



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica
de Ingenieros de Minas

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE REPOTENCIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO LA MUELA II, LA MUELA (ZARAGOZA).

León, Julio de 2016

Autor: Irene Cabañeros Melón
Tutor: Alberto González Martínez

El presente proyecto ha sido realizado por Dña. Irene Cabañeros Melón, alumno/a de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León para la obtención del título de Grado en Ingeniería de la Energía.

La tutoría de este proyecto ha sido llevada a cabo por D. Alberto González Martínez, profesor del Grado en Ingeniería de la Energía.

Visto Bueno

Fdo.: Dña. Irene Cabañeros Melón
El autor del Trabajo Fin de Grado

Fdo.: D. Alberto González Martínez
El Tutor del Trabajo Fin de Grado

RESUMEN

El objeto del presente Proyecto es realizar un estudio técnico-económico donde se valorara, la viabilidad de mejora del parque eólico, La Muela II, ubicado a treinta kilómetros de Zaragoza, en lo alto de La Muela.

Para la realización de este estudio técnico- económico se ha utilizado el software WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program), el cual nos genera datos estimados del potencial eólico en una zona determinada, a partir de las medidas de viento de una estación meteorológica cercana.

Se realizan diferentes simulaciones de la producción media anual para cuatro alternativas de aerogeneradores diferentes en dos supuestos escenarios:

- Repotenciar el Parque Eólico La Muela II a la misma potencia existente.
- Repotenciar el Parque Eólico La Muela II aumentando un 40% de la potencia existente.

Suponiendo una productividad del parque del 100% y unas pérdidas totales de energía del 83,10 % se elegirá la maquina más adecuada para llevar a cabo la repotenciación desde el punto de vista tecnológico y económico.

Por último, se llevará a cabo un estudio económico para estimar la rentabilidad de la repotenciación del Parque Eólico de La Muela II.

ABSTRACT

The purpose of this project is to conduct a technical and economic study on the feasibility of improving the wind farm La Muela II, located at thirty kilometers from Zaragoza, on the top of La Muela.

To run this technical-economic study, the software WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) has been used. This program generates estimated data of the wind potential in a given area, thanks to the wind measurements gathered by a nearby meteorological station.

Different simulations of the annual average production have been made, for four alternative wind turbines according to two scenarios:

- Repowering the Windfarm La Muela II to the same existing power.
- Repowering the Windfarm La Muela II increasing by 40% the existing power.

Assuming that the productivity of the park is of 100% and total losses of energy of 83.10%, the most suitable machine, from the technological and economic point of view, will be chosen to carry out the repowering.

Finally, this project carries out an economic study to estimate the profitability of the repowering of the wind of La Muela II.

ÍNDICE

Contenido

RESUMEN	3
ABSTRACT.....	4
ÍNDICE	I
ÍNDICE DE FIGURAS.....	III
ÍNDICE DE TABLAS.....	IV
1 INTRODUCCION.....	1
1.1 Objeto.....	1
1.2 Situación de la Energía Eólica.....	1
1.2.1 En el Mundo.....	2
1.2.2 Europa.....	3
1.2.3 España.....	5
1.3 Repotenciación.....	6
1.3.1 Ventajas de la repotenciación:	7
1.4 Normas y Referencias.	7
1.4.1 Normativa Comunidad de Aragón:	8
2 ESTUDIO DE REPOTENCIACION PARQUE EOLICO LA MUELA II.	9
2.1 PARQUE EOLICO LA MUELA II.	9
2.1.1 Ubicación del Parque Eólico	9
2.1.2 Descripción Parque Eólico La Muela II.....	10
2.1.3 Datos de viento.....	15
2.2 Datos de producción del Parque eólico La Muela II	19
2.3 Alcance de repotenciación.....	22
2.4 Propuesta de aerogeneradores a instalar.....	23
2.4.1 Maquinas propuestas para repotenciación.....	23
2.5 Localización de parques cercanos.....	27
2.6 Nueva configuración de los aerogeneradores.	29
2.6.1 Turbina Vestas V-80.....	29
2.6.2 Turbina Vestas V-90.....	33
2.6.3 Turbina Siemens SWT 2.3-82	37
2.6.4 Turbina Enercon E70.....	41

2.7	Evaluación de la energía media producida para los diferentes casos.	43
2.8	Elección del aerogenerador a instalar	45
3	INFRAESTRUCTURAS DEL PARQUE.	47
3.1	Transporte y Montaje.	47
3.2	Caminos de acceso	47
3.3	Montaje y cimentación.	50
3.3.1	Montaje y zonas de maniobra.	50
3.3.2	Cimentación.	51
4	AEROGENERADORES SUSTITUIDOS	52
4.1	Venta de los aerogeneradores antiguos.	52
5	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	53
5.1	Estudio de la producción del parque La Muela II.....	53
5.1.1	Parque sin repotenciar (13.2MW):	54
5.1.2	Repotenciación misma potencia (13,2MW).	55
5.1.3	Repotenciación aumento potencia un 40%:(18.5MW)	55
5.2	Estudio de la inversión.	56
5.2.1	Coste aerogeneradores.....	56
5.2.2	Cimentaciones.	57
5.2.3	Rehabilitación de las pistas y ordenación ecológica y paisajística	57
5.2.4	Ingeniería y dirección de obra:	57
5.3	Coste total de la inversión.....	58
5.3.1	Repotenciación a la misma potencia.	58
5.3.2	Repotenciación del 40% de la potencia.....	59
5.4	Estudio de la producción restante del parque actual.	59
5.5	Estudio económico parque repotenciado.....	60
5.5.1	Ingresos.....	60
5.5.2	Gastos anuales de explotación	60
5.5.3	Estudio económico parque repotenciado a la misma potencia.	61
5.5.4	Estudio económico parque repotenciado 40% de la potencia.....	65
6	CONCLUSION.....	69
7	Lista de referencias	70

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1.- POTENCIA EÓLICA ANUAL INSTALADA EN EL MUNDO 2000-2015.....	2
FIGURA 1.2.- POTENCIA EÓLICA INSTALADA ACUMULADA EN EL MUNDO.....	3
FIGURA 2.1.- UBICACIÓN DEL PARQUE EÓLICO LA MUELA II (VISOR SIGPAC).....	9
FIGURA 2.2.- CARRETERAS DE ACCESO AL PARQUE.	10
FIGURA 2.2.- DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES AE-30).	11
TABLA 2.1.- COORDENADAS UTM AEROGENERADORES INSTALADOS.	12
FIGURA 2.2.- DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES EN EL PARQUE EÓLICO LA MUELA II.....	14
FIGURA 2.3.- VELOCIDAD MEDIA ANUAL A 80 METROS DE ALTURA EN LA PROVINCIA DE ARAGÓN.	15
FIGURA 2.4.- DENSIDAD DE POTENCIA MEDIA ANUAL A 80 METROS DE ALTURA EN LA PROVINCIA DE ARAGÓN.	16
FIGURA 2.5.- DENSIDAD DE POTENCIA MEDIA ANUAL A 80 METROS DE ALTURA EN LA PROVINCIA DE ARAGÓN.....	16
FIGURA 2.6.- MAPA EÓLICO A 80 METROS DE ALTURA EN LA ZONA.	17
FIGURA 2.7.- DATOS GENERADOS POR EL WASP, ESTACIÓN METEOROLÓGICA.....	18
FIGURA 2.8.- DATOS GENERADOS POR EL WASP, ESTACIÓN METEOROLÓGICA.....	19
FIGURA 2.9.- GRAFICA CURVA DE POTENCIA AEROGENERADOR MADE AE-30.....	19
FIGURA 2.10.- GRAFICA CURVA DE POTENCIA AEROGENERADOR MADE AE-30.....	24
FIGURA 2.11.- GRAFICA CURVA DE POTENCIA AEROGENERADOR MADE AE-30.....	25
FIGURA 2.12.- GRAFICA CURVA DE POTENCIA AEROGENERADOR SWT-2.3.....	26
FIGURA 2.13.- GRAFICA CURVA DE POTENCIA AEROGENERADOR MADE AE-30.....	27
FIGURA 2.14.- PARQUES CERCANOS.....	28
FIGURA 2.15.- UBICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES V80-2MW.....	29
FIGURA 2.16.- AEP. TODOS LOS SECTORES.....	30
FIGURA 2.17.- DISTRIBUCIÓN AEROGENERADORES V80.....	31
FIGURA 2.18.- AEP. TODOS LOS SECTORES.....	32
FIGURA 2.19.- DISTRIBUCIÓN AEROGENERADORES V90.....	33
FIGURA 2.20.- AEP. TODOS LOS SECTORES.....	34
FIGURA 2.21.- DISTRIBUCIÓN AEROGENERADORES V90.....	35
FIGURA 2.22.- AEP. TODOS LOS SECTORES.....	36
FIGURA 2.23.- DISTRIBUCIÓN AEROGENERADORES SWT 2.3 MW.....	37
FIGURA 2.24.- AEP. TODOS LOS SECTORES.....	38
FIGURA 2.25.- DISTRIBUCIÓN AEROGENERADORES SWT 2.3 MW.....	39
FIGURA 2.26.- AEP. TODOS LOS SECTORES.....	40
FIGURA 2.27.- DISTRIBUCIÓN AEROGENERADORES E70.....	41
FIGURA 2.28.- AEP. TODOS LOS SECTORES.....	42
FIGURA 2.29.- DISTRIBUCIÓN AEROGENERADORES E70.....	42
FIGURA 3.1.- VIALES DE ACCESO AL PARQUE EÓLICO.	47
FIGURA 3.2.- VIALES DE ACCESO AL PARQUE EOLICO.	48
FIGURA 3.3.- VIALES DE ACCESO AL PARQUE EÓLICO.	48
FIGURA 3.4.- VIALES DE ACCESO AL PARQUE EÓLICO.	49
FIGURA 3.5.- MONTAJE DEL AEROGENERADORES.....	50
FIGURA 3.6.- CIMENTACIÓN AEROGENERADORES.....	51

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1.- COORDENADAS UTM AEROGENERADORES INSTALADOS	12
TABLA 2.2.- RESULTADOS DE PRODUCCIÓN PARQUE EÓLICO LA MUELA II	20
TABLA 2.3.- RESULTADOS DE PRODUCCIÓN DE CADA AEROGENERADOR	21
TABLA 1.1.- RESULTADOS DE PRODUCCIÓN PARQUE EÓLICO LA MUELA II	22
TABLA 2.5.- AEROGENERADORES PROPUESTOS PARA REPOTENCIACIÓN	23
TABLA 2.6.- DATOS DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES V80MW	29
TABLA 2.7.- DATOS DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES V80MW	30
TABLA 2.8.- DATOS DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES V80MW	31
TABLA 2.9.- DATOS DE PRODUCCIÓN	32
TABLA 2.10.- DATOS DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES V90MW	33
TABLA 2.11.- DATOS DE PRODUCCIÓN	34
TABLA 2.12.- DATOS DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES V90-MW	35
TABLA 2.13.- DATOS DE PRODUCCIÓN	36
TABLA 2.14.- DATOS DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES SWT-2.3-MW	37
TABLA 2.15.- DATOS DE PRODUCCIÓN	38
TABLA 2.16.- DATOS DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES SWT-2.3-MW	39
TABLA 2.17.- DATOS DE PRODUCCIÓN	39
TABLA 2.18.- DATOS DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES E70	41
TABLA 2.19.- DATOS DE PRODUCCIÓN	41
TABLA 2.20.- DATOS DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES E70	43
TABLA 2.21.- DATOS DE PRODUCCIÓN	43
TABLA 2.22.- RESULTADOS PARA AEROGENERADORES PARQUE DE 13.2MW	44
TABLA 2.23.- RESULTADOS PARA AEROGENERADORES PARQUE DE 18.5MW	44
TABLA 2.24.- PRECIO DE LAS TURBINAS SEGÚN EL MW INSTALADO	45
TABLA 5.1.- PRODUCCIÓN ANUAL Y HORAS EQUIVALENTE.....	53
TABLA 5.2.- DATOS DE PRODUCCIÓN DEL PARQUE SIN REPOTENCIAR.....	54
TABLA 5.3.- DATOS DE PRODUCCIÓN DEL PARQUE REPOTENCIANDO MANTENIENDO LA POTENCIA.....	55
TABLA 5.4.- DATOS DE PRODUCCIÓN DEL PARQUE REPOTENCIANDO MANTENIENDO LA POTENCIA.....	55
TABLA 5.5.- COSTE DE LOS AEROGENERADORES.....	56
TABLA 5.6.- COSTE DE CIMENTACIONES.....	57
TABLA 5.7.- COSTE DE LA REHABILITACIÓN DE LAS PISTAS Y ORDENACIÓN ECOLÓGICA Y PAISAJÍSTICA.....	57
TABLA 5.8.- INGRESOS PARQUE EÓLICO SIN REPOTENCIAR	60
TABLA 5.9.- PORCENTAJES O Y M	61
TABLA 5.10.- PRECIO VENTA ENERGÍA A LOS 25 AÑOS.	61
TABLA 5.10.- INGRESOS BRUTOS PARQUE 13.2MW	62
TABLA 5.12.- GASTOS TOTALES PARQUE 13.2MW	63
TABLA 5.13.-FLUJOS DE CAJA PARQUE13.2MW	64
TABLA 5.13.-INGRESOS BRUTOS PARQUE REPOTENCIADO 40%	65
TABLA 5.15.-GASTOS TOTALES PARQUE REPOTENCIADO 40%.....	66
TABLA 5.16.-FLUJOS DE CAJA PARQUE REPOTENCIADO 40%.....	67

1 INTRODUCCION

1.1 Objeto.

El objeto del presente Proyecto es realizar un estudio técnico-económico donde se valorara, la viabilidad de mejora del parque eólico, La Muela II, ubicado a treinta kilómetros de Zaragoza, en lo alto de La Muela.

El parque eólico La Muela II, está compuesto por cuarenta turbinas eólicas, Made AE-30 de 330 KW de potencia unitaria y 13200 kW de potencia nominal total.

Teniendo en cuenta los recursos eólicos existentes se propone una repotenciación de dicho Parque Eólico. La repotenciación de un Parque Eólico se determina al aumento de potencia a través de la sustitución de sus aerogeneradores por otros nuevos de mayor potencia, o a la introducción de cambios técnicos, que sin afectar a la estructura básica del aerogenerador, mejoren su eficiencia energética. El conjunto de la repotenciación no podrá superar el 20% de la potencia del parque eólico original.

1.2 Situación de la Energía Eólica

La Energía Eólica, fuente de energía limpia e inagotable, genera electricidad a través de la fuerza del viento, mediante la utilización de la energía cinética producida por el efecto de las corrientes de aire. El viento es toda masa de aire en movimiento, que surge como consecuencia del desigual calentamiento de la superficie terrestre debido a la radiación solar, la rotación de la Tierra que provoca desviaciones y las perturbaciones atmosféricas.

Un aerogenerador es un generador eléctrico que funciona convirtiendo la energía cinética del viento en energía mecánica a través de una hélice y en energía eléctrica gracias a un alternador. Sus precedentes directos son los molinos de viento que se empleaban para la molienda y obtención de harina. En este caso, la energía eólica, en realidad la energía cinética del aire en movimiento, proporciona energía mecánica a un rotor hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador trifásico, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

Existen diferentes tipos de aerogeneradores, dependiendo de su potencia, la disposición de su eje de rotación, el tipo de generador, etc.

Los aerogeneradores pueden trabajar de manera aislada o agrupados en parques eólicos o plantas de generación eólica, distanciados unos de otros, en función del impacto ambiental y de las turbulencias generadas por el movimiento de las palas.

Para aportar energía a la red eléctrica, los aerogeneradores deben estar dotados de un sistema de sincronización para que la frecuencia de la corriente generada se mantenga perfectamente sincronizada con la frecuencia de la red.

Los aerogeneradores actuales están bastante estandarizados: máquinas de eje horizontal, tripalas, con alta calidad de suministro eléctrico, bajo mantenimiento y vida operativa muy larga. Sin embargo, el diseño de los molinos admite modificaciones en la altura de la torre y el diámetro del rotor, con el fin de optimizar el rendimiento energético de un emplazamiento con recursos eólicos determinados. Con todo, el papel de la innovación tecnológica es clave para continuar mejorándola eficiencia y la capacidad (tamaño) de los aerogeneradores.

Además de la explotación de parques, un aspecto de mucha relevancia, en casi de ser una carga eléctrica, es llegar a un acuerdo para poder conectarse a la red y volcar en ella la energía para su distribución, por lo que los promotores necesitan acuerdos estratégicos a medio o largo plazo con las compañías eléctricas.

1.2.1 En el Mundo.

Los Estados Unidos han rebasado a Alemania para convertirse en el número 2 del mundo en las instalaciones de energía eólica y la capacidad total de china aumentó más de un 20% por séptimo año consecutivo, hasta ser el líder mundial por primera vez en su historia. El total de las instalaciones en todo el mundo en 2014 fueron más de 55.000MW, dominada por los tres principales mercados de Europa, Norteamérica y Asia.

En lo que respecta al ranking mundial de potencia instalada se observa como la mayor parte de las instalaciones de energía eólica se ponen en marcha en Asia, sobre todo en China quedándose Europa rezagada debido a la complicada situación económica que sufre en la actualidad.

La capacidad mundial de energía eólica aumentó en un 44% el año pasado, incluso superior a la media en la última década, para llegar a las instalaciones un total global de más de 370GW a finales de 2014.

La energía eólica tiene un papel cada vez más importante, gracias a su continuo aumento de potencia producida por unidad instalada y a su progresiva disminución del costo de instalación.

En las gráficas que se muestran a continuación se puede apreciar la potencia eólica instalada en el conjunto del planeta:

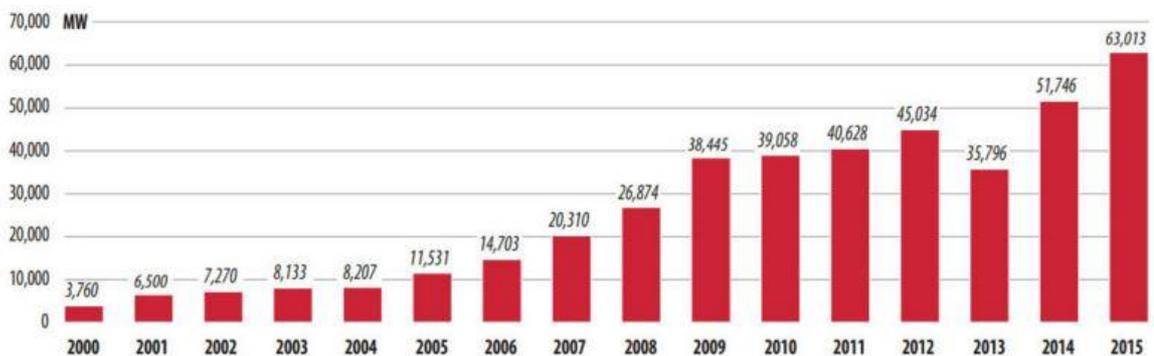


Figura 1.1.- Potencia eólica anual instalada en el mundo 2000-2015

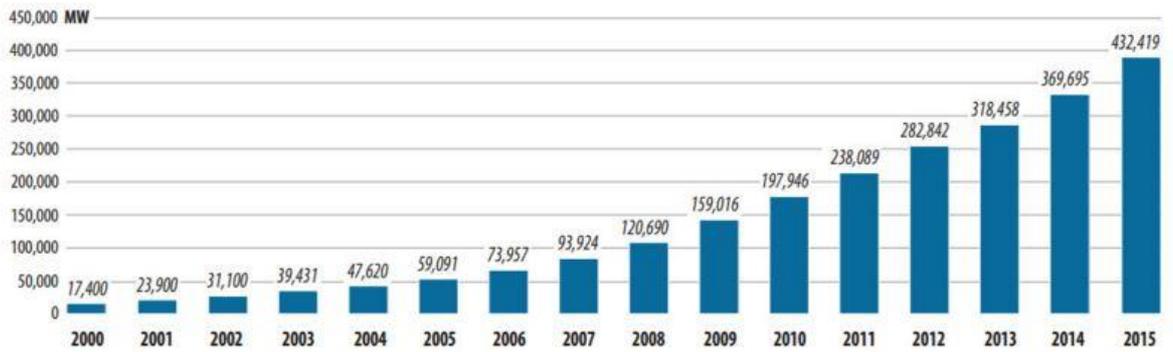


Figura 1.2.- Potencia eólica instalada acumulada en el mundo

1.2.2 Europa

En 2013 hubo más potencia eólica instalada en la UE que en cualquier otra tecnología de generación de electricidad. Estadísticas publicadas por la asociación Europea de Energía Eólica muestra hoy que el 40% del total de nueva capacidad de generación de electricidad construida en la Unión Europea en 2014 fue la energía eólica, la energía superior a todas las otras tecnologías, incluyendo el gas, el carbón y nucleares.

Por primera vez, la energía eólica es la tecnología líder en Europa y la cuota de renovables de instalaciones de energía nuevas fue de 57% en 2010

En 2010, Alemania aún instala 1.551 MW, frente a 1.516MW en España.

En 2014, Alemania aún se dispara con 5.200MW, frente a 28 MW en España.

En general, 2010 vio mucha más expansión equilibrada dirigida por Francia, el Reino Unido, Italia y Portugal que parten de una "segunda oleada" de países que da un empuje real a la oleada de la energía eólica.

