,22 \text{ €/MWh}$$

Por lo que se obtiene una tarifa de exportación de la electricidad en este parque eólico de 78,78 €/MWh.

## 9.4. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero se ha realizado considerando una relación de deuda del 80 %.

Dentro de esta hipótesis se considerará la variación de la tasa de inflación, suponiendo valores del 2, 2,5 y 3 %. Los resultados se han recogido en la Tabla 29.

TABLA 29. Viabilidad financiera del proyecto.

<b>Tasa de inflación (%)</b>	<b>TIR después de impuestos (%)</b>	<b>VAN (€)</b>
2	28,1	40.733.948
2,5	28,1	40.701.366
3	28,1	40.666.844

## 9.5. CONCLUSIONES

En cualquiera de los escenarios analizados, la variación de la tasa de inflación el VAN oscila entre intervalos de 100.000 €, que no es un valor determinante dentro de los niveles de costes.

Debido a la gran inversión de este tipo de proyectos, lo general es pedir una deuda de un valor muy considerable, entre 70 u 80 % es adecuada. Adecuado a su vida útil de 20 años, marcada por el Real Decreto 413/2014, se han considerado diferentes hipótesis en cuanto al comportamiento de la tasa de inflación.

Con todos estos estudios se concluye que el proyecto es viable con un valor acumulable neto positivo de valor igual o superior a 40.666.844 €, dependiendo del comportamiento de la tasa de inflación, y una tasa interna de rentabilidad después de impuestos del 28 %.

## **CAPÍTULO 10. CONCLUSIONES**

El primer estudio realizado, la evaluación y caracterización del potencial eólico disponible dentro del término municipal de Salvacañete, ha dado como resultado tres zonas posibles para albergar el parque, que presentan una densidad eólica superior a  $80 \text{ W/m}^2$ . Para este análisis, se han desestimado las zonas pertenecientes a Red Natura 2000 e IBAS, así como los núcleos urbanos y carreteras.

En función de la energía producida en cada emplazamiento se han elegido dos de las zonas y un modelo de aerogenerador de 93 metros de altura de torre y 114 metros de diámetro.

Con el estudio del potencial eólico, las características y disposición de los aerogeneradores se ha logrado diseñar un parque eólico que genera anualmente 146.299,32 MWh de energía. Las horas equivalentes de funcionamiento del parque son 2925, superiores al mínimo de 2500 h que hace referencia el PER 2011-2020. Este buen rendimiento del parque se debe a la ubicación de los aerogeneradores en aquellos emplazamientos en los que se obtiene mayor factor de carga.

En el Estudio de Impacto Ambiental se ha llegado a la conclusión de que el proyecto es moderado. Esto es debido a que las interacciones entre las actividades del proyecto y los factores ambientales son moderadas o compatibles, es decir, la recuperación del factor ambiental afectado se produce a largo plazo si no se utilizan medidas correctoras, y con la utilización de estas, la recuperación se produce a corto plazo. Además, la interacción del proyecto con la red de áreas protegidas es mínima, pues se han excluido estas zonas del estudio del recurso eólico para el emplazamiento de los aerogeneradores.

La viabilidad económica estima que el proyecto es rentable en términos económicos. El valor actual neto del proyecto de 40.666.844 € solicitando una financiación del 80 % y la tasa interna de rentabilidad es del 28 %.

