



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ESTUDIO DE LA REPOTENCIACIÓN DEL PARQUE
EÓLICO "MAZORRAL Y RAJOLA" SITUADO EN LA
COMARCA DEL ALTO PALANCIA.
VIABILIDAD ECONÓMICA Y ESTUDIO DE
IMPACTO AMBIENTAL

AUTOR: GRANDE RAMÍREZ, JORGE

TUTOR: GALLARDO BERMELL, SERGIO

Curso Académico: 2015/2016

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la
comarca del Alto Palancia

AGRADECIMIENTOS

A mi tutor, el profesor Sergio Bermell Gallardo por ayudarme en la realización de este trabajo y despertar en mí el interés por la energía eólica y, en concreto, el campo de estudio que aquí se aborda.

A mis amigos, por estar siempre animándome y hacer menos duras las horas en la biblioteca.

Y sobretodo, a mi familia, por creer en mí en los buenos y en los malos momentos, por alegrarse por cada aprobado y apoyarme en cada suspenso. Sin ellos nada de esto hubiera sido posible, todo lo que soy es gracias a ellos.

RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Grado tiene el objetivo de estudiar la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia, utilizando aerogeneradores de mayor potencia unitaria. Se basa en el estudio del recurso eólico actual y el aprovechamiento que hace el parque de él desde el punto de vista energético. Se caracteriza la comarca y la ubicación de los aerogeneradores del actual parque, argumentando la necesidad de repotenciar dicha instalación. Se utiliza la herramienta del Atlas Eólico para la caracterización del recurso eólico existente, y así estimar la producción actual de energía, el número de horas equivalentes del parque y el factor de carga de cada una de las ubicaciones. Posteriormente, se elige una serie de aerogeneradores con características aptas para la zona de estudio. Así mismo, se estudia toda el área donde se localizan los actuales aerogeneradores y encontrar ubicaciones con mayor recurso eólico. Se calcula la producción neta de energía en puntos representativos de la zona y se escoge el que mayor factor de carga obtiene. A continuación, se proponen varias alternativas para la configuración del nuevo parque, respetando las limitaciones propias de un parque eólico, minimizando las pérdidas por efecto parque. Se estima la producción de energía y se propone un diseño de instalación eléctrica. Para escoger la alternativa idónea se elabora un estudio de viabilidad económica mediante la herramienta informática RETScreen. Para la estimación de los costes del proyecto se utiliza como referencia el documento PER del IDAE. Finalmente se elabora un estudio de Impacto Ambiental y un presupuesto del nuevo parque.

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

RESUM

Aquest Treball de Fi de Grau té l'objectiu d'estudiar la repotenciació del parc eòlic “Mazorral y Rajola” situat a la comarca de l'Alt Palància, utilitzant aerogeneradors de major potència unitària. Es basa en l'estudi del recurs eòlic actual i l'aprofitament que fa d'ell el parc des del punt de vista energètic. Es caracteritza la comarca i la ubicació dels aerogeneradors de l'actual parc eòlic, argumentant la necessitat de repotenciar aquesta instal·lació. S'utilitza la ferramenta de l'Atlas Eòlic per a la caracterització del recurs eòlic existent, i així estimar la producció actual de energia, el nombre d'hores equivalent del parc i el factor de càrrega de cadascuna de les ubicacions. Posteriorment, es tria una sèrie d'aerogeneradors amb característiques aptes per a la zona d'estudi. Així mateix, s'estudia tota l'àrea on es localitzen els actuals aerogeneradors i trobar ubicacions amb major recurs eòlic. Es calcula la producció neta de energia en punts representatius de la zona i es tria el que major factor de càrrega obté. A continuació, es presenten diverses alternatives per a la configuració del nou parc, respectant les limitacions pròpies d'un parc eòlic, minimitzant les pèrdues per efecte parc. S'estima la producció d'energia i es proposa un disseny d'instal·lació elèctrica. Per a escollir l'alternativa idònia s'elabora un estudi de viabilitat econòmica mitjançant la ferramenta informàtica RETScreen. Darrerament s'elabora un estudi d'Impacte Ambiental i un pressupost del nou parc.

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

ABSTRACT

This Final Project aims to study the repowering of the “Mazorral y Rajola” wind farm which is located in the Alto Palancia region, using higher unitary power wind turbines. It is based on the current wind resource and the exploitation made by the current farm, from an energetic point of view. The region and location of the current farm are characterized arguing the repowering needed. Moreover, the Wind Atlas of Spain is used to characterize the current wind resource and thus estimate the current power production, the farm’s equivalent number of hours and the load factor from each location. Furthermore, a set of wind turbines are to be chosen with suitable characteristics that fit with the study area. Likewise, the nearby area where the current wind turbines are located is studied in order to find higher wind resource locations. Net energy production has been calculated on several representative points from the area in order to choose the higher load factor wind turbine. Then, several alternatives of the farm configuration are shown, all of them attending the typical wind farms restrictions and requirements in order to minimize park effect losses. As a result, energy production is estimated and an electric installation design is proposed. A study of economic viability has been made to choose the suitable alternative, using the computer tool RETScreen. Last but not least, an Environmental Impact feasibility study and a Budget are made.

Key words: wind farm, renewable energies, repowering, environmental impact, economic viability.

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

Memoria
Presupuesto
Anexos

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. Objeto del Trabajo de Fin de Grado	1
2. Justificación	2
3. Normativa aplicable	3
3.1. Normativa internacional	3
3.2. Normativa comunitaria	3
3.3. Normativa nacional	3
3.4. Normativa autonómica	4
4. Introducción	5
4.1. Situación actual de la Energía Eólica en España	5
4.2. Contexto del parque eólico “Mazorral y Rajola”	5
4.3. Potencial eólica de la comarca del Alto Palancia	7
4.4. Instalaciones eólicas de la comarca del Alto Palancia	7
4.5. Necesidad de repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola”	9
5. Caracterización del recurso eólico en el Alto Palancia	10
5.1. Introducción	10
5.2. Atlas Eólico Español	10
5.3. Caracterización del recurso eólico en el parque eólico “Mazorral y Rajola”	11
5.4. Distribución de Weibull	15
5.5. Rugosidad del terreno	17
5.6. Perfil del viento	18
5.7. Caracterización del aerogenerador	20

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la
comarca del Alto Palancia

5.8. Producción de energía en el parque eólico “Mazorral y Rajola”	21
5.9. Número de horas equivalentes y Factor de Carga	23
5.9.1. Pérdidas por “efecto parque”	25
5.9.2. Pérdidas por disponibilidad	26
5.9.3. Pérdidas eléctricas	26
5.9.4. Pérdidas varias	26
5.10. Rosa de Vientos	26
6. Elección del aerogenerador	29
6.1. Introducción	29
6.2. Elección de aerogeneradores	29
6.3. Estudio de la zona del Alto del Mazorral y el Cerro Rajola	31
7. Configuración del parque	41
7.1. Introducción	41
7.2. Limitaciones en la configuración del parque	41
7.3. Estudio de alternativas	42
7.3.1. Alternativa 1: Mantener la potencia instalada en el parque	43
7.3.2. Alternativa 2: Aumentar la potencia del parque	46
7.4. Instalación eléctrica del parque	49
7.4.1. Cálculo de intensidades nominales	49
7.4.2. Niveles de aislamiento del cable	50
7.4.3. Elección de la sección del conductor	51
7.4.3.1. Dimensionamiento de conductores por criterio térmico	51
7.4.3.2. Características del cable elegido	56
7.4.3.3. Dimensionamiento de conductores por criterio de caída de tensión	57
7.4.4. Subestación transformadora	61
8. Viabilidad económica	62
8.1. Introducción	62
8.2. Viabilidad económica de la Alternativa 1	63
8.2.1. Renta Anual de la Alternativa 1	64
8.2.2. Análisis financiero de la Alternativa 1	65
8.3. Viabilidad económica de la Alternativa 2	67
8.3.1. Renta Anual de la Alternativa 2	68
8.3.2. Análisis financiero de la Alternativa 2	68

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

8.4. Conclusiones	71
9. Impacto ambiental	72
9.1. Necesidad del estudio de Impacto Ambiental	72
9.2. Descripción del proyecto	73
9.3. Inventario Ambiental	74
9.4. Factores ambientales afectados	74
9.5. Valoración de impactos	74
9.6. Interacciones y medidas correctoras	77
9.6.1. Fauna	77
9.6.2. Flora	78
9.6.3. Factores de interés estético y humano	78
9.6.4. Geología	78
9.6.5. Calidad atmosférica	78
9.7. Conclusiones	78
10. Conclusiones	79
11. Bibliografía	80

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

Capítulo 01: Aerogeneradores	1
Capítulo 02: Obra civil e Ingeniería	1
Subcapítulo 02.1. Ingeniería	1
Subcapítulo 02.2. Movimientos de tierras y acondicionamiento de la zona	2
Subcapítulo 02.3. Cimentación y plataforma de montaje	2
Capítulo 03: Instalación eléctrica	3
Capítulo 04: Subestación y conexión eléctrica	3
Resumen Presupuesto Repotenciación	4

ÍNDICE DEL ANEXO

Anexo 1: Inventario Ambiental del Alto Palancia	1
1. Clima	1
2. Hidrología	1
3. Áreas Protegidas	1
4. Fauna	6
5. Flora	8
6. Poblaciones	9
7. Vías de comunicación e infraestructuras	10
8. Patrimonio cultural	11
Anexo 2: Factores ambientales afectados	12
Anexo 3: Código de atributos de la Matriz de Leopold	13

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Zonas Eólicas (Fuente: IVACE)	6
Figura 2. Relieve del Alto Palancia (Fuente: El Alto Palancia)	6
Figura 3. Localización de los Parques Eólicos de la comarca del Alto Palancia (Fuente: Google Earth©)	8
Figura 4. Vista del Parque Eólico “Mazorral y Rajola” (Alto del Mazorral) (Fuente: Diario El Mundo)	9
Figura 5. Captura de pantalla de la herramienta web del Atlas Eólico (Fuente: Atlas Eólico)	10
Figura 6. Vista Satélite del Alto del Mazorral (Fuente: Google Earth©)	11
Figura 7. Localización de los aerogeneradores en el Alto del Mazorral (Fuente: Atlas Eólico)	12
Figura 8. Vista satélite del Cerro Rajola (Fuente: Google Earth©)	13
Figura 9. Localización de los aerogeneradores en el Cerro Rajola (Fuente: Atlas Eólico)	14
Figura 10. Datos del punto 1 del Cerro Rajola (Fuente: Atlas Eólico)	15
Figura 11. Interpolación de c y k para 65 m en el punto 1 del Cerro Rajola	16
Figura 12. Distribución de Weibull a 65 m para el punto 1 del Cerro Rajola	17
Figura 13. Perfil de viento para el punto 1 del Cerro Rajola	18
Figura 14. Perfil de viento del Cerro Rajola	19
Figura 15. Perfil de viento del Alto del Mazorral	19
Figura 16. Curva de potencia del Gamesa G-57 (Fuente: Gamesa© y The Wind Power)	21
Figura 17. Producción por aerogenerador en el Alto del Mazorral	22
Figura 18. Producción por aerogenerador en el Cerro Rajola	23
Figura 19. Localización de los datos de la Rosa de Vientos (Fuente: Atlas Eólico)	27
Figura 20. Rosa de Vientos para Frecuencia, Velocidad y Potencia en el Alto del Mazorral (Fuente: Atlas Eólico)	27
Figura 21. Rosa de Vientos para Frecuencia, Velocidad y Potencia en el Cerro Rajola (Fuente: Atlas Eólico)	28
Figura 22. Mallado de la zona del Alto del Mazorral (Fuente: Atlas Eólico)	32
Figura 23. Mallado de la zona del Cerro Rajola (Fuente: Atlas Eólico)	32
Figura 24. Producción de energía de la malla en el Alto del Mazorral con el modelo Gamesa G106	33

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Figura 25. Producción de energía de la malla en el Alto del Mazorral con el modelo Gamesa G80	33
Figura 26. Producción de energía de la malla en el Cerro Rajola con el modelo Gamesa G106	34
Figura 27. Producción de energía de la malla en el Cerro Rajola con el modelo Gamesa G80	34
Figura 28. Producción de energía de la malla en el Alto del Mazorral con el modelo Gamesa G106 (Fuente: Atlas Eólico)	35
Figura 29. Producción de energía de la malla en el Alto del Mazorral con el modelo Gamesa G80 (Fuente: Atlas Eólico)	35
Figura 30. Producción de energía de la malla en el Cerro Rajola con el modelo Gamesa G106	36
Figura 31. Producción de energía de la malla en el Cerro Rajola con el modelo Gamesa G80	36
Figura 32. Distribución normal de los nodos del Alto del Mazorral para el modelo Gamesa G106	37
Figura 33. Distribución normal de los nodos del Alto del Mazorral para el modelo Gamesa G80	37
Figura 34. Distribución normal de los nodos del Cerro Rajola para el modelo Gamesa G106	38
Figura 35. Distribución normal de los nodos del Cerro Rajola para el modelo Gamesa G80	38
Figura 36. Topografía de la zona de estudio (Fuente: Atlas Eólico)	41
Figura 37. Localización de los aerogeneradores de la Alternativa 1 en el Cerro Rajola (Fuente: Google Earth©)	43
Figura 38. Localización de los aerogeneradores de la Alternativa 1 en el Alto del Mazorral (Fuente: Google Earth©)	44
Figura 39. Localización de los aerogeneradores de la Alternativa 2 en el Cerro Rajola (Fuente: Google Earth©)	46
Figura 40. Localización de los aerogeneradores de la Alternativa 2 en el Alto del Mazorral (Fuente: Google Earth©)	46

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Figura 41. Resistencia máxima del Eprotenax Compact para una temperatura máxima admisible de 105° C (Fuente: Prysmian©)	56
Figura 42. Reactancia del Eprotenax Compact (Fuente: Prysmian©)	57
Figura 43. Tramos de línea eléctrica de la Alternativa 1 en el Cerro Rajola (Fuente: Google Earth© y elaboración propia)	59
Figura 44. Tramos de línea eléctrica de la Alternativa 1 en el Alto del Mazorral (Fuente: Google Earth© y elaboración propia)	60
Figura 45. Tramos de línea eléctrica de la Alternativa 2 en el Cerro Rajola (Fuente: Google Earth© y elaboración propia)	60
Figura 46. Tramos de línea eléctrica de la Alternativa 2 en el Alto del Mazorral (Fuente: Google Earth© y elaboración propia)	61
Figura 47. Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 1 con un 2% de inflación (Fuente: RETScreen©)	65
Figura 48. Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 1 con un 2,5% de inflación (Fuente: RETScreen©)	66
Figura 49. Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 1 con un 3% de inflación (Fuente: RETScreen©)	67
Figura 50. Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 2 con un 2% de inflación (Fuente: RETScreen©)	69
Figura 51. Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 2 con un 2,5% de inflación (Fuente: RETScreen©)	70
Figura 52. Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 2 con un 3% de inflación (Fuente: RETScreen©)	71

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la
comarca del Alto Palancia

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores característicos del parámetro α para distintos terrenos (Fuente: Danish Wind Industry Association)	18
Tabla 2. Cálculo de la producción de energía en el punto 1 del Cerro Rajola	22
Tabla 3. Número de horas equivalentes y Factor de Carga del parque eólico “Mazorra y Rajola”	24
Tabla 4. Características de diferentes aerogeneradores (Fuente: Gamesa©, Enercon© y Siemens©)	30
Tabla 5. Características de aerogeneradores de Clase IA (Fuente: Gamesa©, Enercon© y Siemens©)	32
Tabla 6. Producción de 6 puntos representativos de la malla de estudio	39
Tabla 7. Número de horas equivalentes de los 6 puntos de estudio	39
Tabla 8. Factor de carga de los 5 aerogeneradores escogidos	40
Tabla 9. Coordenadas geográficas de los aerogeneradores de la Alternativa 1 (Fuente: Google Earth© y Atlas Eólico)	44
Tabla 10. Producción de energía bruta, número de horas equivalentes y factor de carga de la Alternativa 1	45
Tabla 11. Coordenadas geográficas de los aerogeneradores de la Alternativa 2 (Fuente: Google Earth© y Atlas Eólico)	47
Tabla 12. Producción de energía bruta, número de horas equivalentes y factor de carga de la Alternativa 2	48
Tabla 13. Potencia e intensidad nominal por línea de la Alternativa 1	50
Tabla 14. Potencia e intensidad nominal por línea de la Alternativa 2	50
Tabla 15. Tensión asignada recomendada para conductores de redes trifásicas (Fuente: UNE 211435:2011)	51
Tabla 16. Temperatura máxima en °C, asignada al conductor (Fuente: UNE 211435:2011)	52
Tabla 17. Factor de corrección, F, para temperatura del terreno distinta de 25° C (Fuente: UNE 211435:2011)	52
Tabla 18. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W (Fuente: UNE 211435:2011)	53

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 19. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo (Fuente: UNE 211435:2011)	54
Tabla 20. Ejemplo de cálculo para una $I_n = 72,17$ A	54
Tabla 21. Secciones mínimas por fase	55
Tabla 22. Secciones de conductor por línea de la Alternativa 1	55
Tabla 23. Secciones de conductor por línea de la Alternativa 2	56
Tabla 24. Caída de tensión en cada línea para la Alternativa 1	58
Tabla 25. Caída de tensión en cada línea para la Alternativa	59
Tabla 26. Costes de inversión de un parque eólico terrestre (Fuente: Estudio Técnico PER 2011-20, IDAE)	62
Tabla 27. Costes de inversión de la Alternativa 1	63
Tabla 28. Costes de inversión de la Alternativa 2	68
Tabla 29. Matriz de Leopold del proyecto	76
Tabla 30. Leyenda de la Matriz de Leopold	77

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la
comarca del Alto Palancia

Documento nº 1:

MEMORIA

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la
comarca del Alto Palancia

CAPÍTULO 1. OBJETO DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO

El objeto de este Trabajo de Fin de Grado es el estudio de la repotenciación eólica del parque eólico “Mazorral y Rajola”, ubicado en la comarca del Alto Palancia, teniendo en cuenta las particularidades de la instalación existente y el recurso eólico disponible en su emplazamiento actual. Para llevar a cabo dicho objetivo general, se marcan los siguientes objetivos específicos:

- Caracterización del recurso eólico en la comarca del Alto Palancia y cálculo de la energía producida actualmente por el parque.
- Elección del aerogenerador idóneo para la repotenciación.
- Configuración del nuevo parque y estudio de varias alternativas, así como el cálculo de la instalación eléctrica.
- Viabilidad económica del proyecto.
- Estudio de impacto ambiental.

CAPÍTULO 2. JUSTIFICACIÓN

El envejecimiento de los parques eólicos en general, y del parque “Mazorral y Rajola” en particular, produce un aprovechamiento deficiente del potencial disponible y, por ello, el futuro de la energía eólica y su consolidación como fuente de energía renovable pasa por la repotenciación de aquellos parques con potencia unitaria baja y su sustitución por unidades de mayor potencia.

El parque eólico objeto de este estudio es el de “Mazorral y Rajola”, situado en el Alto del Mazorral y el Cerro Rajola, en los términos municipales de El Toro, Barracas y Pina de Montalgrao. Con 38 aerogeneradores de una potencia unitaria de 0,85 MW, supone una potencia instalada de 32,3 MW. Se trata de un conjunto de aerogeneradores cuya construcción data del año 2006 y que, por tanto, posee una tecnología obsoleta en comparación con el resto de instalaciones eólicas de la zona. En este Trabajo de Fin de Grado se realiza el análisis de la instalación actual, una propuesta de diseño alternativa, su viabilidad económica y su impacto ambiental.

CAPÍTULO 3. NORMATIVA APLICABLE

La construcción y posterior explotación de un parque eólico, así como su desmantelamiento final, vienen regulados por diversas normativas de los gobiernos a nivel internacional, europeo, nacional y autonómico. A continuación, se lista la normativa aplicable a este trabajo:

3.1. Normativa internacional

- Norma IEC 61400-1, normativa cuyo objetivo es estandarizar los cálculos y los parámetros referidos a los aerogeneradores y la energía eólica.

3.2. Normativa comunitaria

- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de Abril de 2009, relativa al fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.
- Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.

3.3. Normativa nacional

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico.
- Real Decreto 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 661/2007 y sus correcciones, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.
- Real Decreto 223/2008, de 19 de marzo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 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.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio de 2014, 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.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, por la que se rige 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.
- 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.

3.4. Normativa autonómica

- Resolución de 25 de febrero de 2003 del Conseller de Industria, Comercio y Energía, sobre convocatoria para el desarrollo y ejecución del Plan Eólico de la Comunidad Valenciana.
- Ley 8/2001, de 26 de noviembre, de Creación de la Agencia Valenciana de la Energía.
- Ley 14/2005, de 23 de diciembre, de medidas fiscales, de gestión administrativa y financiera, y de organización de la Generalitat.
- Ley 16/2008, de 22 de diciembre, de medidas fiscales, de gestión administrativa y financiera, y de organización de la Generalitat.

CAPÍTULO 4. INTRODUCCIÓN

4.1. Situación actual de la Energía Eólica en España

Actualmente, gran parte de los parques eólicos de España están alcanzando el final de su vida útil, ya que fueron construidos hace más de 20 años, y es por eso que mantienen una tecnología que imposibilita el adecuado aprovechamiento del recurso eólico existente en su ubicación. El futuro de la energía eólica y su consolidación como fuente rentable de energía pasa por el desmantelamiento de gran parte del parque eólico español, sustituyendo aquellos aerogeneradores con una potencia unitaria baja (< 1 MW) por otros de mayor.

4.2. Contexto del parque eólico “Mazorral y Rajola”

Según el estudio del Análisis del Recurso Eólico (*Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)*), la Comunidad Valenciana posee un 9,71% de superficie disponible con recurso eólico aprovechable (velocidad media anual calculada superior a los 6 m/s a 80 m de altura, referencia para un proyecto eólico terrestre viable técnica y económicamente). El mismo estudio estima en unos 9 GW el potencial eólico de dicha superficie disponible para una velocidad mínima del viento igual a la media anual anterior, cifra que se aleja mucho de los 1,194 GW instalados en el 2013 (*IVACE, 2013*). Esta diferencia supone un aprovechamiento del 13% del potencial total estimado, en mayor medida producido por la obsolescencia del parque eólico instalado y la baja potencia unitaria de sus aerogeneradores y, en menor medida, de limitaciones adicionales como figuras ambientales protegidas (como Red Natura 2000), requisitos legales de los municipios, la viabilidad de la conexión a la red de distribución eléctrica y la percepción social sobre los parques eólicos debido al incremento de densidad de éstos. No obstante, como el recurso eólico se caracteriza por fluctuar mucho en el tiempo y no ser constante en todas las localizaciones, es imprescindible realizar un estudio preliminar de cada parque y evaluar la viabilidad técnica y económica de dicha repotenciación, atendiendo a las características del viento y la orografía de dicha zona.

El Plan Eólico de la Comunidad Valenciana (*Agencia Valenciana de la Energía (AVEN), actual Instituto Valenciano de la Competitividad Empresarial (IVACE)*) está constituido por 15 zonas (Figura 1) con disponibilidad de recurso eólico, excluyendo espacios naturales, áreas de nidificación de aves, etc. Este plan contempla la adjudicación de obras de parques eólicos en las distintas zonas eólicas que, a causa principalmente de la crisis económica y la falta de inversión final por parte de las empresas adjudicatarias, no se ha completado a día de hoy. Por ello, este trabajo se centra en estudiar el aprovechamiento de los parques eólicos existentes, en concreto de aquellos dispositivos que, debido a su antigüedad, tienen una potencia unitaria menor de 1 MW.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

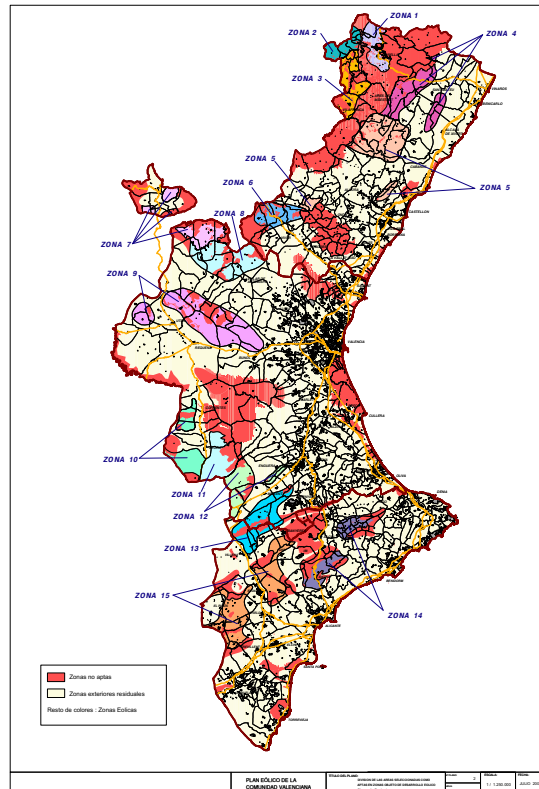


Figura 1. Zonas Eólicas (Fuente: IVACE)

La zona 6 del Plan Eólico se encuentra al norte de la comarca del Alto Palancia, en la provincia de Castellón, y abarca los términos municipales de El Toro, Barracas, Pina de Montalgrao, Caudiel, Benafer, Viver, Torás y Bejís. En ella se encuentran 6 parques eólicos, ya que posee un alto potencial eólico debido a las características de su clima y de su relieve. A continuación, se describen las razones del alto potencial eólico de dicha comarca.



Figura 2. Relieve del Alto Palancia (Fuente: El Alto Palancia, consultado el 13/5/2016 y elaboración propia)

4.3. Potencial eólico de la comarca del Alto Palancia

La comarca del Alto Palancia, al sur de la provincia de Castellón, tiene una superficie de 964,90 km² y una población de 24.737 habitantes repartidos en 27 municipios, por lo que es una zona con baja densidad poblacional. Como se observa en la Figura 2, su capital es la localidad de Segorbe y como principales unidades de relieve se encuentran el valle del río Palancia, el llano de Barracas (como prolongación del altiplano de Teruel, donde hacen frontera Aragón y la Comunidad Valenciana), la Sierra de Espadán y la Sierra Calderona.

El río Palancia nace en las proximidades de la localidad de Bejís y discurre flanqueado por grandes conjuntos montañosos hasta desembocar al Mediterráneo en el Puerto de Sagunto. Muy cerca de su nacimiento, y conjuntamente a otros pequeños barrancos y ramblas, se encuentra el Embalse del Regajo, en Navajas. Dicho embalse contiene una central hidroeléctrica de media-baja potencia, insuficiente para abastecer la demanda eléctrica de los municipios de la comarca. No obstante, la región no posee apenas industria y está poco desarrollada, por lo que el potencial eólico que tiene puede servir para reactivar su economía y aprovechar la gran oportunidad de generación de energía eléctrica para el conjunto de la Comunidad Valenciana, dentro del objetivo de uso de energías renovables para un futuro cercano.

Gran parte de la región se encuentra a una altitud mayor a los 1000 m y está recorrida por el río Palancia, al que debe su nombre, y representa el punto de transición dentro del Sistema Ibérico entre la costa del levante valenciano y el altiplano de Teruel. Por esta razón, es habitual en esta zona encontrar velocidades medias del viento a lo largo de un año mayores a 7 m/s y densidades de potencia eólica superiores a los 200-300 W/m², hecho que, junto a otros factores del recurso eólico que se explican en el Capítulo 5 con mayor profundidad, hacen idónea esta zona para la generación de energía eléctrica mediante parques eólicos. Además, la situación de los conjuntos montañosos de las Sierras de Espadán y Calderona que flanquean el valle del río Palancia, propician que los movimientos de aire se produzcan con más frecuencia en dirección NO-SE.