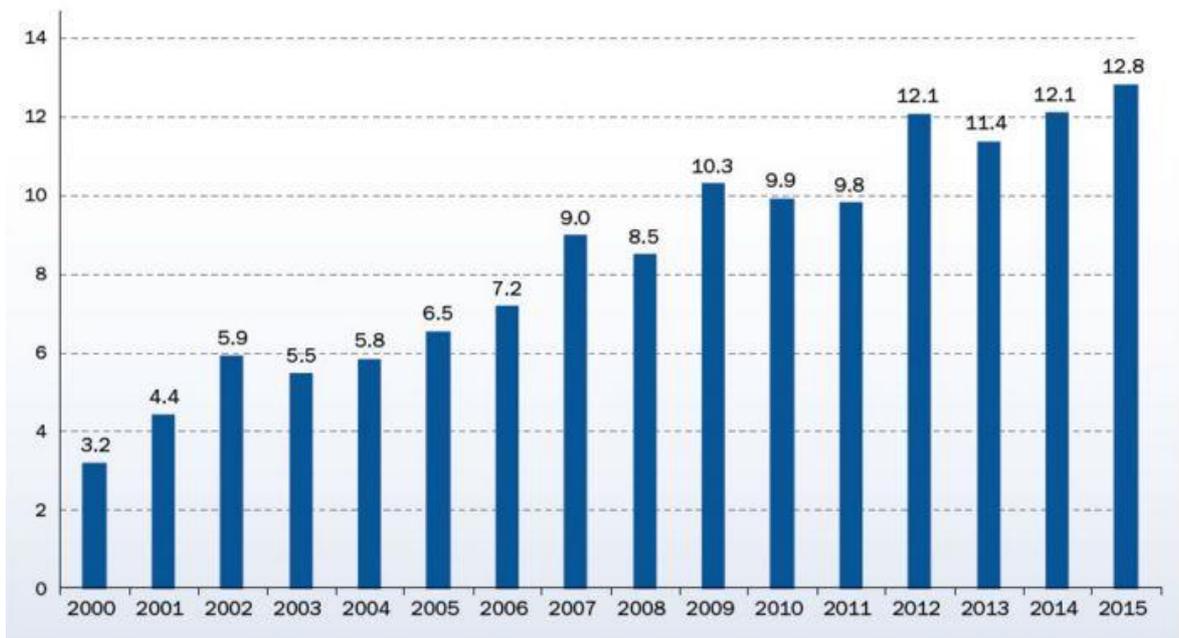


Figura 1.3.- Potencia eólica instalada por años en EU.

El sector de fabricación de aerogeneradores es cada vez más global y muy competitivo. Puede decirse que se trata de una industria relativamente madura, especialmente desde que las turbinas eólicas han aumentado de tamaño y la tecnología se ha hecho muy compleja. Los márgenes se han reducido y se necesita un mercado muy amplio para ser competitivo. Algunas empresas llevan décadas de experiencia en I+D y los productores, para explotar las economías de escala, han desarrollado una dinámica de fusiones y adquisiciones que convierten a la industria en un oligopolio a nivel mundial.

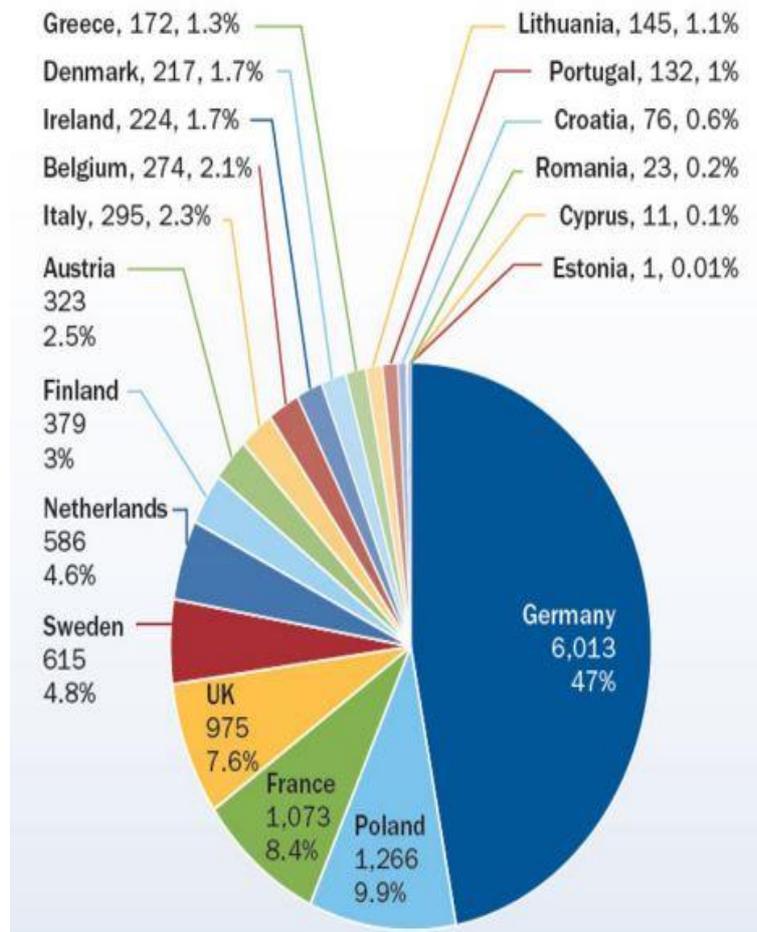


Figura 1.4.- Reparto de nueva potencia eólica instalada en los países de la UE

1.2.3 España

España es un país donde se ha desarrollado de forma interesantísima la energía eólica:

En 1998 había 827 MW instalados que producían 2 TWh al año.

Para el 2015 se previeron 8974 MW, y en 2004 se alcanzó el 91% de lo previsto, y en 2015 se llegó a 23 GW instalados produciendo, casi 43 TWh (el consumo eléctrico total es de 300TWh).

La energía eólica ha alcanzado un importante grado de desarrollo en España, que es uno de los países más avanzados del mundo en esta tecnología. A finales del año 2013 España ocupa el cuarto puesto en cuanto a potencia eólica instalada, con 20,68 GW por detrás de grandes potencias eólicas mundiales como Estados Unidos, Alemania y China. Ese mismo año, la energía puesta en la red comercial por los aerogeneradores fue de 42.976 GWh, la mayor energía de ese tipo generada en toda Europa.

2014 y 2015 son los peores años del sector eólico español. La Reforma Energética alejó por completo a los inversores de España y fue la causa del parón, por la inseguridad jurídica que generó la modificación retroactiva del marco normativo y la adopción de un nuevo sistema retributivo que permite modificar las condiciones económicas cada seis años sin que se conozca la metodología que se utilizará.



Figura 1.5.- Cobertura de electricidad de las energías renovables en España.

1.3 Repotenciación

La repotenciación de parques eólicos consiste en sustituir los molinos instalados por máquinas más modernas y de mayor potencia, a partir de los 10 años de funcionamiento, pues si se hace antes, habría que cargar parte de los costes de amortización en la repotenciación, lo que reduciría su rentabilidad económica.

Ello supone una reducción en la infraestructura necesaria con relación a un parque nuevo (menor coste económico y ambiental), así como el mejor aprovechamiento de los emplazamientos con mayor viento. De hecho, los parques anteriores a 1998, cuentan como media con un 25-30% más de viento que los parques que actualmente se están construyendo, mientras que las máquinas existentes en esos parques aprovechan menos eficazmente el recurso que los modelos actuales. Asimismo, la mejora tecnológica alcanzada en las nuevas máquinas que se van a utilizar en la repotenciación, favorece sustancialmente la integración en la red de la energía producida, posibilitando la eliminación de algunas de las actuales limitaciones de evacuación.

Impacto ambiental: La sustitución de las máquinas antiguas por las nuevas va a suponer una mejora ambiental considerable durante la fase de funcionamiento, pues se trata de una reducción importante en el número de máquinas, que además son más silenciosas, tienen una velocidad de giro menor, y también reducen la ocupación directa de suelo por unidad de potencia. Tampoco implica líneas nuevas de evacuación y, si acaso, el reforzamiento de la línea actual con el establecimiento de algún nuevo conductor, lo que no supone incremento de impacto alguno. El impacto se va a reducir tan sólo al que se produzca durante la fase de obra. No obstante, consideramos que todas las repotenciones deberían someterse a procedimiento de evaluación de impacto ambiental.

La decisión de repotenciar debe ser analizada caso a caso por la complejidad de criterios, técnicos, económicos y legislativos que contempla, pero como regla general, los parques de antigüedad entre 10 y 15 años también puede ser interesante repotenciarlos ya que en dichos parques los aerogeneradores suelen estar ya amortizados y se pueden incluso reutilizar como aerogeneradores de segunda mano porque su vida útil suele estar entre 20 y 25 años y además pueden ser reacondicionados, dando así una oportunidad a países subdesarrollados a acceder a las tecnologías limpias con un coste menor.

Aquellos parques de menos de diez años o con máquinas instaladas de potencia superior a los 750 kW será más recomendable hoy por hoy esperar unos cinco años hasta un mayor desarrollo de la tecnología o un abaratamiento de costes que permita amortizar la nueva inversión realizada y obtener mayores rendimientos, porque si se hace una repotenciación en un parque menor de diez años habría que cargar parte de los costes de la amortización en la repotenciación, lo que reduciría su rentabilidad económica.

1.3.1 Ventajas de la repotenciación:

- Mejoran la eficiencia y eficacia de la generación al incorporar los nuevos avances tecnológicos que se producen; la evolución tecnológica en este sector es continua.
- Respuesta en caso de huecos de tensión, no se producirá pérdida de potencia.
- Mejor adaptabilidad de los sistemas de control de parque en los sistemas de control del operador del Sistema.
- Permiten el mejor aprovechamiento del recurso eólico: al repotenciarse un parque ya existente se conoce el comportamiento del viento en dicha instalación con fiabilidad, lo que permite una mayor optimización del recurso al realizar la sustitución de las máquinas.
- Permite aumentar de forma relevante la producción de electricidad por superficie ocupada, lo que supone mayor disponibilidad para instalar nueva potencia.
- Reduce el número de aerogeneradores necesarios para conseguir la misma potencia instalada e igual o mayor energía generada; reducción de los efectos en el medioambiente y del impacto visual que tienen los aerogeneradores.

1.4 Normas y Referencias.

A nivel estatal, en materia de repotenciación se manejan los siguientes documentos:

- REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- REAL DECRETO-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Ley de impacto ambiental

La única referencia en toda la normativa española a la repotenciación a nivel estatal se encuentra en la disposición transitoria séptima del RD 661/2007 que dice lo siguiente:

1. Aquellas instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva en el Registro de instalaciones de producción de energía eléctrica anterior al 31 de diciembre de 2001, podrán realizar una modificación sustancial cuyo objeto sea la sustitución de sus aerogeneradores por otros de mayor potencia, en unas condiciones determinadas, y que será denominada en lo sucesivo repotenciación.
2. Se establece un objetivo límite de potencia, a los efectos del régimen económico establecido en el presente real decreto de 2000 MW adicionales a la potencia instalada de las instalaciones susceptibles de ser repotenciadas, y que no se considerará a los efectos del límite establecido en el artículo 38.2.
3. Para estas instalaciones, mediante acuerdo del Consejo de Ministros, previa consulta con las Comunidades Autónomas, podrá determinarse el derecho a una prima adicional, específica para cada instalación, máxima de 0,7 c€/kWh, a percibir hasta el 31 de diciembre de 2017.(suprimido por el artículo 2 R.D ley 2/2013)
4. Estas instalaciones deberán estar adscritas a un centro de control de generación y deberán disponer de los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de

suministro frente a huecos de tensión, de acuerdo con los procedimientos de operación correspondientes, exigibles a las nuevas instalaciones.

5. Siempre que la potencia instalada no se incremente en más de un 40 por ciento y que la instalación disponga de los equipos necesarios para garantizar que la potencia evacuable no vaya a superar en ningún momento la potencia eléctrica autorizada para su evacuación antes de la repotenciación, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema o gestor de la red de distribución que corresponda.

1.4.1 Normativa Comunidad de Aragón:

La energía eólica ha experimentado un significativo crecimiento en los últimos años en Aragón y representa una de las energías renovables con mayores opciones de desarrollo en el futuro.

Uno de los objetivos prioritarios de la política energética del Gobierno de Aragón, en el aprovechamiento de fuentes renovables, es el desarrollo de la energía eólica.

La experiencia adquirida desde que entró en vigor la primera norma regional que regula los procedimientos administrativos de autorización de los parques eólicos, hace ya más de una década, o posteriormente el procedimiento de asignación de conexiones a la red eléctrica, evidencia que si bien esa regulación ha desempeñado un papel fundamental en el desarrollo del sector eólico en la región, es necesario renovar y actualizar esta normativa sectorial con el objetivo de adaptarla a la coyuntura energética estatal, en aspectos como el legislativo, el tecnológico y la planificación energética.

En este sentido cabe mencionar, en particular, la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad que, finalmente, imbrica los procedimientos de conexión a la red eléctrica y los de autorización administrativa. Asimismo, la Ley del Sector Eléctrico ha sido reformada recientemente por la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

2 ESTUDIO DE REPOTENCIACION PARQUE EOLICO LA MUELA II.

2.1 PARQUE EOLICO LA MUELA II.

2.1.1 Ubicación del Parque Eólico

El Parque Eólico de La Muela II, ubicado en la provincia de Zaragoza, en el término municipal de La Muela. Dicho parque tiene una potencia de 13,2 MW con un total de 40 turbinas eólicas de 330kW y un diámetro de 30 metros cada una, el modelo de aerogenerador es, Made AE-30 .El parque se puso en marcha en 1997.

Latitud: 41° 34' 47.9"

Longitud: -1° 7' 12"

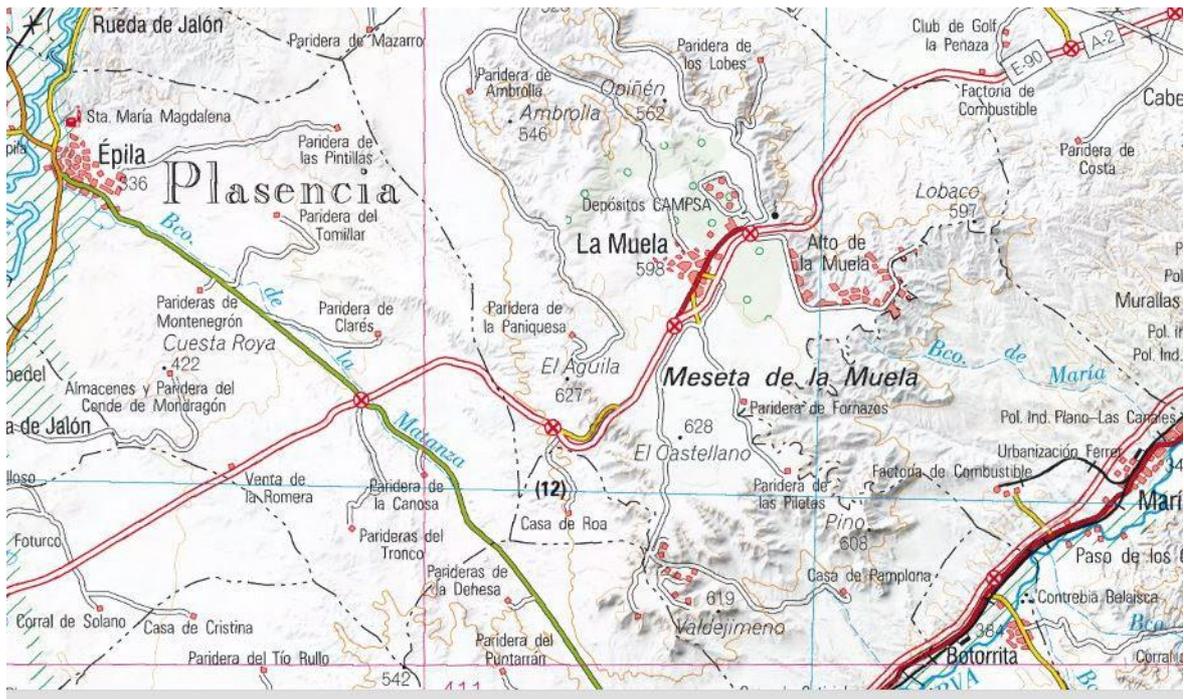


Figura 2.1.- Ubicación del parque eólico la Muela II (Visor SIGPAC)



Figura 2.2.- Carreteras de acceso al parque.

2.1.2 Descripción Parque Eólico La Muela II

El Parque Eólico de La Muela II, está constituido por cuarenta aerogeneradores MADE AE-30 , con una potencia de 330 kW , un diámetro de 30 metros y altura de 30 metros.

Eolica Valle del Ebro es la empresa a cargo del parque

Las coordenadas UTM del entorno poligonal donde se encuentra ubicado el parque son:
Coordenadas UTM:

X=653918,07 ; Y=4608419,35

X=655080,67 ; Y=4608423,85

X=653851,32 ; Y=4603678,85

X=654840,91 ; Y=4603675,54

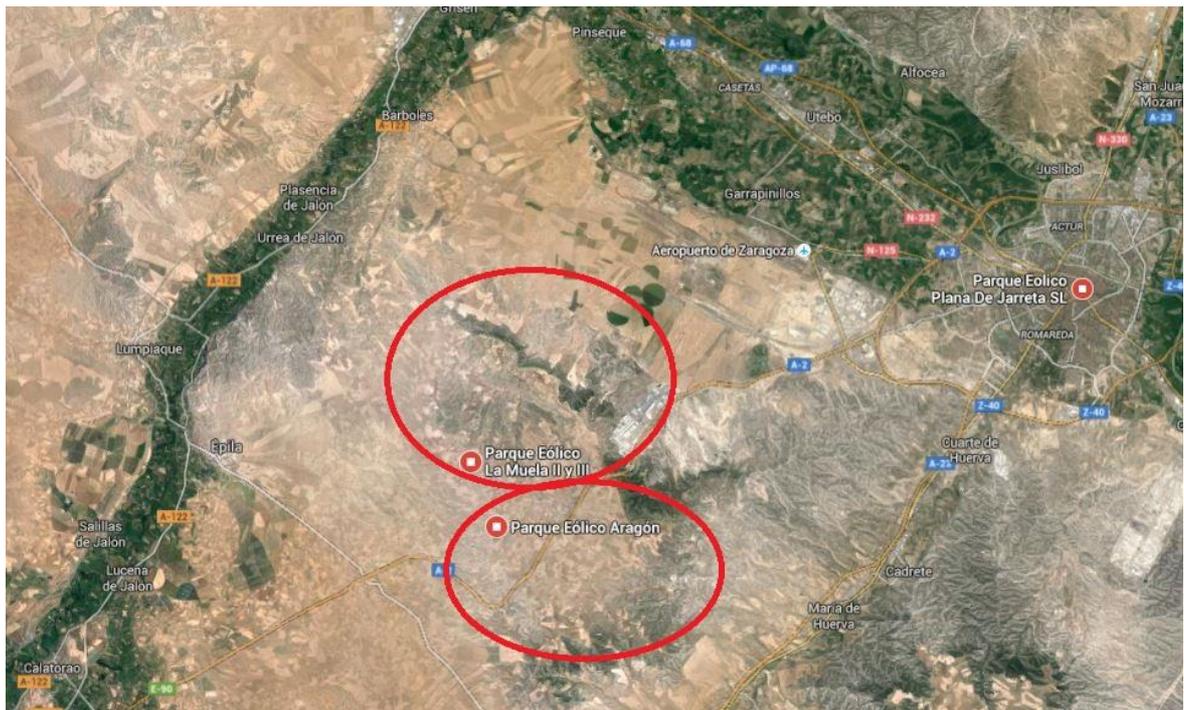


Figura 2.2.- Distribución de los aerogeneradores AE-30).

2.1.2.1 Aerogeneradores en servicio.

Fabricante: Made (España)

Turbina eólica: AE-30

Potencia: 330 kW

Diámetro: 30 m

Área de barrido: 707 m²

Densidad de potencia: 2.15 m²/kW

Número de palas: 3

Altura de la góndola: 30m

Velocidad máxima del rotor: 34 vuelta/min

Vitesse minimale de vent : 4 m/s

Vitesse nomimale de vent : 14 m/s

Vitesse maximale de vent : 28 m/s

Fabricante Rotor : LM Glasfiber

Tipo Generador : ASYNC

Velocidad de salida máxima del generador : 1508 vuelta/min

Tensión de salida : 660 V

Fabricante : Siemens

Tabla 2.1.- Coordenadas UTM Aerogeneradores instalados.

COORDENADAS UTM AEROGENERADORES		
NUMERO	X	Y
A-001	654745	4608355,07
A-002	654729,4	4608218,97
A-003	654711,36	4608088,99
A-04	654744,64	4607941,6
A-005	654721,17	4607848,52
A-006	654694,98	4607773,91
A-007	654650,15	4607705,06
A-008	654638,58	4607596,82
A-009	654622,38	4607488,48
A-010	654598,65	4607407,74
A-011	654614,53	4607315,52
A-012	654605,14	4607213,49
A-013	654598,0	4607114,6
A-014	654555,61	4607039,64
A-015	654513,22	4606964,67
A-016	654463,88	4606889,56
A-017	654421,48	4606814,59
A-018	654367,38	4606745,55
A-019	654322,66	4606670,54
A-020	654294,15	4606518,24
A-021	654263,64	4606431,12
A-022	654235,39	4606346,88
A-023	654234,37	4606282,14
A-024	654252,06	4606215,32
A-025	653985,1	4606450,11
A-026	653990,57	4606550,97
A-027	653986,27	4606650,36
A-028	654002,65	4606750,17
A-029	654005,72	4606860,94

A-030	654008	4606975,35
A-031	654083,15	4607038,75
A-032	654121,14	4607096,54
A-033	654163,39	4607185,49
A-034	654185,96	4607281,24
A-035	654219,74	4607365,66
A-036	654238,85	4607446,29
A-037	654204,99	4607513,45
A-038	654147,84	4607586,28
A-039	654129,92	4607666,12
A-040	654169,73	4607753,37

Todos los cálculos se realizan con el programa WAsP versión 9.1 . Este nos genera la información necesaria para llevar a cabo este estudio técnico-económico. A continuación podemos observar la distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento de La Muela, Zaragoza.