## **CAPÍTULO 11. REFERENCIAS**

- Asociación Empresarial Eólica (AEE). (2015). [www.aeeolica.org](http://www.aeeolica.org)
- Catálogo GAMESA. (2015). 2.0-2.5MW.
- Catálogo MESA. (2013). Celdas para parques eólicos.
- Catálogo Prysmian. (2014). Cables y accesorios para media tensión.
- Danish Wind Industry Association. [www.windpower.org](http://www.windpower.org)
- Domingo Gómez Orea y M<sup>a</sup> Teresa Gómez Villarino. (2013). Evaluación de Impacto Ambiental. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.
- José Roger Folch, Martín Riera Guasp y Carlos Roldán Porta. (2010). Tecnología Eléctrica. Madrid: Síntesis, D.L.
- Instituto Nacional de Estadísticas (INE). [www.ine.es](http://www.ine.es)
- Miguel Villarrubia López. (2012). Ingeniería de la Energía Eólica. Barcelona: Marcombo.
- Norma UNE 211435:2011. (2011). Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica.
- Plan Eólico de Castilla-La Mancha Horizonte 2014. (2011).
- Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. (2011). Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- Sociedad Española de Ornitología (SEO BirdLife). [www.seo.org](http://www.seo.org)
- The European Wind Energy Association (EWEA). [www.ewea.org](http://www.ewea.org)
- Web oficial del gobierno autonómico de Castilla-La Mancha. [www.castillalamancha.es](http://www.castillalamancha.es)

Documento nº2:  
**PRESUPUESTO**



## **PRESUPUESTO PARQUE EÓLICO 50 MW**

### **CAPITULO 01. AEROGENERADORES**

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C01.1.	25	Ud. De	Aerogenerador de 2.0MW, de 93 m de altura de torre y un diámetro de rotor de 114 m. Generador doblemente alimentado y multiplicadora tipo una etapa planetaria y dos etapas de ejes paralelos con un ratio 1:128,5 (50Hz).	2.400.000,00 €	60.000.000,00 €
					<u>60.000.000,00 €</u>
<b><u>TOTAL CAPÍTULO 01. AEROGENERADORES</u></b>					<b>60.000.000,00 €</b>

### **CAPITULO 02. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA**

#### **Subcapítulo 02.1. Celdas de distribución**

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C02.1.1.	20	Ud. De	Celda de 36 kV de tensión asignada con configuración intermedia, compuesta por tres módulos: 0L (Función de remonte), 1L (Función de maniobra con interruptor-seccionador ) y 1A (Función de protección con interruptor automático)	8.836,62 €	176.732,40 €
C02.1.2.	5	Ud. De	Celda de 36 kV de tensión asignada con configuración de final de línea, compuesta por dos módulos: 0L (Función de remonte) y 1L (Función de protección con interruptor automático).	6.573,02 €	32.865,10 €
					<u>209.597,50 €</u>

**Subcapítulo 02.2. Subestación transformadora**

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C02.2.1.	1	Ud. De	Subestación transformadora	2.700.000,00 €	2.700.000,00 €
C02.2.2.	17	km	Línea aérea de alta tensión a punto de conexión a red A.T. de REE.	120.000,00 €	2.040.000,00 €
					4.740.000,00 €

**Subcapítulo 02.3. Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada**

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C02.3.1.	23.479	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1, con conductor de aluminio, de 150 mm <sup>2</sup> , incluso p.p. conexiones, arquetas...	106,33 €	2.496.522,07 €
C02.3.2.	1.418	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1, con conductor de aluminio, de 240 mm <sup>2</sup> , incluso p.p. conexiones, arquetas...	128,95 €	182.856,77 €
					2.679.378,84 €

**TOTAL CAPITULO 2. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA**

7.628.976,34 €

**CAPITULO 3. OBRA CIVIL**

**Subcapítulo 03.1. Movimientos de tierras y acondicionamiento de la zona**

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C03.1.1	60.000	m2	Despeje y desbroce del terreno	0,68 €	40.800,00 €

Diseño de un parque eólico de 50 MW en el municipio de Salvacañete (Cuenca)

---

C03.1.2.	140	Ud. De	Desmante de árbol con tocón, incluso tala de ramas, troceado con medios mecánicos y la retirada de material, sin incluir la carga y transporte.	122,10 €	17.094,00 €
C03.1.3.	6.200	m3	Excavación a cielo abierto en tierras para desmante de terreno realizado con medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10km.	2,74 €	16.988,00 €
C03.1.4.	44.000	m3	Relleno y extendido de tierras propias con medios mecánicos en capas de 25cm de espesor máximo, incluido el riego y compactación con grado de 95% del Proctor normal.	5,84 €	256.960,00 €
					<u>331.842,00 €</u>