4.4. Instalaciones eólicas de la comarca del Alto Palancia

La gran cantidad de parques eólicos que tiene se explica también por el potencial eólico de la zona, sobretodo desde la realización del Plan Eólico de la Comunidad Valenciana y las ayudas económicas e incentivos para su construcción. En ella se encuentran hasta 6 parques con un total de 115 aerogeneradores y una potencia instalada de unos 192 MW (AEE), los cuales se detallan a continuación y que aparecen ubicados en la Figura 3:

- El parque eólico “Mazorral y Rajola”, está situado en el Alto del Mazorral, muy próximo a El Toro, y en el Cerro Rajola, entre las localidades de Barracas y Pina de Montalgrao. Fue adjudicada su construcción a Proyectos Eólicos Valencianos, pero años más tarde fue absorbida por Acciona. Posee una potencia instalada de 28,05 MW, repartidos en 33 aerogeneradores de una potencia unitaria de 0,85 MW, de la marca Gamesa, tipo G-52.
- “Alto Casillas I” se encuentra entre las localidades de Barracas y Viver, con un total de 15 aerogeneradores de 2 MW de potencia unitaria y una potencia instalada de 30 MW. Utiliza generadores de la marca Gamesa, del tipo G-87.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

- En la localidad de Pina de Montalgrao se encuentra “Alto Casillas II”, ampliación del parque anterior y ambos forman parte de la empresa Enel Green Power España (de la multinacional Endesa), con 15 aerogeneradores de 2 MW y una potencia instalada de 30 MW. Utiliza máquinas de la compañía Gamesa, en concreto el G-87.
- Entre las localidades de Barracas y Viver, se encuentra el conjunto formado por “Alto Palancia I”, “Alto Palancia II” y “Alto Palancia III”, constituido por un total de 57 aerogeneradores de potencia unitaria de 2 MW, lo que representa una potencia instalada de 104 MW. Todos ellos son propiedad de la empresa Acciona y utilizan generadores de la marca Gamesa, del tipo G-87 y G-80.



Figura 3. Localización de los Parques Eólicos de la comarca del Alto Palancia (Fuente: Google Earth© y elaboración propia)

Dichos parques se localizan en el norte de la comarca, en colinas que sobrepasan los 1000 m de altitud. Todos los parques excepto uno tienen una potencia unitaria de 2 MW, hecho que se adapta adecuadamente a las características del recurso eólico de la zona. El único que tiene una potencia unitaria más baja es el de “Mazorral y Rajola”, de 0,85 MW por aerogenerador. No sólo eso, sino que si se analizan las instalaciones eólicas que poseen aerogeneradores del mismo fabricante en la Comunidad Valenciana, se observa que ésta se encuentra entre las únicas 3 con una potencia inferior a 1,5 MW, de entre el total de 26 parques que utilizan dichos aerogeneradores en la Comunidad.

Analizando el tipo de tecnología utilizada, se observa que el aerogenerador más común en la región es el G-80 de la compañía Gamesa. Esto es así debido a que dispone, además de un generador de 2 MW de potencia unitaria, de diferentes dimensiones de rotores, desde los 80

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

hasta los 114 metros de diámetro. Además, al igual que la mayoría de aerogeneradores del mercado, ofrece diferentes configuraciones con respecto a los módulos de la torre, permitiendo así la elección de la altura que mejor se adapte al perfil de viento de su emplazamiento. No se puede decir lo mismo del modelo G-57, que debido a su obsoleta tecnología (su desarrollo data del año 2001), baja potencia unitaria y pobre rendimiento ha desaparecido del mercado y se ha finalizado su producción, hecho que señala la necesidad de su renovación, o por lo menos el estudio de dicha posibilidad.

4.5. Necesidad de repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola”

Debido a algunas políticas recientes de incentivo y primas a la construcción de parques eólicos, esta zona fue rápidamente ocupada por parques eólicos, nada más fueron adjudicados de acuerdo con el Plan Eólico elaborado por la Generalitat Valenciana. Tanto es así, que las zonas aptas para la construcción de dichos parques ya están ocupadas, especialmente por ampliaciones de los parques “Alto Casillas” y “Alto Palancia”. La tecnología de los aerogeneradores data de la misma época y, según el estudio PER del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, se acercan al final de su vida, lo que abre la puerta al estudio de su desmantelamiento y/o sustitución por unidades más actuales. Por todo ello, se hace más importante si cabe el estudio detallado de cada uno de ellos, comenzando en este Trabajo de Fin de Grado, por el más antiguo de todos y del que dispone de una menor potencia unitaria, como es el de “Mazorral y Rajola”. En la Figura 4 se observa uno de los dos conjuntos que forman parte de dicho parque eólico.



Figura 4. Vista del Parque Eólico “Mazorral y Rajola” (Alto del Mazorral) (Fuente: Diario El Mundo, consultado el 13/5/16)

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

a la topografía del terreno. Ofrece datos sobre densidades de potencia eólica, rosa de vientos, velocidades media del viento, datos para obtener la frecuencia del viento, velocidades a diferentes alturas, etc. Todo ello está acompañado de otros mapas que pueden resultar de interés, como un mapa topográfico, un mapa con espacios protegidos, un mapa climático, etc.

5.3. Caracterización del recurso eólico en el parque eólico “Mazorral y Rajola”

Es preciso localizar los aerogeneradores que componen el parque eólico “Mazorral y Rajola”, y así obtener las coordenadas terrestres de cada uno de ellos. De esta manera, se sitúan seguidamente en el Atlas Eólico con precisión, tal y como se ve en las Figuras 6 y 7 para el caso del Alto del Mazorral.

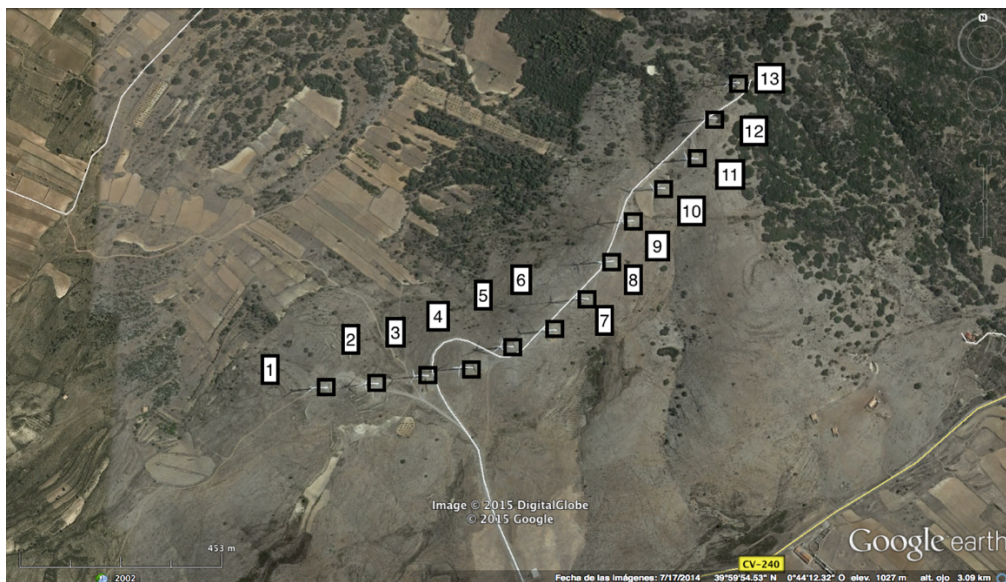


Figura 6. Vista Satélite del Alto del Mazorral (Fuente: Google Earth© y elaboración propia)

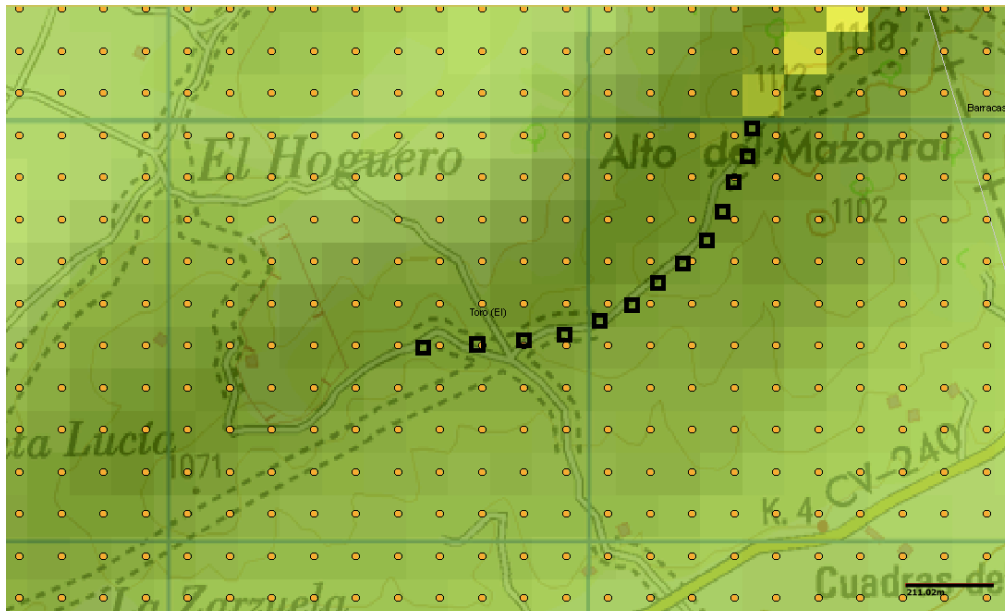


Figura 7. Localización de los aerogeneradores en el Alto del Mazorra (Fuente: Atlas Eólico y elaboración propia)

En la Figura 7 se observa la resolución que ofrece el Atlas y la situación en él de los aerogeneradores del Alto del Mazorra. El Atlas Eólico ofrece información sobre el recurso eólico en nodos, con una distancia entre ellos de 100 m. Dicha resolución limita la obtención de datos precisos que se encuentren a una menor distancia, como es el caso de los aerogeneradores estudiados. Por ello, algunas unidades del parque eólico poseen idénticas características de viento. Para realizar un estudio más detallado, se precisa de mediciones *in situ* con instrumental adecuado durante el periodo de un año.

De la misma forma, se sitúan los aerogeneradores del otro conjunto que forma parte del parque eólico, en el Cerro Rajola, como se ve en las Figuras 8 y 9.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia



Figura 8. Vista satélite del Cerro Rajola (Fuente: Google Earth® y elaboración propia)

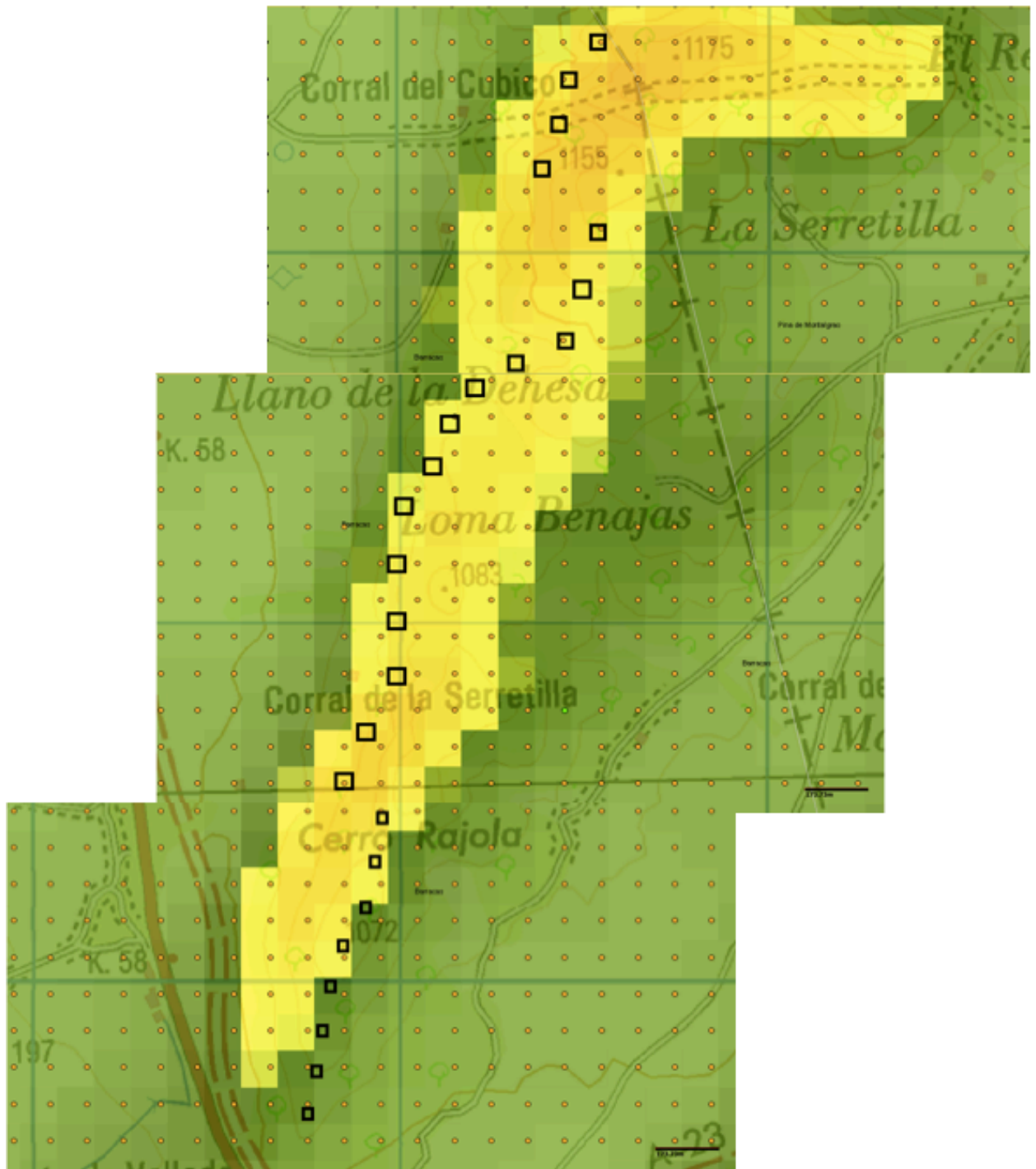


Figura 9. Localización de los aerogeneradores en el Cerro Rajola (Fuente: Atlas Eólico y elaboración propia)

En la imagen del satélite del Cerro Rajola, se pueden identificar 25 aerogeneradores que, junto a los 13 situados en el Alto del Mazorral, elevarían la cifra total de máquinas a 38. No obstante, en los 5 primeros, situados al sur, se observa que se encuentran desmontados, con parte de los módulos de la torre en las proximidades de cada base. Sin embargo, aunque oficialmente no se

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

encuentren operativos, sí que se han incluido dichos emplazamientos en el estudio del parque eólico en cuestión y en el posterior estudio de repotenciación.

Una vez situados los aerogeneradores del parque eólico, se obtiene la información que ofrece el Atlas Eólico para cada una de las localizaciones de estudio. Al seleccionar cada punto de las Figuras 7 y 9, el Atlas Eólico muestra la Figura 10 con los datos de la ubicación geográfica, elevación y la rugosidad del terreno. Además, ofrece datos anuales de velocidad media y los parámetros estadísticos para obtener la frecuencia del viento a diferentes alturas.

Información				
Media anual				
Coordenadas UTM(m): 697747,4429664				
Elevación (m): 1009				
Rugosidad (m): 0.2				
	30m.	60m.	80m.	100m.
Velocidad (m/s)	5.41	6.06	6.31	6.46
Weibull C (m/s)	6.19	6.84	7.07	7.21
Weibull K	1.857	1.767	1.683	1.601

Figura 10. Datos del punto 1 del Cerro Rajola (Fuente: Atlas Eólico)

La velocidad media es un parámetro muy importante en este estudio, ya que está relacionada al cubo con la densidad de potencia, tal y como se ve en la Fórmula 1.

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

Siendo:

- P : potencia disponible en el viento, expresada en vatios.
- C_p : coeficiente de potencia del aerogenerador, siendo el límite de éste igual a 0,59 (llamado límite de Betz), que depende de las características del aerogenerador.
- ρ : densidad del aire, expresada en kg/m^3 .
- A : área barrida por las palas de la máquina, expresada en m^2 .
- v : velocidad media del viento, expresada en m/s .

5.4. Distribución de Weibull

Los datos que aparecen como Weibull c y k son los parámetros que permiten elaborar la función estadística de distribución del mismo nombre y que supone la representación de la frecuencia de la velocidad del viento a lo largo del año. La expresión de la distribución de Weibull es la mostrada en la Fórmula 2.

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2)$$

Siendo:

- p : frecuencia de una determinada velocidad de viento.
- v : velocidad del viento, expresada en m/s.
- k : factor de forma de la distribución de Weibull.
- c : factor de escala de la distribución de Weibull.

Como las alturas a las que aparecen los parámetros no coinciden con la altura del aerogenerador (en concreto de 65 m), es necesario interpolar entre los datos a 60 y 80 m para cada uno de los aerogeneradores del parque, como se ve en la Figura 11. Dicha interpolación sólo se realiza para los valores de c y k , ya que la velocidad media depende de la rugosidad del terreno, como se explica en el Capítulo 5.5.

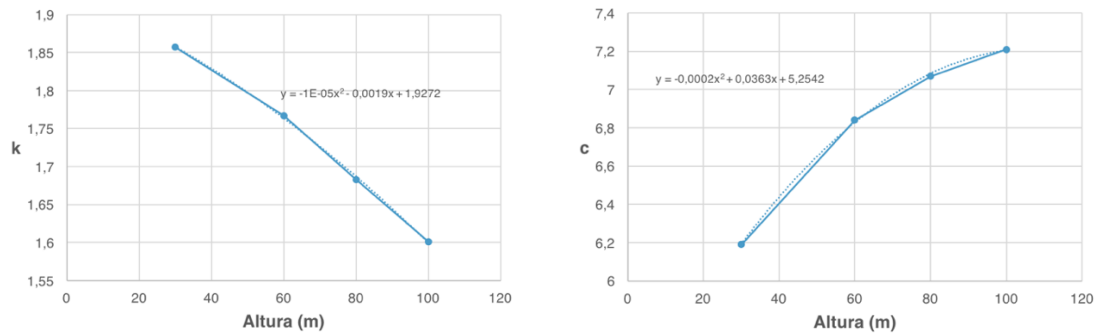


Figura 11. Interpolación de c y k para 65 m en el punto 1 del Cerro Rajola (Fuente: Elaboración propia)

Con los valores de c y k se obtiene la distribución de Weibull en los 38 puntos de estudio y a la altura de buje del aerogenerador, como se muestra en la Figura 12. Valores más altos de k provocan un pico de la curva más agudo, indicando una menor variación de la velocidad del viento. El valor de c indica la posición del máximo de la distribución.

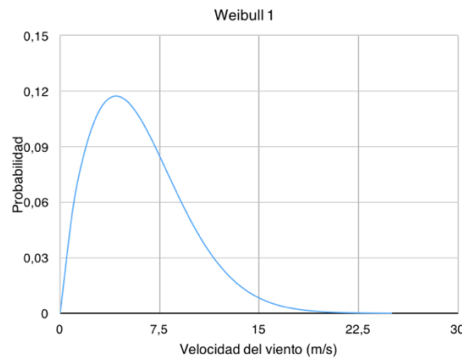


Figura 12. Distribución de Weibull a 65 m para el punto 1 del Cerro Rajola (Fuente: Elaboración propia)

5.5. Rugosidad del terreno

La rugosidad es el último dato que ofrece la Figura 10, mediante el cual se obtiene el perfil de viento. Permite obtener la velocidad media a la altura del aerogenerador de estudio y sirve de ayuda para elegir la altura idónea de buje para cada coordenada. La rugosidad está relacionada con el llamado efecto de cizallamiento, el cual es debido a la fricción del viento con la superficie terrestre. A mayor altura, menor influencia de la superficie sobre el viento y mayor velocidad del mismo, hasta una altura límite donde este efecto desaparece. De igual manera, a mayor rugosidad, mayor es el cizallamiento que produce la superficie, causando menores velocidades del viento. Este fenómeno es causado por el relieve, la vegetación o edificaciones. Por ejemplo, una zona amplia de terreno en ausencia de vegetación y de edificios tiene una menor rugosidad que en una con montañas y vegetación densa o en una gran ciudad. Mediante la rugosidad del terreno, se caracteriza la expresión del perfil de viento a diferentes alturas, a través de la expresión exponencial de la Fórmula 3.

$$\left(\frac{v}{v_0}\right) = \left(\frac{z}{z_0}\right)^\alpha \quad (3)$$

Siendo:

- v : velocidad media del viento a una altura determinada, en m/s.
- v_0 : velocidad media de referencia a la altura de referencia, en m/s.
- z : altura, en m.
- z_0 : altura de referencia, también m.
- α : rugosidad del terreno.

En la Tabla 1 se muestran algunos valores característicos del parámetro α para distintos tipos de terreno.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 1. Valores característicos del parámetro α para distintos terrenos (Fuente: Danish Wind Industry Association, consultado el 26/05/2016)

Clase de rugosidad	Tipo de terreno
0	Superficie del agua
1	Campo abierto, edificios dispersos, colinas redondeadas
2	Terreno agrícola, vegetación boscosa
3	Pueblos, ciudades pequeñas, bosques, terreno accidentado
4	Grandes ciudades, rascacielos

5.6. Perfil del viento

En la elaboración de los perfiles de viento, se ha optado por utilizar la rugosidad característica de cada punto, con unas velocidades y alturas de referencia iguales a las correspondientes a la altura de buje del aerogenerador (60 m). En la Figura 13 se representa el perfil de viento de una coordenada 1 del Cerro Rajola.

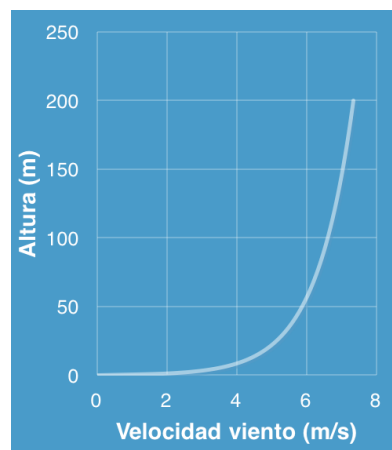


Figura 13. Perfil de viento para el punto 1 del Cerro Rajola (Fuente: Elaboración propia)

Del mismo modo, se obtienen en las Figuras 14 y 15 los perfiles de viento de los 38 puntos del parque eólico.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

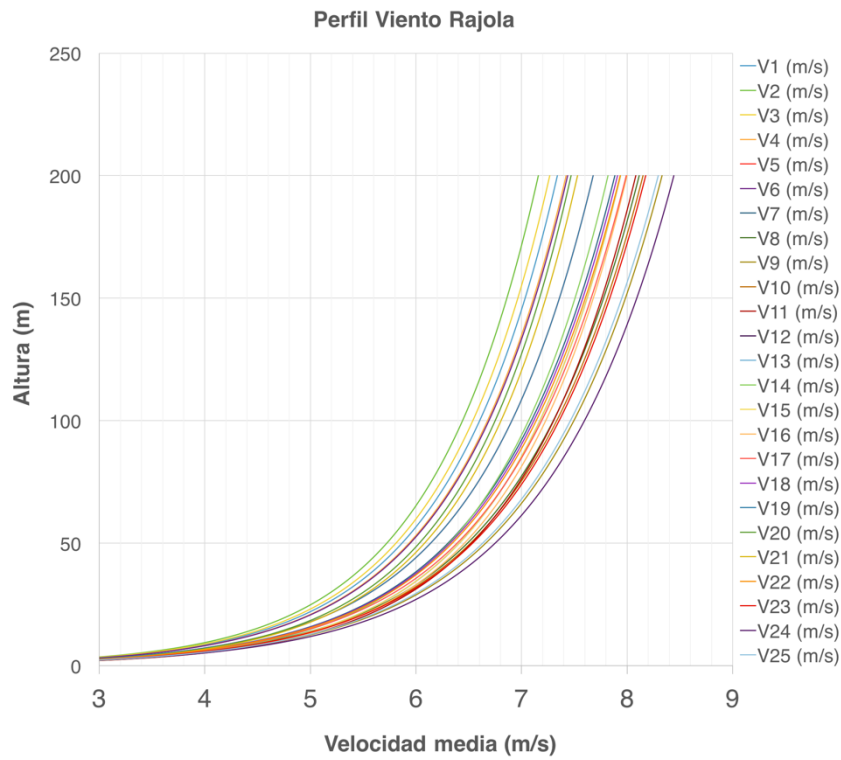


Figura 14. Perfil de viento del Cerro Rajola (Fuente: Elaboración propia)

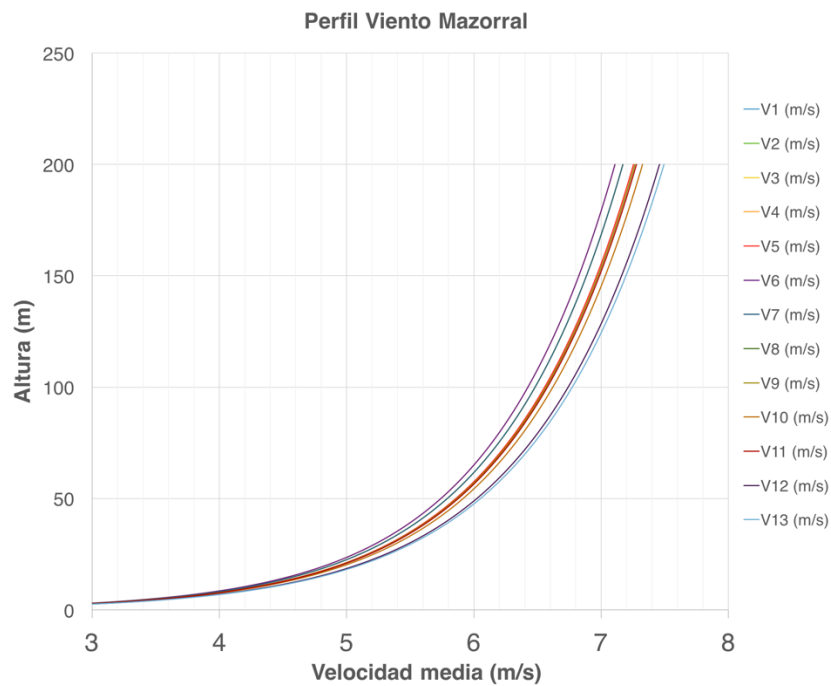


Figura 15. Perfil de viento del Alto del Mazorral (Fuente: Elaboración propia)

Se puede apreciar que, en el caso de los aerogeneradores situados en el Cerro Rajola, existe una gran diferencia en el perfil de viento para los distintos puntos. Se alcanzan mayores velocidades a una menor altura en los puntos 9, 11, 12, 18, 21, 22, 23 y 25, donde la velocidad a unos 100 m de altura es mayor de 7,25 m/s, mientras que en el Alto del Mazorral, todas las velocidades a dicha altura son menores. Este hecho ayuda a ubicar los aerogeneradores con mayor potencia en zonas que no requieran tanta altura de buje, o seleccionar la altura óptima en cada punto. También señala que en la zona del Cerro Rajola las velocidades medias son mayores y, en consecuencia, también lo es el recurso eólico disponible. Todo ello se estudiará en el Capítulo 6, donde se discute cuáles son las coordenadas donde es mayor el recurso eólico y la altura idónea para cada uno de ellos, pues aunque la rugosidad sólo varía entre 0,15 y 0,2, el perfil de viento depende fuertemente de la velocidad media de referencia.