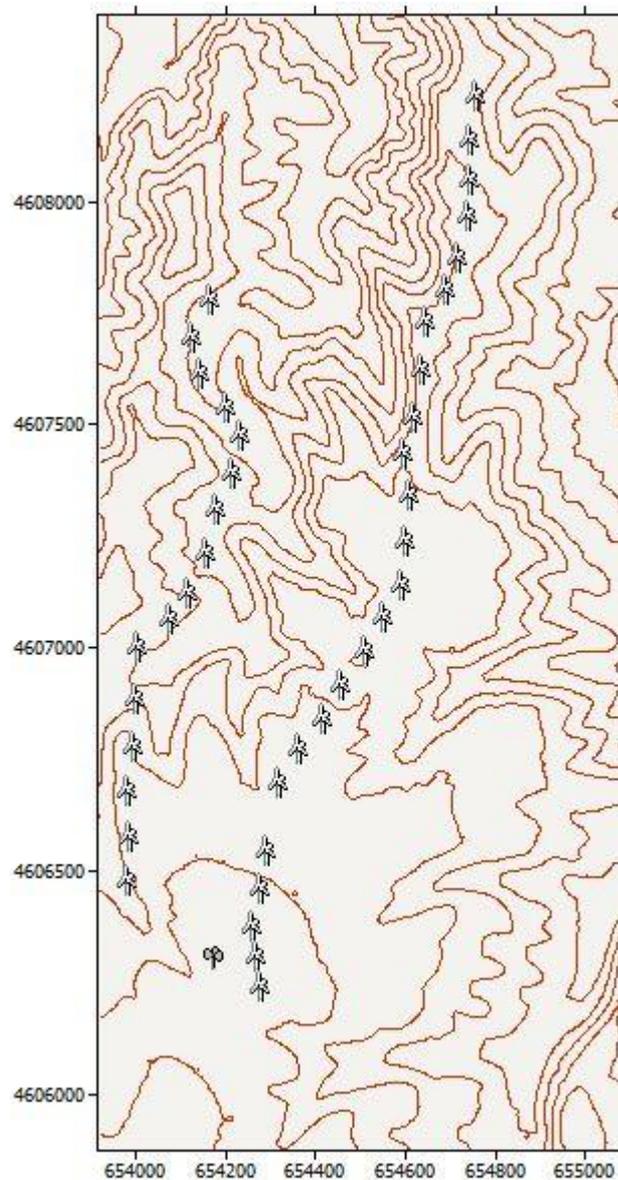


Figura 2.2.- Distribución de los aerogeneradores en el Parque Eólico La Muela II

2.1.3 Datos de viento

A través de la página web del Atlas Eólico de España (IDAE), adquirimos datos relevantes en este estudio como son la velocidad media anual a 80 metros de altura, la densidad de potencia media anual a 80 metros de altura:

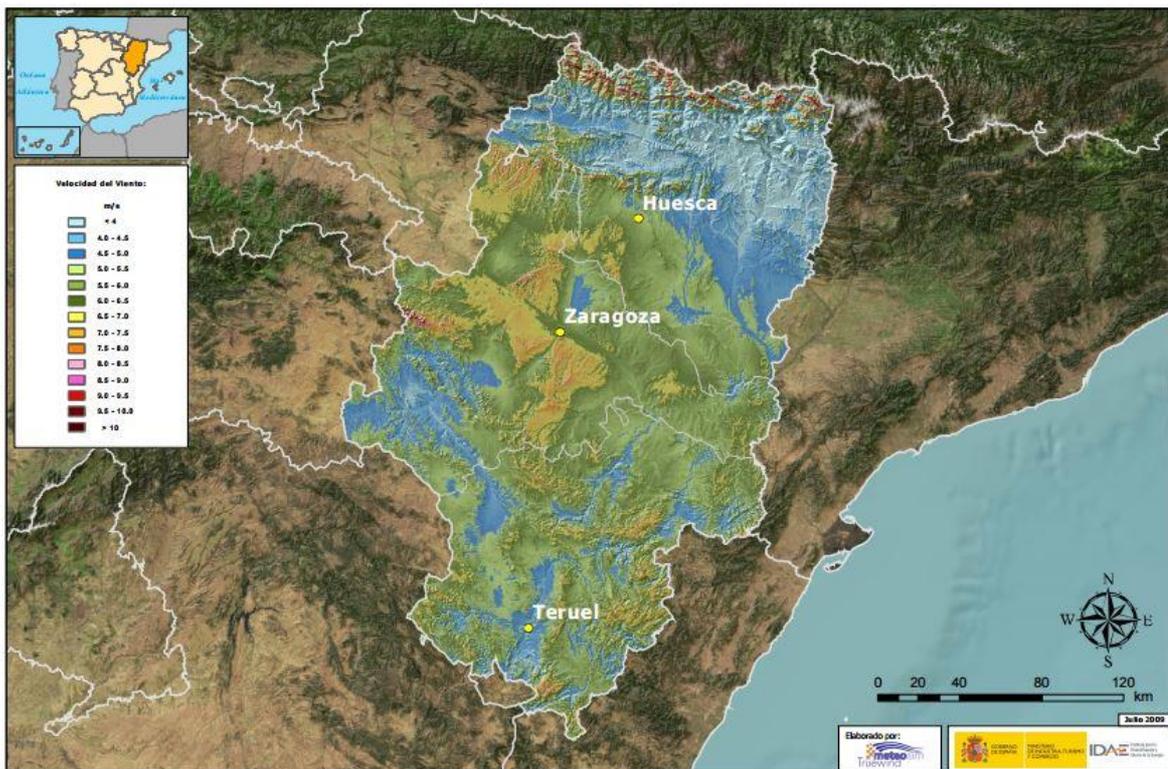


Figura 2.3.- Velocidad media anual a 80 metros de altura en la provincia de Aragón.

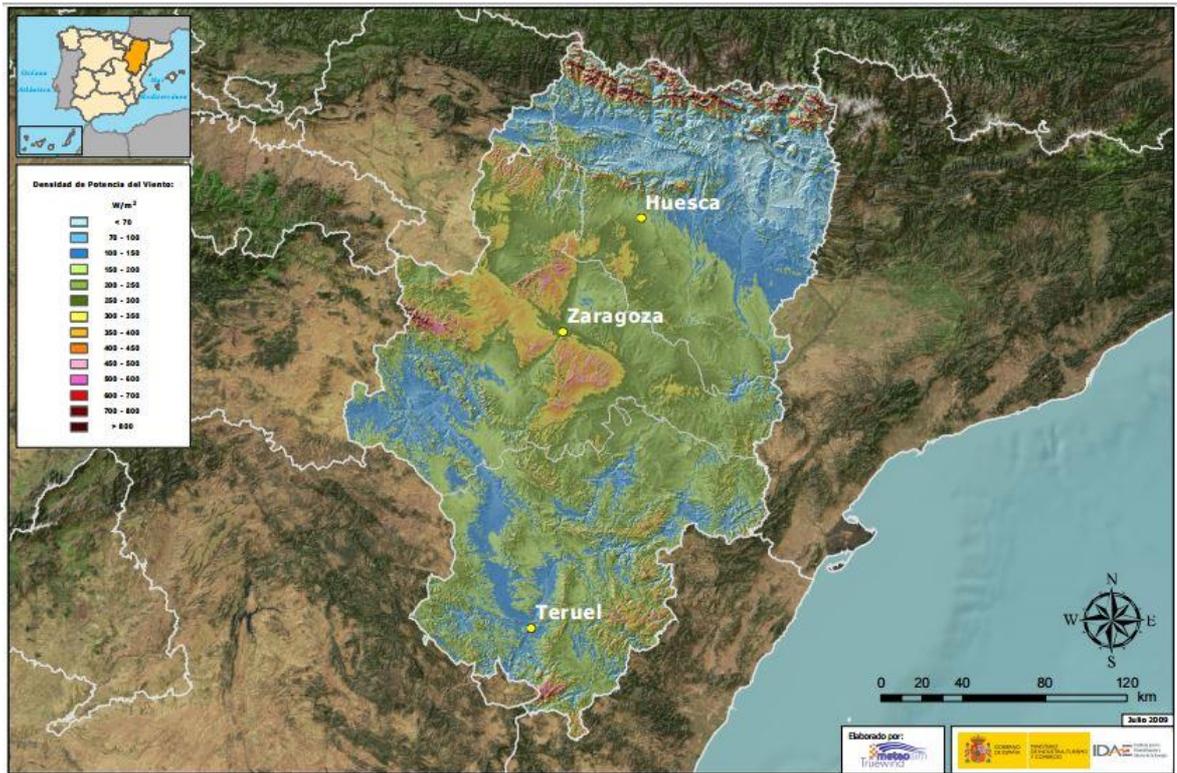


Figura 2.4.- Densidad de potencia media anual a 80 metros de altura en la provincia de Aragón.

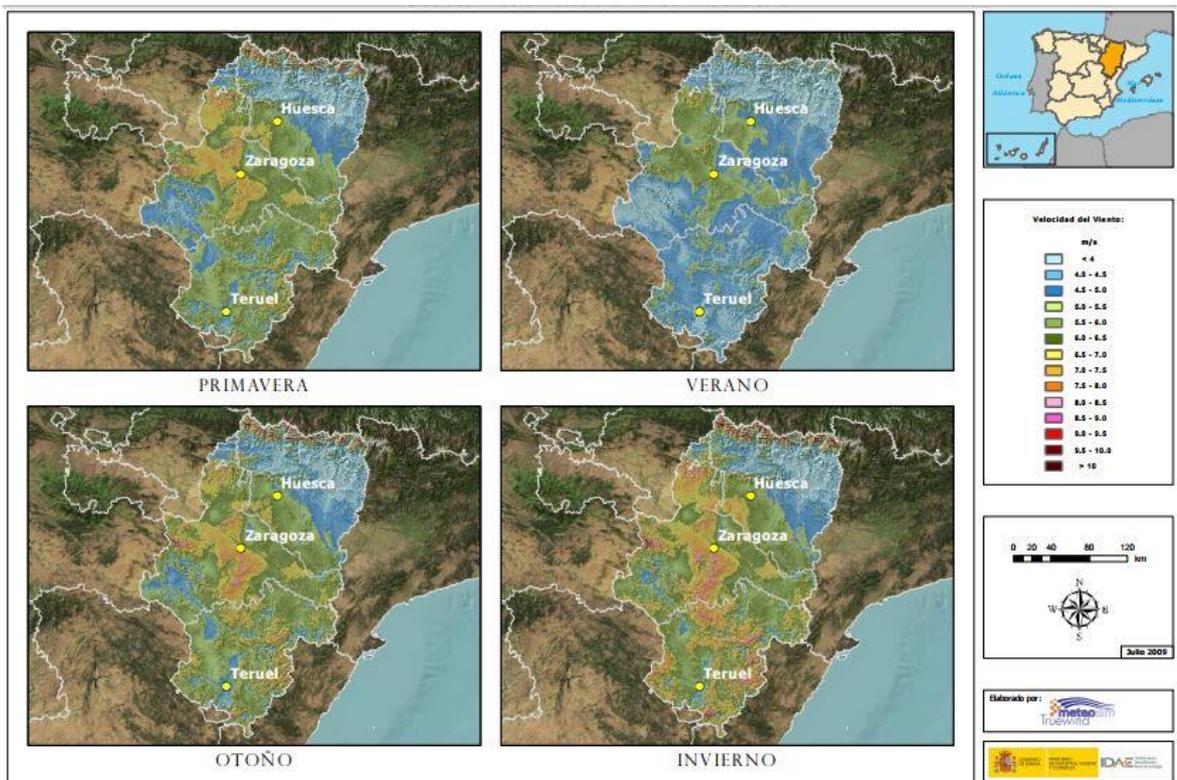


Figura 2.5.- Densidad de potencia media anual a 80 metros de altura en la provincia de Aragón

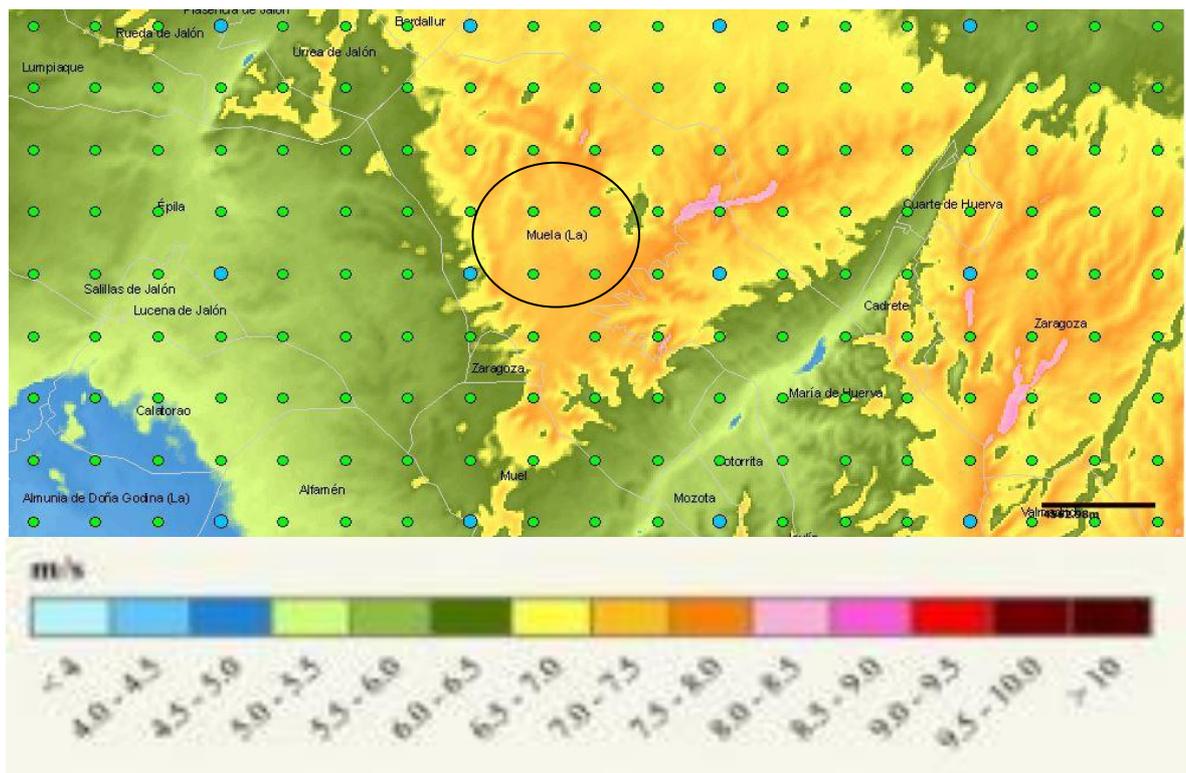


Figura 2.6.- Mapa eólico a 80 metros de altura en la zona.

Podemos observar claramente en los mapas adquiridos en la página web del IDAE, que la zona donde se encuentra ubicado el Parque Eólico La Muela II es una zona idónea con velocidad de viento a 80 metros de altitud entre los 6.5-7.5 m/s, teniendo un potencial eólico bueno.

Una vez examinado el mapa de vientos de la zona, obtenemos los datos de viento de la estación meteorológica más cercana a nuestro parque. Los datos de viento utilizados se obtienen de la estación de meteorología de La Muela II.

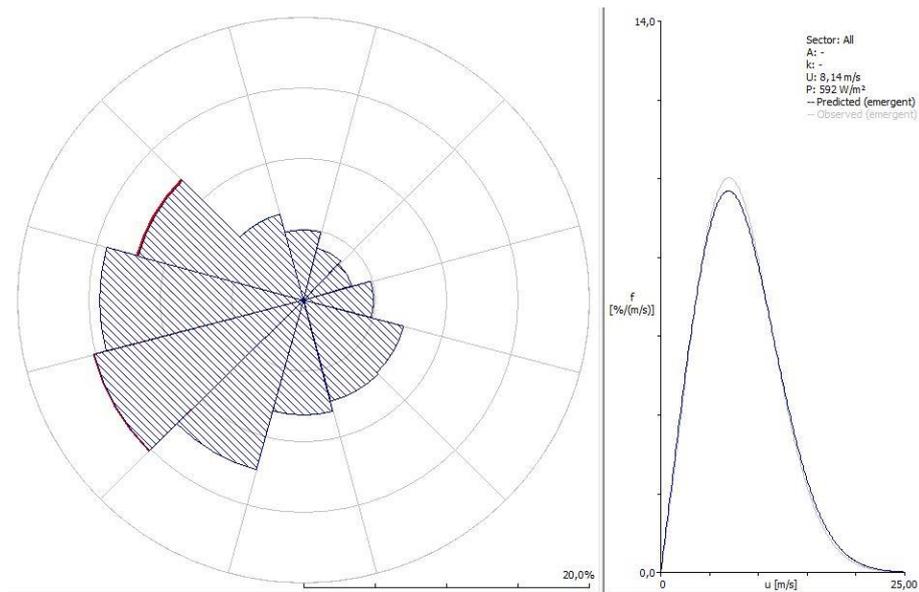


Figura 2.7.- Datos generados por el WAsP, estación meteorológica

Wasp a través de los datos de la estación meteorología que introducimos en el programa (estación meteorología en la Muela) nos procesa una gráfica donde se podemos observar todos los datos de viento de la zona.

Las gráficas que se representan según los datos de la tabla son:

- Rosa de los vientos: define para los diferentes sectores los distintos valores de frecuencia de las velocidades de viento. Se observa que en la gráfica de rosa de los vientos que nos ha generado el Wasp el viento dominante es el viento de las regiones Noreste.
- Gráfica-histograma de las frecuencias de las velocidades de viento en el punto determinado de media.

Wasp nos genera también otros datos relevantes para realizar los cálculos:

$$V_m = 8,06 \text{ m/s}$$

$$\text{Power density (densidad energética)-media: } 562 \text{ W/m}^2$$

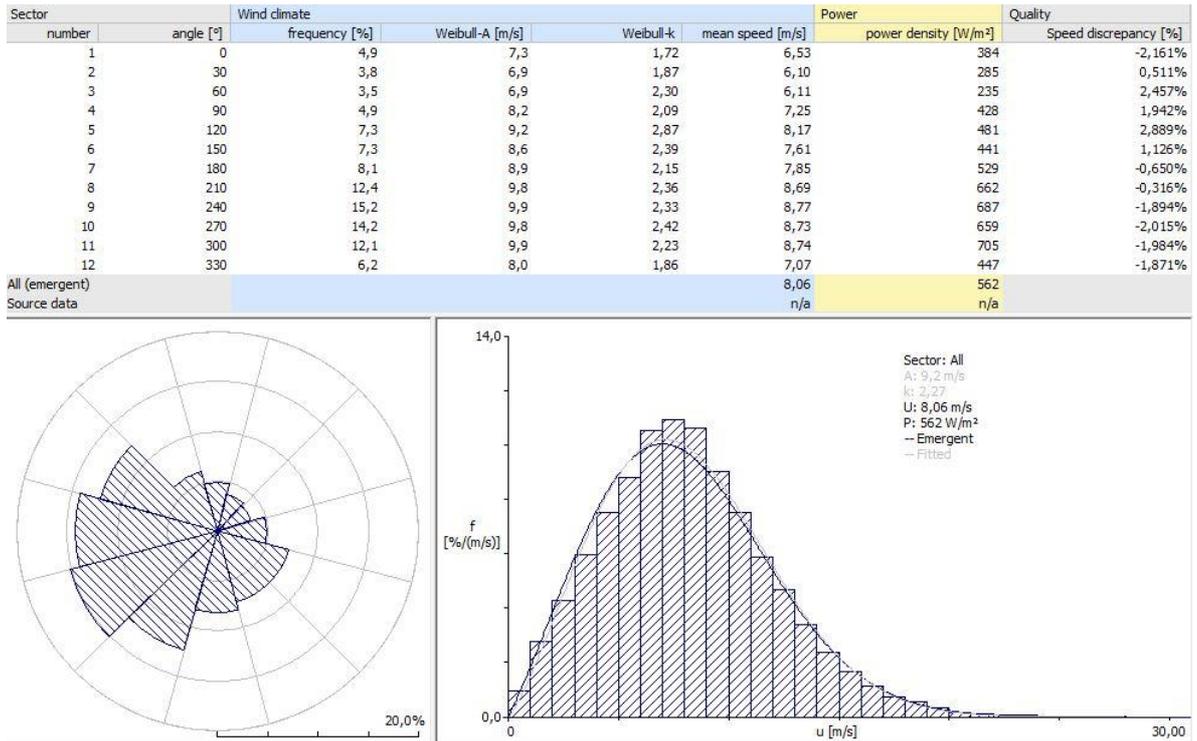


Figura 2.8.- Datos generados por el WASP, estación meteorológica

2.2 Datos de producción del Parque eólico La Muela II

El cálculo de producción del parque eólico la calculamos con el programa WASP que nos hace una estimación de la producción a partir de la curva de potencia MADE AE-30 (330kW).