**Subcapítulo 03.2. Construcción y ampliación de vías de acceso**

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C03.2.1.	26.000	m3	Excavación a cielo abierto en tierras para desmante de terreno realizado con medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10km.	2,74 €	71.240,00 €
C03.2.2.	492.000	m2	Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza y ejecución en cuatro fases.	6,56 €	3.227.520,00 €
C03.2.3.	48.900	m3	Relleno drenante realizado a base de capas de grava de distintas granulometrías, todo ello compactado mediante bandeja vibratoria en tongadas de 20 cm, sin incluir excavación de zanja.	19,55 €	955.995,00 €
					<u>4.254.755,00 €</u>

**Subcapítulo 03.3. Cimentación y plataforma de montaje**

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C03.3.1.	14.062	m3	Excavación a cielo abierto en tierras para vaciado de sótano de hasta 3m de profundidad realizada con medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o transporte a vertedero a una distancia menor de 10 km. Dimensiones 15x15x2,5	3,28 €	46.123,36 €
C03.3.2.	15.000	m3	Suministro y vertido de hormigón HA-40/B/20/lib+Qa preparado en central, para hormigonado de zapatas y riostras, vertido mediante bomba, incluido vertido, vibrado y curado del hormigón según EHE-08, DB SE-C del CTE y NTE-CS.	127,50 €	1.912.500,00 €
					<u>1.958.623,36 €</u>

**Subcapítulo 03.4. Zanja de media tensión para la evacuación de la electricidad**

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C03.4.1.	15.600	m3	Excavación de zanja entibada en tierras realizada mediante medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10km. Dimensiones 26000mx1mx0,6m	7,51 €	117.156,00 €
C03.4.2.	7.020	m3	Relleno de zanja con arena.	16,19 €	113.653,80 €
C03.4.3.	8.580	m3	Relleno de zanja con tierra propia de excavación.	1,53 €	13.127,40 €
C03.4.4.	26.000	m2	Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza y ejecución en cuatro fases.	6,56 €	170.560,00 €
					<u>414.497,20 €</u>
<b>TOTAL CAPITULO 3. OBRA CIVIL</b>					<u>6.959.717,56 €</u>

**CAPITULO 04. INGENIERÍA**

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P.Unitario	P.Total
C04.1.	1	Ud. De	Estudio de viabilidad.	500.000,00 €	500.000,00 €
C04.2.	1	Ud. De	Proyecto de diseño.	1.500.000,00 €	1.500.000,00 €
C04.3.	1	Ud. De	Dirección de obras.	2.900.000,00 €	2.900.000,00 €
					<u>4.900.000,00 €</u>
<b><u>TOTAL CAPITULO 4. INGENIERÍA</u></b>					<b>4.900.000,00 €</b>