5.7. Caracterización del aerogenerador

Una vez caracterizado el recurso eólico en cada una de las coordenadas del parque eólico, se procede a analizar el aerogenerador instalado. En todos los puntos de estudio está instalado el mismo modelo, el G-57 de Gamesa, de 0,85 MW de potencia unitaria. El diámetro del rotor es de 52 m, por lo que barre un área de 2.124 m². Dividiendo dicha área entre la potencia unitaria se obtiene una densidad de potencia de unos 2,5 m²/kW. Las velocidades mínima y máxima del rotor según el fabricante son de 19,44 y 30,8 rpm respectivamente, con velocidades de viento arranque y apagado de 4 y 25 m/s respectivamente. La altura del buje en el caso de dicho parque eólico es de 65 m, pudiendo el mismo modelo del fabricante ofrecer una altura mínima de 44 m. Dicho modelo es apto para zonas de clase de viento IA, según información del fabricante. La clase de viento caracteriza zonas con mayor o menor recurso eólico, determinando qué turbina eólica es la idónea para las condiciones normales de viento en una localización concreta. La normativa EN 61400-1 de la Comisión Internacional de la Electrotécnica (IEC) es la que caracteriza las diferentes clases de viento, en función de la turbulencia y la intensidad del mismo. La clase de viento IA es la característica de zonas con velocidad media del viento de referencia de 50 m/s y una característica de turbulencia superior. Estos datos son de crucial importancia, ya que las cargas de fatiga en la mayoría de componentes de un aerogenerador son debidos principalmente por la turbulencia del viento.

Para la obtención de la Figura 16, como de las curvas de potencia de los diferentes aerogeneradores mencionados en este trabajo, se ha dispuesto de la información disponible en gráficos de catálogos de fabricantes y de páginas web. Es por eso, que en la mayoría de gráficos donde se presenten dichas curvas, se haya optado por incluir varias curvas obtenidas de diferentes fuentes, para más tarde proceder a su interpolación en Excel. Con ello se pretende una mejor aproximación a la realidad en los datos obtenidos más tarde sobre producción de energía, sin preponderar una fuente sobre otra y minimizando así los errores que se hayan podido cometer a la hora de extraer las curvas de los catálogos. En la Figura 16 se muestra la curva de potencia del modelo G-57 de Gamesa.

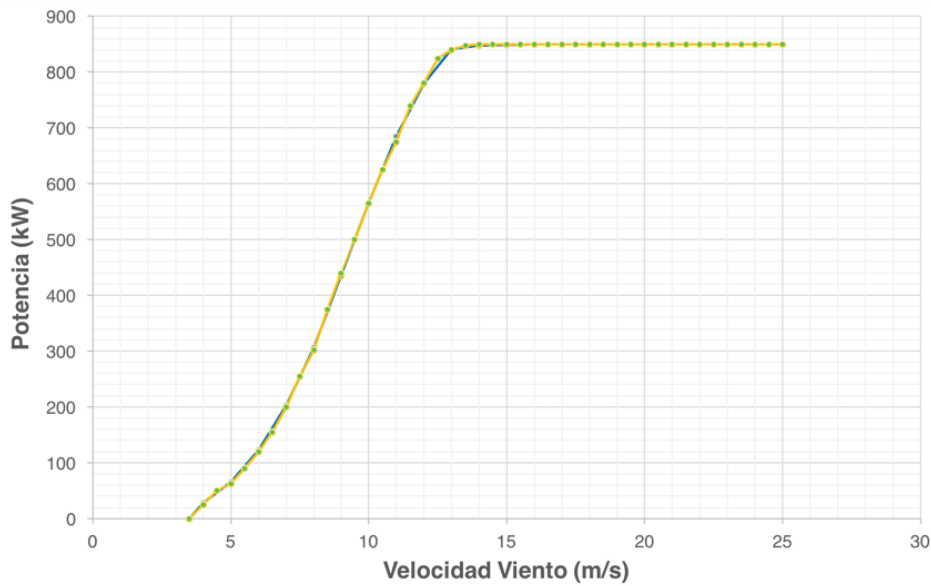


Figura 16. Curva de potencia del Gamesa G-57 (Fuente: Gamesa®, *The Wind Power*, consultado el 15/5/2016 y elaboración propia)

5.8. Producción de energía en el parque eólico “Mazorral y Rajola”

Mediante convolución de la función Weibull y la curva de potencia del aerogenerador, se obtiene como resultado la energía producida anualmente por esa máquina en esas condiciones. Se multiplica la frecuencia por 8760 para obtener el número de horas anuales de cada velocidad del viento. En la Tabla 2 se muestran los cálculos para la coordenada 1 del Cerro Rajola. Éste mismo proceso se efectúa para las 38 coordenadas del parque eólico.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 2. Cálculo de la producción de energía en el punto 1 del Cerro Rajola (Fuente: Elaboración propia)

Velocidad del viento (m/s)	Frecuencia %	Horas (h)	Potencia diagrama (kW)	Producción (kWh)
0	0	0	0	0
1	0,058616276	513,4785786	0	0
2	0,091512555	801,6498827	0	0
3	0,110329392	966,4854748	0	0
4	0,117346588	1027,956111	27,9	28679,97551
5	0,114939903	1006,873548	65,2	65648,15534
6	0,105752669	926,3933789	123,1	114039,0249
7	0,092406365	809,4797558	203	164324,3904
8	0,077210223	676,3615559	307	207642,9977
9	0,061975205	542,9027922	435,3	236325,5854
10	0,047948032	420,0247609	564,5	237103,9775
11	0,035843741	313,9911677	684,6	214958,3534
12	0,025940943	227,2426597	779,9	177226,5503
13	0,018203755	159,4648899	840,6	134046,1865
14	0,012401978	108,641327	848	92127,84533
15	0,008211787	71,93525339	849	61073,03013
16	0,005289253	46,33385431	850	39383,77617
17	0,003316656	29,05390773	850	24695,82157
18	0,002026063	17,74830998	850	15086,06348
19	0,001206463	10,56861624	850	8983,323803
20	0,000700677	6,137930298	850	5217,240754
21	0,000397077	3,478395639	850	2956,636293
22	0,000219673	1,924331665	850	1635,681915
23	0,000118685	1,039677676	850	883,7260247
24	6,26456E-05	0,548775703	850	466,4593479
25	3,23155E-05	0,283084091	850	240,6214769
				1832745,423

Realizando la misma operación para cada una de las coordenadas se obtiene una producción estimada en el parque de 24,722 GWh/año en el Alto del Mazorral y 54,373 GWh/año en el Cerro Rajola. En total, se estima la producción de energía eléctrica por el parque eólico en unos 79,095 GWh/año, que sirve de referencia para comparar en adelante la producción que se obtiene con aerogeneradores de mayor potencia. En las Figuras 17 y 18 se desglosa la producción estimada de cada aerogenerador, con el objetivo de determinar las localizaciones idóneas.



Figura 17. Producción por aerogenerador en el Alto del Mazorral (Fuente: Elaboración propia)

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

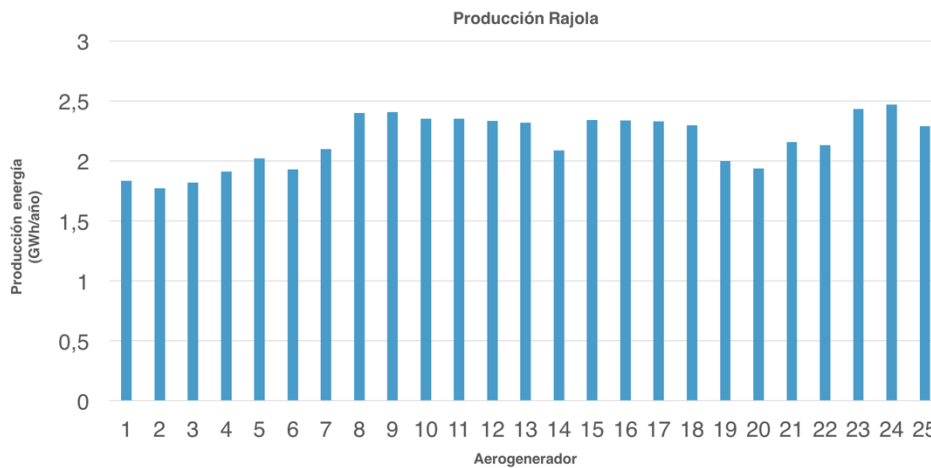


Figura 18. Producción por aerogenerador en el Cerro Rajola (Fuente: Elaboración propia)

El conjunto del Cerro Rajola, además de tener un mayor número de aerogeneradores, posee puntos donde la producción es mayor que en los aerogeneradores del Alto del Mazorral. La mayoría de sus puntos sobrepasan los 2 GWh/año, mientras que en el Alto del Mazorral sólo dos unidades rebasan dicho valor.

5.9. Número de horas equivalentes y factor de carga

El número de horas equivalentes indica la cantidad de tiempo anual en el que se encuentran operativos los aerogeneradores del parque. Mediante este parámetro, se estima el aprovechamiento anual que hacen las unidades del recurso eólico. Utilizando la Fórmula 4 se obtiene el número de horas equivalentes de la actual instalación:

$$NHE = \frac{EE}{P_n} \quad (4)$$

Siendo:

- NHE: número de horas equivalentes al año del parque.
- EE: energía total producida por el parque, expresada en GWh/año.
- P_n : potencia total instalada en el parque, expresada en GW.

Dividiendo los 79,095 GWh producidos entre los 0,0323 GW (38 aerogeneradores de 0,85 MW) totales instalados se obtiene un total de 2448,76 de horas anuales equivalentes. Dividiendo el número de horas equivalentes entre las horas que hay en un año, se obtiene el factor de carga que muestra el aprovechamiento del recurso eólico existente, tal y como se ve en la Fórmula 5.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

$$f_c = \frac{NHE}{8760} \quad (5)$$

De esta manera se obtiene un factor de carga de 0,279, valor bajo teniendo en cuenta el recurso disponible, y que sirve de referencia para la elección de un aerogenerador de mayor potencia. En la Tabla 3 se detallan el número de horas equivalentes y los factores de carga, para cada una de las unidades del parque eólico.

*Tabla 3. Número de horas equivalentes y Factor de Carga del parque eólico “Mazorral y Rajola”
(Fuente: Elaboración propia)*

Aerogenerador Cerro Rajola	Número de horas equivalentes	Factor de Carga
1	2156,17	0,246
2	2083,77	0,237
3	2142,45	0,244
4	2250,37	0,256
5	2379,11	0,271
6	2272,65	0,259
7	2471,19	0,282
8	2822,35	0,322
9	2830,96	0,323
10	2769,55	0,316
11	2769,55	0,316
12	2744,32	0,313
13	2730,31	0,311
14	2454,50	0,280
15	2755,41	0,314
16	2751,89	0,314
17	2741,47	0,312
18	2702,78	0,308
19	2353,55	0,268
20	2278,01	0,260
21	2537,56	0,289
22	2509,46	0,286
23	2860,92	0,326
24	2905,85	0,331
25	2693,98	0,307

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Aerogenerador Alto del Mazorra	Número de horas equivalentes	Factor de Carga
1	2152,77	0,245
2	2131,95	0,243
3	2139,04	0,244
4	2097,01	0,239
5	2198,48	0,250
6	2142,70	0,244
7	2177,14	0,248
8	2256,77	0,257
9	2256,77	0,257
10	2290,78	0,261
11	2350,75	0,268
12	2428,80	0,277
13	2462,10	0,281

Sin embargo, esta producción de energía representa la energía bruta producida anualmente en el actual parque. Es necesario tener en cuenta una serie de pérdidas para obtener la energía neta producida anualmente, que se detallan a continuación.

5.9.1. Pérdidas por efecto parque

Este efecto representa la turbulencia producida por los aerogeneradores, que alteran el flujo de aire con el movimiento de sus palas. Dicha turbulencia es importante en instalaciones de este tipo destinadas a la producción de energía eléctrica, ya que producen alteraciones y perturbaciones en la señal eléctrica que envían a la red. En este capítulo ya se comentó, que los fenómenos de turbulencia eran los principales causantes de las cargas de fatiga en aerogeneradores. El flujo turbulento se localiza en la zona trasera de cada dispositivo, es decir, a sotavento del aerogenerador. Además, dicho régimen afecta de manera directa al coeficiente de potencia, reduciendo éste y con ello la producción de energía. También produce un régimen de viento con mayor turbulencia un terreno de mayor rugosidad, es decir, obstáculos del relieve que dificulten la circulación del aire a través del parque, como colinas, árboles, torres de alta tensión, etc. Es por ello que nunca se deben situar aerogeneradores detrás de dichos obstáculos, en todo caso debe de ser el dispositivo el que encare primero el viento a barlovento, evitando el llamado “efecto colina”. Si el obstáculo no puede ser evitado, se aconseja instalar el aerogenerador a una distancia entre 7 y 10 veces el diámetro del obstáculo y la altura mínima del buje sobre el mismo debe de ser de 10 m. En el caso de que dicho obstáculo sea otro aerogenerador del parque eólico, la distancia aconsejable a dejar entre ambos será de 5 a 9 veces el diámetro del rotor en la dirección predominante del viento, y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular del mismo. No existe normativa específica que regule estas medidas, por lo que estas recomendaciones se han extraído del IDAE y del IVACE. Siguiendo las anteriores recomendaciones, se aseguran unas pérdidas en la producción eléctrica de la instalación por “efecto parque” inferiores al 5%. No obstante, como se observa en las Figuras 6

y 8, los actuales aerogeneradores se encuentran a una distancia menor (alrededor de unos 115 m, cuando deberían situarse a más de 150 m). Por tanto, dichas pérdidas se estiman de alrededor del 10%.

5.9.2. Pérdidas por disponibilidad

Estas pérdidas se refieren al funcionamiento discontinuo o incorrecto del parque debido a labores de mantenimiento o posibles fallos en la instalación. Se estiman en un 15%.

5.9.3. Pérdidas eléctricas

Las caídas de tensión en las líneas de transmisión producen ciertas pérdidas en el suministro eléctrico. Por lo tanto, dichas pérdidas serán iguales a la mayor caída de tensión que se produzca en esas líneas. Al no disponer de información concreta de la actual instalación eléctrica, dichas pérdidas sólo se calcularán para el nuevo parque propuesto, en el Capítulo 7.

5.9.4. Pérdidas varias

Pueden producirse alteraciones en la producción de energía causadas bien por fenómenos meteorológicos adversos, o bien por incidencias puntuales en el funcionamiento del parque. Se estiman en un 5%.

Teniendo en cuenta las pérdidas anteriores (excepto las eléctricas), se calcula una producción de energía neta anual en el actual parque de 55,366 GWh, 1714,13 horas equivalentes y un factor de carga de 0,195. Según el Análisis del Recurso Eólico del PER, el intervalo de horas anuales equivalentes netas de los parques eólicos que se pueden implantar en la Comunidad Valenciana está entre las 2075 y las 2275 horas. Por tanto, el estudio de la producción de energía neta de la actual instalación indica la obsolescencia de los aerogeneradores existentes y el escaso aprovechamiento que hacen del recurso, haciendo necesaria su repotenciación.

5.10. Rosa de Vientos

El último dato necesario para la correcta caracterización del parque eólico es la rosa de vientos, que proporciona las diferentes direcciones del viento. A diferencia de los datos del recurso eólico extraídos anteriormente del Atlas Eólico, los datos referentes a la rosa de vientos no se presentan en una malla tan precisa (de 100 m de lado) que permiten obtener datos más precisos en cuanto a la localización de cada aerogenerador. Por el contrario, al disponer de datos más dispersos, se han de localizar los datos de la rosa de vientos en el Atlas Eólico que más cercanos se encuentran a las dos zonas que componen el parque eólico. En la Figura 19 se puede localizar el parque eólico estudiado, compuesto por el Alto del Mazorral y el Cerro Rajola, y las coordenadas utilizadas para la obtención de las rosas de viento. En las Figuras 20 y 21 se representan las rosas de vientos de frecuencia, velocidad y potencia para ambas zonas.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

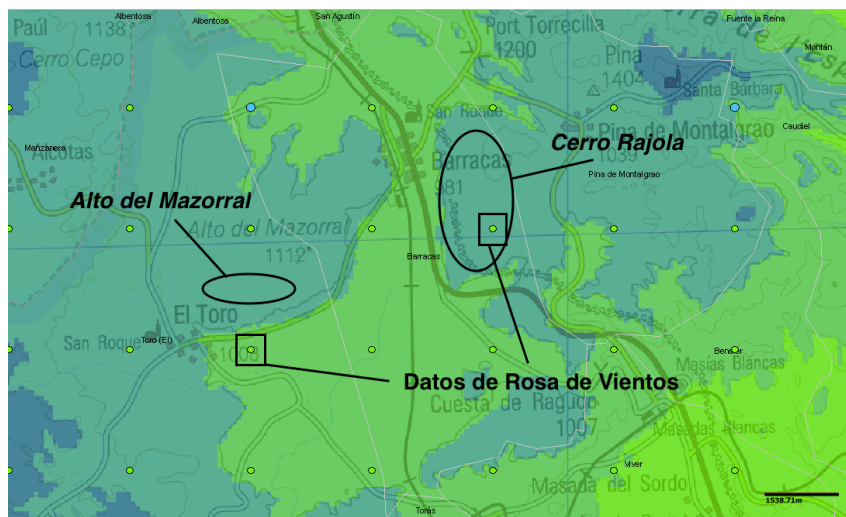


Figura 19. Localización de los datos de la Rosa de Vientos (Fuente: Atlas Eólico y elaboración propia)

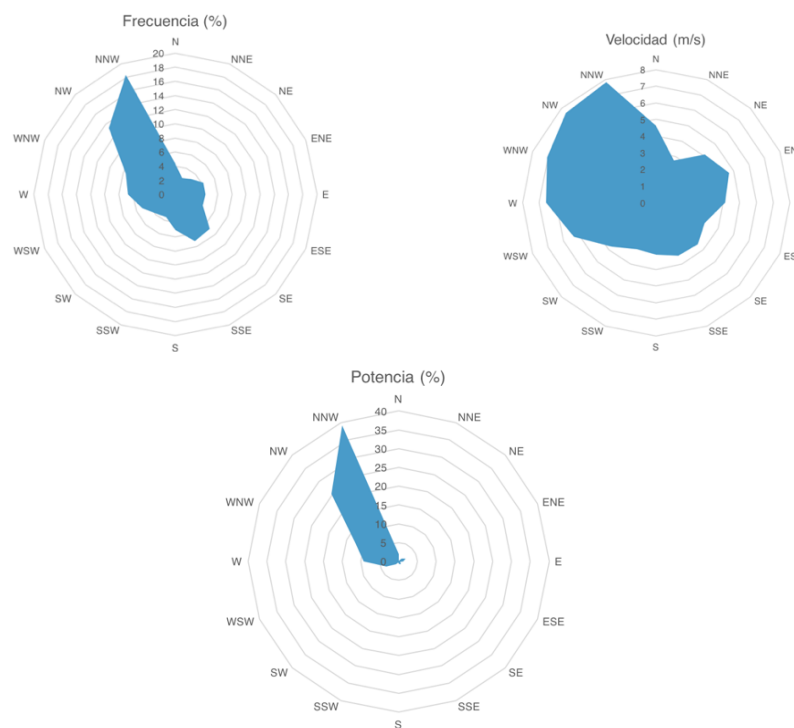


Figura 20. Rosa de Vientos para Frecuencia, Velocidad y Potencia en el Alto del Mazorra (Fuente: Atlas Eólico y elaboración propia)

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

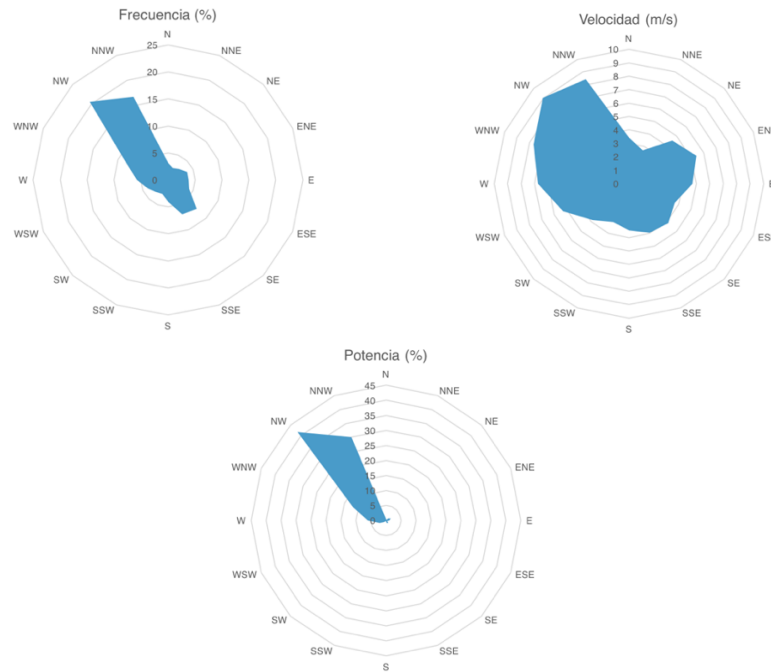


Figura 21. Rosa de Vientos para Frecuencia, Velocidad y Potencia en el Cerro Rajola (Fuente: Atlas Eólico y elaboración propia)

Se observa una tendencia bastante clara en ambos casos, donde la dirección predominante es la Noroeste, sobretodo en la frecuencia y la potencia. La velocidad presenta una mayor dispersión en la dirección, pero poco relevante, ya que esta dispersión se produce para velocidades bajas, hecho que no interesa en este estudio, quedando las velocidades más altas orientadas en la misma dirección que la frecuencia y la potencia. Esta orientación no es fruto de la casualidad, pues como se ha expuesto en el Capítulo 4, las peculiaridades del relieve de la zona estudiada, afectan de manera directa al viento y a sus características. Como se ha descrito, la comarca es el punto de transición entre la costa levantina y el altiplano de Teruel, flanqueada entre dos grandes conjuntos montañosos como son la Sierra Calderona y la Sierra Espadán, por el cual discurre el río Palancia. Es ese valle el que, limitado por dichas montañas, el que actúa como embudo para encauzar el viento en dirección NO-SE (Figura 2).

CAPÍTULO 6. ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

6.1. Introducción

Los aerogeneradores nuevos deben de tener, al menos, la misma potencia unitaria que los ya instalados en el parque. No obstante, para conseguir una verdadera rentabilidad en la inversión realizada para el desmantelamiento y sustitución de los antiguos generadores, se opta por unas nuevas máquinas de potencia mayor, siendo atractivas aquellas de al menos 1 MW de potencia unitaria. Si se consulta el catálogo de proveedores de aerogeneradores destinados a la generación en parques eólicos, se observa que la mayoría de máquinas nuevas se sitúan por encima de 1,5 MW.

No sólo la producción neta de energía es la que debe decidir la marca o tipo del aerogenerador idóneo para la repotenciación del parque eólico de estudio, sino que paralelamente a dicha estimación, se calcula el factor de carga específico de cada una de las opciones propuestas. Al tener cada modelo de aerogenerador una curva de potencia particular, con unas velocidades de arranque y parado concretas, y una diferente producción de energía eléctrica para cada una de las diferentes velocidades de viento, es distinto el aprovechamiento que hace del recurso cada uno de los modelos estudiados. Así pues, para elegir el aerogenerador idóneo se calcula en este capítulo la producción de energía y el número de horas equivalentes en diferentes coordenadas de la zona de estudio.

6.2. Elección de aerogeneradores

Para abordar la búsqueda de aerogeneradores candidatos para la repotenciación, es necesario tener en cuenta las características del recurso eólico expuestas en el capítulo anterior. La clase de viento es el primer criterio de búsqueda disponible, ya que cada una de las clases influye directamente en el diseño del aerogenerador, en las características de las palas y en la altura disponible del buje. En la Tabla 4 aparecen las características principales de los aerogeneradores estudiados.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 4. Características de diferentes aerogeneradores (Fuente: Gamesa©, Enercon© y Siemens©)

Casa Comercial	Modelo	Potencia Unitaria (kW)	Alturas disponibles (m)	Diámetro rotor (m)	Clase viento (IEC)	Densidad potencia (m ² /kW)
Gamesa	G80	2000	60,67,78	80	IA	2,5
Gamesa	G97	2000	78,90,100,120	97	IIA/ IIA	3,69
Gamesa	G106	2500	72,80,93	106	IA	3,5
Enercon	E-48	800	50,60,65,76	48	IIA	2,26
Enercon	E-82 E4	2350	59,69,78,84	82	IA	2,247
Enercon	E-82 E4	3000	69,78,84	82	IA	1,76
Siemens	SWT-2.3-82 VS	2300	80	82,4	IA	2,3
Siemens	SWT-3.3-130	3300	85,135	130	IIA	4
Siemens	SWT-4.0-130	4000	(específico)	130	IB	3,325

Como se puede observar, existen en la mayoría de ellos diferentes alturas de buje disponible, hecho que permite elegir la altura idónea que mejor se ajuste al perfil de viento analizado en el Capítulo 5.6. Únicamente está limitado este aspecto en el caso del modelo SWT-2.3-82 VS de Siemens, versión mejorada del SWT-2.3-82 y, para el cual la compañía no especifica en su catálogo alternativas de módulos para la torre, dejando la posibilidad de elegir una altura de buje distinta después de un estudio específico del lugar deseado.. Lo mismo ocurre con el modelo SWT-4.0-130, del cual no existen módulos de torre concretos, sino que son específicos para cada localización.

Los aerogeneradores candidatos para la repotenciación se deben adaptar a las características del recurso eólico de la zona de estudio, tal y como se describe en el capítulo anterior. Por ello, se deben descartar aquellos dispositivos que no sean aptos para la clase de viento existente en el parque eólico actual, la IA. Los modelos G97 de Gamesa, E-48 de Enercon y SWT-3.3-130 y SWT-4.0-130 de Siemens no son aptos para la zona de estudio. Los restantes 5 modelos son aptos para dicha zona, así que se analizan más detalladamente a continuación, tal y como se muestra en la Tabla 5.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 5. Características de aerogeneradores de Clase IA (Fuente: Gamesa®, Enercon® y Siemens®)

Casa Comercial	Modelo	Potencia Unitaria (kW)	Alturas disponibles (m)	Diámetro rotor (m)	Clase viento (IEC)	Densidad potencia (m ² /kW)
Gamesa	G80	2000	60,67,78	80	IA	2,5
Gamesa	G106	2500	72,80,93	106	IA	3,5
Enercon	E-82 E4	2350	59,69,78,84	82	IA	2,247
Enercon	E-82 E4	3000	69,78,84	82	IA	1,76
Siemens	SWT-2.3-82 VS	2300	80	82,4	IA	2,3

Los diámetros del rotor se refieren a la longitud de las palas, siendo éstos muy similares entre ellos, rondando los 82 m en casi todos los casos. Excepto el modelo G106 de Gamesa, que con 106 m destaca entre el resto como aquel que barre un área mayor. Es por este motivo que dicho aerogenerador posee la mayor densidad de potencia, mientras que el resto se sitúa por debajo, a causa principalmente de sus diferencias en potencia unitaria.