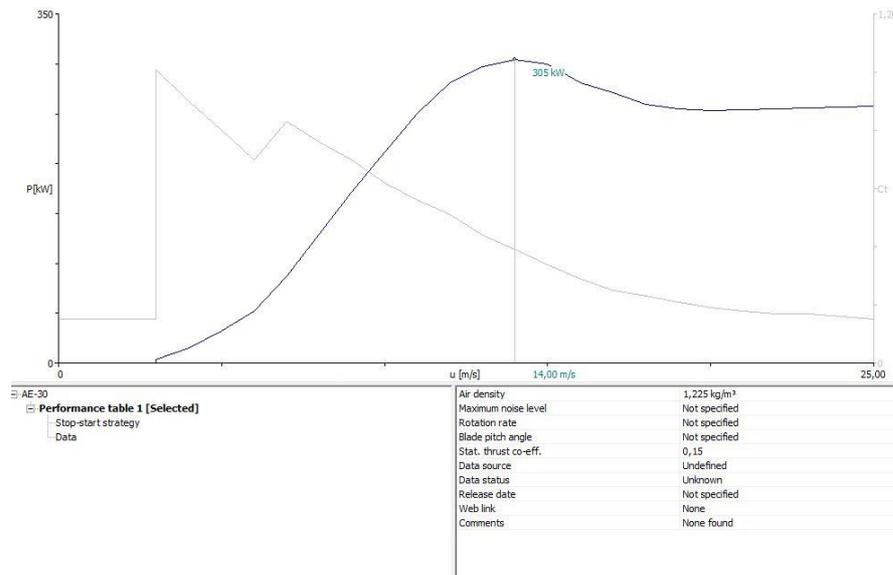


Figura 2.9.- Grafica curva de potencia aerogenerador MADE AE-30

Los resultados generados son:

Tabla 2.2.- Resultados de producción Parque Eólico La Muela II

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	37,267	0,932	0,746	1,102
Total net AEP [GWh]	33,929	0,848	0,650	1,033
Proportional wake loss [%]	8,96	-	3,26	15,84
Mean speed [m/s]	-	7,03	6,18	7,86
Power density [W/m ²]	-	436	286	622
RIX	-	-	0,6	1,9

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	654760,0	4608210,0	530,0	1,6	1,0	30,0	7,72	1,065	1,030	3,26
Turbine site 002	654750,4	4608110,0	535,0	1,6	1,0	30,0	7,77	1,081	1,029	4,76
Turbine site 003	654750,4	4608020,0	540,0	1,9	1,3	30,0	7,86	1,102	1,033	6,31
Turbine site 004	654744,6	4607942,0	540,0	1,8	1,2	30,0	7,81	1,091	1,019	6,55
Turbine site 005	654721,2	4607849,0	540,0	1,6	1,0	30,0	7,85	1,089	1,016	6,72
Turbine site 006	654695,0	4607774,0	540,0	1,7	1,0	30,0	7,76	1,075	0,998	7,23
Turbine site 007	654650,2	4607705,0	540,0	1,8	1,1	30,0	7,78	1,081	1,016	6,08
Turbine site 008	654638,6	4607597,0	540,0	1,7	1,1	30,0	7,75	1,069	1,001	6,29
Turbine site 009	654622,4	4607489,0	540,0	1,6	1,0	30,0	7,42	1,013	0,927	8,49
Turbine site 010	654598,7	4607408,0	548,0	1,4	0,7	30,0	7,48	1,032	0,940	8,87
Turbine site 011	654614,5	4607316,0	550,0	1,1	0,5	30,0	7,37	1,011	0,916	9,38
Turbine site 012	654605,1	4607214,0	550,0	1,1	0,5	30,0	7,20	0,976	0,879	9,92
Turbine site 013	654598,0	4607115,0	551,0	0,8	0,2	30,0	7,13	0,959	0,842	12,26
Turbine site 014	654555,6	4607040,0	552,0	0,7	0,1	30,0	7,08	0,949	0,837	11,84
Turbine site 015	654513,2	4606965,0	560,0	0,7	0,1	30,0	7,32	0,999	0,887	11,15
Turbine site 016	654463,9	4606890,0	559,0	0,7	0,1	30,0	7,16	0,966	0,853	11,69
Turbine site 017	654421,5	4606815,0	560,0	0,8	0,1	30,0	7,09	0,951	0,836	12,06
Turbine site 018	654367,4	4606746,0	561,0	0,7	0,1	30,0	7,00	0,932	0,825	11,5
Turbine site 019	654322,7	4606671,0	562,0	0,8	0,1	30,0	6,95	0,921	0,839	8,91
Turbine site 020	654294,1	4606518,0	568,0	0,7	0,1	30,0	7,03	0,939	0,847	9,74
Turbine site 021	654283,6	4606431,0	570,0	0,7	0,1	30,0	7,01	0,935	0,847	9,44
Turbine site 022	654265,3	4606347,0	571,0	0,6	0,0	30,0	6,95	0,921	0,836	9,2
Turbine site 023	654274,3	4606282,0	571,0	0,6	-0,1	30,0	6,92	0,915	0,841	8,05
Turbine site 024	654282,0	4606215,0	571,0	0,7	0,1	30,0	6,90	0,909	0,874	3,86
Turbine site 025	653985,1	4606450,0	560,0	0,6	0,0	30,0	6,63	0,849	0,814	4,07
Turbine site 026	653990,5	4606550,0	561,0	0,6	0,0	30,0	6,77	0,879	0,820	6,77
Turbine site 027	653986,2	4606650,0	561,0	0,7	0,1	30,0	6,89	0,905	0,843	6,94
Turbine site 028	654002,6	4606750,0	560,0	1,0	0,3	30,0	7,04	0,939	0,870	7,31
Turbine site 029	654005,7	4606860,0	550,0	0,9	0,3	30,0	6,76	0,875	0,811	7,34
Turbine site 030	654008,0	4606973,0	540,0	0,9	0,3	30,0	6,60	0,839	0,781	6,96
Turbine site 031	654083,2	4607039,0	540,0	1,0	0,4	30,0	6,62	0,843	0,732	13,14
Turbine site 032	654121,1	4607097,0	540,0	1,2	0,6	30,0	6,69	0,859	0,729	15,15
Turbine site 033	654163,4	4607186,0	530,0	1,3	0,7	30,0	6,29	0,769	0,665	13,61
Turbine site 034	654185,0	4607281,0	529,0	1,3	0,6	30,0	6,45	0,806	0,711	11,73
Turbine site 035	654219,7	4607366,0	524,0	1,4	0,8	30,0	6,38	0,791	0,680	13,97
Turbine site 036	654238,9	4607447,0	520,0	1,6	1,0	30,0	6,31	0,773	0,650	15,84
Turbine site 037	654205,0	4607514,0	516,0	1,6	0,9	30,0	6,29	0,769	0,663	13,86
Turbine site 038	654147,8	4607587,0	510,0	1,3	0,7	30,0	6,18	0,746	0,672	9,92
Turbine site 039	654129,9	4607666,0	510,0	1,1	0,5	30,0	6,42	0,802	0,743	7,31
Turbine site 040	654169,7	4607754,0	509,0	1,5	0,9	30,0	6,59	0,840	0,774	7,77

Tabla 2.3.- Resultados de producción de cada aerogenerador.

WASP estima un 100% en la disponibilidad del parque y no tiene ningún tipo de pérdidas eléctricas, por lo que a los datos generados de potencia le tenemos que aplicar un factor de corrección por pérdidas.

Por lo que los datos de producción son los siguientes:

Tabla 2.4.- Resultados de producción Parque Eólico La Muela II

Modelo	Fabricante	Turbinas	Hub(m)	P.neta (MWh/año)	V _m m/s	Densidad Eberg.(W/m ²)	Horas Equiv.
AE-32	MADE	40	30	27.143,2	7,03	436	2057
330kW							

Los datos obtenidos de producción anual son del 27.143,2 MWh/año con un porcentaje de pérdidas por efecto estela de 7,03 %, una velocidad media de 7,03 m/s y una densidad de potencia de 436 W/m². Obteniendo así las horas equivalentes.

Horas equivalentes= Potencia neta/ Potencia instalada

$$h = 27143200 \text{ kW} / 13200 \text{ kW} = 2057 \text{ horas}$$

2.3 Alcance de repotenciación

La repotenciación de un parque eólico consiste en la sustitución total o parcial de sus aerogeneradores por otros de mayor potencia.

El Real Decreto 661/2007 del 25 de Mayo, Disposición transitoria séptima. Repotenciación de instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva anterior al 31 de diciembre de 2001.

- Aquellas instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva en el Registro de instalaciones de producción de energía eléctrica anterior al 31 de diciembre de 2001, podrán realizar una modificación sustancial cuyo objeto sea la sustitución de sus aerogeneradores por otros de mayor potencia, en unas condiciones determinadas, y que será denominada en lo sucesivo repotenciación.

- Siempre que la potencia instalada no se incremente en más de un 40% por ciento y que la instalación disponga de los equipos necesarios para garantizar que la evacuación no vaya a superar en ningún momento la potencia eléctrica autorizada para su evaluación antes de la repotenciación, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema o gestor de la red de distribución que corresponda. En caso contrario, el titular de la instalación deberá realizar una nueva solicitud de acceso, en los términos previstos en los títulos IV del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta las condiciones de la Disposición séptima del Real Decreto 661/2007, del 25 de Mayo. Se llevara a cabo una repotenciación suponiendo: mantener la potencia actual de 13,2MW ó aumentar la potencia un 40%.

2.4 Propuesta de aerogeneradores a instalar

En el reciente estudio se plantea mantener la potencia del parque eólico y aumentándola hasta un 40%, realizando simulaciones de las dos situaciones con distintos tipos de aerogeneradores. Para ello es necesario realizar un análisis técnico de la producción de energía con diferentes aerogeneradores.

2.4.1 Maquinas propuestas para repotenciación.

Se escogen diferentes máquinas de diferentes fabricantes, Vestas, Siemens y Enercon. La elección de estos cuatro aerogeneradores se toma tras un análisis de las características más importantes en dichas máquinas. La característica que define un aerogenerador específico es su curva de potencia, que nos da la potencia que es capaz de suministrar el aerogenerador para cada velocidad de viento.

Tabla 2.5.- Aerogeneradores propuestos para repotenciación

MODELO	FABRICANTE	ALTURA (m)	POTENCIA (kW)
V80	Vestas	60	2000
V90	Vestas	80	3000
SWT-2.3-82	Siemens	80	2300
E70	Enercon	85	2300

2.4.1.1 Características turbina V80-2MW

Fabricante: Vestas (Dinamarca)

Turbina eólica: V80/2000

Potencia: 2000kW

Diámetro: 80m

Área de barrido: 5027m²

Nº de palas: 3

Tipo de Generador: ASYNC

Tensión salida generador: 690V

Altura góndola 60m

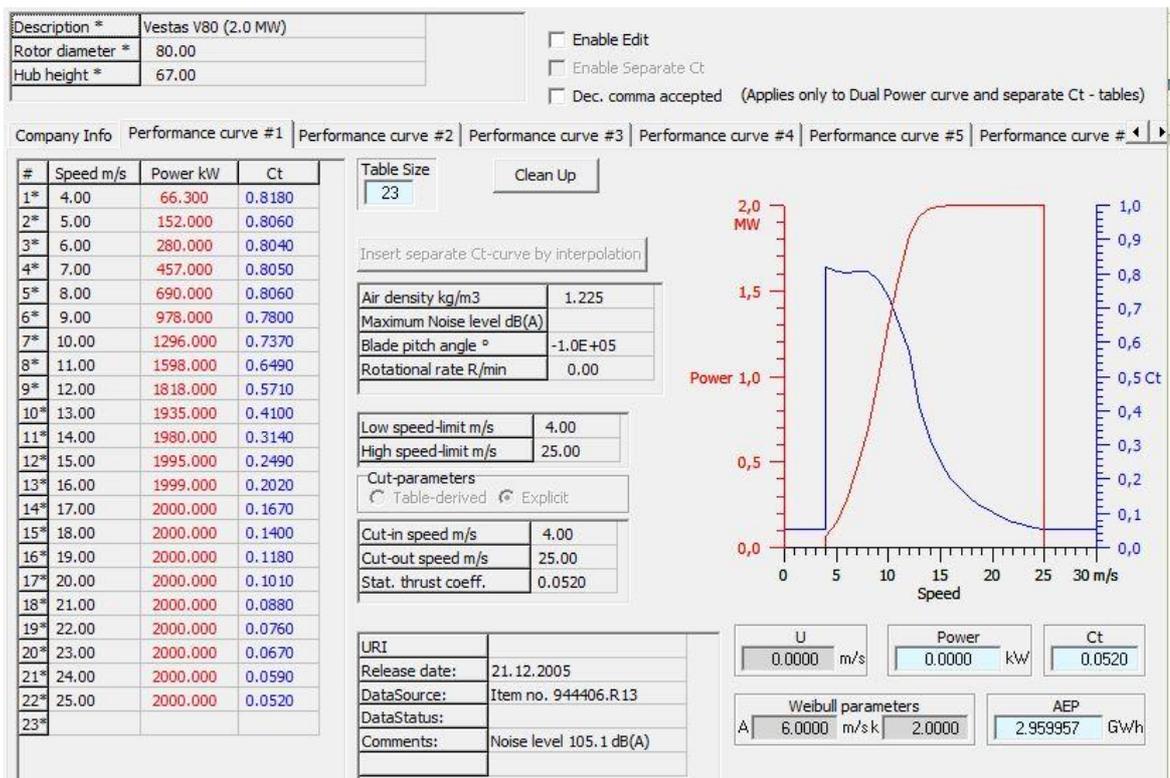


Figura 2.10.- Grafica curva de potencia aerogenerador MADE AE-30

2.4.1.2 Características turbina V90-3MW

Fabricante: Vestas (Dinamarca)

Turbina eólica: V90/3000

Potencia: 3000kW

Diámetro: 90m

Área de barrido: 6362m²

Nº de palas: 3

Tipo de Generador: ASYNC(Asincrono)

Tensión salida generador: 1000V

Altura góndola 90m

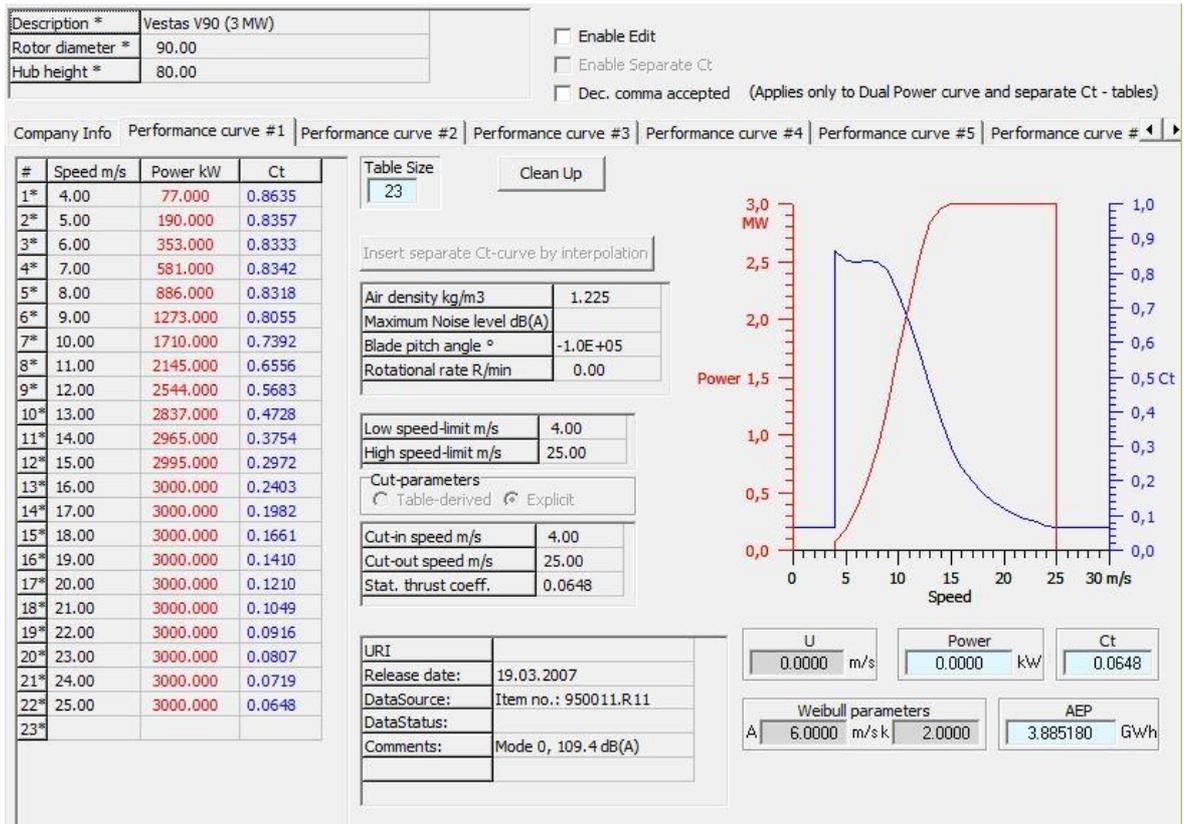


Figura 2.11.- Grafica curva de potencia aerogenerador MADE AE-30

2.4.1.3 Características turbina SWT - 2.3-82

Fabricante: Siemens (Alemania)

Turbina eólica: SWT-2.3-82

Potencia: 2300kW

Diametro: 82.40m

Area de barrido: 5,333m²

Nº de palas: 3

Tipo de Generador: ASYNC

Tensión salida: 750-690 V

Altura góndola 80m

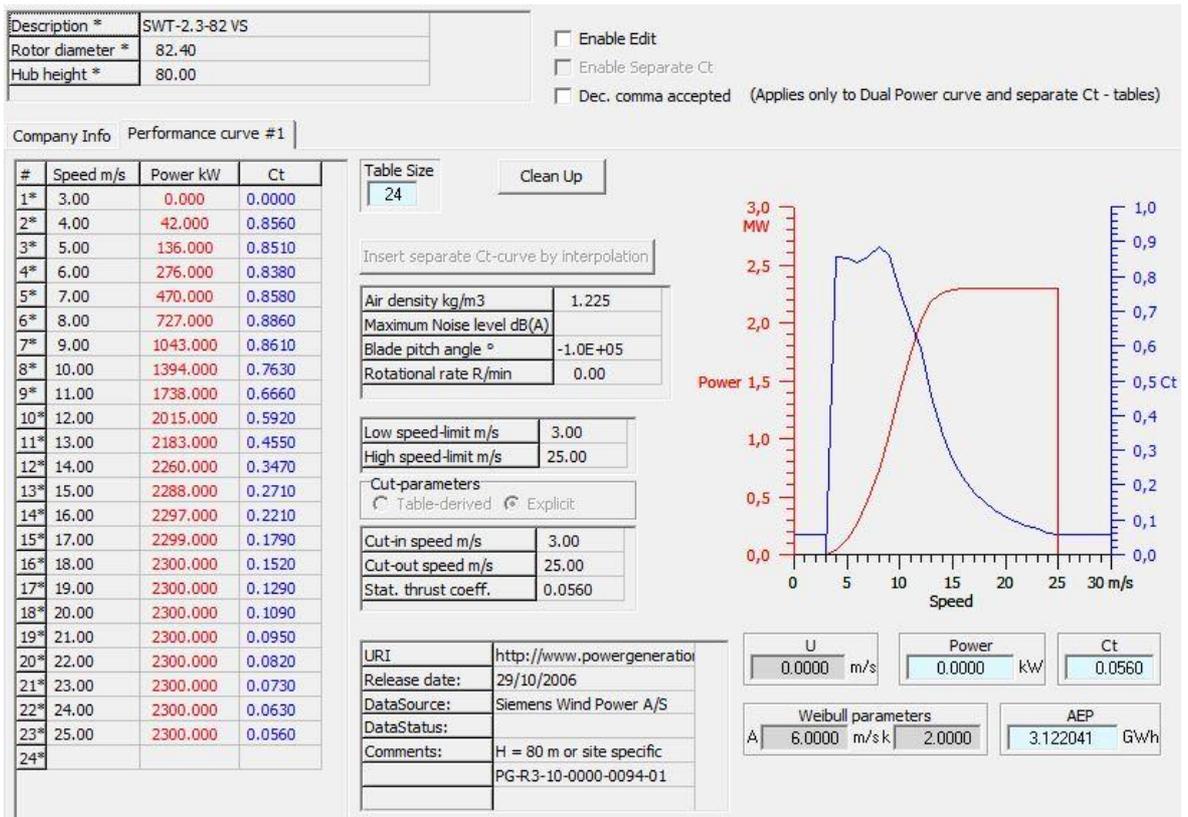


Figura 2.12.- Grafica curva de potencia aerogenerador SWT-2.3

2.4.1.4 Características turbina E70

Fabricante: Enercon (Alemania)

Turbina eólica: E70/2300

Potencia: 2300kW

Diámetro: 71m

Área de barrido: 3960m²

Nº de palas: 3

Tipo de Generador: SYNC Wounded

Tensión de salida: 400-2000 V

Altura góndola 70m

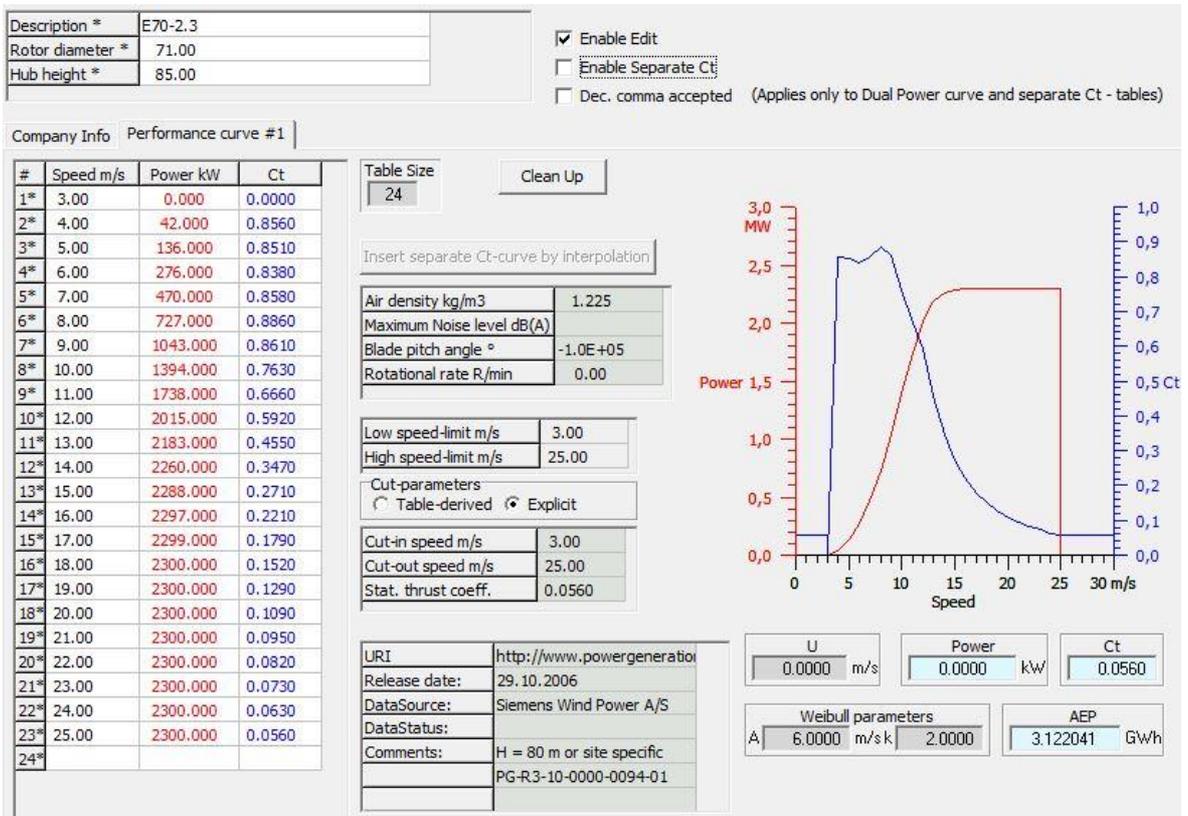


Figura 2.13.- Grafica curva de potencia aerogenerador MADE AE-30

2.5 Localización de parques cercanos.

Para cada uno de los cuatro aerogeneradores propuestos para este estudio de mejora del parque Eólico La Muela II, se realiza dos implantaciones diferentes.

Tras varios estudios se opta por elegir la mejor configuración de dichas máquinas, adquiriendo la máxima producción y reduciendo al mínimo las pérdidas que se generan.

Para los cuatro aerogeneradores se simula mantener la misma potencia del parque con los aerogeneradores existentes, 13,2 MW y la segunda simulación será aumentar un 40% de la potencia, alcanzando 18,48 MW.

Las simulaciones se han realizado con el programa WAsP, tomando los datos de viento obtenidos en la estación meteorológica de La Muela.