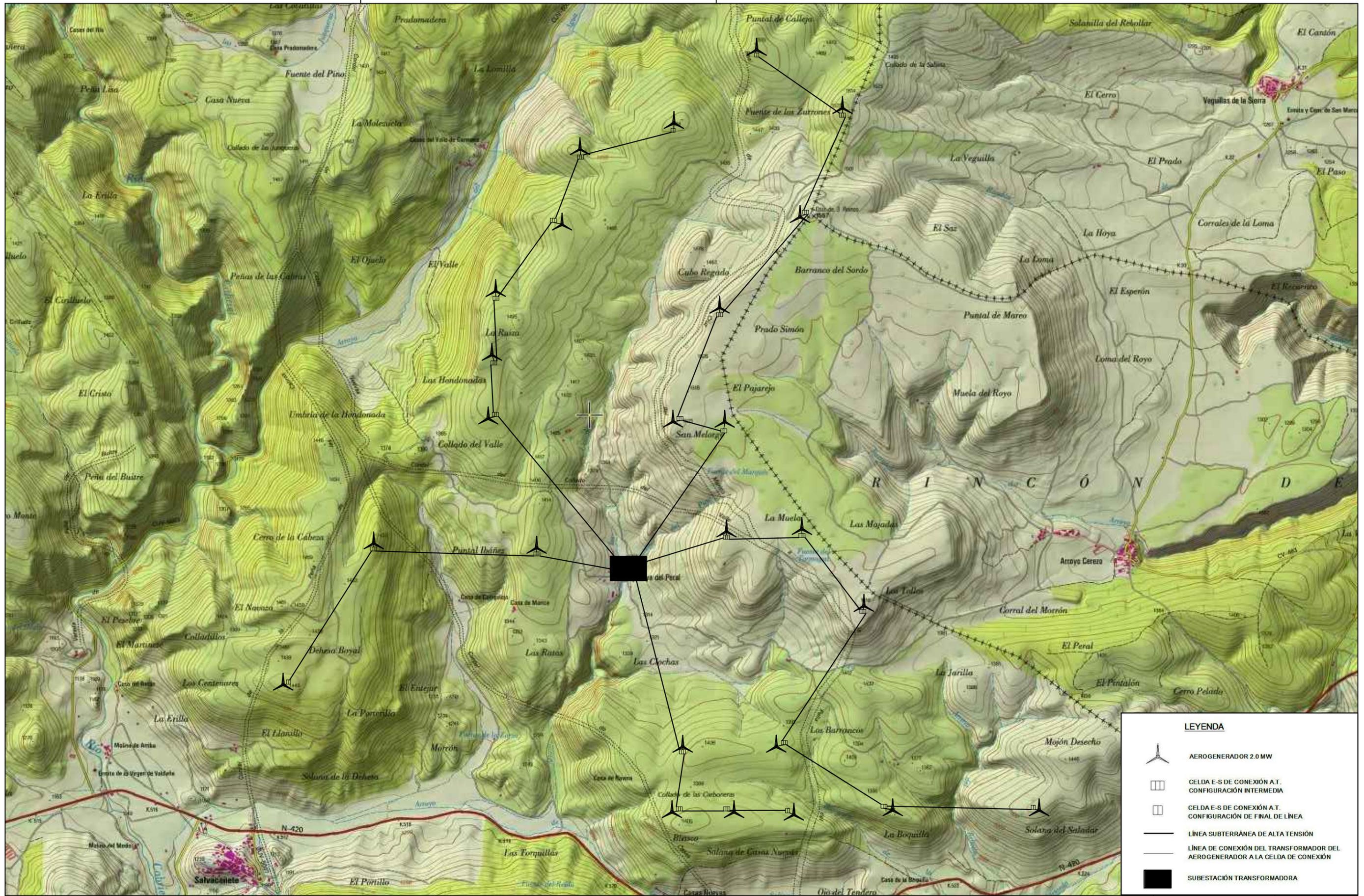
**RESUMEN PRESUPUESTO PARQUE EÓLICO 50 MW**

TOTAL CAPITULO 1. AEROGENERADORES	60.000.000,00 €
TOTAL CAPITULO 2. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	7.628.976,34 €
TOTAL CAPITULO 3. OBRA CIVIL	6.959.717,56 €
TOTAL CAPITULO 4. INGENIERÍA	4.900.000,00 €
<b><u>TOTAL PRESUPUESTO</u></b>	<b><u>79.488.693,90 €</u></b>