6.3. Estudio de la zona del Alto del Mazorra y el Cerro Rajola

Este primer análisis sirve únicamente para presentar y describir los aerogeneradores que se van a estudiar en la repotenciación, en este momento no se observa ninguna característica que asegure una mayor producción de energía. A priori, se podría pensar que el aerogenerador con mayor potencia unitaria producirá en la zona de estudio una mayor energía eléctrica, cosa que se aleja bastante de la realidad. Las curvas de potencia difieren entre distintas máquinas, lo que conlleva a un aprovechamiento distinto en cada caso y a un distinto número de horas equivalentes. Dicho esto, se estudia cómo se comportan dichos aerogeneradores al analizarlos con las características específicas del recurso eólico existente. Para ello se ha mallado la zona en la que se encuentra el parque, recopilando no sólo la información que ofrece el Atlas Eólico en los puntos ya estudiados y en los que están instalados los aerogeneradores a sustituir en la actualidad. También se analiza la zona próxima a ellos, con el objetivo de encontrar mejores puntos donde situar los nuevos aerogeneradores. De esta manera, se podría incluso reducir el número actual de aerogeneradores, reduciendo costes de mantenimiento y el área ocupada por el parque, reduciendo su impacto visual. En las Figuras 22 y 23 se muestra el mallado sobre el Atlas Eólico, con las coordenadas de estudio.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

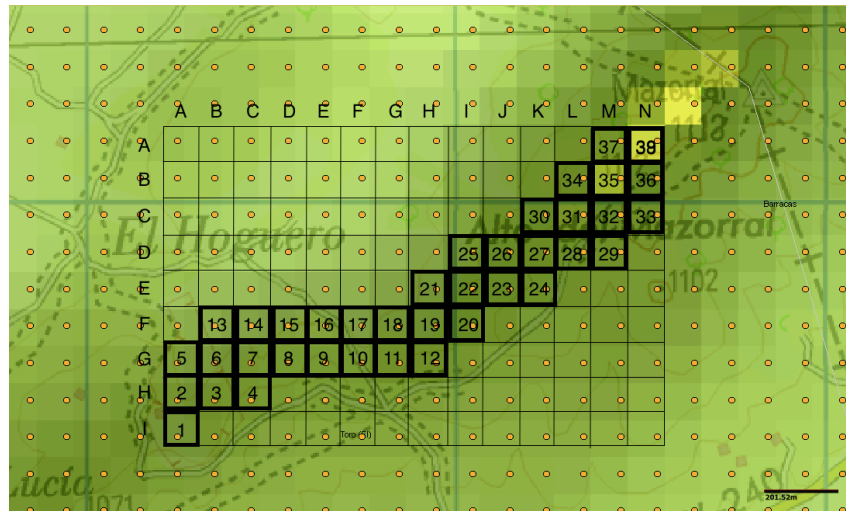


Figura 22. Mallado de la zona del Alto del Mazorral (Fuente: Atlas Eólico y elaboración propia)

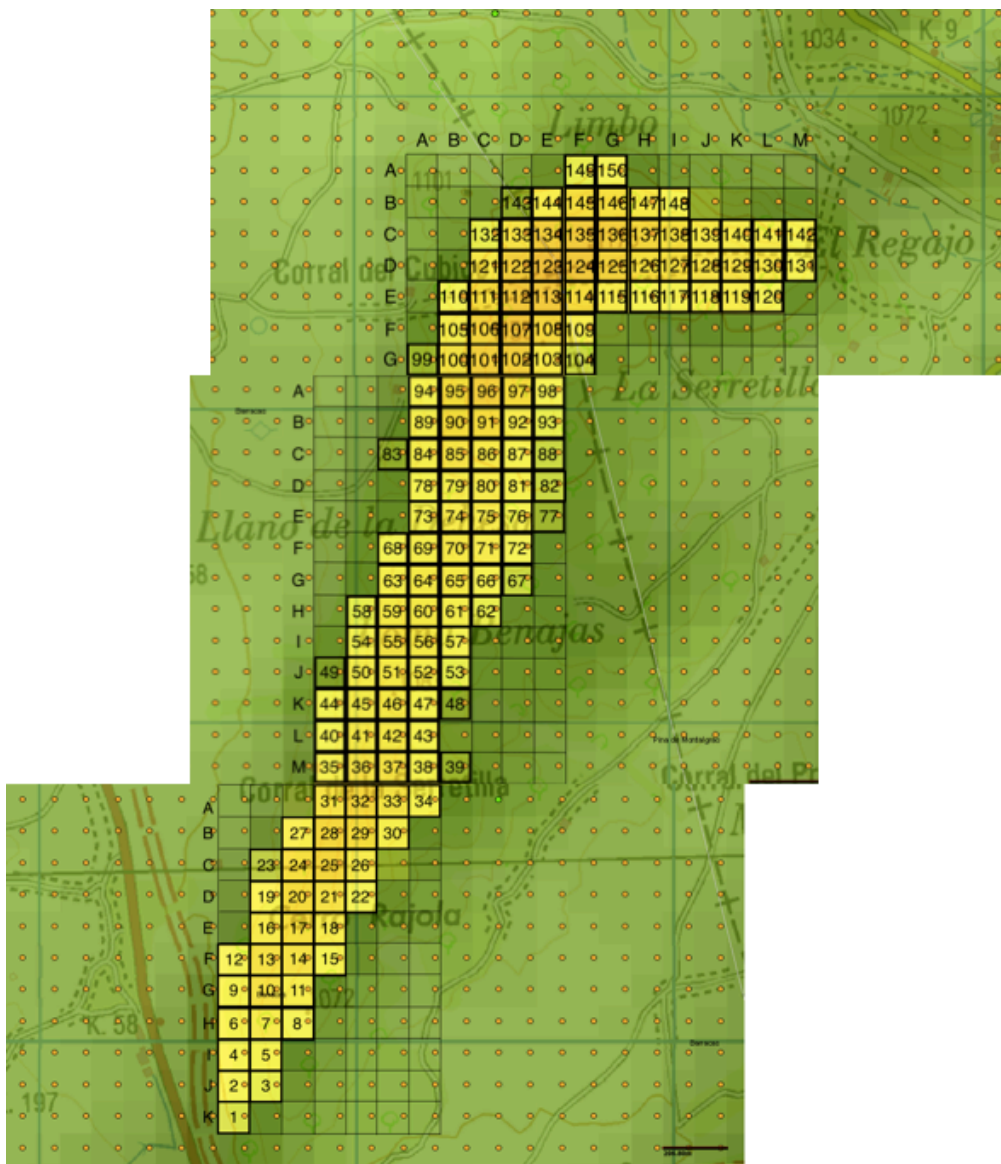


Figura 23. Mallado de la zona del Cerro Rajola (Fuente: Atlas Eólico y elaboración propia)

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Se analizan los puntos de la malla con dos modelos de aerogenerador, con el objetivo de localizar los puntos con mayor y menor recurso eólico. Identificados estos puntos, se analizan en ellos todos los candidatos y se extraen las conclusiones que sirvan de referencia. Por ello, se procede del mismo modo que en el Capítulo 5, extrayendo del Atlas Eólico la información de todos los puntos de la malla, referente a velocidad media y los valores c y k de la distribución Weibull. Hay que destacar el hecho de que dicha información se ha obtenido para una altura de 80 m, ya que todos los modelos ofrecen dicha altura de buje, o una cercana a ella (con un margen de error de 2 o 4 m en altura). Los aerogeneradores elegidos para el estudio de la malla son los dos modelos candidatos de Gamesa, el G80 de 2 MW y el G106 de 2,5 MW, del mismo fabricante que el modelo ya instalado en el parque. Mediante convolución de los datos de ambas curvas de potencia con las distribuciones de Weibull generadas a partir de los datos del Atlas Eólico en los más de 180 puntos de la malla, se obtiene la siguiente estimación de producción en las Figuras 24, 25, 26 y 27.

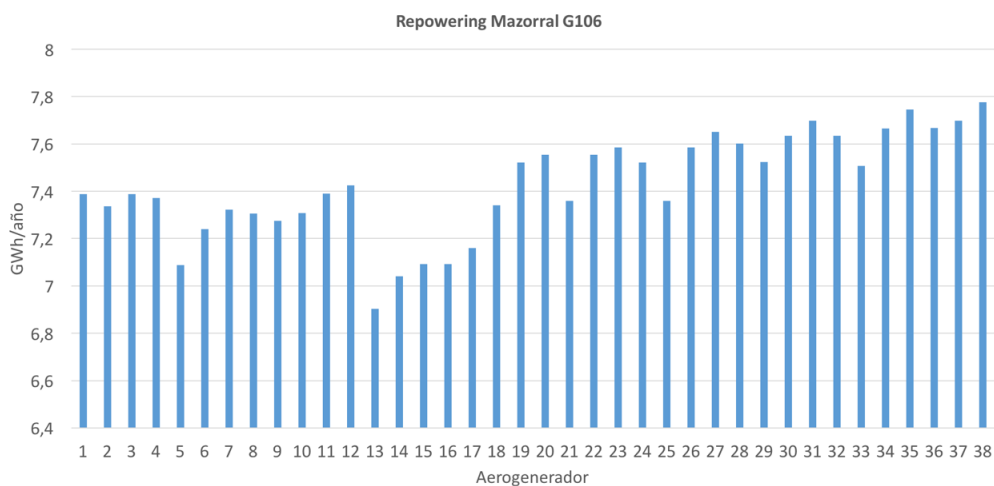


Figura 24. Producción de energía de la malla en el Alto del Mazorra con el modelo Gamesa G106 (Fuente: Elaboración propia)

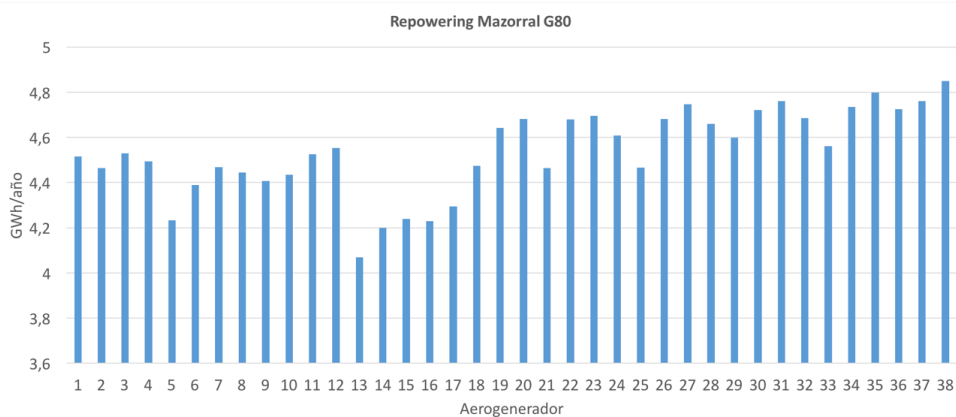


Figura 25. Producción de energía de la malla en el Alto del Mazorra con el modelo Gamesa G80 (Fuente: Elaboración propia)

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

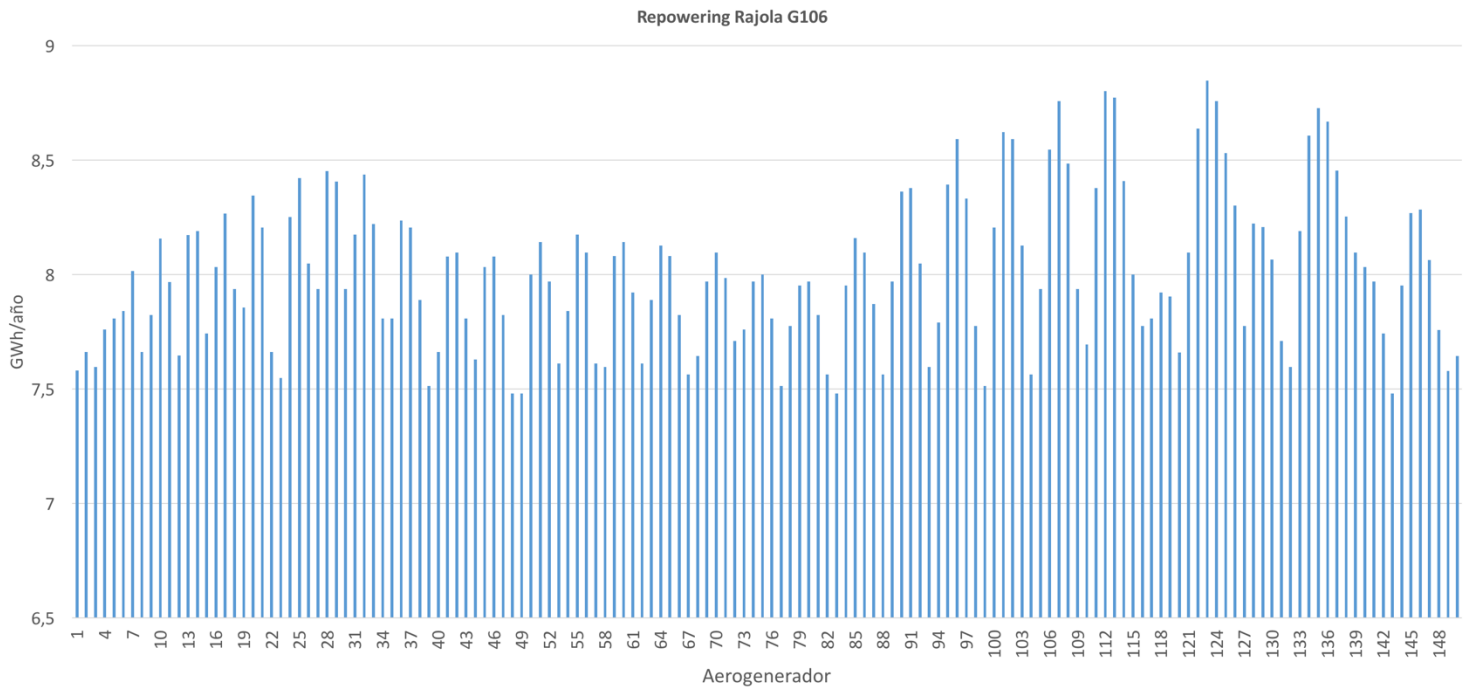


Figura 26. Producción de energía de la malla en el Cerro Rajola con el modelo Gamesa G106
(Fuente: Elaboración propia)

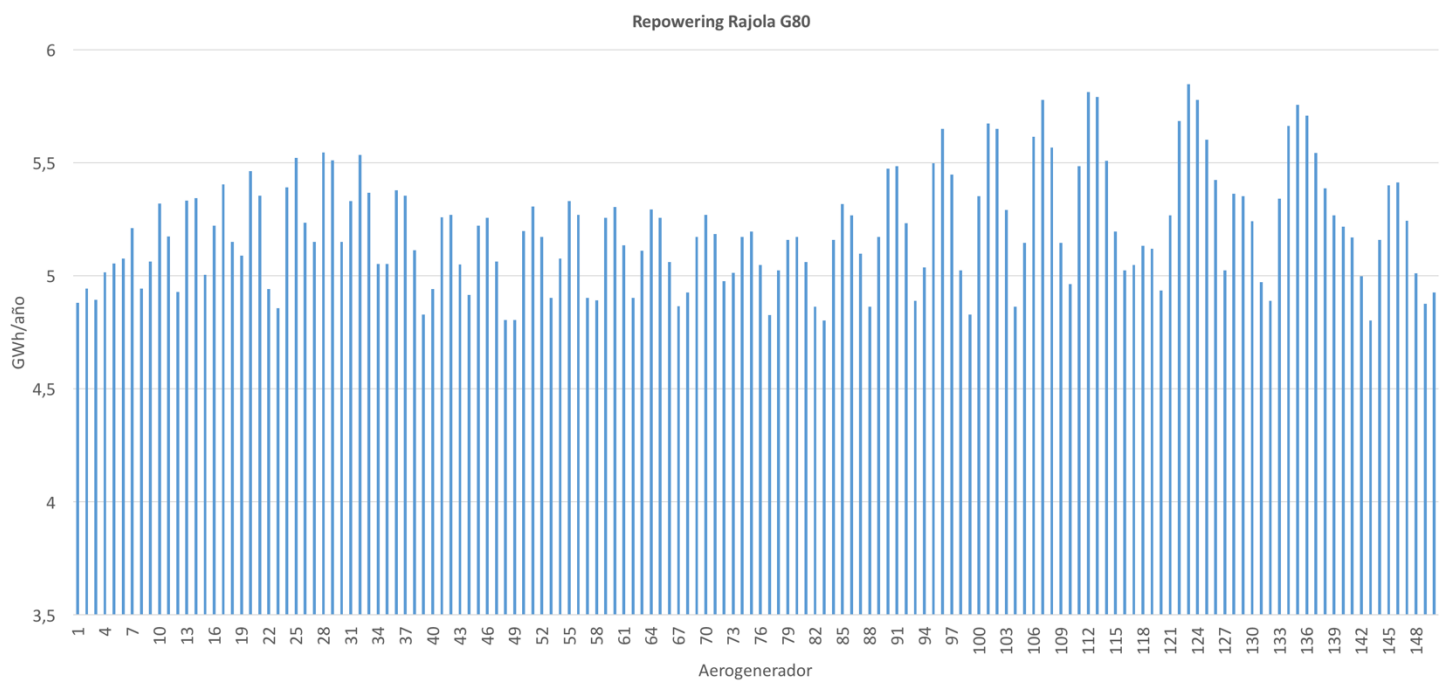


Figura 27. Producción de energía de la malla en el Cerro Rajola con el modelo Gamesa G80
(Fuente: Elaboración propia)

Se ha mantenido la misma escala en ambas zonas del parque eólico para comparar ambos modelos de aerogenerador. Así, se pueden identificar las zonas con mayor y menor recurso eólico, las cuales coinciden para ambos modelos. En las Figuras 24 y 25 del Alto del Mazorra se puede observar que, para ambos modelos, los puntos de mayor producción de energía se sitúan a partir del punto 19 (exceptuando los puntos 21 y 25), siendo el punto 38 el de mayor producción, con un total de 4,85 GWh/año en el caso del G80, y 7,77 GWh/año en el caso del G106.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Por otra parte en las Figuras 26 y 27 del Cerro Rajola, se puede apreciar una mayor dispersión de estos puntos, encontrándose los de mayor producción en algunos puntos del sur (puntos 10, 13, 14, 17, 20, 21, 24, 25, 28, 29 y 32) y del norte de la instalación (puntos 90, 91, 95, 96, 97, 101, 102, 106, 107, 108, 111, 112, 113, 114, 122, 123, 124, 125, 126, 134, 135, 136 y 137), siendo el punto 123 el de mayor producción, con un total de 5,84 GWh/año en el caso del G80 y 8,84 GWh/año en el caso del G106. Además, se identifica un patrón en ambas figuras, fruto del barrido utilizado en la malla del Cerro Rajola. Los picos de mayor producción corresponden con las coordenadas situadas en el centro de la colina, por ello las Figuras 26 y 27 tienen dicha forma característica.

En las Figuras 28, 29, 30 y 31 se muestran dónde se hayan las zonas con mayor y menor producción, indicando dónde se ubican las coordenadas con mejor recurso eólico.

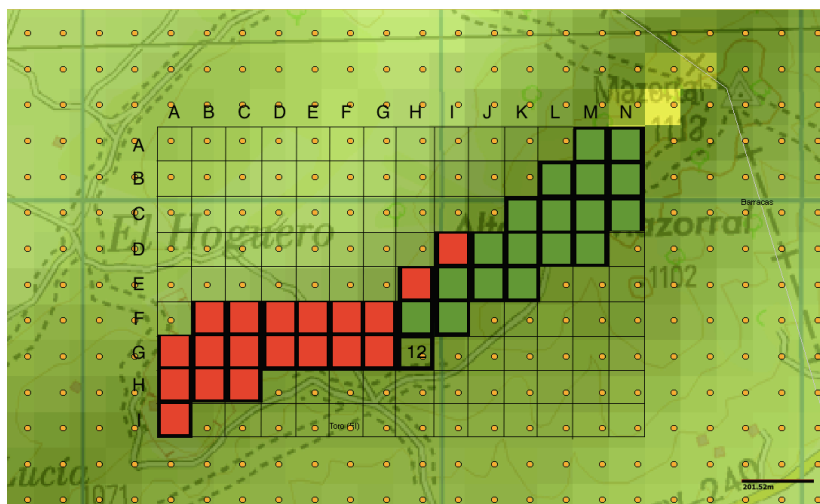


Figura 28. Producción de energía de la malla en el Alto del Mazorral con el modelo Gamesa G106.
 En rojo: < 7,4 GWh/año. En verde: > 7,5 GWh/año
 (Fuente: Atlas Eólico y elaboración propia)

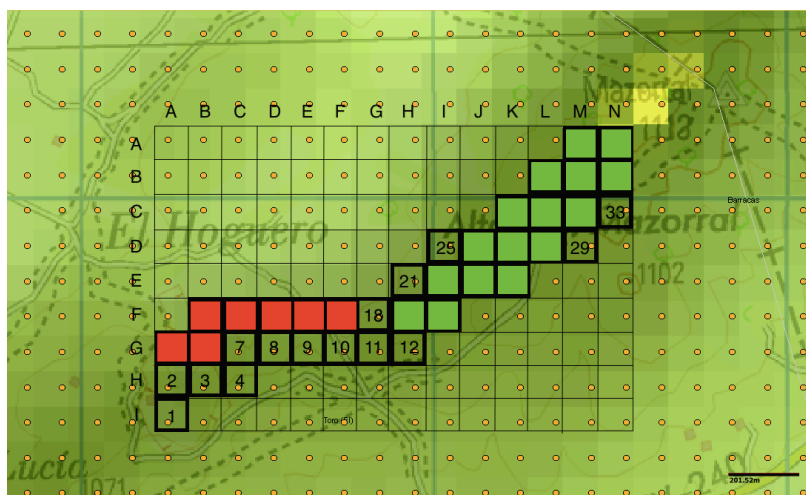


Figura 29. Producción de energía de la malla en el Alto del Mazorral con el modelo Gamesa G80.
 En rojo: < 4,4 GWh/año. En verde: > 4,6 GWh/año
 (Fuente: Atlas Eólico y elaboración propia)

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

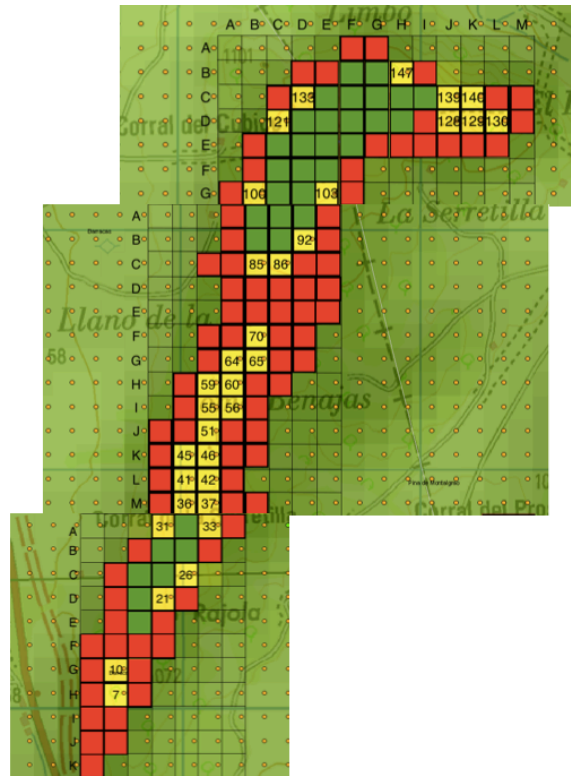


Figura 30. Producción de energía de la malla en Cerro Rajola con el modelo Gamesa G106
 En rojo: < 8 GWh/año. En verde: > 8,25 GWh/año
 (Fuente: Atlas Eólico y elaboración propia)

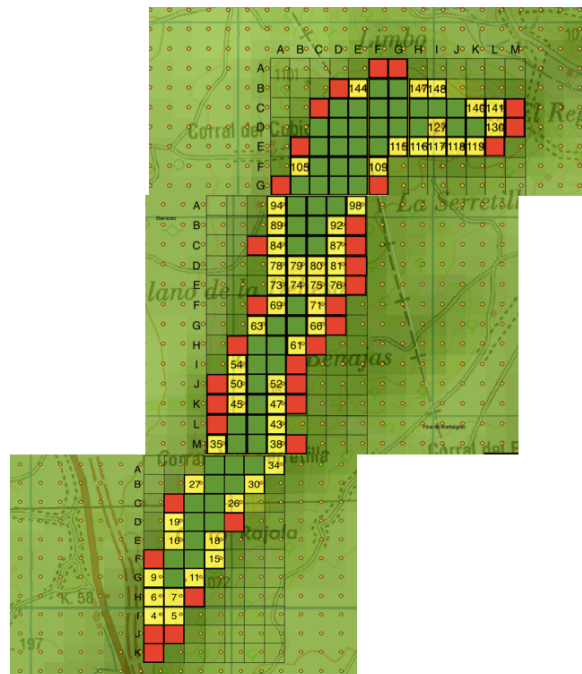
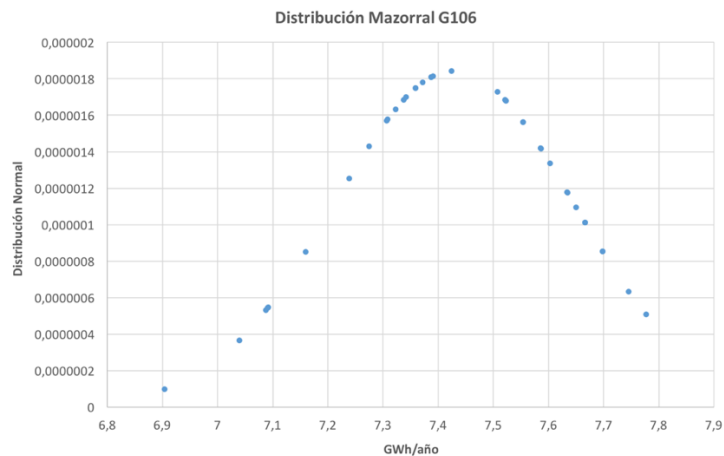


Figura 31. Producción de energía de la malla en Cerro Rajola con el modelo Gamesa G80
 En rojo: < 5 GWh/año. En verde: > 5,25 GWh/año
 (Fuente: Atlas Eólico y elaboración propia)

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

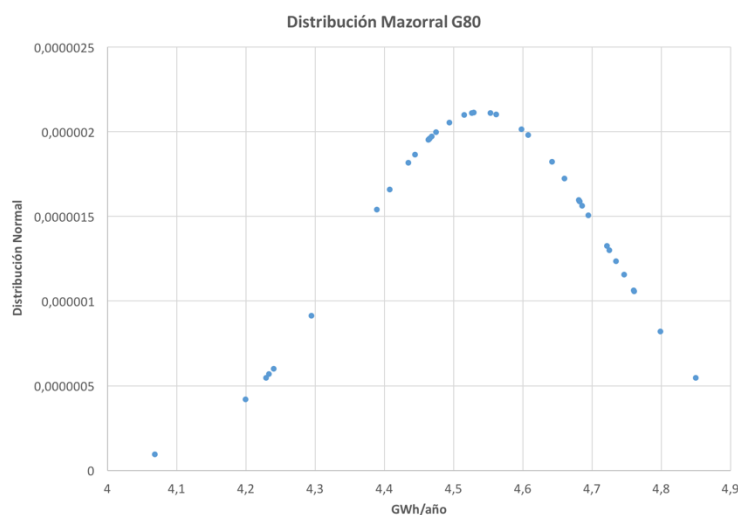
En el caso del Alto del Mazorral, los puntos con mayor recurso eólico se localizan al este, mientras que en el Cerro Rajola éstos se localizan sobretodo en el sur y, en mayor medida, en la zona norte.

Otro método para localizar los nodos con mayor recurso eólico es obteniendo la distribución normal de las coordenadas de estudio, pudiendo así determinar el valor promedio y la desviación típica de los nodos. En las Figuras 32, 33, 34 y 35 se muestra dicha distribución.