En la ubicación de los nuevos aerogeneradores se tendrá en cuenta los caminos existentes, minimizando las obras y por tanto los costes. También se tuvo en cuenta el parque eólico situado al norte del estudiado, con objeto de ver la posible influencia de este sobre la producción final.

En la siguiente imagen podemos observar la situación del parque estudiado y los parques cercanos.

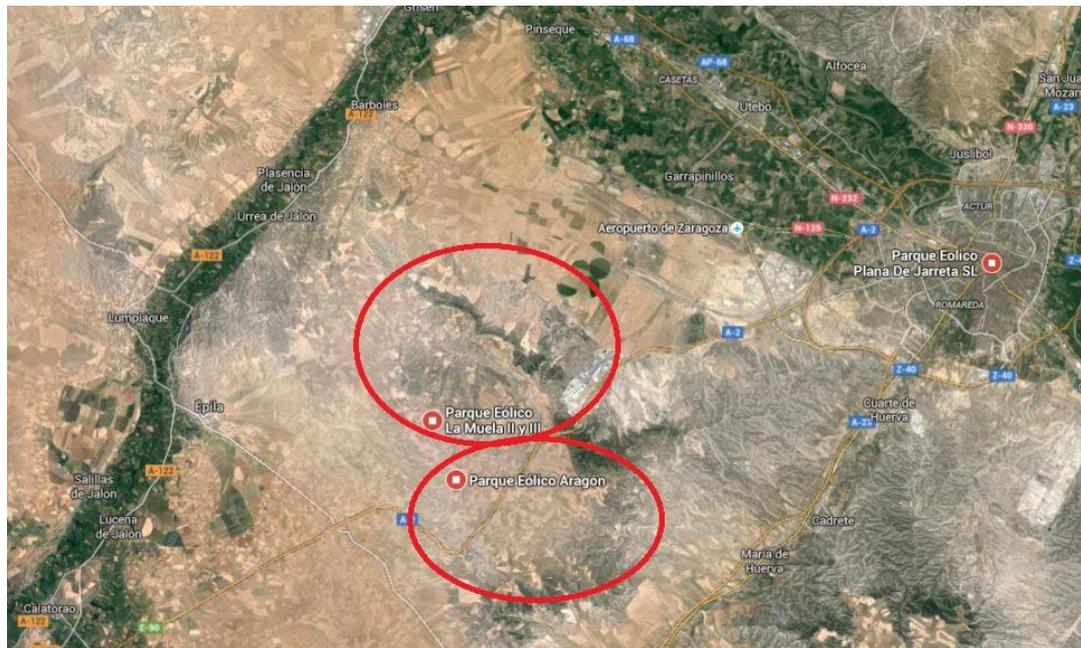


Figura 2.14.- Parques cercanos

2.6 Nueva configuración de los aerogeneradores.

Asumiendo los dos tipos de escenarios planteados, para cada alternativa de aerogenerador tenemos dos opciones:

- Mantener la potencia inicial instalada.
- Repotenciar en un 40%.

2.6.1 Turbina Vestas V-80

2.6.1.1 Parque 13,2 MW

Se necesitan 7 máquinas Vestas V-80-2MW para alcanzar los 13,2 MW y mantener la potencia instalada.

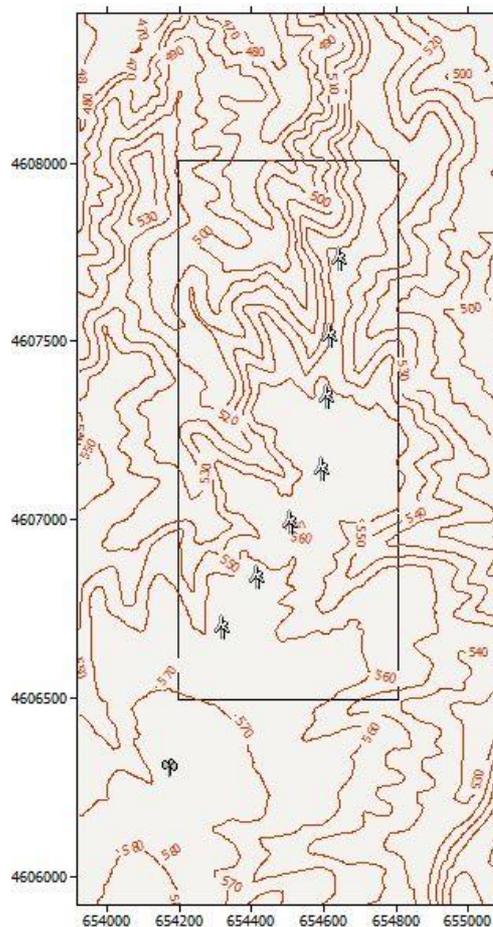


Figura 2.15.- Ubicación de los aerogeneradores V80-2MW

Tabla 2.6.- Datos distribución de los aerogeneradores V80MW

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	654650,2	4607705,0	540,0	1,8	1,1	67,0	8,59	7,859	7,541	4,05
Turbine site 002	654622,2	4607489,0	540,0	1,6	1,0	67,0	8,33	7,517	7,059	6,1
Turbine site 003	654614,5	4607316,0	550,0	1,1	0,5	67,0	8,43	7,679	7,132	7,12
Turbine site 004	654598,0	4607115,0	551,0	0,8	0,2	67,0	8,26	7,438	6,674	10,27
Turbine site 005	654513,2	4606965,0	560,0	0,7	0,1	67,0	8,33	7,545	6,865	9,0
Turbine site 006	654421,5	4606815,0	560,0	0,8	0,2	67,0	8,21	7,373	6,814	7,58
Turbine site 007	654322,7	4606671,0	562,0	0,7	0,1	67,0	8,11	7,235	7,098	1,89

Tabla 2.7.- Datos distribución de los aerogeneradores V80MW

Settings	Site list	Statistics	WF Power curve		
Variable		Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]		52,645	7,521	7,235	7,859
Total net AEP [GWh]		49,182	7,026	6,674	7,541
Proportional wake loss [%]		6,58	-	1,89	10,27
Mean speed [m/s]		-	8,32	8,11	8,59
Power density [W/m ²]		-	641	589	715
RIX		-	-	0,7	1,8

Se establece esta disposición de los nuevos aerogeneradores para poder aprovecharse de los caminos ya existentes.

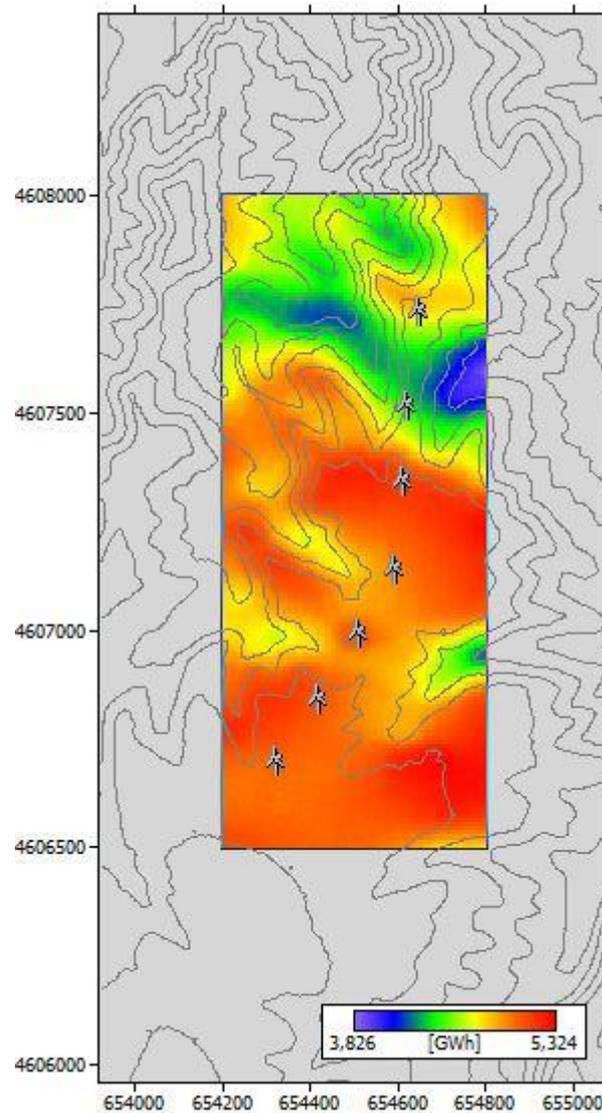


Figura 2.16.- AEP. Todos los sectores

2.6.1.2 Parque 18,5MW

En este caso será repotenciar un 40% de la potencia existente, llegando a los 18,5 MW instalados, para ello es necesario instalar 10 máquinas Vestas V80-2MW.

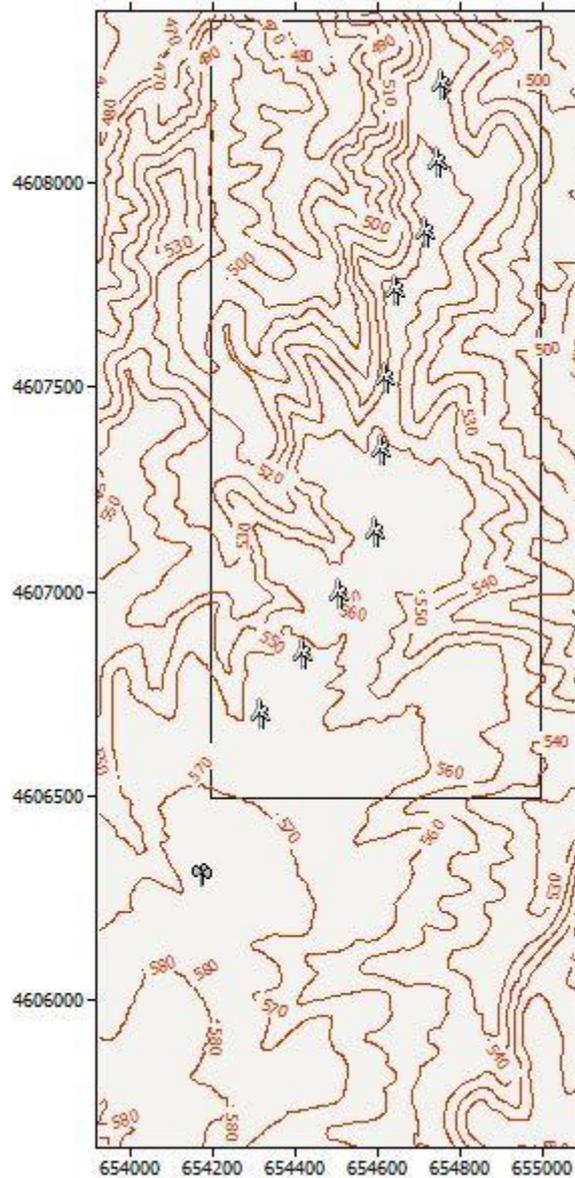


Figura 2.17.- Distribución aerogeneradores V80

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	654650,2	4607705,0	540,0	1,8	1,1	67,0	8,59	7,859	7,421	5,57
Turbine site 002	654622,2	4607489,0	540,0	1,6	1,0	67,0	8,33	7,517	7,024	6,56
Turbine site 003	654614,5	4607316,0	550,0	1,1	0,5	67,0	8,43	7,679	7,111	7,39
Turbine site 004	654598,0	4607115,0	551,0	0,8	0,2	67,0	8,26	7,438	6,662	10,43
Turbine site 005	654513,2	4606965,0	560,0	0,7	0,1	67,0	8,33	7,545	6,856	9,13
Turbine site 006	654421,5	4606815,0	560,0	0,8	0,2	67,0	8,21	7,373	6,808	7,67
Turbine site 007	654322,7	4606671,0	562,0	0,7	0,1	67,0	8,11	7,235	7,094	1,94
Turbine site 008	654721,2	4607849,0	540,0	1,6	1,0	67,0	8,65	7,925	7,305	7,82
Turbine site 009	654750,4	4608020,0	540,0	1,9	1,3	67,0	8,74	8,074	7,516	6,91
Turbine site 010	654760,0	4608210,0	530,0	1,6	1,0	67,0	8,57	7,811	7,477	4,28

Tabla 2.8.- Datos distribución de los aerogeneradores V80MW

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	76,455	7,645	7,235	8,074
Total net AEP [GWh]	71,273	7,127	6,662	7,516
Proportional wake loss [%]	6,78	-	1,94	10,43
Mean speed [m/s]	-	8,42	8,11	8,74
Power density [W/m ²]	-	668	589	746
RIX	-	-	0,7	1,9

Tabla 2.9.- Datos de producción

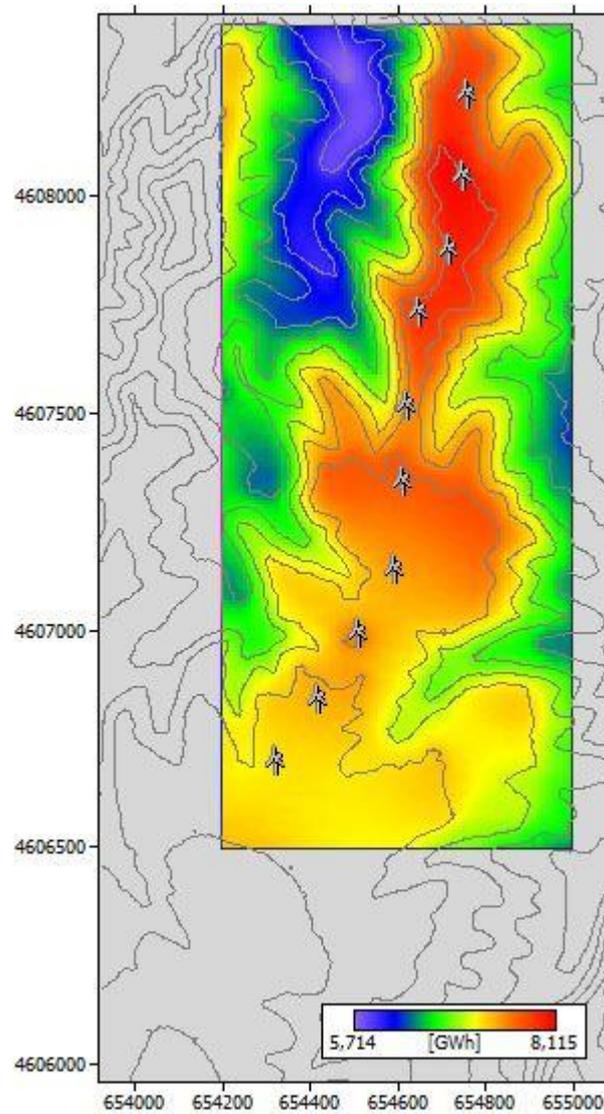


Figura 2.18.- AEP. Todos los sectores

2.6.2 Turbina Vestas V-90

2.6.2.1 Parque 13,2MW

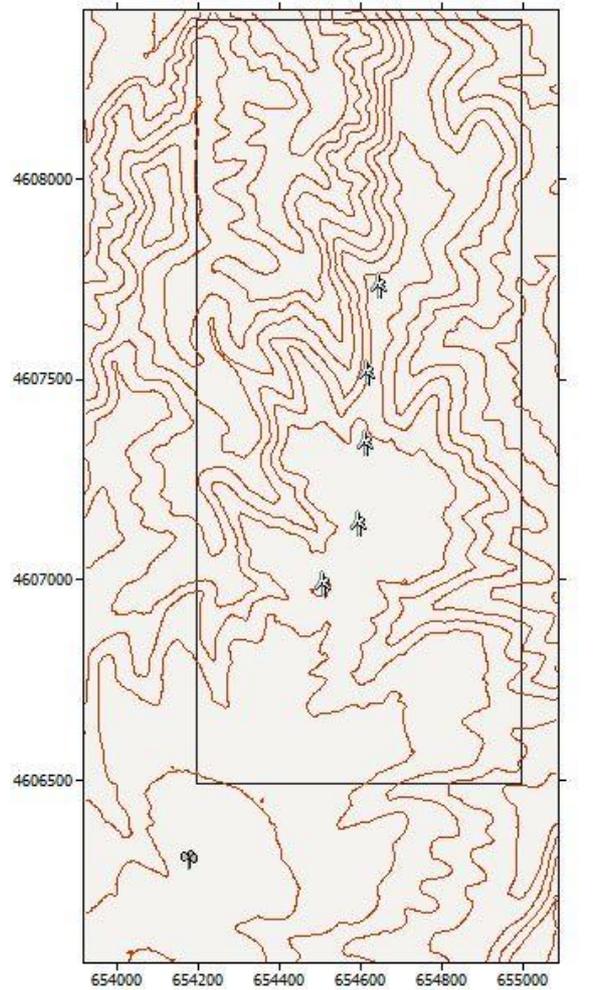


Figura 2.19.- Distribución aerogeneradores V90

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	654650,2	4607705,0	540,0	1,8	1,1	80,0	8,81	11,408	10,858	4,82
Turbine site 002	654622,2	4607489,0	540,0	1,6	1,0	80,0	8,59	10,990	10,226	6,95
Turbine site 003	654614,5	4607316,0	550,0	1,1	0,5	80,0	8,71	11,239	10,427	7,22
Turbine site 004	654598,0	4607115,0	551,0	0,8	0,2	80,0	8,55	10,924	9,984	8,6
Turbine site 005	654513,2	4606965,0	560,0	0,7	0,1	80,0	8,61	11,037	10,803	2,12

Tabla 2.10.- Datos distribución de los aerogeneradores V90MW

Tabla 2.11.- Datos de producción

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	55,597	11,119	10,924	11,408
Total net AEP [GWh]	52,299	10,460	9,984	10,858
Proportional wake loss [%]	5,93	-	2,12	8,6
Mean speed [m/s]	-	8,65	8,55	8,81
Power density [W/m2]	-	709	681	755
RIX	-	-	0,7	1,8

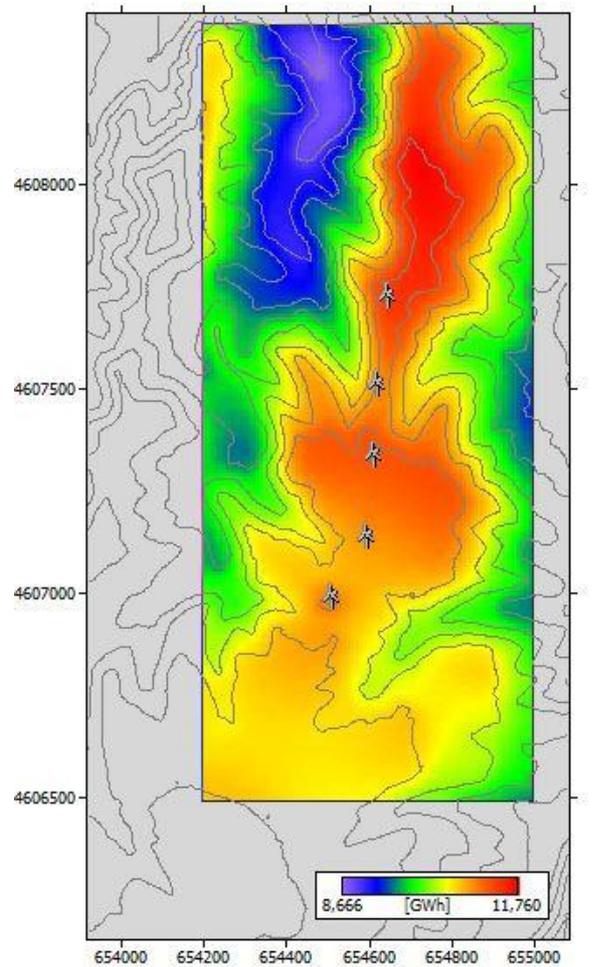


Figura 2.20.- AEP. Todos los sectores

2.6.2.2 Parque 18,5MW

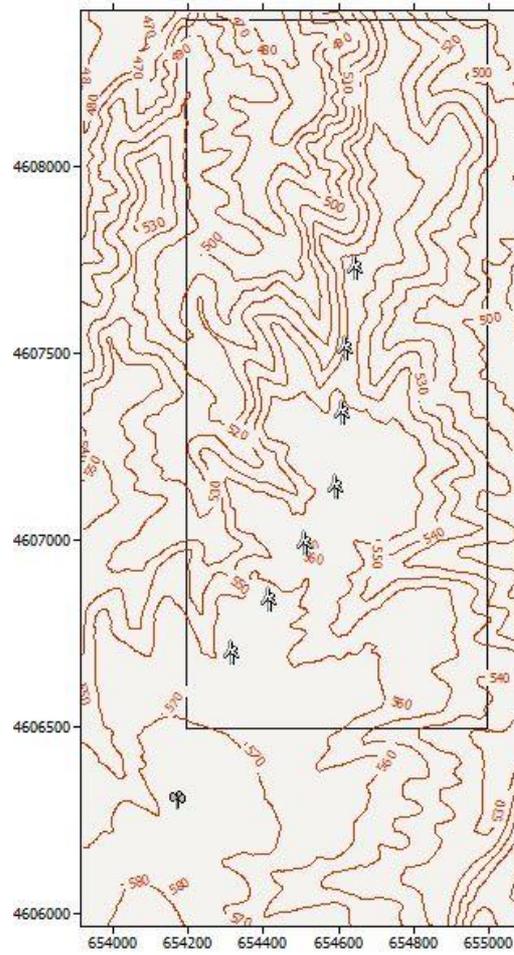


Figura 2.21.- Distribución aerogeneradores V90

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	654650,2	4607705,0	540,0	1,8	1,1	80,0	8,81	11,408	10,830	5,06
Turbine site 002	654622,2	4607489,0	540,0	1,6	1,0	80,0	8,59	10,990	10,165	7,51
Turbine site 003	654614,5	4607316,0	550,0	1,1	0,5	80,0	8,71	11,239	10,274	8,58
Turbine site 004	654598,0	4607115,0	551,0	0,8	0,2	80,0	8,55	10,924	9,587	12,24
Turbine site 005	654513,2	4606965,0	560,0	0,7	0,1	80,0	8,61	11,037	9,853	10,72
Turbine site 006	654421,5	4606815,0	560,0	0,8	0,2	80,0	8,50	10,822	9,857	8,92
Turbine site 007	654322,7	4606671,0	562,0	0,7	0,1	80,0	8,42	10,645	10,406	2,25