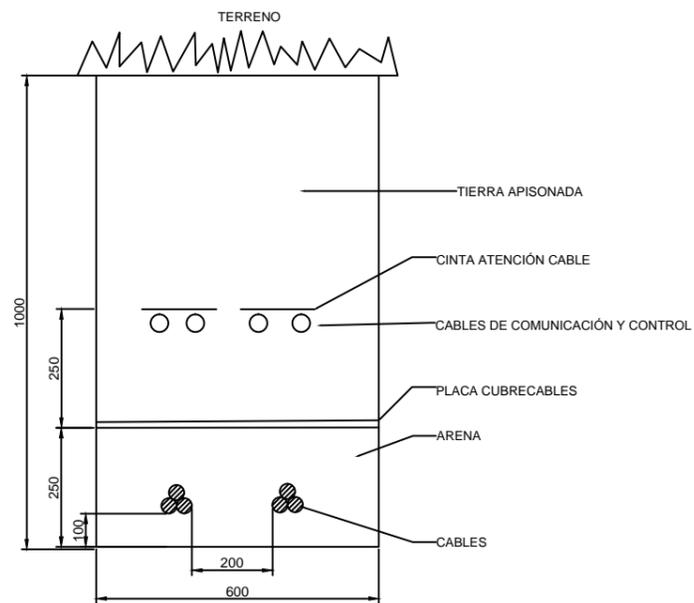
Documento nº3:

PLANOS

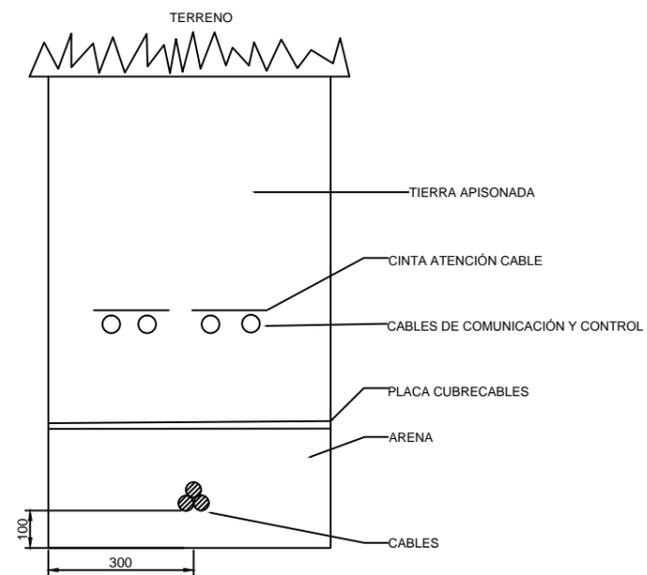


**LEYENDA**

-  AEROGENERADOR 2.0 MW
-  CELDA E-S DE CONEXIÓN A.T. CONFIGURACIÓN INTERMEDIA
-  CELDA E-S DE CONEXIÓN A.T. CONFIGURACIÓN DE FINAL DE LÍNEA
-  LÍNEA SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN
-  LÍNEA DE CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR DEL AEROGENERADOR A LA CELDA DE CONEXIÓN
-  SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA

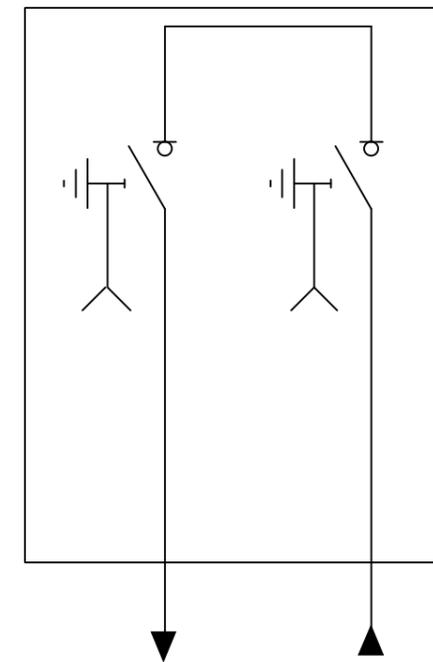


LÍNEA SUBTERRÁNEA DE A.T.  
TENDIDO DE CABLES DE  
SECCIÓN 2X150 mm<sup>2</sup>



LÍNEA SUBTERRÁNEA DE A.T.  
TENDIDO DE CABLES DE  
SECCIÓN 150, 240 mm<sup>2</sup>

0L + 1A



0L + 1L + 1A