Promedio = 7,429 GWh/año ; Desviación estándar = 0,216 GWh/año

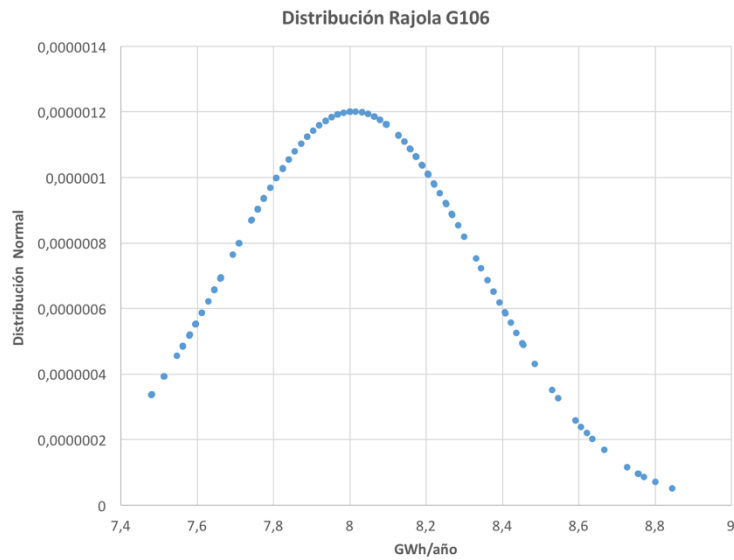
Figura 32. Distribución normal de los nodos del Alto del Mazorral para el modelo Gamesa G106 (Fuente: Elaboración propia)



Promedio = 4,538 GWh/año ; Desviación estándar = 0,188 GWh/año

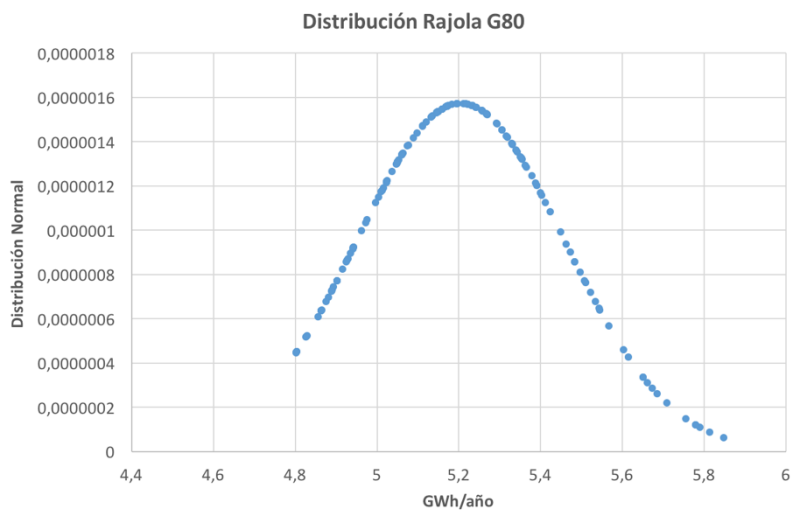
Figura 33. Distribución normal de los nodos del Alto del Mazorral para el modelo Gamesa G80 (Fuente: Elaboración propia)

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia



Promedio = 8,009 GWh/año ; Desviación estándar = 0,332 GWh/año

Figura 34. Distribución normal de los nodos del Cerro Rajola para el modelo Gamesa G106 (Fuente: Elaboración propia)



Promedio = 5,204 GWh/año ; Desviación estándar = 0,253 GWh/año

Figura 35. Distribución normal de los nodos del Cerro Rajola para el modelo Gamesa G80 (Fuente: Elaboración propia)

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

A continuación, se eligen las coordenadas representativas de las distintas zonas de la malla que permiten comparar los aerogeneradores propuestos. Como punto con mayor recurso eólico se elige el punto 38 del Alto del Mazorral y el 123 del Cerro Rajola, que son los que mayor producción han proporcionado para los dos modelos de Gamesa. Como puntos intermedios, se eligen puntos con aceptable producción, aquellos que tienen una producción media, y que se localizan entre las coordenadas con mayor y menor producción, como son el punto 12 del Alto del Mazorral y el 45 del Cerro Rajola. De entre las coordenadas con menor producción se eligen el 13 del Alto del Mazorral y el 48 del Cerro Rajola. En la Tabla 6 aparece la producción de dichos puntos con los modelos de aerogenerador escogidos, mediante convolución de sus curvas de potencia y las distribuciones de Weibull de las coordenadas anteriormente mencionadas.

*Tabla 6. Producción de 6 puntos representativos de la malla de estudio (MWh/año)
(Fuente: Elaboración propia)*

Modelo	Punto 38 Mazorral	Punto 123 Rajola	Punto 12 Mazorral	Punto 45 Rajola	Punto 13 Mazorral	Punto 48 Rajola
G80	5056,27	5847,71	4784,00	5221,13	4389,44	4803,67
G106	7776,87	8845,15	7424,00	8031,26	6904,03	7479,92
E-82 E4 (2.35 MW)	6095,89	7029,13	5775,87	6292,29	5311,72	5801,00
E-82 E4 (3.0 MW)	6453,10	7520,65	6077,48	6655,39	5540,13	6086,50
SWT-2.3-82 VS	5454,81	6339,04	5146,74	5630,37	4702,67	5160,71

A continuación, se calcula el número de horas equivalentes en cada aerogenerador y en cada coordenada, tal y como se muestra en la Tabla 7. En la Tabla 8 se muestran los factores de carga.

Tabla 7. Número de horas equivalentes de los 6 puntos de estudio (Fuente: Elaboración propia)

Modelo	Punto 38 Mazorral	Punto 123 Rajola	Punto 12 Mazorral	Punto 45 Rajola	Punto 13 Mazorral	Punto 48 Rajola
G80	2528,13	2923,85	2392,00	2610,56	2194,72	2401,83
G106	3110,75	3538,06	2969,60	3212,50	2761,61	2991,97
E-82 E4 (2.35 MW)	2593,99	2991,12	2457,81	2677,57	2260,30	2468,51
E-82 E4 (3.0 MW)	2151,03	2506,88	2025,82	2218,46	1846,71	2028,83
SWT-2.3-82 VS	2371,66	2756,10	2237,71	2447,98	2044,64	2243,78

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorrall y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 8. Factor de carga de los 5 aerogeneradores escogidos (Fuente: Elaboración propia)

Modelo	Punto 38 Mazorrall	Punto 123 Rajola	Punto 12 Mazorrall	Punto 45 Rajola	Punto 13 Mazorrall	Punto 48 Rajola
G80	0,2885	0,3337	0,2730	0,2980	0,2505	0,2741
G106	0,3551	0,4038	0,3389	0,3667	0,3152	0,3415
E-82 E4 (2.35 MW)	0,2961	0,3414	0,2805	0,3056	0,2580	0,2817
E-82 E4 (3.0 MW)	0,2455	0,2861	0,2312	0,2532	0,2108	0,2316
SWT-2.3-82 VS	0,2707	0,3146	0,2554	0,2794	0,2334	0,2561

Con estos datos se compara el comportamiento de los distintos aerogeneradores en los puntos elegidos para el estudio. Se observa que para todos los puntos, el modelo con menor número de horas equivalentes y menor factor de carga es el Enercon E-82 E4 de 3 MW de potencia unitaria. Es por ello, el aerogenerador que menor energía produce del recurso eólico existente y se descarta pues, del estudio de repotenciación. De entre los modelos restantes, se observa una gran similitud en los datos de los modelos G80 de Gamesa, E-82 E4 (2.35 MW) de Enercon y el SWT-2.3-82 VS de Siemens, con datos parecidos de número de horas equivalentes y factor de carga. Es el modelo G106 de Gamesa el que mayores valores presenta, destacando como el aerogenerador que mayor cantidad de energía produce. Incluso en los puntos con bajo recurso eólico, posee mejores valores que el resto de aerogeneradores en las coordenadas con mejor recurso.

Por todo ello, es éste el modelo elegido de entre los candidatos para la repotenciación del parque eólico, ya que presenta en todos los puntos característicos mayor producción de energía, mayor número de horas equivalentes y mayor valor del factor de carga. El estudio de 6 puntos representativos del parque eólico ha servido para comparar cuantitativamente los diferentes modelos de aerogenerador, en función del aprovechamiento que hacen del recurso eólico en diferentes zonas, identificando el modelo G106 de Gamesa como el que mayor producción obtiene de la malla estudiada.

Existe una serie de criterios generales que impiden la instalación de parques eólicos en ciertos lugares (*PER 2011-2020, IDAE*). La actual configuración del parque cumple dichas restricciones, pero se deben tener en cuenta en el emplazamiento de los nuevos aerogeneradores. Los criterios son los siguientes:

- Altitud igual o superior a 2.000 m.s.n.m.
- Distancia menor de 500 m de una población.
- Distancia menor de 100 m, respecto del eje de una carretera autonómica, o a menos de 200 m respecto del eje de una autopista, autovía o carretera nacional.
- Lagos o embalses.
- Distancia menor de 250 m de una línea de transporte eléctrico.

Como se ha descrito en el Capítulo 5.10, la dirección predominante del viento es la Noroeste, por lo que los aerogeneradores del nuevo parque se orientan hacia dicha dirección, igual que en la actual instalación, tal y como se muestra en las Figuras 6 y 8. Las palas de los mismos se orientan a sotavento con respecto al buje, para favorecer la orientación al viento del aerogenerador. Además, las distancias entre aerogeneradores se miden con respecto a dicha dirección del viento.

En el Capítulo 5.6 se estudia el perfil de viento de las zonas del Alto del Mazorra y el Cerro Rajola, también válidas para la nueva configuración del parque. Se elige una altura de buje de 80 m, igual a la llevada a cabo en el Capítulo 6, ya que en las Figuras 14 y 15 se observa que a dicha altura todos los puntos estudiados poseen una velocidad media mayor a 6 m/s.

En el Capítulo 6 se localizan las zonas del parque eólico con mejor recurso eólico y mayor producción del aerogenerador escogido, situándose éstas al este del Alto del Mazorra y principalmente al norte del Cerro Rajola (Figuras 28, 29, 30 y 31). En esas zonas se plantean distintas alternativas para la construcción del nuevo parque eólico, respetando las limitaciones de la zona circundante en cuestión. Ambas zonas se encuentran dentro de un hábitat, figura ambiental que se detalla en el Capítulo 9 pero que no afecta a la construcción del parque. Además, se encuentran a suficiente distancia de los núcleos urbanos de Barracas, El Toro y Pina de Montalgrao, así como de viviendas particulares de alrededor y líneas de alta tensión. El cálculo eléctrico y la localización de la subestación eléctrica se efectúan tras la configuración del parque eólico. En el Capítulo 8 se calcula la viabilidad económica de las alternativas propuestas para la configuración del nuevo parque.

7.3. Estudio de alternativas

Para decidir el número y la situación de los aerogeneradores, se eligen dos posibles alternativas. La primera mantiene la potencia actual del parque, para lo cual es necesario un menor número de unidades, ya que la potencia unitaria de los mismos es mayor. La segunda aumenta la potencia instalada hasta alcanzar el límite permitido, instalando el máximo número de aerogeneradores en las zonas aptas.

7.3.1. Alternativa 1: Mantener la potencia instalada en el parque

La primera alternativa conserva la misma potencia instalada en el parque eólico, instalando el aerogenerador elegido, de mayor potencia unitaria. La potencia instalada actualmente es de 28,05 MW, debido a que se encuentran sólo 33 aerogeneradores en servicio. Por lo tanto, se decide instalar 11 unidades del modelo G106 de Gamesa, con 2,5 MW de potencia unitaria, equivalente a una potencia total instalada de 27,5 MW. Para limitar las pérdidas por efecto parque (Capítulo 5.9.1), se elige una separación entre aerogeneradores superior a 530 m ($5 \cdot 106$) en la dirección predominante del viento y una separación superior a 318 m ($3 \cdot 106$) en la dirección perpendicular del viento.

Como son necesarios 11 aerogeneradores en esta alternativa, se opta por situar algunas de las unidades en las zonas con mejor recurso eólico (Figuras 28 y 30). En la Figuras 37 y 38 se muestra la localización de los aerogeneradores. La numeración que aparece en ellas corresponde con los puntos estudiados en las mallas de las Figuras 22 y 23. En la Tabla 9 se muestran las coordenadas geográficas de dichos puntos.



Figura 37. Localización de los aerogeneradores de la Alternativa 1 en el Cerro Rajola (Fuente: Google Earth©)

En la Figura 37 se observa que los nuevos aerogeneradores no se sitúan en las zonas donde las actuales unidades están desmanteladas.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

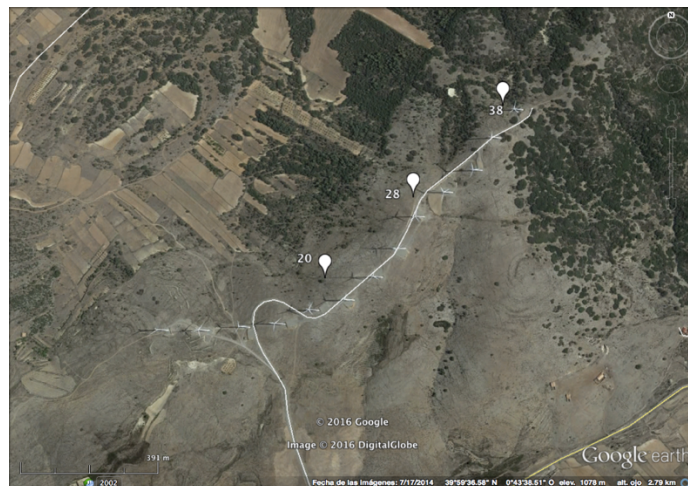


Figura 38. Localización de los aerogeneradores de la Alternativa 1 en el Alto del Mazorral (Fuente: Google Earth©)

Tabla 9. Coordenadas geográficas de los aerogeneradores de la Alternativa 1 (Fuente: Google Earth©, Atlas Eólico y elaboración propia)

Coordenada Cerro Rajola	Latitud	Longitud
146	40° 1' 6.88" N	0° 40' 17.34" W
112	40° 0' 59.16" N	0° 40' 28.84" W
96	40° 0' 48.45" N	0° 40' 33.83" W
75	40° 0' 35.25" N	0° 40' 35.12" W
55	40° 0' 22.78" N	0° 40' 47.47" W
42	40° 0' 12.58" N	0° 40' 47.63" W
29	40° 0' 3.87" N	0° 40' 51.95" W
17	39° 59' 54.02" N	0° 41' 0.66" W
Coordenada Alto del Mazorral	Latitud	Longitud
38	39° 59' 49.83" N	0° 43' 20.36" W
28	39° 59' 41.37" N	0° 43' 31.23" W
20	39° 59' 33.84" N	0° 43' 41.93" W

A continuación, se calcula la producción para dichos puntos, tal y como se realiza en el Capítulo 6, utilizando la información proporcionada por el Atlas Eólico en dichas coordenadas de estudio. En la Tabla 10 se detalla la producción de energía, el número de horas equivalentes y el factor de carga de dichos emplazamientos.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorrall y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 10. Producción de energía bruta, número de horas equivalentes y factor de carga de la Alternativa 1 (Fuente: Elaboración propia)

Coordenada Cerro Rajola	Energía producida bruta (MWh/año)	Número de horas equivalentes	Factor de Carga
146	8283,68	3313	0,378
112	8800,21	3520	0,401
96	8590,55	3436	0,392
75	7999,67	3199	0,365
55	8173,42	3269	0,373
42	8094,57	3237	0,369
29	8405,78	3362	0,383
17	8266,51	3306	0,377
Coordenada Alto del Mazorrall	Energía producida bruta (MWh/año)	Número de horas equivalentes	Factor de Carga
38	7776,87	3110	0,355
28	7602,54	3041	0,347
20	7553,64	3021	0,344
Total parque	89.547,44	3256	0,37

Reduciendo un tercio el número de aerogeneradores del parque eólico se consigue una producción bruta de 89,547 GWh/año, 3256 horas equivalentes y un factor de carga del parque de 0,37. Para obtener la producción neta en esta alternativa, se estiman las mismas pérdidas descritas en el Capítulo 5.9, salvo en las referidas al efecto parque que se estiman en un 5% al respetar las distancias recomendadas entre aerogeneradores. Suponiendo un 25% de pérdidas, la producción de energía neta de la Alternativa 1 es igual a 67,160 GWh/año, con 2442 horas equivalentes y un factor de carga de 0,278.

Si se comparan los valores anteriores con los del actual parque (calculados en el Capítulo 5), se observa que los valores de la alternativa expuesta son mayores. Además, los valores de horas equivalentes y factor de carga son mayores en cada unidad. Hay que recordar que el cálculo efectuado en dicho capítulo corresponde a la producción de 38 aerogeneradores, cuando en realidad sólo están operativos 33. Si se realiza dicho cálculo únicamente con las unidades actualmente en funcionamiento, se obtiene una producción bruta en el actual parque de 69,734 GWh/año, 2486 horas equivalentes y un factor de carga de 0,283. Teniendo en cuenta las pérdidas descritas en el Capítulo 5.9, la producción neta se estima en 48,814 GWh/año, con 1740 horas equivalentes y un factor de carga de 0,198.

Manteniendo la potencia actual del parque eólico se obtiene una producción de energía mayor y un mejor aprovechamiento del recurso eólico de la zona. Aunque se reduzca a un tercio el número de unidades, la potencia unitaria se aumenta aproximadamente el triple. De manera adicional, se consiguen reducir las pérdidas debidas al efecto parque hasta el 5%, indicando un mejor aprovechamiento del recurso existente.

7.3.2. Alternativa 2: Aumentar la potencia del parque

Para aumentar la potencia instalada en el actual parque, se propone la instalación del máximo número de nuevos aerogeneradores en las zonas estudiadas en el Capítulo 6. Para ello se deben respetar las mismas distancias y limitaciones que se han tenido en cuenta en el Aparato 7.3.1. Como el número de unidades será mayor, se busca aprovechar el máximo de espacio de las zonas estudiadas en las Figuras 22 y 23. En las Figuras 39 y 40 se muestra la configuración del parque para la Alternativa 2.



Figura 39. Localización de los aerogeneradores de la Alternativa 2 en el Cerro Rajola (Fuente: Google Earth©)



Figura 40. Localización de los aerogeneradores de la Alternativa 2 en el Alto del Mazorral (Fuente: Google Earth©)

En la Figura 39 se han evitado las zonas donde se hayan actualmente los aerogeneradores desmantelados, aprovechando al máximo la zona al norte del Cerro Rajola. Ello sumado a las

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

restricciones de distancia entre unidades, permite instalar 14 aerogeneradores, lo que supone una potencia instalada de 35 MW. En las Tablas 11 y 12 se muestran las coordenadas geográficas de dichos puntos, su producción neta de energía, número de horas equivalentes y factor de carga. Para calcular dichos parámetros se ha utilizado el mismo procedimiento que en el Capítulo 6 y en el Apartado 7.3.1.

Tabla 11. Coordenadas geográficas de los aerogeneradores de la Alternativa 2 (Fuente: Google Earth®, Atlas Eólico y elaboración propia)

Coordenada Cerro Rajola	Latitud	Longitud
130	40° 1' 1.07" N	0° 39' 56.08" W
135	40° 1' 3.61" N	0° 40' 21.91" W
107	40° 0' 54.57" N	0° 40' 29.94" W
91	40° 0' 44.25" N	0° 40' 36.12" W
73	40° 0' 34.83" N	0° 40' 42.34" W
59	40° 0' 25.11" N	0° 40' 47.14" W
45	40° 0' 15.57" N	0° 40' 52.32" W
29	40° 0' 3.39" N	0° 40' 54.93" W
17	39° 59' 53.74" N	0° 41' 0.98" W
Coordenada Alto del Mazorral	Latitud	Longitud
38	39° 59' 49.69" N	0° 43' 20.38" W
28	39° 59' 41.37" N	0° 43' 31.12" W
20	39° 59' 33.74" N	0° 43' 41.75" W
10	39° 59' 30.79" N	0° 43' 56.6" W
3	39° 59' 27.64" N	0° 44' 11.46" W

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorrall y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 12. Producción de energía bruta, número de horas equivalentes y factor de carga de la Alternativa 2 (Fuente: Elaboración propia)

Coordenada Cerro Rajola	Energía producida bruta (MWh/año)	Número de horas equivalentes	Factor de Carga
130	8063,75	3225	0,368
135	8726,35	3490	0,398
107	8755,66	3502	0,399
91	8376,50	3350	0,382
73	7758,30	3103	0,354
59	8079,00	3231	0,368
45	8031,26	3212	0,366
29	8405,78	3362	0,383
17	8266,51	3306	0,377
Coordenada Alto del Mazorrall	Energía producida bruta (MWh/año)	Número de horas equivalentes	Factor de Carga
38	7776,87	3110	0,355
28	7602,54	3041	0,347
20	7553,64	3021	0,344
10	7308,33	2923	0,333
3	7387,53	2955	0,337
Total parque	112.092,02	3202	0,365

En la Tabla 12 se observan valores similares a los de la Tabla 10 del Apartado 7.3.1. En este caso, la producción bruta de energía se estima en 112,09 GWh/año, con 3202 horas equivalentes y un factor de carga de 0,365. En comparación con la Alternativa 1, la producción bruta aumenta 22,5 GWh/año, instalando 3 aerogeneradores más. Suponiendo también un 25% de pérdidas para esta alternativa, la producción neta se estima en 84,069 GWh/año, con 2401 horas equivalentes y un factor de carga de 0,274. Esta alternativa, al igual que la primera, presenta mayores valores de producción, horas equivalentes y factor de carga que el actual parque eólico. Si se comparan ambas alternativas, se observa que la segunda consigue una mayor producción de energía debido al mayor número de aerogeneradores. No obstante, el mayor número de unidades instaladas afecta también al impacto ambiental, como se expone en el Capítulo 9. Por otra parte, la primera alternativa consigue unos valores de factor de carga y número de horas equivalentes ligeramente mayores, al haber localizado dichos aerogeneradores en puntos de mayor recurso eólico.

Ambas alternativas suponen una mejora sustancial del actual parque eólico en términos energéticos. No obstante, es necesario estudiar la viabilidad económica de ambas alternativas, como se realiza en el Capítulo 8. En dicho capítulo se tiene en cuenta además, la instalación eléctrica necesaria para ambas alternativas, como se calcula a continuación.

7.4. Instalación eléctrica del parque

Sabiendo la disposición de los aerogeneradores en el nuevo parque, se calcula en este apartado la infraestructura eléctrica del mismo. Al haberse planteado dos posibles alternativas a la configuración del parque, es por ello preciso efectuar dicho cálculo para ambas opciones. Se propone conservar la subestación transformadora existente, situada en las coordenadas geográficas:

- Latitud: 39°59'21.28"N
- Longitud: 0°40'49.25"O

Con ello se pretende aprovechar la infraestructura existente, adaptándola a las nuevas características de las líneas eléctricas.

Las líneas de media/alta tensión unen las celdas de protección de los aerogeneradores con la subestación del parque, y su cálculo se efectúa con arreglo a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06: Líneas Subterráneas con Cables Aisladas, incluida en el Real Decreto 223/2008. La disposición de los cables es colocados en el interior de tubos y enterrados directamente en una zanja de 1 metro de profundidad.

Se mide la longitud de las líneas eléctricas en línea recta sobre la localización de los receptores, aplicando un incremento del 20% para compensar el desnivel del terreno. Con este coeficiente de mayoración, la longitud medida se efectúa del lado de la seguridad.

7.4.1. Cálculo de intensidades nominales

A partir de la Fórmula 6 se obtiene la intensidad nominal de cada línea:

$$I_n(A) = \frac{P_n}{\sqrt{3}U_n \cos\varphi} = \frac{P_n(kW)}{\sqrt{3}U_n(kV)} \quad (6)$$

Para simplificar los cálculos se utiliza un factor de potencia ($\cos \varphi$) unitario. La tensión nominal será para todas las líneas de 20 kV. En la Tablas 13 y 14 se calcula la intensidad nominal de cada tramo para las Alternativas 1 y 2. Los números de los tramos de línea coinciden con las coordenadas de los aerogeneradores de las Tablas 9 y 11.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 13. Potencia e intensidad nominal por línea de la Alternativa 1 (Fuente: Elaboración propia)

Línea	Tramo de línea	P _n (kW)	I _n (A)
1 (Cerro Rajola)	146-112	2500	72,17
	112-96	5000	144,34
	96-Subestación	7500	216,50
2 (Cerro Rajola)	75-55	2500	72,17
	55-42	5000	144,34
	42-Subestación	7500	216,50
3 (Cerro Rajola)	29-17	2500	72,17
	17-Subestación	5000	144,34
4 (Alto del Mazorral)	20-28	2500	72,17
	28-38	5000	144,34
	38-Subestación	7500	216,50

Tabla 14. Potencia e intensidad nominal por línea de la Alternativa 2 (Fuente: Elaboración propia)

Línea	Tramo de línea	P _n (kW)	I _n (A)
1 (Cerro Rajola)	130-135	2500	72,17
	135-107	5000	144,34
	107-Subestación	7500	216,50
2 (Cerro Rajola)	91-73	2500	72,17
	73-59	5000	144,34
	59-Subestación	7500	216,50
3 (Cerro Rajola)	45-29	2500	72,17
	29-17	5000	144,34
	17-Subestación	7500	216,50
4 (Alto del Mazorral)	3-10	2500	72,17
	10-20	5000	144,34
	20-Subestación	7500	216,50
5 (Alto del Mazorral)	28-38	2500	72,17
	38-Subestación	5000	144,34

7.4.2. Niveles de aislamiento del cable

Según la ITC-LAT 06, la red eléctrica que se diseña está clasificada como categoría A, en la cual los defectos a tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y en cualquier caso antes de 1 minuto.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

La Tabla 15 presenta las características mínimas del cable de red y accesorios, extraídas de la Tabla de niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios de la ITC, teniendo en cuenta la categoría de la red y la tensión nominal de la misma.

Tabla 15. Tensión asignada recomendada para conductores de 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_0/U , ó U_0 (kV)	Nivel de aislamiento a impulsos U_p (kV)
20	24	A	12/20	125

7.4.3. Elección de la sección del conductor

La sección del conductor se elige con arreglo a las tablas que facilita la Norma UNE 211435:2011. Como la tensión asignada tiene un valor de 20 kV, se utilizan cables unipolares HEPRZ1 con conductor de aluminio.

7.4.3.1. Dimensionamiento de conductores por criterio térmico.

El dimensionado de la sección de los conductores por criterio térmico se lleva cabo mediante el proceso utilizado en el Capítulo 5.9. del libro *Tecnología Eléctrica* (Roger, Riera y Roldán, 2010). El proceso a seguir es el siguiente:

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

$$I_1 = \frac{I_n}{k} \quad (7)$$

2. Se accede a las tablas de intensidades admisibles con el valor de I_1 y se elige la sección S correspondiente a una intensidad I_T mayor o igual a I_1 . Cumpliéndose:

$$k \cdot I_T > I_n \quad (8)$$

La UNE 211435 permite obtener la sección del conductor a partir de las tablas de intensidad máxima admisible, que están tabuladas para una instalación tipo (directamente enterrada) de las siguientes características:

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

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

Mediante tablas de la misma Norma, se obtienen los factores de corrección para caracterizar la instalación objeto de estudio y seleccionar la sección de conductor necesaria en función de la intensidad máxima admisible.

➤ Factor de corrección de temperatura del terreno:

Dicho factor depende de la temperatura máxima del conductor, que se obtiene de la Tabla 16 extraída la Norma UNE:

Tabla 16. Temperatura máxima en °C, asignada al conductor (Fuente: UNE 211435:2011)

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

La temperatura máxima admisible en el conductor para el aislante utilizado, el HEPR, es de 105° C.

En la Tabla 17 se obtiene el factor de corrección igual a 1,03, para una temperatura del terreno estimada en 20° C.