Tabla 2.12.- Datos distribución de los aerogeneradores V90-MW

Tabla 2.13.- Datos de producción

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	77,064	11,009	10,645	11,408
Total net AEP [GWh]	70,973	10,139	9,587	10,830
Proportional wake loss [%]	7,9	-	2,25	12,24
Mean speed [m/s]	-	8,60	8,42	8,81
Power density [W/m ²]	-	694	647	755
RIX	-	-	0,7	1,8

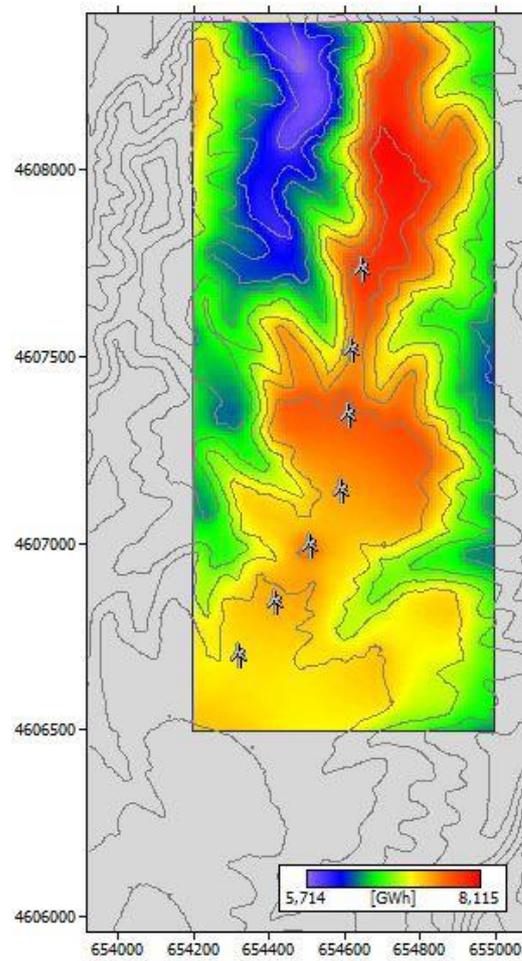


Figura 2.22.- AEP. Todos los sectores

2.6.3 Turbina Siemens SWT 2.3-82

2.6.3.1 Parque 13,2MW

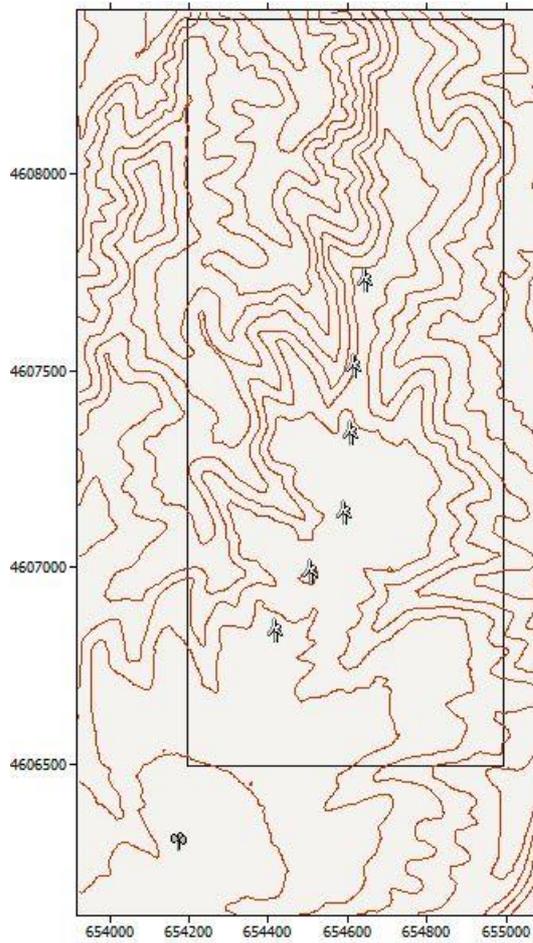


Figura 2.23.- Distribución aerogeneradores SWT 2.3 MW

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	654650,2	4607705,0	540,0	1,8	1,1	80,0	8,81	8,999	8,589	4,56
Turbine site 002	654622,2	4607489,0	540,0	1,6	1,0	80,0	8,59	8,681	8,106	6,63
Turbine site 003	654614,5	4607316,0	550,0	1,1	0,5	80,0	8,71	8,874	8,212	7,46
Turbine site 004	654598,0	4607115,0	551,0	0,8	0,2	80,0	8,55	8,633	7,748	10,24
Turbine site 005	654513,2	4606965,0	560,0	0,7	0,1	80,0	8,61	8,719	8,037	7,82
Turbine site 006	654421,5	4606815,0	560,0	0,8	0,2	80,0	8,50	8,556	8,383	2,02

Tabla 2.14.- Datos distribución de los aerogeneradores SWT-2.3-MW

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	52,462	8,744	8,556	8,999
Total net AEP [GWh]	49,075	8,179	7,748	8,589
Proportional wake loss [%]	6,46	-	2,02	10,24
Mean speed [m/s]	-	8,63	8,50	8,81
Power density [W/m ²]	-	702	667	755
RIX	-	-	0,7	1,8

Tabla 2.15.- Datos de producción

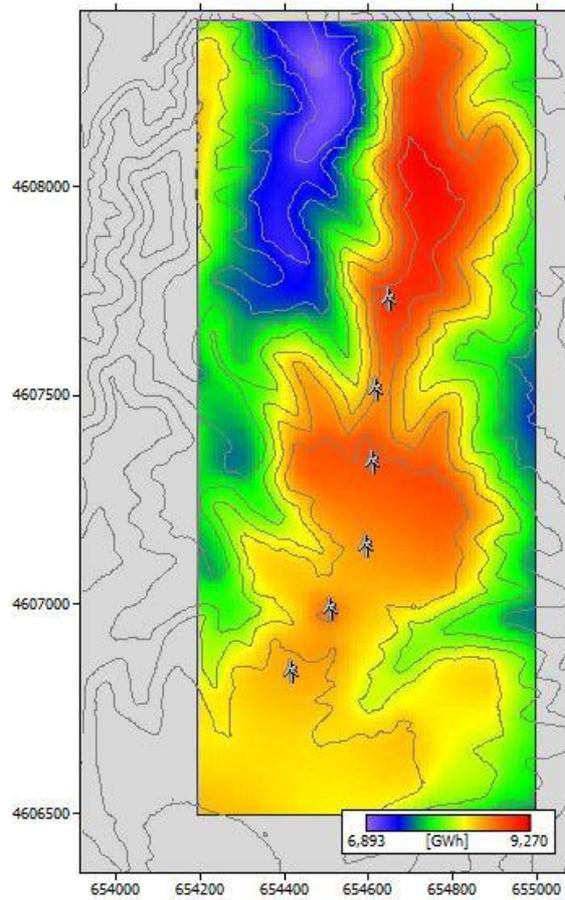


Figura 2.24.- AEP. Todos los sectores

2.6.3.2 Parque 18,5 MW

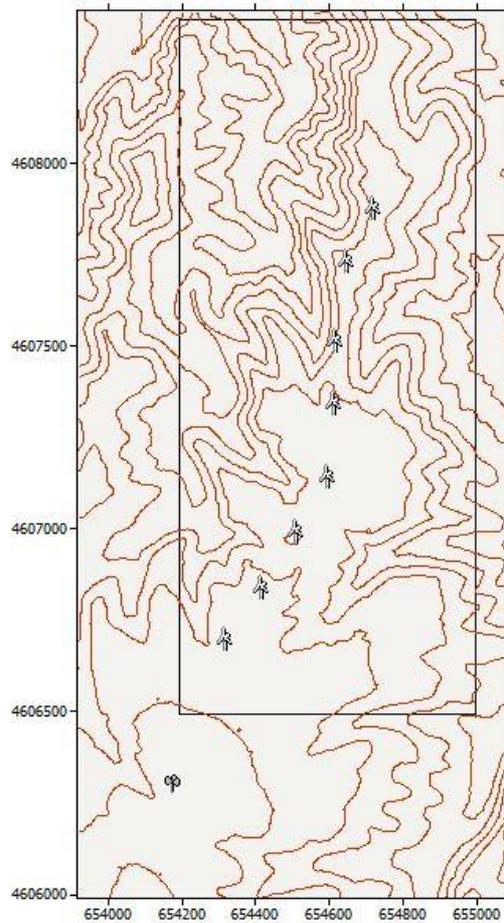


Figura 2.25.- Distribución aerogeneradores SWT 2.3 MW

Tabla 2.16.- Datos distribución de los aerogeneradores SWT-2.3-MW

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	654650,2	4607705,0	540,0	1,8	1,1	80,0	8,81	8,999	8,465	5,94
Turbine site 002	654622,2	4607489,0	540,0	1,6	1,0	80,0	8,59	8,681	8,063	7,12
Turbine site 003	654614,5	4607316,0	550,0	1,1	0,5	80,0	8,71	8,874	8,156	8,09
Turbine site 004	654598,0	4607115,0	551,0	0,8	0,2	80,0	8,55	8,633	7,653	11,35
Turbine site 005	654513,2	4606965,0	560,0	0,7	0,1	80,0	8,61	8,719	7,843	10,04
Turbine site 006	654421,5	4606815,0	560,0	0,8	0,2	80,0	8,50	8,556	7,839	8,38
Turbine site 007	654322,7	4606671,0	562,0	0,7	0,1	80,0	8,42	8,419	8,242	2,11
Turbine site 008	654721,2	4607849,0	540,0	1,6	1,0	80,0	8,87	9,089	8,442	7,12

Tabla 2.17.- Datos de producción

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	69,970	8,746	8,419	9,089
Total net AEP [GWh]	64,702	8,088	7,653	8,465
Proportional wake loss [%]	7,53	-	2,11	11,35
Mean speed [m/s]	-	8,63	8,42	8,87
Power density [W/m2]	-	704	647	775
RIX	-	-	0,7	1,8

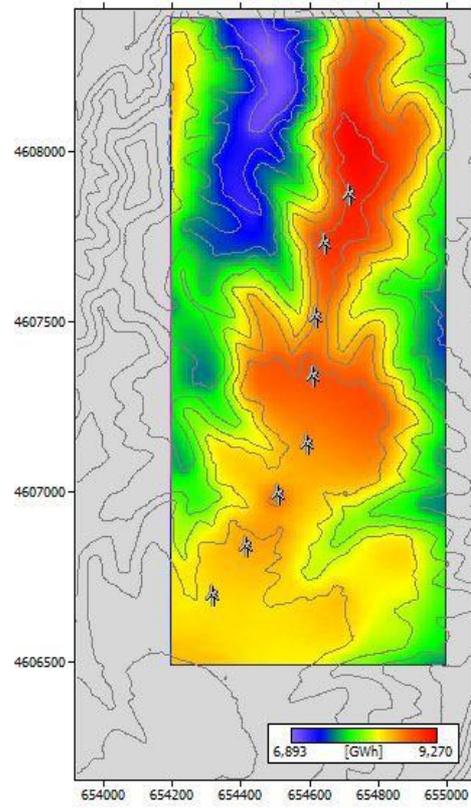


Figura 2.26.- AEP. Todos los sectores

2.6.4 Turbina Enercon E70

2.6.4.1 Parque 13,2 MW

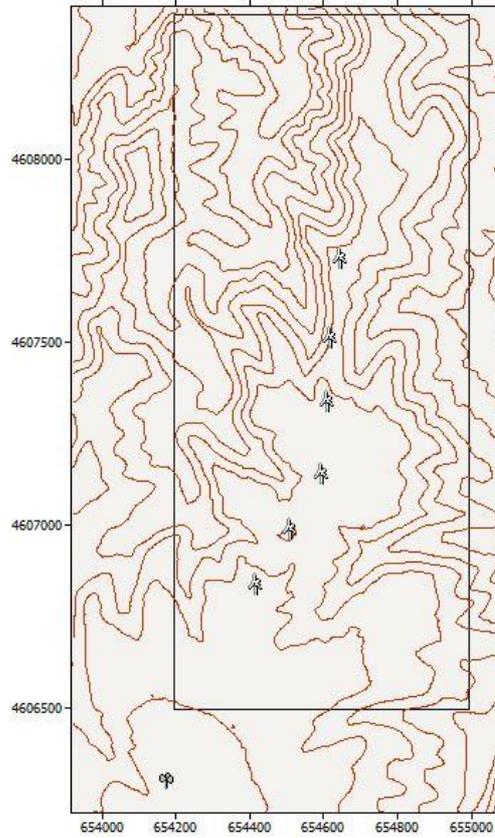


Figura 2.27.- Distribución aerogeneradores E70

Tabla 2.18.- Datos distribución de los aerogeneradores E70

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	654650,2	4607705,0	540,0	1,8	1,1	80,0	8,81	8,999	8,668	3,68
Turbine site 002	654622,2	4607489,0	540,0	1,6	1,0	80,0	8,59	8,681	8,213	5,39
Turbine site 003	654614,5	4607316,0	550,0	1,1	0,5	80,0	8,71	8,874	8,331	6,12
Turbine site 004	654598,0	4607115,0	551,0	0,8	0,2	80,0	8,55	8,633	7,894	8,56
Turbine site 005	654513,2	4606965,0	560,0	0,7	0,1	80,0	8,61	8,719	8,147	6,56
Turbine site 006	654421,5	4606815,0	560,0	0,8	0,2	80,0	8,50	8,556	8,413	1,66

Tabla 2.19.- Datos de producción

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	52,462	8,744	8,556	8,999
Total net AEP [GWh]	49,666	8,278	7,894	8,668
Proportional wake loss [%]	5,33	-	1,66	8,56
Mean speed [m/s]	-	8,63	8,50	8,81
Power density [W/m2]	-	702	667	755
RIX	-	-	0,7	1,8

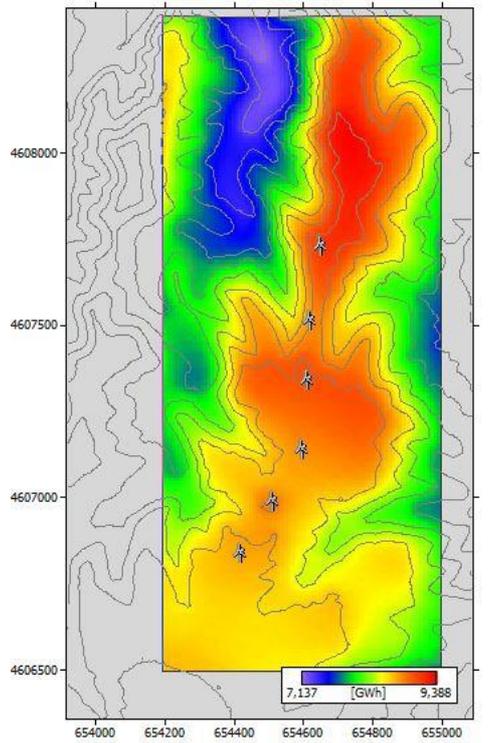


Figura 2.28.- AEP. Todos los sectores

2.6.4.2 Parque 18,5MW

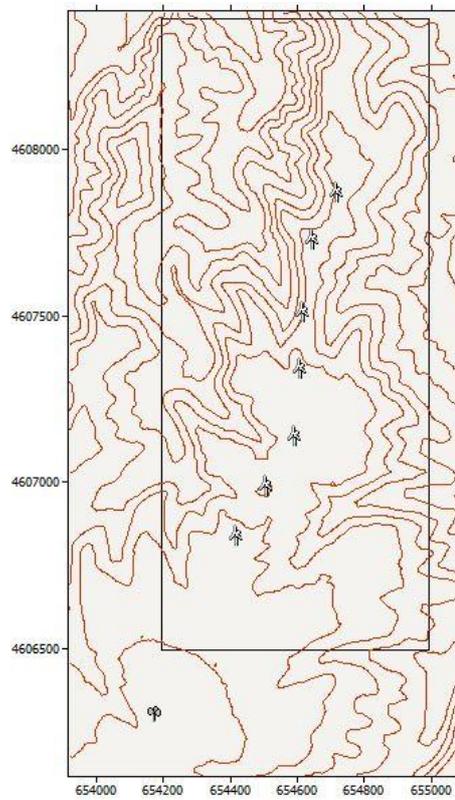


Figura 2.29.- Distribución aerogeneradores E70

Tabla 2.20.- Datos distribución de los aerogeneradores E70

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	654650,2	4607705,0	540,0	1,8	1,1	85,0	8,89	9,124	7,097	22,22
Turbine site 002	654622,2	4607489,0	540,0	1,6	1,0	85,0	8,69	8,833	8,291	6,14
Turbine site 003	654614,5	4607316,0	550,0	1,1	0,5	85,0	8,80	9,026	8,446	6,42
Turbine site 004	654598,0	4607115,0	551,0	0,8	0,2	85,0	8,65	8,798	8,036	8,67
Turbine site 005	654513,2	4606965,0	560,0	0,7	0,1	85,0	8,70	8,873	8,285	6,63
Turbine site 006	654421,5	4606815,0	560,0	0,8	0,2	85,0	8,60	8,720	8,568	1,74
Turbine site 007	654650,2	4607705,0	540,0	1,8	1,1	85,0	8,89	9,124	5,434	40,45
Turbine site 008	654721,2	4607849,0	540,0	1,6	1,0	85,0	8,95	9,218	8,430	8,54

Tabla 2.21.- Datos de producción

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	71,718	8,965	8,720	9,218
Total net AEP [GWh]	62,588	7,824	5,434	8,568
Proportional wake loss [%]	12,73	-	1,74	40,45
Mean speed [m/s]	-	8,77	8,60	8,95
Power density [W/m ²]	-	735	687	790
RIX	-	-	0,7	1,8

2.7 Evaluación de la energía media producida para los diferentes casos.

En las simulaciones para cada máquina, se hizo un estudio hasta alcanzar la distribución óptima de cada aerogenerador, maximizando la producción y reduciendo al máximo las pérdidas que se generan.

El programa WAsP establece que la disponibilidad del parque es del 100% y no tienen ningún tipo de pérdidas existentes en la realidad, pérdidas eléctricas, pérdidas por desconexión, también hay que tener en cuenta la disponibilidad del parque, adaptación de la curva de potencia, degradación de palas, paradas de mantenimiento, protección avifauna entre otras, por lo cual es necesario aplicar una serie de factores de corrección.

Perdidas eléctricas:	97%
Adaptación curva de potencia:	95%
Protección avifauna:	99%
Paradas de mantenimiento:	99,5%
Disponibilidad del parque:	97%

Teniendo en cuenta la potencia neta generada, modificada con los correspondientes factores, obtenemos las horas equivalentes para cada máquina. Siendo este el principal factor a tener en cuenta a la hora de elegir la turbina para la repotenciación del parque.

La productividad de un parque eólico se mide a través de las horas equivalentes. La media en España de horas equivalentes asciende hasta las 2500 horas, aunque existen zonas en España que superan esas horas.

Horas equivalentes= Potencia neta/ Potencia Instalada

Calculamos las horas equivalentes para cada aerogenerador en las diferentes simulaciones (manteniendo y aumentando un 40% de la potencia instalada).

En las siguientes tablas calculamos las horas equivalentes en cada caso a través de los datos calculados por el programa Wasp:

- Producción neta
- Producción neta corregida
- Horas equivalentes

Repotenciación manteniendo la potencia instalada del parque ,13,2 MW:

Tabla 2.22.- Resultados para aerogeneradores parque de 13.2MW

Modelo	Fabri.	Turbinas	H (m)	P neta (GWh)	P.neta Corregida (MWh)	Loss (%)	Mean Speed (m/s)	Power density (W/m ²)	Horas Eq.
V80-2MW	Vestas	7	67	49.182	40.870	6,58	8,32	641	3.322,8
V90-3MW	Vestas	5	80	52.299	43.460	5,93	8,65	709	3533,33
STW- 2,3MW	Siemens	6	80	49.075	40.781	6,46	8,63	702	3315,52
E70-2MW	Enercon	6	85	49.666	41.272	5,33	8,63	702	3355,44

Repotenciación aumentando la potencia un 40%:

Tabla 2.23.- Resultados para aerogeneradores parque de 18.5MW

Modelo	Fabri.	Turbinas	H (m)	P neta (GWh)	P.neta Corregida (GWh)	Loss (%)	Mean Speed (m/s)	Power density (W/m ²)	Horas Eq.
V80-2MW	Vestas	10	67	71.273	59.227,86	6,78	8,42	668	3201,5
V90-3MW	Vestas	7	80	70.973	58.978,56	7.9	8,60	694	3188,03
STW- 2,3MW	Siemens	8	80	64.702	53.767,36	7,53	8,63	704	2906,34
E70-2MW	Enercon	8	85	62.588	52.010,62	12,73	8,77	735	2811,38

2.8 Elección del aerogenerador a instalar

Según los datos calculados en el apartado anterior, podemos observar que todas las maquinas propuestas superan las horas medias equivalente que se estiman en España, debido a que el potencial eólico de la zona es bueno, también hay que tener en cuenta que los datos del viento calculados por el Wasp son de grandes velocidades llegando a alcanzar una media de 9 m/s.

Las maquinas Vestas generan mayor producción, fijándonos en la curva de potencia y empuje de las mismas. La velocidad media en todas las maquinas tiene una media entre los 8-9 m/s, al ser tan elevada aumenta su rendimiento.

Las maquinas Vestas tienen un mayor número de horas equivalentes tanto en el primer caso de mantener la potencia del parque como en el segundo caso de repotenciar la potencia instalada hasta un 40% alcanzando los 18,5 MW . Sin embargo, en la maquina V-90 3MW cuenta con la ventaja de que la potencia de la maquina es mayor, siendo necesario un menor número de máquinas a instalar. Este factor influye de manera positiva en la minimización del impacto ambiental del parque que posteriormente habrá que tener en cuenta.

Otro factor importante que se tiene que tener en cuenta a la hora de la elección de la máquina, es el valor de cada aerogenerador. A continuación se muestran los precios de las turbinas:

Tabla 2.24.- Precio de las turbinas según el MW instalado.