Tabla 17. Factor de corrección, F, para temperatura del terreno distinta de 25° C (Fuente: UNE 211435:2011)

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

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

➤ Factor de corrección de la resistividad térmica del terreno:

La resistividad del terreno se obtiene de los valores que proporciona la ITC-LAT 06 en función de su naturaleza y humedad. Para terrenos de piedra caliza, la resistividad tiene un valor de 2,5 K·m/W. Se itera en la Tabla 18 de la Norma UNE y se obtiene la sección de conductor necesaria.

Tabla 18. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W (Fuente: UNE 211435:2011)

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	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	

Tal y como se muestra en las Tablas 14 y 15, el cálculo de las intensidades máximas admisibles se simplifica notablemente, ya que las intensidades admisibles en cada línea sólo varían de un tramo a otro en función de la potencia nominal. De la Tabla 19 extraída de la Norma UNE, se obtiene la sección de conductor en función de la intensidad máxima admisible, para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV en interior de tubos enterrados. Como ya se comentó antes, se utilizan cables unipolares HEPRZ1 con conductor de aluminio.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 19. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo (Fuente: UNE 211435:2011)

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

En la Tabla 20 se efectúa el cálculo de la sección para una $I_n = 72,17$ A.

Tabla 20. Ejemplo de cálculo para una $I_n = 72,17$ A (Fuente: Elaboración propia)

I_T (A)	Sección (mm²)	Factor corrección resistividad	Factor corrección temperatura	k	I_n (A)	$I_1 = \frac{I_n}{k}$	$I_T \geq I_1$	$k \cdot I_T > I_n$
95	25	0,88	1,03	0,90	72,17	79,62	sí	sí
115	35	0,88	1,03	0,90	72,17	79,62	sí	sí
135	50	0,87	1,03	0,89	72,17	80,53	sí	sí
170	70	0,87	1,03	0,89	72,17	80,53	sí	sí
200	95	0,87	1,03	0,89	72,17	80,53	sí	sí
230	120	0,87	1,03	0,89	72,17	80,53	sí	sí
255	150	0,87	1,03	0,89	72,17	80,53	sí	sí
290	185	0,87	1,03	0,89	72,17	80,53	sí	sí
345	240	0,86	1,03	0,88	72,17	81,47	sí	sí
390	300	0,86	1,03	0,88	72,17	81,47	sí	sí
450	400	0,86	1,03	0,	72,17	81,47	sí	sí

La mínima sección que cumple el criterio de tensión para una $I_n = 72,17$ A es de 25 mm².

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

En la Tabla 21 se calculan las secciones mínimas por fase para cada línea, calculadas del mismo modo, en función de la intensidad nominal.

Tabla 21. Secciones mínimas por fase (Fuente: Elaboración propia)

I_n (A)	K	I_1 (A)	Sección (mm ²)
72,17	0,83	86,50	25
144,34	0,83	173,00	70
216,50	0,82	262,75	150

Para facilitar la instalación y mantenimiento de las líneas, se utilizan todas las secciones de 150 mm². Este aumento de sección de 25 y 70 mm² a 150 mm² supone una disminución de las pérdidas energéticas durante el funcionamiento de la instalación. En las Tablas 22 y 23 se detallan las secciones por fase de cada línea de ambas alternativas.

Tabla 22. Secciones de conductor por línea de la Alternativa 1 (Fuente: Elaboración propia)

Línea	Tramo de línea	Sección (mm ²)
1 (Cerro Rajola)	146-112	150
	112-96	150
	96-Subestación	150
2 (Cerro Rajola)	75-55	150
	55-42	150
	42-Subestación	150
3 (Cerro Rajola)	29-17	150
	17-Subestación	150
4 (Alto del Mazorral)	20-28	150
	28-38	150
	38-Subestación	150

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorrall y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 23. Secciones de conductor por línea de la Alternativa 2 (Fuente: Elaboración propia)

Línea	Tramo de línea	Sección (mm ²)
1 (Cerro Rajola)	130-135	150
	135-107	150
	107-Subestación	150
2 (Cerro Rajola)	91-73	150
	73-59	150
	59-Subestación	150
3 (Cerro Rajola)	45-29	150
	29-17	150
	17-Subestación	150
4 (Alto del Mazorrall)	3-10	150
	10-20	150
	20-Subestación	150
5 (Alto del Mazorrall)	28-38	150
	38-Subestación	150

7.4.3.2. Características del cable elegido.

Tal y como se explica en el Capítulo 7.4.2, la tensión nominal mínima del cable es 12/20 kV. Se elige un cable tipo Eprotenax Compact con aislamiento HEPR, unipolar y conductor de aluminio. En las Figuras 41 y 42 se muestran las características de resistencia y reactancia eléctrica a la temperatura máxima admisible para el cable elegido.

Sección nominal mm ²	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω/km			
	Cables Unipolares		Cables Trípolares	
	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	0.807
70	0.359	0.591	0.365	0.601
95	0.259	0.430	0.264	0.434
120	0.206	0.340	0.209	0.343
150	0.168	0.277	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224
240	0.104	0.168	0.105	0.173
300	0.083	0.136	-	-
400	0.066	0.105	-	-
500	0.054	0.089	-	-

Figura 41. Resistencia máxima del Eprotenax Compact para una temperatura máxima admisible de 105 °C (Fuente: Prysmian©)

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorrall y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Sección nominal mm ²	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
Tres cables unipolares en contacto mutuo							
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
95	0.099	0.102	0.110	0.115	0.118	0.121	0.129
120	0.095	0.098	0.106	0.111	0.112	0.118	0.123
150	0.093	0.096	0.102	0.108	0.110	0.115	0.118
185	0.089	0.093	0.100	0.104	0.106	0.110	0.113
240	0.088	0.090	0.097	0.101	0.102	0.106	0.109
300	0.086	0.088	0.093	0.097	0.099	0.103	0.105
400	0.085	0.086	0.091	0.095	0.096	0.100	0.102
500	0.084	0.084	0.089	0.092	0.093	0.096	0.099

Figura 42. Reactancia del Eprotenax Compact (Fuente: Prysmian®)

7.4.3.3. Dimensionamiento de conductores por criterio de caída de tensión.

A partir de las secciones obtenidas en el Capítulo 7.4.3.1, se comprueba si cumplen los requerimientos por caída de tensión. Por ello se utiliza la Fórmula 9:

$$\Delta U(V) = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cos\varphi + X \sin\varphi) \quad (9)$$

Siendo:

- ΔU : caída de tensión en el tramo de línea, en voltios.
- I : intensidad nominal, en amperios.
- R : resistencia del cable extraída de la Figura 37, en Ω/km.
- X : reactancia del cable extraída de la Figura 38, en Ω/km.
- L : longitud de la línea, en km (mayorada un 20% para compensar el desnivel del terreno).
- $\cos\varphi$: factor de potencia.

En el Capítulo 7.4.1 se supone un factor de potencia unitario, para simplificar los cálculos, por lo que $\sin\varphi = 0$.

La caída de tensión también se puede expresar en %, tal y como se ve en la Fórmula 10.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

$$\varepsilon = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 \quad (10)$$

Siendo:

- ΔU : caída de tensión en la línea, en voltios.
- U_n : tensión nominal de la línea, en voltios. Como se dijo en el Capítulo 7.4.1, será 20000 V para todos los tramos.

En las Tablas 24 y 25 se obtienen los valores de caída de tensión para cada tramo de la instalación, en ambas alternativas. En las Figuras 43, 44, 45 y 46 se muestran los tramos de línea eléctrica entre los diferentes aerogeneradores. Se propone excavar la zanja para las conducciones paralelamente al camino de servidumbre, de manera que todos los tramos de línea sigan el mismo trayecto.

Tabla 24. Caída de tensión en cada línea para la Alternativa 1 (Fuente: Elaboración propia)

Línea	Tramo de línea	Longitud (km)	ΔU (V)	ΔU (%)	ΔU (%) acumulado por línea
1 (Cerro Rajola)	146-112	0,435	15,06	0,075	2,08
	112-96	0,424	29,41	0,147	
	96-Subestación	3,582	372,08	1,86	
2 (Cerro Rajola)	75-55	0,576	19,94	0,099	1,38
	55-42	0,374	25,92	0,129	
	42-Subestación	2,229	231,59	1,57	
3 (Cerro Rajola)	29-17	0,439	15,2	0,076	0,57
	17-Subestación	1,437	99,51	0,497	
4 (Alto del Mazorra)	20-28	0,409	14,168	0,070	2,76
	28-38	0,434	30,08	0,150	
	38-Subestación	4,896	508,57	2,542	

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 25. Caída de tensión en cada línea para la Alternativa 2 (Fuente: Elaboración propia)

Línea	Tramo de línea	Longitud (km)	$\Delta U(V)$	$\Delta U(\%)$	$\Delta U(\%)$ acumulado por línea
1 (Cerro Rajola)	130-135	0,72	24,93	0,124	2,29
	135-107	0,41	28,42	0,142	
	107-Subestación	3,89	404,98	2,024	
2 (Cerro Rajola)	91-73	0,399	13,83	0,069	1,57
	73-59	0,385	26,67	0,133	
	59-Subestación	2,65	275,26	1,376	
3 (Cerro Rajola)	45-29	0,46	15,95	0,079	0,97
	29-17	0,439	30,41	0,152	
	17-Subestación	1,437	149,26	0,746	
4 (Alto del Mazorral)	3-10	0,44	15,29	0,076	3,18
	10-20	0,43	30,08	0,15	
	20-Subestación	5,7	592,08	2,96	
5 (Alto del Mazorral)	28-38	0,434	15,04	0,075	1,77
	38-Subestación	4,896	339,04	1,695	



Figura 43. Tramos de línea eléctrica de la Alternativa 1 en el Cerro Rajola (Fuente: Google Earth© y elaboración propia)

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

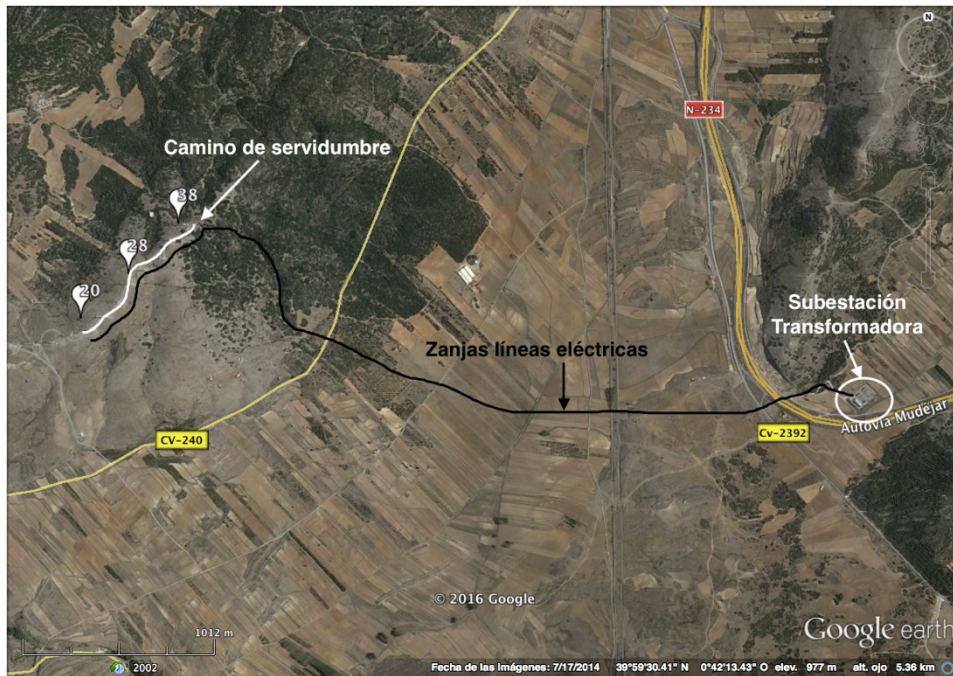


Figura 44. Tramos de línea eléctrica de la Alternativa 1 en el Alto del Mazorral (Fuente: Google Earth© y elaboración propia)



Figura 45. Tramos de línea eléctrica de la Alternativa 2 en el Cerro Rajola (Fuente: Google Earth© y elaboración propia)



Figura 46. Tramos de línea eléctrica de la Alternativa 2 en el Alto del Mazorra (Fuente: Google Earth© y elaboración propia)

El reglamento de Alta tensión especifica una caída de tensión máxima del 5%. Se observa que todos los tramos de línea de la instalación cumplen dicha condición. Por lo tanto la sección elegida cumple el criterio de caída de tensión.

7.4.4. Subestación transformadora

Se propone mantener la subestación transformadora existente. Las características de la misma se encuentran en la Resolución 2007/6106 de la Generalitat Valenciana.

Como el objeto de estudio de este trabajo no es el diseño de dicha subestación, se propone conservar la misma, adaptando sus características a los nuevos requerimientos de la línea eléctrica de la alternativa de nuevo parque eólico escogida.

Conociendo las características de la instalación eléctrica de las alternativas propuestas, es preciso llevar a cabo el estudio de su viabilidad económica. De esta manera, se escoge un modelo definitivo de parque eólico repotenciado.

CAPÍTULO 8. VIABILIDAD ECONÓMICA

8.1. Introducción

El estudio de la viabilidad económica de las alternativas descritas en el Capítulo 8 permite decidir si representan desde el punto de vista económico una alternativa viable de futuro. Además, los datos objetivos que se obtengan permiten decidir cuál de las dos opciones representa la solución más rentable al problema de la repotenciación del parque eólico.

La realización de dicho estudio de viabilidad económico se efectúa mediante la herramienta informática RETScreen, software referencia en este tipo de estudios. Para obtener los costes propios de una instalación eólica se utilizan como referencia los datos obtenidos del documento PER 2011-2020 (IDAE). En cuanto al régimen retributivo de este tipo de instalaciones, se utilizan los parámetros expuestos en el Real Decreto 413/2014.

Dentro del documento PER se encuentran los costes de inversión típicos de un parque eólico terrestre, referidos al año 2010 para parques de gran potencia (50 MW). Estos valores sirven de referencia para las alternativas propuestas en este Trabajo, pero se actualizan a la situación actual. El documento PER fue redactado hace una década y estima una reducción de los costes de inversión de los parques eólicos terrestres para la época actual. En la Tabla 26 se recogen dichos valores.

Tabla 26. Costes de inversión de un parque eólico terrestre (Fuente: Estudio Técnico PER 2011-20, IDAE)

Costes de inversión de un parque eólico “onshore” (€/MW)	
Aerogenerador	980.000
Obra civil e ingeniería	105.000
Instalación eléctrica	65.000
Subestación y conexión eléctrica	131.000
Costes de promoción	26.000
TOTAL	1.307.000

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

En cuanto a los costes de explotación, el mismo documento PER estima en aproximadamente unos 45.000 €/MW/año, en los que se incluye el coste de mantenimiento de los aerogeneradores y de la instalación eléctrica, seguros anuales equivalentes a ~0,75% de la inversión, costes de alquiler, tasas y costes adicionales de gestión y administración.

El documento PER que data del año 2010, estima que los costes de inversión de la eólica terrestre se reducirán en el futuro significativamente, ya que prevé un aumento de las horas anuales equivalentes producido principalmente por la repotenciación de parques antiguos. No obstante, se utilizan estas estimaciones como referencia en cuanto a los costes de inversión. Posteriormente, se tiene en cuenta el actual coste de generación eléctrica de este tipo de tecnología. Además, los costes de la subestación y la conexión eléctrica se modifican con respecto a lo referido del documento PER, ya que se propone conservar la actual subestación transformadora, adaptándola a las nuevas características del parque eólico.

A continuación, se estudian ambas alternativas para finalmente realizar una comparación entre ellas y evaluar su viabilidad con respecto a la instalación existente.

8.2. Viabilidad económica de la Alternativa 1

Tal y como se expuso en el Capítulo 7.3.1, la primera alternativa consiste en conservar la actual potencia instalada en el parque. Se basa en reducir el número de aerogeneradores de 33 a 11, pasando así de una potencia de 28,05 MW a una de 27,5 MW.

El coste de la subestación, conexión e instalación eléctrica se estima en unos ~170.000 €/km de línea eléctrica subterránea, ya que se mantiene la subestación transformadora existente. Para realizar una estimación más precisa de dicho coste es necesario el cálculo de la nueva subestación, el cual no es objeto de este trabajo. De igual manera, ante la necesidad de desmantelamiento de los antiguos aerogeneradores, se estima un coste de obra civil e ingeniería de ~75.000 €/MW. Además, para cubrir posibles contratiempos se añade un 5% de contingencias. Así pues, los costes fijos de la Alternativa 1 se calculan tomando como referencia los valores de la Tabla 26 y se muestran en la Tabla 27.

Tabla 27. Costes de inversión de la Alternativa 1 (Fuente: Elaboración propia)

Costes de inversión de la Alternativa 1	
Aerogeneradores	26.950.000 €
Obra civil e ingeniería	2.080.000 €
Instalación eléctrica	1.250.000 €
Subestación y conexión eléctrica	1.350.000 €
Contingencias	1.581.500 €
TOTAL	33.211.500 €

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

En cuanto a los costes de mantenimiento, tomando como referencia lo expuesto en el Capítulo 8.1, la cifra sería de unos 1.000.000 €/año.

8.2.1. Renta Anual de la Alternativa 1

Según lo expuesto en el Real Decreto 413/2014, la tarifa de exportación de la electricidad se calcula mediante el cálculo de la retribución específica. Los parámetros retributivos para las instalaciones eólicas terrestres son los siguientes:

- Retribución a la inversión (R_{inv}) 2014-2016: 101.381 €/MW.
- Retribución a la operación (R_o) en 2014 de 0 €/MW.
- Vida útil regulatoria: 20 años.
- Coeficiente de ajuste $C_{1,a} = 0,7626$.
- Número de horas de funcionamiento mínimo anual en 2014-2016: 1050 h.
- Umbral de funcionamiento (U_f) anual 2014-2016: 630 h.
- 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%

$$\text{Tarifa de exportación} = \frac{\text{Retribución Específica} + \text{Precio de Mercado}}{\text{Energía Producida Anual}} \quad (11)$$

Donde:

$$\begin{aligned} & \text{Retribución Específica} \\ & = R_{inv} \cdot \text{Potencia Instalada} + R_o \cdot \text{Energía Producida Anual} \end{aligned} \quad (12)$$

Estando este tipo de instalación clasificado como IT-00666 en dicho Real Decreto, los parámetros anteriores tienen los siguientes valores:

$$R_{inv} = 101.381 \text{ €/MW}$$

$$R_o = 0 \text{ €/MW}$$

$$\text{Precio de Mercado} = 46,22 \text{ €/MWhE}$$

De esta manera, se obtiene una tarifa de exportación de la electricidad en esta alternativa de 87,732 €/MWh.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

8.2.2. Análisis financiero de la Alternativa 1

Una vez estimados los costes iniciales del proyecto y la producción de electricidad, se introducen dichos datos en el programa RETScreen para efectuar el análisis financiero. Se llevan a cabo diferentes hipótesis dentro del análisis en RETScreen, planteando varios escenarios en relación a la tasa de inflación y un rango de sensibilidad del 10% para los costes iniciales, la tarifa de exportación de electricidad, la relación de deuda y la tasa de interés de la deuda.

Los valores típicos de un proyecto de estas características y que se mantienen fijos en el análisis son:

- Tasa de descuento: 6,0%
- Tiempo de vida del proyecto: 20 años
- Relación de deuda: 70,0%
- Duración de deuda: 20 años

El documento PER estima una Tasa Interna de Retorno (TIR) mínima del 6-7% para la viabilidad económica de un proyecto de generación eólica de electricidad. En la Alternativa 1, con los costes fijos mencionados en el Capítulo 8.2.1 y una tasa de inflación del 2%, se estima un TIR del 7% y un Valor Presente Neto (VPN) de 26.016.814 €. En la Figura 47 se obtiene el TIR variando hasta un $\pm 10\%$ los costes iniciales, la tarifa de exportación de electricidad, la tasa de interés de la deuda y la relación de la deuda.

		Costos iniciales				€
Tarifa de exportación de electricidad		29.890.350	31.550.925	33.211.500	34.872.075	36.532.650
€/MWh		-10%	-5%	0%	5%	10%
78,96	-10%	6,5%	5,4%	4,4%	3,5%	2,6%
83,35	-5%	7,9%	6,8%	5,8%	4,8%	3,9%
87,73	0%	9,2%	8,1%	7,0%	6,1%	5,2%
92,12	5%	10,4%	9,3%	8,3%	7,3%	6,4%
96,51	10%	11,7%	10,5%	9,4%	8,4%	7,5%

		Costos iniciales				€
Tasa de interés de la deuda		29.890.350	31.550.925	33.211.500	34.872.075	36.532.650
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
2,70%	-10%	9,3%	8,2%	7,2%	6,3%	5,4%
2,85%	-5%	9,3%	8,2%	7,1%	6,2%	5,4%
3,00%	0%	9,2%	8,1%	7,0%	6,1%	5,2%
3,15%	5%	9,1%	8,0%	6,9%	6,0%	5,1%
3,30%	10%	9,0%	7,9%	6,9%	5,9%	5,0%

		Costos iniciales				€
Relación de deuda		29.890.350	31.550.925	33.211.500	34.872.075	36.532.650
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
63%	-10%	9,8%	8,7%	7,7%	6,8%	5,9%
67%	-5%	9,5%	8,4%	7,4%	6,8%	5,5%
70%	0%	9,5%	8,1%	7,0%	6,1%	5,2%
74%	5%	8,9%	7,7%	6,7%	5,7%	4,8%
77%	10%	8,5%	7,7%	6,4%	5,4%	4,8%

Figura 47. Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 1 con un 2% de inflación (Fuente: RETScreen©)

El análisis de sensibilidad efectuado permite evaluar la viabilidad económica del proyecto asumiendo las desviaciones en el cálculo de los costes iniciales, la fluctuación futura de la inflación, etc.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

La tarifa de exportación de electricidad, que es el precio por MWh producido en el parque eólico, influye directamente en la viabilidad del proyecto. Si dicha tarifa disminuye un 10%, el TIR sólo sería mayor del 6% en el caso de que los costes iniciales se redujeran otro 10% (casi 4 millones del presupuesto). Con un incremento mínimo del 5% de la tarifa de exportación, la viabilidad económica está asegurada en el rango de $\pm 10\%$ de los costes iniciales. En el caso de que dicha tarifa no variase, el proyecto sería viable con un incremento de hasta el 5% de los costes iniciales.

La tasa de interés de la deuda depende de la entidad bancaria y las condiciones del crédito obtenido para la realización del proyecto. No tiene un impacto tan decisivo en el TIR como la tarifa de exportación, ya que para una relación de deuda del 70%, el proyecto es viable en un rango del $\pm 10\%$ de la tasa de interés con un incremento de los costes de hasta el 5%.

De forma similar ocurre con la relación de deuda, que es el porcentaje del presupuesto inicial obtenido por crédito bancario. El proyecto tiene un TIR de alrededor del 6% en un rango de $\pm 10\%$ de la deuda, para un incremento máximo de los costes iniciales del 5%.

Del mismo modo, se efectúa el análisis de sensibilidad para una tasa de inflación del 2,5%, obteniendo un TIR del 6,8% y un VPN de 25.379.203 €, tal y como se muestra en la Figura 48.

		Costos iniciales				€
		29.890.350	31.550.925	33.211.500	34.872.075	36.532.650
Tarifa de exportación de electricidad						
€/MWh		-10%	-5%	0%	5%	10%
78,96	-10%	6,2%	5,1%	4,1%	3,2%	2,3%
83,35	-5%	7,6%	6,5%	5,5%	4,6%	3,7%
87,73	0%	9,0%	7,8%	6,8%	5,8%	4,9%
92,12	5%	10,2%	9,1%	8,0%	7,1%	6,1%
96,51	10%	11,5%	10,3%	9,2%	8,2%	7,3%
		Costos iniciales				€
		29.890.350	31.550.925	33.211.500	34.872.075	36.532.650
Tasa de interés de la deuda						
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
2,70%	-10%	9,1%	8,0%	7,0%	6,0%	5,1%
2,85%	-5%	9,0%	7,9%	6,9%	5,9%	5,0%
3,00%	0%	9,0%	7,8%	6,8%	5,8%	4,9%
3,15%	5%	8,9%	7,8%	6,7%	5,7%	4,8%
3,30%	10%	8,8%	7,7%	6,6%	5,6%	4,7%
		Costos iniciales				€
		29.890.350	31.550.925	33.211.500	34.872.075	36.532.650
Relación de deuda						
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
63%	-10%	9,6%	8,5%	7,5%	6,5%	5,6%
67%	-5%	9,3%	8,2%	7,1%	6,2%	5,3%
70%	0%	9,0%	7,8%	6,8%	5,8%	4,9%
74%	5%	8,6%	7,5%	6,5%	5,5%	4,6%
77%	10%	8,3%	7,2%	6,1%	5,1%	4,2%

Figura 48. Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 1 con un 2,5% de inflación (Fuente: RETScreen©)

El TIR para un escenario con una inflación del 2,5% disminuye en todos los casos, en comparación con el anterior escenario del 2%. De igual manera, ante una disminución del 10% de la tarifa de exportación, el proyecto sólo sería viable con un 10% menos de costes iniciales. En el caso de encarecerse el presupuesto, el TIR sería mayor del 6% únicamente si la tarifa aumentara alrededor de un 5-10%.

En cuanto a la tasa de interés de la deuda, se observan valores similares al escenario con 2% de inflación. Este hecho indica la viabilidad económica del proyecto con una relación de deuda del

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

70% y una variación de $\pm 10\%$ del interés, siempre y cuando los costes iniciales no se incrementen más del 5%.

Análisis similar arroja la variación de la relación de deuda en esta hipótesis. El encarecimiento de los costes iniciales supone una mayor deuda de dinero, lo que reduce a largo plazo la viabilidad del proyecto.

En último lugar, se efectúa el estudio del escenario de viabilidad económica del proyecto con una tasa de inflación del 3%, tal y como se muestra en la Figura 49. En este caso, el TIR presenta un valor del 6,6%, con un VPN de 24.703.637 €.

		Costos iniciales				€
Tarifa de exportación de electricidad		29.890.350	31.550.925	33.211.500	34.872.075	36.532.650
€/MWh		-10%	-5%	0%	5%	10%
78,96	-10%	5,9%	4,8%	3,8%	2,9%	2,0%
83,35	-5%	7,4%	6,3%	5,2%	4,3%	3,4%
87,73	0%	8,7%	7,6%	6,6%	5,6%	4,7%
92,12	5%	10,0%	8,9%	7,8%	6,8%	5,9%
96,51	10%	11,3%	10,1%	9,0%	8,0%	7,1%

		Costos iniciales				€
Tasa de interés de la deuda		29.890.350	31.550.925	33.211.500	34.872.075	36.532.650
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
2,70%	-10%	8,9%	7,8%	6,7%	5,8%	4,9%
2,85%	-5%	8,8%	7,7%	6,7%	5,7%	4,8%
3,00%	0%	8,7%	7,6%	6,6%	5,6%	4,7%
3,15%	5%	8,6%	7,5%	6,5%	5,5%	4,6%
3,30%	10%	8,5%	7,4%	6,4%	5,4%	4,5%

		Costos iniciales				€
Relación de deuda		29.890.350	31.550.925	33.211.500	34.872.075	36.532.650
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
63%	-10%	9,3%	8,3%	7,2%	6,3%	5,4%
67%	-5%	9,0%	7,9%	6,9%	5,9%	5,0%
70%	0%	8,7%	7,6%	6,6%	5,6%	4,7%
74%	5%	8,4%	7,3%	6,2%	5,2%	4,3%
77%	10%	8,1%	6,9%	5,9%	4,9%	3,9%

Figura 49. Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 1 con un 3% de inflación (Fuente: RETScreen©)

Como se observa en la Figura 49, los valores del TIR se reducen con respecto a los calculados en las Figuras 47 y 48. Esto es debido al incremento de la inflación, que provoca en este escenario una reducción del valor del capital de la inversión. Es por ello que un incremento en los costes iniciales del proyecto dificulta la rentabilidad del mismo, aún con tarifas de exportación más altas, relaciones de deuda mayores o tasas de interés menores. En dichos casos no se asegura la viabilidad económica del proyecto, salvo en el caso de que el incremento de los costes sea del 5% y la deuda sea un 10% menor, en cuyo caso se obtiene un TIR del 6,3%.

8.3. Viabilidad económica de la Alternativa 2

Esta alternativa propone aumentar la potencia instalada en el parque existente, reduciendo el número de aerogeneradores de 33 a 14. De esta manera la potencia del parque aumentaría hasta los 35 MW.

De igual forma que en el Capítulo 8.2, se estiman los costes de inversión relativos a esta alternativa, los cuales se muestran en la Tabla 28.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 28. Costes de inversión de la Alternativa 2 (Fuente: Elaboración propia)

Costes de inversión de la Alternativa 2	
Aerogeneradores	34.300.000 €
Obra civil e ingeniería	2.080.000 €
Instalación eléctrica	1.250.000 €
Subestación y conexión eléctrica	1.350.000 €
Contingencias	1.949.000 €
TOTAL	40.929.000 €

De partida, los costes fijos de esta alternativa son mayores que los de la Alternativa 1. Esto es debido al mayor número de aerogeneradores y, además, a la mayor longitud de las líneas eléctricas.

Los costes de mantenimiento se calculan de igual forma que en la Alternativa 1, suponiendo para esta alternativa una suma de 1.100.000 €/año.

8.3.1. Renta Anual de la Alternativa 2

Para obtener la tarifa de exportación de la electricidad se emplea el mismo procedimiento que en el Capítulo 8.2.1, con los mismos parámetros retributivos característicos de un parque eólico terrestre. De esta manera, teniendo en cuenta la potencia instalada y la energía producida por la Alternativa 2, se cifra dicha tarifa en 88,427 €/MWh. Al ser mayores tanto la potencia instalada como la energía producida, la tarifa de exportación aumenta con respecto a la Alternativa 1.

8.3.2. Análisis financiero de la Alternativa 2

El análisis financiero se efectúa mediante un estudio de sensibilidad, similar al llevado a cabo en el Capítulo 8.2.2 para la Alternativa 1. Se mantienen los mismos parámetros característicos de este tipo de proyectos, referentes a vida útil, relación de deuda, tasa de descuento, etc. Además, se plantean también varios escenarios en los que la tasa de inflación varía del 2 al 3%.

Introduciendo dichos datos en el software RETScreen y operando de igual modo que en el Capítulo 8.2.2, se obtiene un TIR del 8,1% y un VPN de 35.858.130 € para la Alternativa 2, en un escenario con un 2% de inflación. En la Figura 50 se muestra el análisis de sensibilidad para una variación del $\pm 10\%$ de la tarifa de exportación de electricidad, la tasa de interés de la deuda y relación de la deuda.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

		Costos iniciales				€
Tarifa de exportación de electricidad		36.836.100	38.882.550	40.929.000	42.975.450	45.021.900
€/MWh		-10%	-5%	0%	5%	10%
79,58	-10%	7,7%	6,6%	5,6%	4,6%	3,8%
84,01	-5%	9,0%	7,9%	6,9%	5,9%	5,0%
88,43	0%	10,3%	9,2%	8,1%	7,2%	6,3%
92,85	5%	11,6%	10,4%	9,3%	8,3%	7,4%
97,27	10%	12,8%	11,6%	10,5%	9,5%	8,5%

		Costos iniciales				€
Tasa de interés de la deuda		36.836.100	38.882.550	40.929.000	42.975.450	45.021.900
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
2,70%	-10%	10,5%	9,4%	8,3%	7,3%	6,4%
2,85%	-5%	10,4%	9,3%	8,2%	7,3%	6,3%
3,00%	0%	10,3%	9,2%	8,1%	7,2%	6,3%
3,15%	5%	10,2%	9,1%	8,1%	7,1%	6,2%
3,30%	10%	10,1%	9,0%	8,0%	7,0%	6,1%

		Costos iniciales				€
Relación de deuda		36.836.100	38.882.550	40.929.000	42.975.450	45.021.900
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
63%	-10%	10,9%	9,8%	8,8%	7,8%	6,9%
67%	-5%	10,6%	9,5%	8,5%	7,5%	6,6%
70%	0%	10,3%	9,2%	8,1%	7,2%	6,3%
74%	5%	10,0%	8,9%	7,8%	6,8%	5,9%
77%	10%	9,7%	8,6%	7,5%	6,5%	5,6%

Figura 50. Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 2 con un 2% de inflación (Fuente: RETScreen©)

La tarifa de exportación influye en este escenario de manera directa a la viabilidad del proyecto. Ante una disminución de dicha tarifa del 5%, el proyecto estaría cerca de ser viable con un incremento de los costes del 5%, lo que produciría un TIR del 5,9%. Con una disminución de dicha tarifa del 10%, los costes iniciales deberían reducirse para asegurar la viabilidad del proyecto. Efectuando el análisis de manera inversa, una disminución de los costes iniciales asegura un proyecto viable ante una variación del $\pm 10\%$ de la tarifa de exportación. Un aumento de dichos costes únicamente asegura la viabilidad del proyecto siempre y cuando la tarifa de exportación se mantenga igual o aumente.

En relación a la tasa de interés de la deuda, se observa que para cualquier variación del $\pm 10\%$, tanto en dicha tasa de interés como en los costes iniciales, produce un TIR mayor del 6%. Esto quiere decir que en cualquiera de dichos escenarios el proyecto es viable económicamente.

De manera similar ocurre con la relación de deuda, ya que se obtiene un TIR mayor del 6% en casi todos los escenarios. Únicamente es menor en el caso de que los costes iniciales se incrementen un 10% y la relación de deuda sea mayor o igual al 74% de los costes iniciales.

Análogamente, se efectúa el análisis de sensibilidad de la Alternativa 2 con la hipótesis de un 2,5% de inflación. Se obtiene de esta manera, un TIR del 8% y un VPN de 35.156.758 € para dicha hipótesis. En la Figura 51 se muestra dicho análisis.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

		Costos iniciales				€
		36.836.100	38.882.550	40.929.000	42.975.450	45.021.900
Tarifa de exportación de electricidad						
€/MWh		-10%	-5%	0%	5%	10%
79,58	-10%	7,4%	6,4%	5,4%	4,4%	3,5%
84,01	-5%	8,8%	7,7%	6,7%	5,7%	4,8%
88,43	0%	10,1%	9,0%	8,0%	7,0%	6,1%
92,85	5%	11,4%	10,2%	9,2%	8,2%	7,2%
97,27	10%	12,6%	11,4%	10,3%	9,3%	8,4%
Tasa de interés de la deuda						
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
2,70%	-10%	10,3%	9,2%	8,1%	7,2%	6,2%
2,85%	-5%	10,2%	9,1%	8,0%	7,1%	6,2%
3,00%	0%	10,1%	9,0%	8,0%	7,0%	6,1%
3,15%	5%	10,1%	8,9%	7,9%	6,9%	6,0%
3,30%	10%	10,0%	8,8%	7,8%	6,8%	5,9%
Relación de deuda						
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
63%	-10%	10,7%	9,6%	8,6%	7,6%	6,7%
67%	-5%	10,4%	9,3%	8,3%	7,3%	6,4%
70%	0%	10,1%	9,0%	8,0%	7,0%	6,1%
74%	5%	9,8%	8,7%	7,6%	6,6%	5,7%
77%	10%	9,5%	8,4%	7,3%	6,3%	5,4%

Figura 51. Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 2 con un 2,5% de inflación (Fuente: RETScreen©)

Al igual que ocurría anteriormente, la tarifa de exportación de electricidad influye en la viabilidad del proyecto. En la Figura 51 se observa como el valor del TIR baja del 6% si los costes iniciales se encarecen y la tarifa de exportación se abarata. Este hecho se agudiza en el caso de abaratare la tarifa de exportación un 10%, en cuyo caso los costes iniciales deberían reducirse para conseguir la viabilidad del proyecto.

En cuanto a la tasa de interés de la deuda, al igual que ocurre con un 2% de inflación, no afecta de manera importante en la viabilidad del proyecto. Se consigue un valor del TIR mayor del 6% en cualquiera de los escenarios planteados. Únicamente se pone en entredicho la viabilidad del proyecto en el caso de que los costes iniciales y la tasa de interés aumentaran un 10%, en cuyo caso el TIR sería del 5,9%.

Del mismo modo ocurre con la relación de deuda, ya que el análisis de sensibilidad sólo muestra dos casos en los que el TIR es menor del 6% y el proyecto no es viable. Esto pasa en el caso de que los costes iniciales aumentaran un 10% y la relación de deuda fuera mayor al 70%.

Finalmente, se realiza el análisis de sensibilidad de la Alternativa 2 suponiendo un 3% de inflación. Este escenario presenta un TIR del 7,8% y un VPN de 34.413.635 €. En la Figura 52 se muestra el análisis efectuado.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

		Costos iniciales				€
		36.836.100	38.882.550	40.929.000	42.975.450	45.021.900
Tarifa de exportación de electricidad						
€/MWh		-10%	-5%	0%	5%	10%
79,58	-10%	7,2%	6,1%	5,1%	4,2%	3,3%
84,01	-5%	8,6%	7,5%	6,5%	5,5%	4,6%
88,43	0%	9,9%	8,8%	7,8%	6,8%	5,8%
92,85	5%	11,2%	10,1%	9,0%	8,0%	7,0%
97,27	10%	12,5%	11,3%	10,2%	9,1%	8,2%
		Costos iniciales				€
		36.836.100	38.882.550	40.929.000	42.975.450	45.021.900
Tasa de interés de la deuda						
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
2,70%	-10%	10,1%	9,0%	7,9%	7,0%	6,0%
2,85%	-5%	10,0%	8,9%	7,8%	6,9%	5,9%
3,00%	0%	9,9%	8,8%	7,8%	6,8%	5,8%
3,15%	5%	9,9%	8,7%	7,7%	6,7%	5,7%
3,30%	10%	9,8%	8,6%	7,6%	6,6%	5,7%
		Costos iniciales				€
		36.836.100	38.882.550	40.929.000	42.975.450	45.021.900
Relación de deuda						
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
63%	-10%	10,6%	9,4%	8,4%	7,4%	6,5%
67%	-5%	10,2%	9,1%	8,1%	7,1%	6,2%
70%	0%	9,9%	8,8%	7,8%	6,8%	5,8%
74%	5%	9,6%	8,5%	7,4%	6,4%	5,5%
77%	10%	9,3%	8,2%	7,1%	6,1%	5,1%

Figura 52. Análisis de Sensibilidad de la Alternativa 2 con un 3% de inflación (Fuente: RETScreen©)

En este escenario se reduce levemente el margen de viabilidad del proyecto. En el caso de la tarifa de exportación de electricidad, el proyecto es viable con valores mayores de dicha tarifa. De mantenerse en el valor inicial, el proyecto no sería viable con un incremento de los costes iniciales del 10%. Si la tarifa se reduce, los costes deberían mantenerse o incluso reducirse hasta un 5%, en el caso de un abaratamiento de la tarifa del 10%.

La tasa de interés de la deuda sigue sin ser determinante en la viabilidad del proyecto. Presenta valores del TIR mayores del 6% en todos los escenarios, exceptuando en el caso de un incremento del 10% de los costes iniciales. En tal caso, la tasa de interés debería reducirse hasta un 10% para conseguir un TIR del 6%.

De forma análoga ocurre con la relación de deuda, ya que se obtienen valores del TIR menores al 6% en el caso de un aumento de los costes iniciales del 10% y una relación de deuda igual o mayor al 70%. En el resto de casos el proyecto es viable económicamente.

8.4. Conclusiones

Comparando los diferentes análisis de ambas alternativas se observa que la Alternativa 2 consigue valores de TIR y VAN mayores que la Alternativa 1, en cualquiera de los escenarios estudiados. A pesar de suponer una inversión inicial mayor, la Alternativa 2 asegura una mayor rentabilidad debido principalmente a la mayor producción de energía que consigue y al valor mayor de tarifa de exportación de electricidad que, debido a su mayor potencia instalada, le otorga la ley.

CAPÍTULO 9. IMPACTO AMBIENTAL

9.1. Necesidad del estudio de Impacto Ambiental

En el documento PER (*IDAE*) se recogen algunas iniciativas para el futuro desarrollo de la energía eólica terrestre y, en concreto, para la repotenciación de los parques eólicos existentes. Algunas de estas iniciativas tratan de simplificar o homogeneizar la tramitación administrativa de dichos proyectos de repotenciación, como por ejemplo el establecimiento de un cupo específico de instalaciones repotenciadas o la exención de la necesidad de trámite de evaluación de impacto ambiental. No obstante, no se ha llevado a cabo la modificación de la legislación al respecto, por lo que el futuro proyecto de repotenciación deberá adjuntar así mismo su propio estudio de impacto ambiental. De acuerdo con la Ley 21/2013, los parques eólicos con una potencia mayor de 30 MW están sometidos a una evaluación ambiental ordinaria, mientras que aquellos parques con una potencia menor situados en zonas no protegidas están sometidos a evaluación ambiental simplificada.

Además, la normativa europea referida en el Capítulo 3, obliga a los Estados miembros de la Unión a realizar estudios de impacto ambiental sobre aquellas actividades que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente.

Por todo ello, es necesario la realización en este trabajo de un Estudio de impacto ambiental que contenga la siguiente información:

- Descripción general del proyecto y previsiones en el tiempo sobre la utilización del suelo y de otros recursos naturales. Estimación de los tipos y cantidades de residuos vertidos y emisiones de materia o energías resultantes.
- Exposición de las principales alternativas estudiadas, incluida la alternativa cero, o de no realización del proyecto, y una justificación de las principales razones de la solución adoptada, teniendo en cuenta los efectos ambientales.
- Evaluación y, si procede, cuantificación de los efectos previsibles directos o indirectos, acumulativos y sinérgicos del proyecto sobre la población, la salud humana, la flora, la fauna, la biodiversidad, la geodiversidad, el suelo, el subsuelo, el aire, el agua, los factores climáticos, el cambio climático, el paisaje, los bienes materiales, incluido el patrimonio cultural, y la interacción entre todos los factores mencionados, durante las fases de ejecución, explotación y en su caso durante la demolición o abandono del proyecto.
- Medidas que permitan prevenir, corregir y, en su caso, compensar los efectos adversos sobre el medio ambiente.
- Programa de vigilancia ambiental.
- Resumen del estudio y conclusiones en términos fácilmente comprensibles.

9.2. Descripción del proyecto

El proyecto objeto de este estudio trata en la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia (Castellón). Concretamente, se basa en el desmantelamiento de los aerogeneradores actuales y en la instalación en la misma zona de 14 unidades Gamesa G106 de 2,5 MW, para la generación de energía eléctrica a partir de energía renovable, en este caso mediante la utilización de la energía eólica.

El parque eólico tiene una extensión aproximada de 4,65 m².

El parque se encuentra situado al norte de la comarca del Alto Palancia (Castellón) en dos zonas, el “Alto del Mazorra” compuesto por 5 aerogeneradores en el término municipal de El Toro, y el “Cerro Rajola” compuesto por 9 aerogeneradores entre los términos municipales de Barracas y Pina de Montalgrao. Ambas localizaciones son zonas montañosas con una elevación aproximada de 1000 m de altura.

A continuación, se muestran las diferentes acciones previstas en el proyecto, las cuales tendrán una determinada influencia sobre los distintos factores ambientales de su entorno. Se resumen en fase de desmantelamiento, fase de construcción, fase de funcionamiento y fase de abandono.

- Fase de desmantelamiento:

1. Desconexión de la red.
2. Extracción del cableado de la torre, armarios de control y de potencia, transformador, poste de distribución, etc.
3. Desmontaje del aerogenerador.
4. Desmontaje de la cimentación.
5. Restauración del terreno.

- 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 desmantelamiento final:

1. Desarme de equipos.

2. Derribo de obras civiles.

3. Rehabilitación de la zona.

Mediante la Matriz de Leopold, acompañada de un inventario ambiental, se visualizan y sintetizan los resultados obtenidos en el estudio de impacto ambiental.

Según *Gómez Orea y Gómez Villarino (2013)*, dicha Matriz de Leopold se efectúa mediante 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 del 1 al 10 y disposición del mismo en la parte inferior de la celda correspondiente.

En el presente estudio no se hará el cálculo de la magnitud del impacto, únicamente se hará la estimación de la importancia del impacto.

9.3. Inventario ambiental

El inventario ambiental de la comarca del Alto Palancia se muestra en el Anexo 1.

9.4. Factores ambientales afectados

Según la matriz de Leopold, existen 88 factores ambientales a tener en cuenta en una Evaluación de Impacto Ambiental. En este apartado se utilizan únicamente aquellos afectados directa o indirectamente por el proyecto objeto de este estudio. En el Anexo 2 se detallan dichos factores.

9.5. Valoración de impactos

A continuación se detallan una serie de atributos, mediante los cuales se caracterizan los impactos:

- Signo: marca el efecto beneficioso o perjudicial del impacto.
- Inmediatez: directo o indirecto. Indica la rapidez con la que el impacto repercute en el medio.
- Acumulación: simple o acumulativo. Indica si el impacto se produce sobre un único componente ambiental o si éste se agrava a medida que se prolonga la acción que lo provoca.

- Sinergia: se produce cuando la suma de varios efectos simples es mayor que los efectos simples por separado.
- Momento en el que se produce: corto plazo se refiere a que la manifestación del impacto se produce en un periodo anual, medio plazo, antes de cinco años, y largo plazo en un periodo mayor de cinco años.
- Persistencia: temporal o permanente.
- Reversibilidad: reversible o irreversible. Indica si el efecto puede o no ser asimilado por los procesos naturales.
- Recuperabilidad: recuperable o irrecuperable. Indica la posibilidad de que el efecto pueda ser eliminado o reemplazado por la acción natural o humana.
- Periodicidad: un efecto periódico aparece de forma regular, mientras que uno irregular aparece de forma impredecible.
- Continuidad: continuo o discontinuo. Indica si el efecto se presenta de forma constante o intermitente.

A la hora de determinar los diferentes índices de incidencia, se otorgan una serie de valores de importancia a cada uno de los atributos, en función de la influencia que tiene el impacto en los factores ambientales. En el Anexo 3 se muestran los códigos asignados a los atributos.

El índice de incidencia del impacto se calcula según la Fórmula 13:

$$I = \sum \text{Atributos} \quad (13)$$

Mediante la Fórmula 14 se obtiene el índice de incidencia estandarizado, valor a introducir en la Matriz de Leopold:

$$I_{\text{estandar}} = \frac{I - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} \quad (14)$$

I_{\min} se obtiene mediante el valor menor de cada atributo, $I_{\min} = 7$

I_{\max} se obtiene mediante el valor mayor de cada atributo, $I_{\max} = 21$

En la Tabla 29 se muestra la Matriz de Leopold, la cual indica la interacción entre factores ambientales y las acciones del proyecto.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Tabla 29. Matriz de Leopold del proyecto.

			Actividades															Σ				
			Fase de desmantelamiento					Fase de construcción					Fase de funcionamiento			Fase de desmantelamiento final						
			Desconexión de la red	Extracción del cableado	Desmontaje aerogenerador	Desmontaje de la cimentación	Restauración del terreno	Movimiento de tierras	Construcción vías acceso	Construcción zanja alta tensión	Cimentación	Transporte aerogeneradores	Montaje aerogeneradores	Operación aerogeneradores	Mantenimiento y supervisión	Transportes mantenimiento y supervisión	Desarme equipos		Derribo obras civiles	Rehabilitación zona		
Factores ambientales afectados	Características físicas y químicas	Tierra	Suelo																			
			Geomorfología																			
		Agua	Calidad																			
			Nieve, hielo y heladas																			
		Atmósfera	Calidad	0,36	0,36	0,36	0,36	-0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36		0,43	0,36	0,36		4,35		
			Ruido	0,36	0,36	0,36	0,36		0,50	0,50	0,50	0,50	0,43	0,43	0,57		0,43	0,36	0,36	6,01		
			Clima																			
			Temperatura																			
		Procesos	Erosión	0,36	0,36	0,43	0,43											0,43	0,43	2,44		
	Compactación y asentamientos							0,50	0,57	0,50	0,50	0,21	0,21			0,14			2,63			
	Movimientos de aire													0,57					0,57			
	Condiciones biológicas	Flora	Árboles, arbustos y hierbas		0,21	0,21	0,50	-0,21	0,43	0,50	0,50							0,43	0,50	-0,21	2,86	
			Especies en peligro		0,21	0,21	0,43	-0,21	0,50	0,50	0,50								0,21	0,43	-0,21	2,57
		Fauna	Avifauna		0,36	0,36	0,43	-0,36	0,36	0,50	0,43	0,43	0,36	0,36	0,57				0,36	0,36	-0,36	4,16
			Animales terrestres		0,41	0,41	0,41	-0,21	0,41	0,50	0,50	0,50	0,36	0,36			0,36	0,36	0,36	-0,21	4,52	
Especies en peligro				0,41	0,41	0,41	-0,21	0,41	0,50	0,50	0,50	0,36	0,36			0,36	0,36	0,36	-0,21	4,52		
Factores culturales	Usos del terreno	Pastos																				
		Espacios abiertos y salvajes																				
	Estéticos y de interés humano	Vistas panorámicas, paisajes, caza, otros		0,14	0,21	0,21	-0,36	0,41	0,36	0,36	0,36	0,50	0,57	0,57	0,21			0,21	0,41	-0,36	3,80	
Σ			1,08	2,82	2,96	3,54	-1,92	3,88	4,29	4,15	3,15	2,58	2,65	2,28	0,21	1,72	3,07	3,56	-1,56			

Tabla 30. Leyenda de la Matriz de Leopold

	Importancia	Impacto
	Sin interacción	
	0 – 0,3	Compatible
	0,31 – 0,6	Moderado
	0,61 – 0,8	Severo
	0,81 – 1	Crítico
	Beneficioso	

En la matriz se puede observar cómo interactuar cada una de las acciones del proyecto con los factores ambientales relevantes. A cada acción se le otorga la importancia que tiene sobre cada factor de estudio mediante el código de colores que se muestra en la Tabla 30.

Las columnas de los sumatorios permiten identificar cuál es el factor ambiental más influenciado y, de manera inversa, cuál es la acción que mayor impacto causa en el medio.

En la fase de construcción es mayor el impacto sobre el medio, debido al movimiento de tierras y acondicionamiento del terreno para la construcción del parque eólico.

9.6. Interacciones y medidas correctoras

Según se muestra en la Tabla 29, los impactos producidos en el medio a causa de las distintas fases del proyecto son moderados y, por lo tanto, compatibles. Esto quiere decir que la recuperación del medio tras el cese de la actividad es inmediata, a largo plazo si no se toman medidas correctoras, o a corto plazo si éstas se utilizan.

A continuación se presentan una serie de medidas correctoras para cada uno de los factores ambientales afectados, con el objetivo de reducir el tiempo de recuperación de los impactos producidos a corto plazo.

9.6.1. Fauna

Se evita la creación de vías de acceso en aquellas zonas que correspondan con veredas de paso de los animales terrestres. Además, se evita el desarrollo de la fase de construcción en periodo de anidación de las aves propias de la zona. Se propone también que el diseño de las palas del aerogenerador sean de un color que permita distinguirlas del cielo.

Como ningún hábitat protegido se encuentra dentro del área afectada por el proyecto, no es necesario tomar ninguna medida con respecto a las especies protegidas.

9.6.2. Flora

Al encontrarse el proyecto dentro de una zona LIC, se procede a reforestar la zona del parque eólico en la fase de rehabilitación de la zona, tratando de preservar las especies vegetales propias de dicho hábitat.

9.6.3. Factores de interés estético y humano

Al ser el impacto visual y paisajístico inevitable, es necesario la concienciación por parte de la población sobre la necesidad del uso de este tipo de energía. Dicha tarea es posible mediante charlas, visitas guiadas y la colocación de paneles informativos.

De manera adicional, cumpliendo con la normativa vigente de la AESA (Agencia Estatal de Seguridad Aérea) en materia de balizamiento de parques eólicos, se colocan balizas luminosas en el buje de cada aerogenerador. Se deben cumplir una serie de requisitos en cuanto a repetición y color de los destellos. En este caso los flashes emitidos durante el día, a un ritmo de 40 por minuto, son de color blanco, cambiando a flashes rojos cuando se pone el sol.

9.6.4. Geología

De manera previa a la fase de construcción, se realiza un estudio específico de la geología de la zona para minimizar los impactos.

Como parte de las vías de acceso necesarias para el proyecto se encuentran construidas todavía, se hace uso de ellas para reducir la compactación del suelo y los asientos, ampliando o modificando cualquiera de ellas según la necesidad del proyecto.

9.6.5. Calidad atmosférica

En las fases del proyecto en los que se utilicen vehículos de motor se hace uso, en la medida de lo posible, de vehículos con bajo índice de consumo, además de restringir su uso lo estrictamente necesario. Además, se instruye a los operarios de las tareas de mantenimiento y supervisión en el uso eficiente de dichos vehículos.

9.7. Conclusiones

Tras el análisis de los impactos mediante la matriz de Leopold, se concluye que el impacto producido por el proyecto es MODERADO. La mayoría de los impactos son de carácter moderado, cuya recuperación tras el cese de la actividad es inmediata. Dicha recuperación se produce a corto plazo debido a las medidas correctoras propuestas para la fase de rehabilitación.

CAPÍTULO 10. CONCLUSIONES

La antigüedad y baja potencia unitaria del parque eólico “Mazorral y Rajola” hacen necesaria su repotenciación, ya que en términos energéticos y en comparación con otras instalaciones de la zona, hace un aprovechamiento pobre del recurso disponible. Se caracteriza el recurso eólico de la zona y se calcula la energía neta producida por el parque actual, unos 79,095 GWh, obteniendo 2448 horas equivalentes y un factor de carga de 0,279. Además, la actual configuración del parque eólico no permite la máxima producción de energía del recurso disponible, debido principalmente al modelo de aerogenerador utilizado, la localización de los dispositivos en puntos con pobre recurso y la distancia insuficiente entre ellos.

Por todo ello, se hace un estudio de la zona en la que se sitúa el parque eólico “Mazorral y Rajola”, localizando los puntos con mayor y menor recurso eólico. Para ello, se calcula la producción de energía eléctrica mediante dos modelos concretos de aerogenerador. Seleccionando una serie de puntos representativos de la zona, se escogen diferentes modelos de aerogenerador y se calcula la producción de cada uno de ellos en dichos puntos. De esta manera, se selecciona aquel modelo que mayor producción de energía, número de horas equivalentes y factor de carga obtiene. Dicho modelo es el Gamesa G106, con factores de carga mínimos y máximos de 0,31 y 0,40, en puntos con bajo y alto recurso eólico respectivamente.

Una vez elegido el modelo de aerogenerador idóneo, se proponen varias alternativas para la configuración del nuevo parque eólico, respetando las limitaciones propias de este tipo de instalaciones. En concreto, se propone bien mantener la potencia instalada en el parque, o bien aumentar la potencia hasta el máximo posible. Se propone además un diseño para la instalación eléctrica que cumpla con la norma, calculando una sección de 150 mm para los conductores.