Modelo	Fabricante	Hub	Precio (€/MW)	Precio total turbina(€)
V80 2 MW	Vestas	67	800.000	1.600.000
V90 3 MW	Vestas	80	950.000	2.850.000
SWT 2,3-89	Siemens	80	900.000	2.070.000
E70 2,3MW	Enercon	85	1.050.000	2.415.000

El aerogenerador es el elemento principal de un parque , ya que es el que produce la energía y por tanto se deben valorar todos los aspectos para su elección, como son las horas equivalentes de funcionamiento, precio, numero de aerogeneradores a instalar... etc

Las cuatro máquinas propuestas para la repotenciación tienen un número de horas equivalentes similares , pero destacamos las maquinas Vestas, que tienen un número de horas equivalentes superior a las otras máquinas propuestas siemens e enercon, en el caso de mantener la potencia del parque eólico . En cuanto a la simulación de un aumento de potencia del 40% V90-3MW su número de horas equivalentes es el más alto respecto a las demás alternativas.

La máquina con mayor producción en la simulación de mantener la potencia del parque, es la V90-3MW y para la segunda simulación aumentando la potencia un 40%, la máquina con mayor potencia neta es la V80-2MW.

Pero también hay que tener en cuenta que aunque la producción del aerogenerador sea menor, las horas equivalentes generadas son también elevadas, por ejemplo en el caso de SWT-2,3MW las horas equivalentes son prácticamente iguales a las generadas por la V-90 3MW.

Otro aspecto importante a tener en cuenta son las pérdidas por efecto estela, las a al diámetro del rotor, pérdidas que restan eficacia. La máquina E70 Enercon (caso de aumento de potencia del 40%) tiene unas pérdidas por efecto estela muy elevadas alcanzando el 12,73%.

Considerando todos los datos obtenidos a través del programa WAsP y toda la información de las turbinas tanto técnica como económica, se decide que la máquina con la cual obtendremos mayor rendimiento y optimizando para alcanzar menores costes y por lo cual la amortización de la repotenciación se llevara en menos años.

Finalmente la máquina que se considera más óptima es la máquina Vestas V90- 3MW. Tanto para el caso de mantener la potencia como para el de aumentarla en un 40% hasta los 18.5 MW.

3 INFRAESTRUCTURAS DEL PARQUE.

La repotenciación de un parque eólico se trata de la sustitución de las máquinas antiguas por unas nuevas, que nos permiten obtener mejores resultados de producción, mejores rendimientos. Estas máquinas a remplazar son más grandes por lo que es necesario realizar reformas de la infraestructura del parque. En primer lugar las cimentaciones de las máquinas antiguas no nos sirven para los nuevos aerogeneradores, pero se debe intentar colocar las nuevas máquinas en la misma disposición que el parque antiguo a repotenciar. El parque con las máquinas obsoletas tiene todos sus caminos y viales hechos y se tiene que aprovechar parte de esas infraestructuras y ahorrar costes, solo serán necesarias algunas modificaciones.

Se podrá utilizar las zanjas de cableado y el propio cableado, debido a que la repotenciación se hace conforme al Real Decreto 661/2007 de 25 Mayo y no se supera el 40% de potencia.

3.1 Transporte y Montaje.

El transporte y montaje depende de las características del aerogenerador Vestas V90-3MW. La torre correspondiente, 80 metros de altura, se descompone en:

Torre modular de 3 tramos (80 m IEC I / DIBt III): 160 Tn

3.2 Caminos de acceso

Para el acceso de los camiones es necesario que los caminos dispongan de un ancho entre 5-6 metros. Se emplearán grúas telescópicas, requieren menos superficie adicional y presenta mayor ritmo de montaje.

Existen varias zonas de acceso al parque, se muestran en la siguiente figura:



Figura 3.1.- Viales de acceso al Parque Eólico.

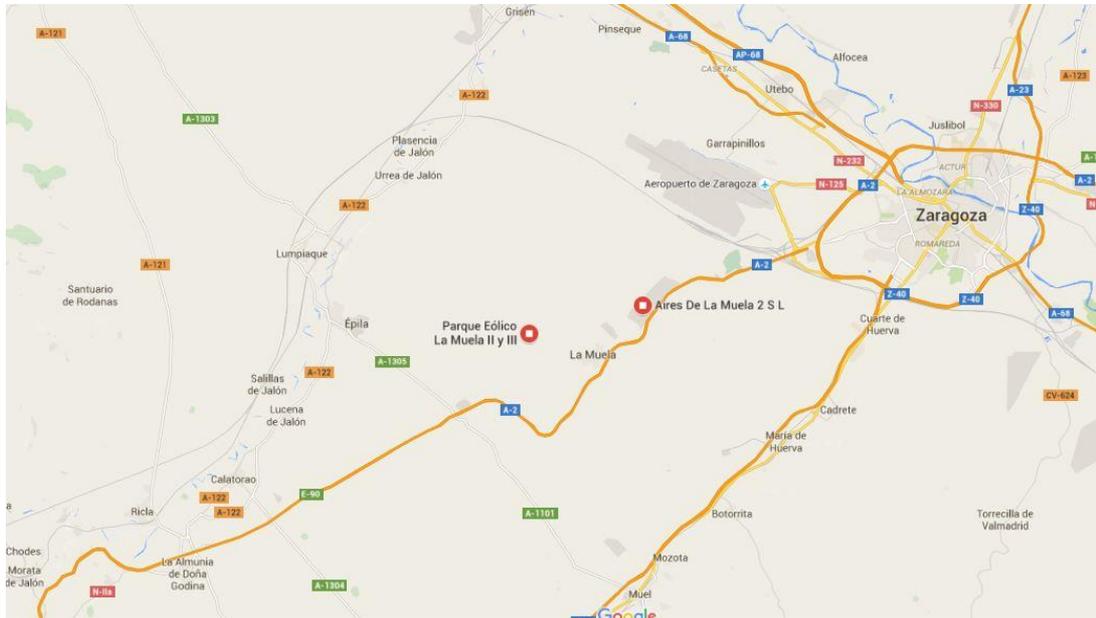


Figura 3.2.- Viales de acceso al Parque Eólico.

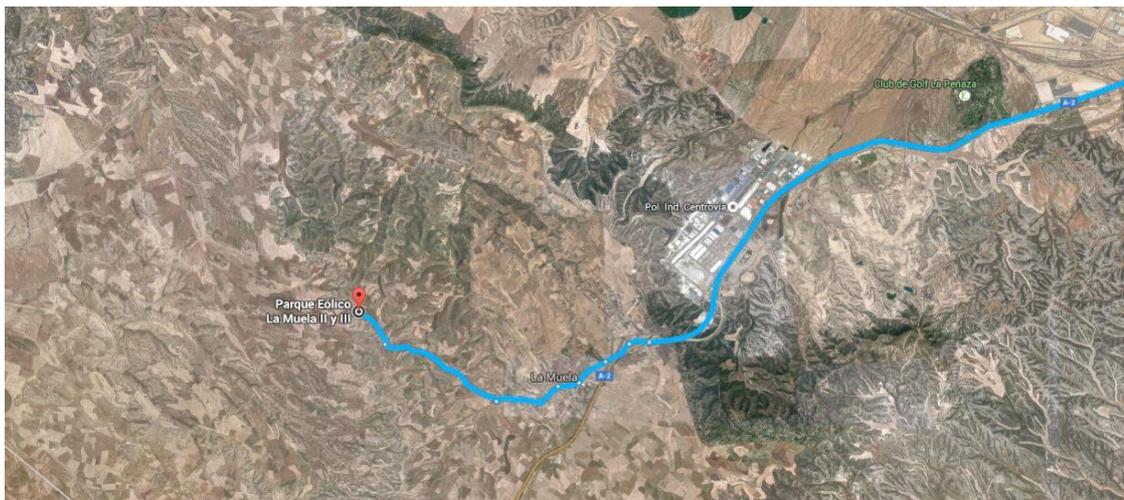


Figura 3.3.- Viales de acceso al Parque Eólico.

El acceso al parque eólico se producirá por la autovía A-2 hasta la población de La Muela, y después se tomarán desvíos por los caminos señalizados hasta el emplazamiento definitivo de los aerogeneradores V90-3MW.

Los caminos existentes que nos permiten el acceso al Parque Eólico son de aproximadamente entre 6-6.5 metros de anchura exceptuando pequeños tramos en los cuales será necesario realizar un ensanchamiento de un metro para cada lado del camino.

Otro punto a tener en cuenta en la modificación de los caminos de acceso, son los puntos críticos, definidos como puntos en los cuales se tiene dificultades a la hora de realizar giros y se complica el acceso.

Como podemos observar en la siguiente figura existen dos puntos críticos (marcados con un triángulo), cuya solución sería realizar un pequeño ensanchamiento de la curva, permitiéndonos una adecuada maniobrabilidad.

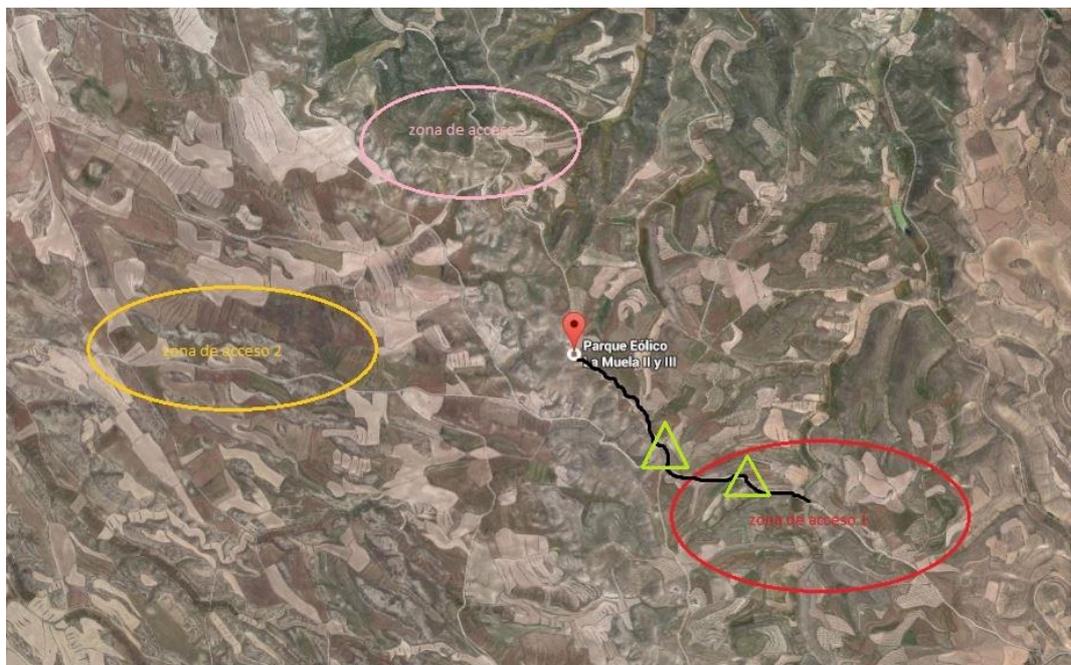


Figura 3.4.- Viales de acceso al Parque Eólico.

3.3 Montaje y cimentación.

3.3.1 Montaje y zonas de maniobra.

Para la instalación de un parque eólico es necesario habilitar un área reservada a la tarea de montaje.

Existen zonas de maniobra en cada posición, para los aerogeneradores instalados que son MADE AE-30 de 330 kW, de tamaño 12 x 12 m.

Es necesario realizar una ampliación de la zona de maniobra hasta 45 x 45 m, que es el área habitual para máquinas de en torno a los 3MW de potencia, óptimo para la máquina Vestas V90-3MW seleccionada para la repotenciación del parque.



Figura 3.5.- Montaje del Aerogeneradores.

En el caso de que la opción elegida será mantener la potencia instalada del parque, serían necesarias cinco zonas. Y en el supuesto de que se elija aumentar un 40% de la potencia instalada del parque se necesitaría modificar siete zonas.

El montaje de las turbinas está condicionado por el peso de la nacelle que en nuestro caso es de 80 toneladas y por la altura de la torre que son 80 metros. Será necesaria una grúa principal de 500-800 toneladas y una grúa retenida de 120-140 toneladas.

El montaje se realizara con un solo equipo, con el uso de la grúa telescópica ya mencionada, se podría instalar a un ritmo de 3 aerogeneradores/ semana, sin contar el cableado interno de la máquina.

3.3.2 Cimentación.

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

Vestas recomienda que para la maquina V90-3MW, una base con una zapata de plata octogonal, de 6.67 m de lado y una profundidad de 2.15 m, sobre la que se construye un pedestal macizo de hormigón circular de 4.19m de diámetro y 0.2 m de altura.

Fases de la cimentación:

- -Excavación del terreno.
- Vertido de una solera de hormigones de limpieza(espesor mínimo de 0.10m por m^2).
- Montaje de la ferralla.
- Instalación y nivelación de la virola por medio de los tres tornillos de nivelación.
- Encofrado y hormigonado fase 1º y 2º
- El hueco circundante al pedestal se rellenara con el material adecuado procedente de la excavación con acabado final de materiales tipo zahorra o similar de la zona.



Figura 3.6.- Cimentación Aerogeneradores.

4 AEROGENERADORES SUSTITUIDOS

En el proceso de repotenciación de un parque eólico los aerogeneradores viejos retirados abren un nuevo mercado dentro del sector, pudiendo ser comercializados.

4.1 Venta de los aerogeneradores antiguos.

Los aerogeneradores viejos pueden ser vendidos como máquinas de segunda mano, lo que hace que tengan un interés económico en ser reutilizados.

Para los países en vías de desarrollo significa una oportunidad de inversión en las fuentes de energías renovables, para establecer sus propias industrias de energía eólica y beneficiarse del bajo costo de estas máquinas antiguas. Además puede contribuir a un desarrollo sostenible y a la reducción de emisiones de CO₂.

Las turbinas entre los 6 y 10 años necesitan una revisión general. Sustituir las máquinas antes de los 10 años supone que no sería necesaria la inversión de esta revisión.

Los proyectos que utilizan turbinas eólicas usadas, que ya han sido materializadas en varios países, representan el paso inicial para la alteración del sector de la energía a largo plazo en estos países en relación con la introducción de la energía eólica. Estos proyectos difieren de los proyectos que utilizan nuevos equipos, en determinados aspectos que deben tenerse en cuenta y ser evaluados durante la planificación del proyecto.

En resumen, cualquier proyecto, ya sea con turbinas nuevas o usadas sólo puede llevarse a cabo de forma rentable si se cumplen un número de requisitos básicos cruciales en relación con: la existencia de suficientes velocidades del viento; una red estable; un mínimo en los precios de readquisición; personal técnico cualificado; piezas de repuesto; y unas condiciones económicas y políticas fiables. Al considerar la opción de la reutilización de turbinas de segunda mano, la principal diferencia se refiere a la simplificación de la financiación, debido al menor gasto inicial.

5 ANALISIS ECONOMICO

La repotenciación no solo es necesaria para mejorar la productividad del sector eólico, también proporciona un valor económico añadido en forma de la nueva tecnología instalada.

La inversión a realizar para la instalación de un parque eólico se ve especialmente afecta, además de por el coste de los aerogeneradores, por el coste de la línea y el equipamiento eléctrico necesario para la interconexión, afectando a la viabilidad económica del proyecto. Estos costes supone, alcanzar un acuerdo previo con la compañía distribuidora de electricidad, teniendo en cuenta los costes de la línea de conexión, modificaciones que se requieran en la red de distribución o transporte.

En el presente estudio se va a realizar un análisis económico de la viabilidad de la repotenciación, en términos técnicos y económicos. Planteando tres circunstancias:

- No repotenciar el parque.
- Repotenciación manteniendo la misma potencia (13,2 MW)
- Repotenciación aumentando la potencia un 40%.(Conforme al máximo permitido según el R.D 661/2007 del 25 Mayo)
-

El parque Eólico La Muela II fue construido en 1997, con lo cual este es su decimonoveno año de vida. En el caso del repowering, la vida se extiende otros 25 años.

5.1 Estudio de la producción del parque La Muela II.

El estudio se ha realizado a través de simulaciones mediante el programa WASP, a partir de valores reales obtenido por el atlas eólico de España. El programa WASP tiene en cuenta perdida por estela.

La producción anual:

Tabla 5.1.- Producción anual y horas equivalentes

Escenario	Potencia instalada (MW)	Producción anual corregida (MWh)	Horas equivalentes
Sin repotenciar	13.2	27.143,2	2057
Repot. 13.2 MW	13.2	43.460	3533,33
Repot. 18.5 MW	18.5	58.978,56	3188,03

Podemos observar con estos datos, que la opción de repotenciar resulta muy atractiva. La mejor tecnología, y mayor altura del buje hace que haya un aprovechamiento del viento, elevando las horas equivalentes.

5.1.1 Parque sin repotenciar (13.2MW):

Tabla 5.2.- Datos de producción del parque sin repotenciar.

Turbina	Velocidad (m/s)	Potencia Neta (MW/año)
01	7,72	1030
02	7,77	1029
03	7,86	1033
04	7,81	1019
05	7,85	1016
06	7,76	998
07	7,78	1016
08	7,75	1001
09	7,42	927
10	7,48	940
11	7,37	916
12	7,20	879
13	7,13	842
14	7,08	837
15	7,32	887
16	7,16	853
17	7,09	836
18	7,00	825
19	6,95	839
20	7,03	847
21	7,01	847
22	6,95	836
23	6,92	841
24	6,90	874
25	6,63	814
26	6,77	820
27	6,89	843
28	7,04	870
29	6,76	811

30	6,60	781
31	6,62	732
32	6,69	729
33	6,29	665
34	6,45	711
35	6,38	680
36	6,31	650
37	6,29	663
38	6,18	672
39	6,42	743
40	6,59	774

5.1.2 Repotenciación misma potencia (13,2MW).

Tabla 5.3.- Datos de producción del parque repotenciando manteniendo la potencia.

Turbina	Velocidad (m/s)	Potencia Neta (MW/año)
01	8,81	10.858
02	8,59	10.226
03	8,71	10.427
04	8,55	9.984
05	8,61	10.803

5.1.3 Repotenciación aumento potencia un 40%:(18.5MW)

Tabla 5.4.- Datos de producción del parque repotenciando manteniendo la potencia.

Turbina	Velocidad (m/s)	Potencia Neta (MW/año)
01	8,81	10.830
02	8,59	10.165
03	8,71	10.274
04	8,55	9.587

05	8,61	9.853
06	8,50	9.857
07	8,42	10.406

5.2 Estudio de la inversión.

Debido a la poca experiencia en repotenciación en España, y a la ausencia de know-how específico de las infraestructuras existentes que se pueden aprovechar (viales, zanjas, parte de la instalación eléctrica...) se opta por unos costes estimados altos, equivalentes a los de un parque eólico nuevo.

El cálculo de la inversión se divide en:

- Aerogeneradores
- Obra civil
- Conexiones eléctricas
- Gastos de gestión, ingeniería etc...

5.2.1 Coste aerogeneradores.

Los costes de los aerogeneradores terrestres representan un 73% aproximado del coste total de la instalación.

La elección del aerogenerador en este estudio es un Vestas V90-3MW:

- **V90-3MW** Compuesto por un diámetro de rotor de 90m, góndola, multiplicador, sistema de frenado, generador eléctrico, grupos hidráulicos, sistemas automáticos de giro, orientación, transporte, montaje y puesta en servicio del mismo.

Precio Unitario: 2.850.000€

Se necesitarían cinco aerogeneradores VESTAS V90-3MW para repotenciar a la misma potencia y siete aerogeneradores para aumentar la potencia del parque un 40% :

Tabla 5.5.- Coste de los aerogeneradores

Parque	Aerogenerador	Unidades	Importe total (€)
Manteniendo la potencia	V90-3MW	5	14.250.000
Aumentando 40% P	V90-3MW	7	19.950.000

5.2.2 Cimentaciones.

Los costes de la cimentación completa de aerogenerador incluyendo excavación, hormigones, aceros, medios auxiliares y trabajos completos de ejecución. Las cimentaciones representan un 5% del coste total del aerogenerador.

Precio Unitario: 142.500€

Tabla 5.6.- Coste de cimentaciones

Parque	Aerogenerador	Unidades	Importe total (€)
Manteniendo la potencia	V90-3MW	5	712.500
Aumentando 40% P	V90-3MW	7	997.500

5.2.3 Rehabilitación de las pistas y ordenación ecológica y paisajística

Está constituido por el movimiento de tierras, extendido de tierra vegetal, restauración e hidrosiembra. Representan un 2% del coste total del aerogenerador.

Precio Unitario: 57.000€

Tabla 5.7.- Coste de la Rehabilitación de las pistas y ordenación ecológica y paisajística.

Parque	Aerogenerador	Unidades	Importe total (€)
Manteniendo la potencia	V90-3MW	5	285.000
Aumentando 40% P	V90-3MW	7	399.000

5.2.4 Ingeniería y dirección de obra:

Ingeniería del Parque Eólico:

Precio unitario: 100.000€

Dirección facultativa de la obra:

Precio unitario: 42.000€

5.3 Coste total de la inversión.

Desglose de euros para cada uno de los escenarios planteados:

5.3.1 Repotenciación a la misma potencia.

Aerogeneradores:	14.250.000€
Cimentaciones:	712.500€
Rehabilitación de pistas y ordenación ecológica y paisajística	285.000€
Ingeniería del parque eólico:	85.000€
Dirección facultativa de la obra:	39.000€
Varios:	8.900€
COSTES DE EJECUCION DEL PROYECTO	15.380.400€
16% gastos generales	2.460.864€
3% beneficio industrial	461.412€
<u>COSTE TOTAL EJECUCION</u>	18.302.676€

Suponiendo un 16% de gastos generales, la inversión de ejecución del proyecto de repotenciación del parque eólico de Bustelo I asciende a:

DIECIOCHO MILLONES TRESCIENTOS DOS MIL SEISCIENTOS SETENTA Y SEIS (18.302.676€).

5.3.2 Repotenciación del 40% de la potencia

Aerogeneradores:	19.950.000€
Cimentaciones:	997.500€
Rehabilitación de pistas y ordenación ecológica y paisajística	399.000€
Ingeniería del parque eólico:	100.000€
Dirección facultativa de la obra:	42.000€
Varios:	15.000€
COSTES DE EJECUCION DEL PROYECTO	21.503.500€
16% gastos generales	3.440.560€
3% beneficio industrial	645.105€
<u>COSTE TOTAL EJECUCION</u>	25.589.165€

Suponiendo un 16% de gastos generales, la inversión de ejecución del proyecto de repotenciación del parque eólico de Bustelo I asciende a:

VENTICINCO MILLONES QUIÑENTOS OCHENTA Y NUEVE MIL CIENTO SESENTA Y CINCO (25.589.165€)

5.4 Estudio de la producción restante del parque actual.

Como ya hemos mencionado, al parque le restan cinco años de vida. Vemos la productividad del parque, sus horas equivalentes, y sus 13.2 MW. El beneficio neto es después de impuestos y descontados los gastos de explotación.