Para elegir la alternativa idónea para el proyecto, se efectúa un estudio de viabilidad económica de las alternativas propuestas. Además, se hacen varias hipótesis con el objetivo de reducir la incertidumbre del proyecto y asegurar su viabilidad en diferentes escenarios futuros. De esta manera, se elige aumentar la potencia del parque hasta los 35 MW, con una producción bruta de energía de 84,069 GWh/año, 2401 horas equivalentes y un factor de carga de 0,274. El coste inicial del proyecto se cifra en 40.929.000 €, con un TIR del 8,1% y un VPN de 35.858.130 €.

Con la alternativa de parque eólico elegida, se lleva a cabo un estudio de impacto ambiental, en el cual se caracterizan los impactos que tienen las acciones del proyecto sobre diferentes factores ambientales. De esta manera, se localizan cuáles de estos factores son los más afectados y se proponen medidas paliativas para acelerar su recuperación. El resultado de dicho estudio es favorable, con un impacto de las acciones moderado, aunque se proponen diferentes medidas paliativas para acelerar la recuperación del entorno.

CAPÍTULO 11. BIBLIOGRAFÍA

- AESA, Agencia Estatal de Seguridad Aérea. www.seguridadaerea.gob.es
- AEE, Asociación Empresarial Eólica. www.aeeolica.org
- Asociación Cultural Cartuja de Valldecris. www.valldecris.org
- Climate data for cities worldwide. en.climate-data.org
- Conselleria de Agricultura, Medio Ambiente, Cambio Climático y Desarrollo Rural. agroambient.gva.es
- Conselleria de Vivienda, Obras Públicas y Vertebración del Territorio. habitatge.gva.es
- Danish Wind Industry Association. www.windpower.org
- Domingo Gómez Orea y M^a Teresa Gómez Villarino. Evaluación de Impacto Ambiental (2013). Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.
- EEA, European Environment Agency. www.eea.europa.eu
- El Alto Palancia. www.elaltopalancia.com
- Enercon. Catálogo E-82 E4. www.enercon.com
- Gamesa. Catálogo G52 850 kW y Catálogo 2.0-2.5 MW. www.gamesacorp.com
- IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía: Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, Análisis del Recurso Eólico (2011) y Atlas Eólico Español. www.idae.es
- IVACE, Instituto Valenciano de la Competitividad Empresarial, anteriormente Agencia Valenciana de la Energía (AVEN): Plan Eólico de la Comunidad Valenciana (2001).
- José Roger Folch, Martín Riera Guasp y Carlos Roldán Porta. (2010). Tecnología Eléctrica. Madrid: Síntesis, D.L.
- 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.
- Prysmian. Catálogo cables y accesorios para media tensión (2014).
- REE, Red Eléctrica de España. www.ree.es
- RETScreen, Natural Resources Canada, Gobierno de Canadá. www.nrcan.gc.ca
- SEO BirdLife, Sociedad Española de Ornitología. www.seo.org
- Siemens. Catálogo SWT-2.3-82 VS.
- The Wind Power. www.thewindpower.net
- Turismo de Castellón. www.turismodecastellon.com
- UPV, Universidad Politécnica de Valencia: La Sierra Calderona. Un parque natural. www.upv.es/~csahuqui/

Documento nº 2: PRESUPUESTO

PRESUPUESTO REPOTENCIACIÓN PARQUE EÓLICO **"MAZORRAL Y RAJOLA"**

CAPÍTULO 01. AEROGENERADORES

Código	Cantidad	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. Total
C01.1	14	Ud. de	Aerogenerador Gamesa G106 de 2.5 MW, de 80 m de altura de buje y 106 m de diámetro de rotor.	2.450.000,00 €	34.300.000,00 €
					34.300.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 01. AEROGENERADORES					34.300.000,00 €

CAPÍTULO 02. OBRA CIVIL E INGENIERÍA

Subcapítulo 02.1. Ingeniería

Código	Cantidad	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. Total
C02.1.1	1	Ud. de	Estudio de viabilidad	80.000,00 €	80.000,00 €
C02.1.2	1	Ud. de	Desarrollo	500.000,00 €	500.000,00 €
C02.1.3	1	Ud. de	Dirección de Obra	800.000,00 €	800.000,00 €
					1.380.000,00 €

Estudio de la repotenciación del parque eólico "Mazorra y Rajola" situado en la comarca del Alto Palancia

Subcapítulo 02.2. Movimientos de tierras y acondicionamiento de la zona

Código	Cantidad	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. Total
C02.2.1	59.117	m2	Despeje y desbroce del terreno	0,68 €	40.200,00 €
C02.2.2	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 €
C02.2.3	6.750	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 10 km	2,74 €	18.495,00 €
C02.2.4	46.954	m3	Relleno y extendido de tierras propias con medios mecánicos en capas de 25 cm de espesor máximo, incluido el riego y compactación con grado de 95 % del Proctor normal	5,84 €	274.211,00 €
					350.000,00 €

Subcapítulo 02.3. Cimentación y plataforma de montaje

Código	Cantidad	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. Total
C02.3.1	15.244	m3	Excavación a cielo abierto en tierras para vaciado de sótano de hasta 3 m 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 €	50.000,00 €
C02.3.2	2.353	m3	Suministro y vertido de hormigón HA-40/B/20/IIb+Qa preparado en central, para hormigonado de zapatas y riostras, vertido mediante bomba, incluido vertido, vibrado y	127,50 €	300.000,00 €

Estudio de la repotenciación del parque eólico "Mazorral y Rajola" situado en la comarca del Alto Palancia

			curado del hormigón según EHE-08, DB SE-C del CTE y NTE-CS		
					350.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 02. OBRA CIVIL E INGENIERÍA					2.080.000,00 €

CAPÍTULO 03. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Código	Cantidad	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. Total
C03.1	37.945	m	Línea subterránea de 20 kV directamente enterrada formada por 3 cables unipolares HEPRZ1, con conductor de aluminio, de 150 mm ² , incluso p.p. conexiones, arquetas...	32,94 €	1.250.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 03. INSTALACIÓN ELÉCTRICA					1.250.000,00 €

CAPÍTULO 04. SUBESTACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA

Código	Cantidad	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. Total
C04.1	1	Ud. de	Subestación Transformadora	1.350.000,00 €	1.350.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 04. SUBESTACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA					1.350.000,00 €

RESUMEN PRESUPUESTO REPOTENCIACIÓN PARQUE EÓLICO
"MAZORRAL Y RAJOLA"

TOTAL CAPÍTULO 01. AEROGENERADORES	34.300.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 02. OBRA CIVIL E INGENIERÍA	2.080.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 03. INSTALACIÓN ELÉCTRICA	1.250.000,00 €
TOTAL CAPÍTULO 04. SUBESTACIÓN Y CONEXIÓN ELÉCTRICA	1.350.000,00 €
CONTINGENCIAS	1.949.000,00 €
TOTAL PRESUPUESTO	40.929.000,00 €

Documento nº 3:

ANEXOS

ANEXO 1: INVENTARIO AMBIENTAL DEL ALTO PALANCIA

1. Clima

La zona en la que se efectúa el presente estudio se caracteriza por tener un clima mediterráneo continentalizado, un clima templado sin estación seca, propia del Sistema Ibérico. La temperatura media anual en la zona es de 11,6 °C, y la precipitación es de 507 mm al año. En la Figura A se muestran dichos valores a lo largo del año.

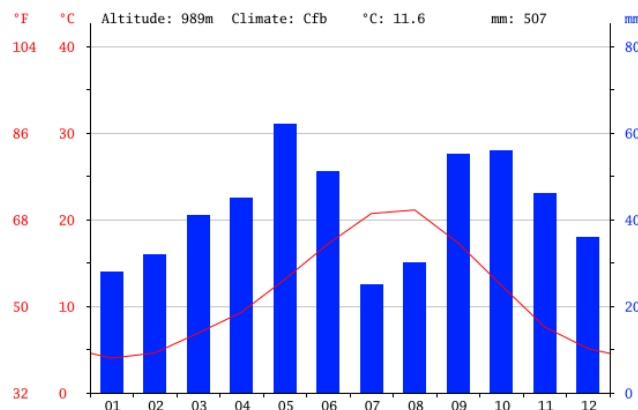


Figura A. Temperatura y precipitaciones en Barracas (Fuente: Climate data for cities worldwide, consultado el 8/6/2016)

2. Hidrología

En la zona en la que se sitúa el parque eólico “Mazorra y Rajola” no se encuentra ningún río de importancia. El río Palancia es el único relevante en la comarca, y su nacimiento se encuentra a más de 5 km del “Alto del Mazorra”, como se ve en la Figura 2. Por ello, la hidrología no será afectada por el proyecto.

3. Áreas protegidas

En la comarca del Alto Palancia se encuentran dos Parques Naturales de la Comunidad Valenciana, el de la Sierra Calderona y el de la Sierra de Espadán. Además, también se encuentran pequeños parajes municipales y numerosos hábitats de la biosfera.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

2000 como Zona Especial de Conservación (ZEC). Se encuentra en la provincia de Castellón y separa las cuencas de los ríos Palancia y Mijares, comprendiendo las comarcas del Alto Palancia, Alto Mijares y la Plana Baja. Comprende los municipios de Aín, Alcudia de Veo, Algimia de Almonacid, Alfondeguilla, Almedijar, Artana, Ayódar, Azuébar, Chóvar, Eslda, Vallat, Fuentes de Ayódar, Higueras, Matet, Pavías, Tales, Torralba del Pinar, Sueras, Vall de Almonacid y Villamalur.

Se trata de una de las estribaciones del Sistema Ibérico, con una longitud de 60 km y una extensión de 1.200 km². Los picos montañosos de la sierra apenas superan los 1.000 m de altura, como el pico de la Rápita (1.106 m), el alto del Pinar (1.101 m) o el pico Espadán (1.099 m). La Sierra de Espadán se caracteriza por una alineación montañosa triásica, formada por abruptas crestas y lomas suaves y redondeadas. También abundan materiales del periodo jurásico y de la Era Paleozoica.

Este parque destaca por tener la mayor masa de alcornoques (*Quercus suber L.*) de toda la Comunidad Valenciana, debido a la existencia de suelos de rodano (mineral que tiene una alta absorción de agua) y de una alta cantidad de precipitaciones anual. Además de esta especie, se pueden encontrar otras variedades vegetales como el pino rodano, el melojo, tejo, acebo, castaño, arce, quejigo, avellano o madroño.

Entre las especies animales presentes destacan el sapo común y el gallipato entre los anfibios, el lagarto ocelado, la lagartija colilarga, la culebra de escalera y la culebra bastarda entre los reptiles. También se encuentran especies de aves tales como el águila perdicera, el águila culebrera, el águila calzada, el azor, el cárabo, el búho chico, el búho real, el arrendajo, el trepador azul, el petirrojo, el torcecuello y el pinzón. Entre los mamíferos destacan el jabalí, el zorro, la garduña, la gineta, el tejón y hasta 16 especies de murciélagos (*Wikipedia® y Conselleria de Agricultura, Medio Ambiente, Cambio Climático y Desarrollo Rural*).

El Parque Natural de la Sierra Calderona, aunque extenso, no se encuentra próximo a las zonas del parque eólico objeto del proyecto. En la Figura C se muestra la localización de dicho parque, además del de la Sierra Calderona, en la comarca del Alto Palancia.

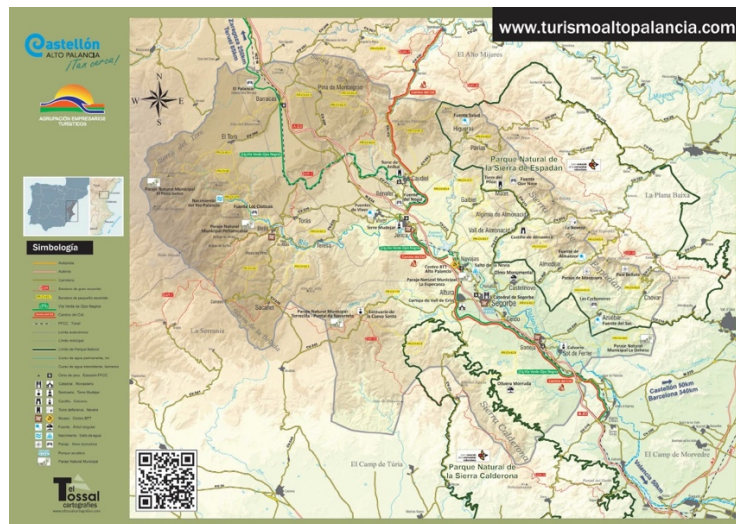


Figura C. Localización de Parques Naturales en el Alto Palancia (Fuente: Turismo de Castellón)

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Zonas LIC

Los Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) son zonas de la Unión Europea designadas de interés por su potencial contribución en la restauración del hábitat natural. Están definidos dentro de la directiva europea 92/43/CEE, e incluyen ecosistemas y la biodiversidad de la fauna y flora silvestres. Se trata de zonas que se consideran dignas de ser protegidas, y que son candidatas a formar parte de de las ZEC y de la Red Natura 2000 (*European Environmental Agency, EEA*). En el Acuerdo de 25 de abril de 2014 de la Consellería de Infraestructuras, Territorio y Medio Ambiente de la Comunidad Valenciana se encuentra la relación de zonas LIC y ZEC de toda la comunidad.

Además de formar parte de estas zonas los Parques Naturales de la Sierra Calderona y de la Sierra de Espadán, en la comarca se encuentran las zonas LIC del “Alt Palància”(Expediente ES5223005) y del “Curs mitjà del riu Palància”(Expediente ES5232003) (*Conselleria de Infraestructuras, Territorio y Medio Ambiente, GVA*). En la Figura D se muestra su localización, la cual comprende la ubicación del parque eólico del proyecto.

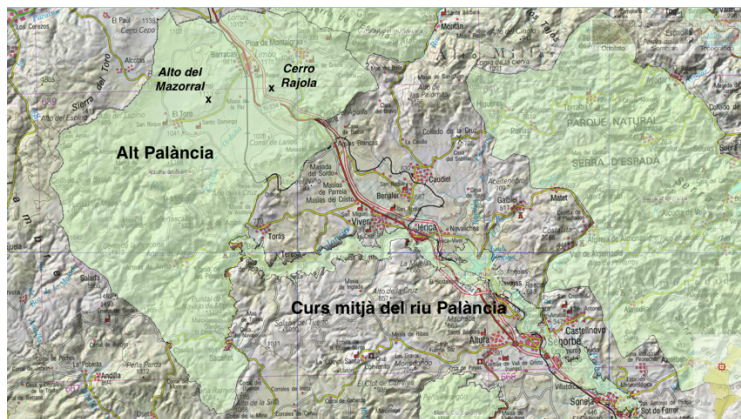


Figura D. Zonas LIC de la comarca del Alto Palancia (Fuente: Conselleria de Vivienda, Obras Públicas y Vertebración del Territorio y elaboración propia)

Zonas ZEPA

Las Zonas de especial protección para las aves son áreas protegidas catalogadas por la directiva comunitaria 79/409/CEE como “zonas naturales de singular relevancia para la conservación de la avifauna amenazada de extinción”. En estas zonas se prohíbe o limita la caza de aves, en sus fechas y sus técnicas, se regula su comercialización y los estados miembros están obligados deben actuar para conservar el descanso, reproducción y alimentación de las aves. Estas zonas también se encuentran dentro de la Red Natura 2000 (*Conselleria de Infraestructuras, Territorio y Medio Ambiente, GVA*).

En la comarca del Alto Palancia se encuentran las zonas ZEPA de la Sierra Espadán y de la Sierra Calderona, las cuales se muestran en la Figura E, y las cuales no afectan al proyecto del parque eólico.

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

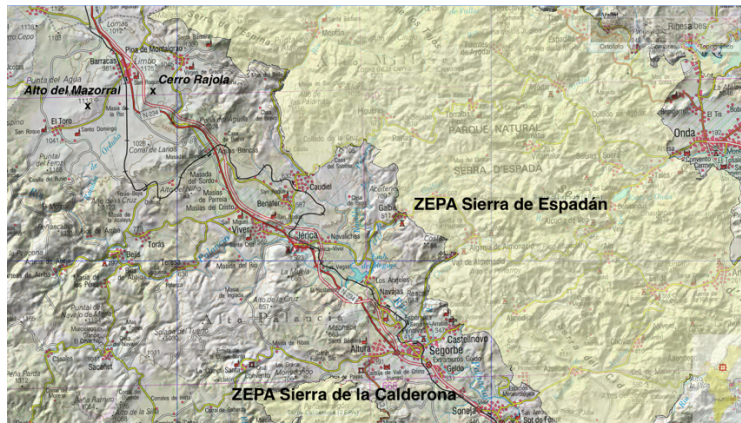


Figura E. Zonas ZEPA de la comarca del Alto Palancia (Fuente: Conselleria de Vivienda, Obras Públicas y Vertebración del Territorio y elaboración propia)

Zonas IBA

Además de los espacios anteriores pertenecientes a la Red Natura 2000, también se encuentran en la comarca varias zonas importantes para las aves (*Important Bird Area*). Estas zonas corresponden con los Parques Naturales de la Sierra de Espadán y de la Sierra Calderona, mencionados anteriormente (*SEOBirdlife, Sociedad Española de Ornitología*). En la Figura F se ubican dichas zonas.

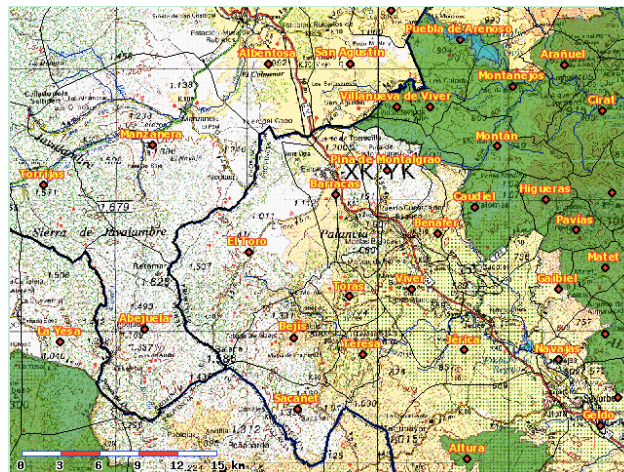


Figura F. Zonas IBA de la comarca del Alto Palancia (Fuente: SEOBirdlife)

Parajes Naturales Municipales

Los Parajes Naturales Municipales (PNM) son una de las categorías de espacios protegidos incluidos en la Ley 11/1994 de la Generalitat Valenciana de Espacios Naturales Protegidos de la Comunidad Valenciana. En estas zonas no está permitida la urbanización y son gestionados por parte de los ayuntamientos. En la comarca del Alto Palancia se encuentran los PNM El Pozo Junco, Peñaescabia, Torrecilla-Puntal de Navarrete, La Esperanza y La Dehesa, todos ellos ubicados en la Figura G (*Conselleria de Infraestructuras, Territorio y Medio Ambiente, GVA*). Las zonas del parque eólico del proyecto no se encuentran dentro de estas zonas.



Figura G. Parajes Naturales Municipales del Alto Palancia (Fuente: Conselleria de Vivienda, Obras Públicas y Vertebración del Territorio y elaboración propia)

4. Fauna

Aves

- Águila calzada (*Hieraetus pennatus*).
- Águila culebrera (*Circaetus gallicus*).
- Águila perdicera (*Hieraetus fasciatus*).
- Águila real (*Aquila crhyaetos*).
- Alondra totovía (*Lullula arbórea*).
- Arrendajo (*Garrulus glandarius*).
- Azor (*Accipiter gentilis*).
- Bisbita campestre (*Anthus campestris*).
- Búho chico (*Asio otus*).
- Búho real (*Bubo bubo*).
- Cárabo (*Strix aluco*).
- Chotacabras gris (*Caprimulgus europaeus*).
- Chova piquirroja (*Pyrrhocorax pyrrhocorax*).
- Cogujada montesina (*Galerida theklae*).
- Collalba negra (*Oenanthe leucura*).
- Curruca rabilarga (*Sylvia undata*).
- Halcón Peregrino (*Falco peregrinus*).

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

- Martín pescador (*Alcedo atthis*).
- Mochuelo (*Athene noctua*).
- Petirrojo (*Erithacus rubecula*).
- Pinzón (*Fringilla coelebs*).
- Roquero (*Monticola solitarius*).
- Terrera común (*Calandrella brachydactyla*).
- Torcecuello (*Jynx torquilla*).
- Trepador azul (*Sitta europaea*).

Animales terrestres: Mamíferos

- Ardilla roja (*Sciurus vulgaris*).
- Gato montés (*Felis silvestris*).
- Garduña (*Martes foina*).
- Gineta (*Genetta genetta*).
- Jabalí (*Sus scrofa*).
- Liebre ibérica (*Lepus granatensis*).
- Murciélago (*Chiroptera*).
- Musgaño de Cabrera (*Neomys anomalus*).
- Nutria (*Lutra lutra*).
- Perdiz roja (*Alectoris rufa*).
- Tejón (*Meles meles*).
- Zorro (*Vulpes vulpes*).

Animales terrestres: Reptiles

- Culebra bastarda (*Malpolon monspessulanus*).
- Culebra de escalera (*Rhinechis scalaris*).
- Lagartija colilarga (*Psammodromus algirus*).
- Lagarto ocelado (*Timon lepidus*).

Animales acuáticos: Peces

- Bermejuela (*Rutilus arcasii*).

Anfibios

- Sapo común (*Bufo bufo*).
- Gallipato (*Pleurodeles waltl*)

5. Flora

- Acebo (*Ilex aquifolium*).
- Aladierno (*Rhamnus alaternus*).
- Alcornoque (*Quercus suber* L.).
- Aliaga (*Genista scorpius*).
- Arce (*Acer*).
- Avellano (*Corylus avellana*).
- Castaño (*Castanea sativa*).
- Encinar (*Quercus ilex*).
- Encinar (*Quercus rotundifolia*).
- Enebro (*Juniperus spp.*).
- Jaguarzo (*Cistus*).
- Madreselva (*Lonicera caprifolium*).
- Madroño (*Arbutus unedo*).
- Melojo (*Quercus pyrenaica*).
- Palmito (*Chamaerops humilis*).
- Pino carrasco (*Pinus halepensis*).
- Pino rodeno (*Pinus pinaster*).
- Roble valenciano (*Quercus faginea*).
- Romero (*Rosmarinus officinalis*).
- Tejo (*Taxus*).
- Zarparrilla (*Smilax aspera*).

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorra y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

6. Poblaciones

En la Tabla A se recogen los municipios de la comarca del Alto Palancia, así como su población, superficie y densidad poblacional.

Tabla A. Relación de municipios de la comarca del Alto Palancia (Fuente: INE)

Municipio	Población (Hab)	Superficie (m ²)	Densidad (Hab/m ²)
Segorbe	9.233	106,08	87,04
Villa de Altura	4.008	129,9	29,2
Viver	1.558	44,9	35,5
Jérica	1.642	78,3	21
Soneja	1.476	29,1	50,7
Castellново	1.080	19,2	56,3
Navajas	733	7,9	92,8
Caudiel	724	62,4	11,6
Geldo	702	0,5	1.404
Sot de Ferrer	471	8,6	54,8
Bejís	452	42,4	10,7
Chóvar	354	18,2	19,4
Azuébar	343	23,4	14,7
Algimia de Almonacid	321	20,3	15,8
El Toro	309	110	2,8
Teresa	303	19,9	15,2
Vall de Almonacid	275	21,1	13
Almedíjar	306	20,9	12,2
Las Ventas	-	-	-
Torás	250	16,8	14,9
Gaibiel	213	18,1	11,8
Benafer	179	17	10,5

Estudio de la repotenciación del parque eólico “Mazorral y Rajola” situado en la comarca del Alto Palancia

Barracas	179	42,1	4,2
Pina de Montalgrao	151	31,6	4,8
Matet	125	14,90	8,3
Sacañet	100	30,50	3,3
Pavías	57	14,40	4,0
Higueras	54	11,80	4,6

7. Vías de comunicación e infraestructuras

La comarca del Alto Palancia es el punto de conexión entre la Comunidad Valenciana y Aragón, lo que le confiere gran importancia en términos de infraestructuras de comunicación.

Por ella transcurre la autovía *Mudéjar* o A-23, que conecta la localidad de Sagunto con las tres capitales aragonesas hasta llegar a los Pirineos. Esta vía de comunicación se considera un importante eje de conexión entre el litoral valenciano y el norte de la península. Al atravesar el Sistema Ibérico a través de la comarca del Alto Palancia, permite además la conexión entre la costa mediterránea y las estaciones de esquí de Javalambre y Valdelinares. Esta autovía representa la remodelación de la antigua carretera nacional N-234, de la cual se conservan aún diversos tramos.

De igual manera, la comarca posee una línea ferroviaria que conecta Valencia y Zaragoza.

En la Figura H se muestra dónde se ubican dichas vías de comunicación. En la Figura I se muestra la red de alta tensión existente en la zona.



Figura H. Vías de comunicación de la comarca del Alto Palancia (Fuente: Conselleria de Vivienda, Obras Públicas y Vertebración del Territorio)



Figura I. Red de Alta Tensión de la comarca del Alto Palancia (Fuente: REE)

8. Patrimonio cultural

A pesar de la baja densidad poblacional de la comarca, el Alto Palancia posee cierto patrimonio cultural digno de mención.

La vía verde de Ojos Negros es una antigua vía minera que discurre desde la localidad de Ojos Negros en la provincia de Teruel hasta la localidad valenciana de Sagunto. Se trata de una vía de ferrocarril fuera de uso, que fue reformada en 2001 en vía verde, y que desde finales del siglo XIX hasta la década de los 70 abastecía de mineral de hierro a los Hornos Altos de Puerto de Sagunto. Hoy en día, la vía verde de Ojos Negros está incluida en la Red Nacional de Caminos Naturales del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (*Enciclopedia Wikipedia, es.wikipedia.org*).

La cartuja de *Vall de Crist* es un monasterio cartujo situado en el término municipal de la Villa de Altura. Fundada en el siglo XIV por Don Martín de Aragón, fue uno de los centros eclesiásticos más importantes de la Comunidad Valenciana durante seis siglos. En ella se encuentran conjuntos arquitectónicos de gran importancia histórica como la Iglesia Mayor o la de San Martín. Otras edificaciones pertenecientes a la cartuja se encuentran en las proximidades, tales como diferentes masías y ermitas (*Asociación Cultural Cartuja de Valldecrist*).

Varias de las localidades de la comarca tienen también interés arquitectónico, como Segorbe por sus murallas, su catedral basílica y su acueducto, y Jérica por su castillo y la Torre de las Campanas.

ANEXO 2: FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS

Tabla B. Factores ambientales afectados (Fuente: Modificado de Evaluación de Impacto Ambiental, Domingo Gómez Orea y M^a Teresa Gómez Villarino (2013))

Elemento Ambiental	Categoría	Atributo
Características físicas y químicas	Tierra	Suelos
		Geomorfología
	Agua	Calidad
		Nievo, 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

ANEXO 3: CÓDIGOS DE LOS ATRIBUTOS DE LA MATRIZ DE LEOPOLD

Tabla C. Códigos de asignación a los atributos (Fuente: Domingo Gómez Orea y M^a Teresa Gómez Villarino (2013), Evaluación de Impacto Ambiental)

Atributo	Carácter del atributo	Código
Signo del efecto	Beneficioso	+
	Perjudicial	-
	Indeterminado	x
Inmediatez	Directo	3
	Indirecto	1
Acumulación	Simple	1
	Acumulativo	3
Sinergia	Leve	1
	Media	2
	Fuerte	3
Momento	Corto plazo	3
	Medio plazo	2
	Largo plazo	1
Persistencia	Temporal	1
	Permanente	3
Reversibilidad	Corto plazo	1
	Medio plazo	2
	Largo plazo/Irreversible	3
Recuperabilidad	Fácil	1
	Media	2
	Difícil	3