Se ha tenido en cuenta el aumento de los gastos de explotación, debido al aumento del coste de la vida (IPC) por un lado, y al envejecimiento de los aerogeneradores por el otro, que provoca la disminución de la producción debido a las indisponibilidades y el aumento de los gastos de explotación. A partir del año 20 es cuando más se notan dichas indisponibilidades.

Se considerara un envejecimiento de la instalación de 0,5% al año y se prevé un IPC del 3,5% anual.

Tabla 5.8.- Ingresos parque eólico sin repotenciar

	AÑO	Energía (MWh)	Ingresos brutos	Gastos de explotación (€)	Beneficio Neto
AÑO 20	2016	24.971,74	2.063.664,59	765.356,57	1.298.308,02
AÑO 21	2017	24.846,88	2.114.717,96	784.490,50	1.330.227,46
AÑO 22	2018	23.604,53	2.069.173,10	804.102,76	1.265.070,34
AÑO 23	2019	21.716,16	1.960.534,92	824.205,33	1.136.329,59
AÑO 24	2020	20.630,35	1.918.622,55	844.810,46	1.834.141,09
BENEFICIO TOTAL					6.864.076,5€

5.5 Estudio económico parque repotenciado

5.5.1 Ingresos

Se considerarán ingresos procedentes de la venta de la energía a la red, a tenor de lo dispuesto en el R.D. 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, actualizado por la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Se corresponde con la retribución asignada al subgrupo b.2.1, y es consistente en:

- Los primeros 20 años 7,3228
- A partir de entonces 6,1200

Los importes de tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior del precio horario del mercado definidos en este real decreto, para la categoría b) y el subgrupo a.1.3, se actualizarán anualmente tomando como referencia el incremento del IPC menos el valor establecido en la disposición adicional primera del R.D. 661/2007.

5.5.2 Gastos anuales de explotación

Los costes anuales de explotación suelen oscilar entre el 1 y el 3 % de la inversión inicial. Comprenden los gastos de personal, costes financieros, costes de operación y mantenimiento, las reparaciones y sustituciones de los equipos, así como, en su caso, el alquiler de los terrenos.

5.5.2.1 Operación y mantenimiento

Las tareas de mantenimiento serán desempeñadas por una empresa con experiencia en labores electrotécnicas.

Se suponen unos costes proporcionales a los ingresos obtenidos por la venta de la energía, considerando que para un funcionamiento normal del parque los gastos se incrementan con el tiempo, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5.9.- Porcentajes O y M

AÑOS	%
1 a 2	8
3 a 7	9
8 a 12	10
13 a 18	11
18 a 25	12

5.5.3 Estudio económico parque repotenciado a la misma potencia.

En este apartado veremos la rentabilidad de la repotenciación para repotenciar a la misma potencia instalada.

El precio de venta a lo largo de los próximos 25 años actualizaos a razón del 3,5 correspondiente al IPC considerado es el siguiente:

Tabla 5.10.- Precio venta energía a los 25 años.

Año natural	Año instalación	Precio RD	Tasa de actualización	Precio capitalizado
2016	0	0,073228	1	0,073228
2017	1	0,073228	1,0325	0,07560791
2018	2	0,073228	1,06364	0,07788823
2019	3	0,073228	1,09586	0,08024764
2019	4	0,073228	1,12922	0,08269052
2020	5	0,073228	1,16374	0,08521835
2021	6	0,073228	1,19947	0,08783479
2022	7	0,073228	1,23646	0,09054349
2023	8	0,073228	1,27473	0,09334593
2024	9	0,073228	1,31435	0,09624722
2025	10	0,073228	1,35535	0,09924957
2026	11	0,073228	1,39779	0,10235737
2027	12	0,073228	1,44171	0,10557354
2028	13	0,073228	1,48717	0,10890248

2029	14	0,073228	1,53422	0,11234786
2030	15	0,073228	1,58292	0,11591407
2031	16	0,073228	1,63332	0,11960476
2032	17	0,073228	1,68549	0,12342506
2033	18	0,073228	1,73948	0,12737864
2034	19	0,073228	1,79536	0,13147062
2035	20	0,062	1,8532	0,1148984
2036	21	0,062	1,91306	0,11860972
2037	22	0,062	1,97502	0,12245124
2038	23	0,062	2,03914	0,12642668
2039	24	0,062	2,10551	0,13054162
2040	25	0,062	2,1742	0,1348004

5.5.3.1 Ingresos

La energía generada la hemos obtenido a partir del programa WAsP, lo datos obtenidos son los siguientes:

- Potencia total instalada: 13,2 MW
- Energía neta: 43.460 MWh/año
- Horas equivalentes: 3533,33 horas

La evolución de la energía generada disminuirá un 0,5 % al año debido al envejecimiento de los aerogeneradores. Entonces los ingresos brutos obtenidos resultaran del producto de la energía generada por el precio de venta de la misma.

Tabla 5.11.- Ingresos brutos parque 13.2MW

Año	Año natural	Energía producida MWh/año	Ingresos Brutos
Año 0	2016	0	0
Año 1	2017	43460	3182141,2
Año 2	2018	43242,7	3269132,99
Año 3	2019	43026,4865	3358502,91
Año 4	2019	42811,3541	3450315,98
Año 5	2020	42597,2973	3544638,99
Año 6	2021	42384,3108	3641540,56
Año 7	2022	42172,3893	3741091,18
Año 8	2023	41961,5273	3843363,26
Año 9	2024	41751,7197	3948431,2
Año 10	2025	41542,9611	4056371,44
Año 11	2026	41335,2463	4167262,49
Año 12	2027	41128,57	4281185,03

Año 13	2028	40922,9272	4398221,93
Año 14	2029	40718,3126	4518458,32
Año 15	2030	40514,721	4641981,67
Año 16	2031	40312,1474	4768881,85
Año 17	2032	40110,5866	4899251,16
Año 18	2033	39910,0337	5033184,43
Año 19	2034	39710,4835	5170779,11
Año 20	2035	39511,9311	5312135,29
Año 21	2036	39314,3715	5457355,79
Año 22	2037	39117,7996	5606546,25
Año 23	2038	38922,2106	5759815,21
Año 24	2039	38727,5996	5917274,16
Año 25	2040	38533,9616	6079037,64

5.5.3.2 Gastos

Los gastos, como hemos comentado anteriormente, son proporcionales a los ingresos obtenidos. Considerando que para un funcionamiento normal del parque los gastos se incrementan con el tiempo.

Tabla 5.12.- Gastos totales parque 13.2MW

Año	ocupación de terrenos	PVI	SEGURO	O y M	Gastos totales
Año 0	15000	18000	13500	0	46500
Año 1	15500	18360	13770	254571,296	302201,296
Año 2	16010	18727,2	14045,4	261530,639	310313,239
Año 3	17060,8	19101,744	14326,308	268680,233	319169,085
Año 4	17602,02	19483,7789	14612,8342	276025,279	327723,912
Año 5	18154,06	19873,4545	14905,0908	283571,12	336503,725
Año 6	18717,14	20270,9235	15203,1927	291323,245	345514,501
Año 7	19291,48	20676,342	15507,2565	299287,294	354762,373
Año 8	19877,31	21089,8689	15817,4016	307469,061	364253,641
Año 9	20474,86	21511,6662	16133,7497	315874,496	373994,772
Año 10	21084,36	21941,8996	16456,4247	324509,715	383992,399
Año 11	21706,04	22380,7376	16785,5532	333380,999	394253,33
Año 12	22340,17	22828,3523	17121,2642	342494,803	404784,589
Año 13	22986,97	23284,9193	17463,6895	351857,754	415593,333
Año 14	23646,71	23750,6177	17812,9633	361476,666	426686,957
Año 15	24319,64	24225,6301	18169,2226	371358,534	438073,027
Año 16	25006,04	24710,1427	18532,607	381510,548	449759,338
Año 17	25706,16	25204,3455	18903,2592	391940,092	461753,857
Año 18	25706,16	25708,4325	19281,3243	402654,755	473350,672
Año 19	26420,28	26222,6011	19666,9508	413662,329	485972,161

Año 20	27148,68	26747,0531	20060,2898	424970,823	498926,846
Año 21	27891,66	27281,9942	20461,4956	436588,463	512223,613
Año 22	28649,49	27827,6341	20870,7256	448523,7	525871,55
Año 23	29422,48	28384,1868	21288,1401	460785,217	539880,023
Año 24	30210,93	28951,8705	21713,9029	473381,932	554258,636
Año 25	31015,15	29530,9079	22148,1809	486323,011	569017,25

5.5.3.3 Flujos de caja

Así pues, teniendo en cuenta los ingresos obtenidos por la venta de la energía eléctrica y los gastos totales de explotación del parque, el beneficio neto del parque eólico repotenciado será el que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5.13.-Flujos de caja parque13.2MW

Año	Año natural	Energía producida MWh/año	Ingresos brutos	Gastos totales	Ingresos Netos
Año 0	2016	0	0		0
Año 1	2017	43460	3182141,2	302201,296	2879939,9
Año 2	2018	43242,7	3269132,99	310313,239	2958819,75
Año 3	2019	43026,4865	3358502,91	319169,085	3039333,82
Año 4	2019	42811,3541	3450315,98	327723,912	3122592,07
Año 5	2020	42597,2973	3544638,99	336503,725	3208135,27
Año 6	2021	42384,3108	3641540,56	345514,501	3296026,06
Año 7	2022	42172,3893	3741091,18	354762,373	3386328,81
Año 8	2023	41961,5273	3843363,26	364253,641	3479109,62
Año 9	2024	41751,7197	3948431,2	373994,772	3574436,43
Año 10	2025	41542,9611	4056371,44	383992,399	3672379,04
Año 11	2026	41335,2463	4167262,49	394253,33	3773009,16
Año 12	2027	41128,57	4281185,03	404784,589	3876400,44
Año 13	2028	40922,9272	4398221,93	415593,333	3982628,59
Año 14	2029	40718,3126	4518458,32	426686,957	4091771,36
Año 15	2030	40514,721	4641981,67	438073,027	4203908,65
Año 16	2031	40312,1474	4768881,85	449759,338	4319122,51
Año 17	2032	40110,5866	4899251,16	461753,857	4437497,3
Año 18	2033	39910,0337	5033184,43	473350,672	4559833,76
Año 19	2034	39710,4835	5170779,11	485972,161	4684806,95
Año 20	2035	39511,9311	5312135,29	498926,846	4813208,44
Año 21	2036	39314,3715	5457355,79	512223,613	4945132,17
Año 22	2037	39117,7996	5606546,25	525871,55	5080674,7
Año 23	2038	38922,2106	5759815,21	539880,023	5219935,18
Año 24	2039	38727,5996	5917274,16	554258,636	5363015,52
Año 25	2040	38533,9616	6079037,64	569017,25	5510020,39

101.478.066€

5.5.3.4 Rentabilidad de la inversión.

Calcularemos el VAN y el TIR para ver cuánto de rentable será hacer una repotenciación a la misma potencia del Parque Eólico de Bustelo I, cuya inversión será de **18.302.676 €**

Tabla 5.14.-Datos VAN.

Tasa de retorno%	VAN
1	68.982.553,37 €
5	32.610.016,71 €
10	11.213.373,45 €
15	901.506,05 €
20	-4.686.367,58 €

La tasa de retorno para la que se anula el VAN es de un 19%(TIR). La opción de repotenciar manteniendo la potencia del parque es una opción interesante.

5.5.4 Estudio económico parque repotenciado 40% de la potencia.

5.5.4.1 Ingresos

La energía generada que se ha obtenido a partir del programa WASP, es la que se muestra a continuación:

- Potencia total instalada: 18.5 MW
- Energía neta: 58978,56MWh/año
- Horas equivalentes: 3188,03 horas

La evolución de la energía generada disminuirá un 0,5 % al año debido al envejecimiento de los aerogeneradores. Entonces los ingresos brutos obtenidos resultaran del producto de la energía generada por el precio de venta de la misma.

Tabla 5.15.-Ingresos brutos parque repotenciado 40%

Año	Año natural	Energía producida MWh/año	Ingresos Brutos
Año 0	2016	0	0
Año 1	2017	58978,56	4318410,16
Año 2	2018	58683,6672	4436464,7
Año 3	2019	58390,2489	4557746,55
Año 4	2019	58098,2976	4682343,95
Año 5	2020	57807,8061	4810347,53

Año 6	2021	57518,7671	4941850,4
Año 7	2022	57231,1733	5076948,24
Año 8	2023	56945,0174	5215739,31
Año 9	2024	56660,2923	5358324,59
Año 10	2025	56376,9909	5504807,78
Año 11	2026	56095,1059	5655295,47
Año 12	2027	55814,6304	5809897,11
Año 13	2028	55535,5572	5968725,17
Año 14	2029	55257,8794	6131895,19
Año 15	2030	54981,59	6299525,88
Año 16	2031	54706,6821	6471739,17
Año 17	2032	54433,1487	6648660,34
Año 18	2033	54160,9829	6830418,09
Año 19	2034	53890,178	7017144,64
Año 20	2035	53620,7271	7208975,83
Año 21	2036	53352,6235	7406051,21
Año 22	2037	53085,8604	7608514,14
Año 23	2038	52820,4311	7816511,89
Año 24	2039	52556,3289	8030195,79
Año 25	2040	52293,5473	8249721,26

5.5.4.2 Gastos

Los gastos, como hemos comentado anteriormente, son proporcionales a los ingresos obtenidos. Considerando que para un funcionamiento normal del parque los gastos se incrementan con el tiempo.

Tabla 5.16.-Gastos totales parque repotenciado 40%

Año	ocupación de terrenos	PVI	SEGURO	O y M	Gastos totales
Año 0	12500	18000	13500	0	44000
Año 1	12875	18360	13770	345472,813	390477,813
Año 2	13261,25	18727,2	14045,4	354917,176	400951,026
Año 3	13659,0875	19101,744	14326,308	364619,724	411706,864
Año 4	14068,8601	19483,7789	14612,8342	374587,516	422752,989
Año 5	14490,9259	19873,4545	14905,0908	384827,802	434097,274
Año 6	14925,6537	20270,9235	15203,1927	395348,032	445747,802
Año 7	15373,4233	20676,342	15507,2565	406155,859	457712,881
Año 8	15834,626	21089,8689	15817,4016	417259,145	470001,042
Año 9	16309,6648	21511,6662	16133,7497	428665,967	482621,048
Año 10	16798,9547	21941,8996	16456,4247	440384,623	495581,902
Año 11	17302,9234	22380,7376	16785,5532	452423,637	508892,851
Año 12	17822,0111	22828,3523	17121,2642	464791,769	522563,396
Año 13	18356,6714	23284,9193	17463,6895	477498,014	536603,294

Año 14	18907,3716	23750,6177	17812,9633	490551,615	551022,568
Año 15	19474,5927	24225,6301	18169,2226	503962,07	565831,516
Año 16	20058,8305	24710,1427	18532,607	517739,133	581040,714
Año 17	20660,5954	25204,3455	18903,2592	531892,827	596661,027
Año 18	21280,4133	25708,4325	19281,3243	546433,447	612703,617
Año 19	21918,8257	26222,6011	19666,9508	561371,571	629179,949
Año 20	22576,3904	26747,0531	20060,2898	576718,067	646101,8
Año 21	23253,6821	27281,9942	20461,4956	592484,097	663481,269
Año 22	23951,2926	27827,6341	20870,7256	608681,131	681330,783
Año 23	24669,8314	28384,1868	21288,1401	625320,951	699663,11
Año 24	25409,9263	28951,8705	21713,9029	642415,663	718491,363
Año 25	26172,2241	29530,9079	22148,1809	659977,701	737829,014

5.5.4.3 Flujo de caja

Tabla 5.17.-Flujos de caja parque repotenciado 40%

Año	Año natural	Energía producida MWh/año	Ingresos brutos	Gastos totales	Ingresos Netos
Año 0	2016	0	0		0
Año 1	2017	43460	4318410,16	398202,813	3920207,35
Año 2	2018	43242,7	4436464,7	408907,776	4027556,92
Año 3	2019	43026,4865	4557746,55	419902,316	4137844,24
Año 4	2019	42811,3541	4682343,95	431194,305	4251149,65
Año 5	2020	42597,2973	4810347,53	442791,829	4367555,7
Año 6	2021	42384,3108	4941850,4	454703,195	4487147,21
Año 7	2022	42172,3893	5076948,24	466936,935	4610011,3
Año 8	2023	41961,5273	5215739,31	479501,817	4736237,5
Año 9	2024	41751,7197	5358324,59	492406,846	4865917,74
Año 10	2025	41542,9611	5504807,78	505661,275	4999146,51
Año 11	2026	41335,2463	5655295,47	519274,606	5136020,86
Año 12	2027	41128,57	5809897,11	533256,603	5276640,5
Año 13	2028	40922,9272	5968725,17	547617,297	5421107,87
Año 14	2029	40718,3126	6131895,19	562366,991	5569528,2
Año 15	2030	40514,721	6299525,88	577516,271	5722009,61
Año 16	2031	40312,1474	6471739,17	593076,012	5878663,16
Año 17	2032	40110,5866	6648660,34	609057,384	6039602,95
Año 18	2033	39910,0337	6830418,09	625471,865	6204946,22
Año 19	2034	39710,4835	7017144,64	642331,244	6374813,4
Año 20	2035	39511,9311	7208975,83	659647,634	6549328,2
Año 21	2036	39314,3715	7406051,21	677433,478	6728617,73

Año 22	2037	39117,7996	7608514,14	695701,559	6912812,58
Año 23	2038	38922,2106	7816511,89	714465,008	7102046,88
Año 24	2039	38727,5996	8030195,79	733737,318	7296458,47
Año 25	2040	38533,9616	8249721,26	753532,348	7496188,91

138.393.207€

5.5.4.4 Rentabilidad de la inversión

Calcularemos el VAN y el TIR para ver cuánto de rentable será hacer una repotenciación a la misma potencia del Parque Eólico de Bustelo I, cuya inversión será de **25.589.165 €**

Tabla 5.18.-Datos VAN

%	VAN
1	93.449.767,21 €
5	43.848.517,24 €
10	14.668.417,43 €
15	604.636,73 €
20	-7.016.697,97 €

La tasa de retorno para la que se anula el VAN es de un 16%(TIR). La opción de repotenciar elevando la potencia un 40% es una opción buena .A la hora de comprar siempre será más rentable la opción que tenga un TIR más elevado. En nuestro caso sería la opción de repotenciación del parque a la misma potencia.

6 CONCLUSION

Como podemos observar con los resultados obtenidos, el sector eólico ha experimentado un gran avance en la tecnología, las máquinas actuales cada vez son más potentes y eficientes. Esto nos da la posibilidad de sustituir las antiguas máquinas por nuevas, en parques antiguos que aún no han llegado al final de su vida útil. La opción de repotenciar puede ser una opción viable, tras este estudio de repotenciación llegamos a relevantes conclusiones sobre la repotenciación.

La repotenciación permite una mejora en la integración en la red eléctrica de un parque eólico, debido a una tecnología más avanzada, permite una mejor respuesta en cuanto a fenómenos como huecos de tensión o variaciones de frecuencia. Un sistema de control más moderno y avanzado de las máquinas, hace que sea más sencilla la adaptabilidad al operador del sistema, y garantizan una mayor estabilidad de este.

Además de todas las ventajas que conlleva la repotenciación de un parque a la hora de sustituir las máquinas ineficientes. La repotenciación nos permite reubicar las máquinas ocupando emplazamientos que tengan mejores condiciones de viento, mejorando el aprovechamiento del parque y del recurso eólico.

Desde el punto de vista medioambiental, la reducción del número de máquinas, ya que la potencia es mayor, reducirá el ruido y el impacto del parque. También cabe destacar el aprovechamiento de los residuos del parque antiguo, aportando un valor añadido a la repotenciación y a su vez mejorando su rentabilidad.

Según el R.D 661/2007, existe la posibilidad de aumentar la potencia del parque hasta un 40% sin tener que renovar permisos. Asimismo, una legislación más amplia en repotenciación, que simplifique los procesos administrativos, que establezca una mayor diferencia con la construcción de parques eólicos nuevos, y que defina claramente la política de retribución, sería necesaria para impulsar la repotenciación de los parques eólicos de España.

En este estudio, se ha analizado la rentabilidad económica de varias simulaciones de repotenciación, para el Parque Eólico de La Muela II (Zaragoza). Uno de los factores decisivos para la elección de la turbina es el número de horas equivalentes, se debe estudiar todas las opciones para intentar aumentar este valor. En cuanto a la rentabilidad económica, se obtienen valores muy interesantes de TIR y VAN con lo que queda comprobado que aparte de las ventajas tecnológicas, energéticas y medioambientales, la repotenciación tiene un gran valor añadido de tipo económico.

Los procesos de repotenciación, están sometidos a similares ratios económicos que un proyecto eólico nuevo, pero una ventaja de las repotenciones es que trabajan sobre un parque eólico ya existente, los costes de infraestructuras, líneas de evacuación, caminos existentes.., se reducen ya que solo es necesario realizar modificaciones.

De los dos casos estudiados, el más adecuado para llevar a cabo la repotenciación es el de mantener la potencia a un 13,2MW ya que ofrece un TIR más elevado (19%) respecto al segundo caso de repotenciar al 40%, con unos ingresos netos de 101.478.066M€.

Sin embargo el segundo caso de repotenciar al 40% de la potencia inicial, también sería una buena opción ya que no hay mucha diferencia entre TIR (16%) y el VAN es mayor con unos ingresos netos de 138.393.207 M€.

7 Lista de referencias

- [1] Google maps
- [2] Visor.es/ Sigpac <http://sigpac.magrama.fega/h5visor/>
- [3] AEE : <http://www.aeeolica.org/es/map/aragon/>
- [4] Servicio cartografía Universidad de Leon/
- [5] Wind power: <http://www.thewindpower.net/>
- [6] AEE : <http://www.aeeolica.org/es/map/aragon/>
- [7] OMIE <http://www.omie.es/inicio>
- [8] Repotenciación de parques eólicos. Master en Energías Renovables y Mercado Energético. EOI.
- [8] VESTAS: <https://www.vestas.com/>
- [9] Apuntes Eólica. Escuela Superior y Técnica Ingenieros de Minas
- [10] ACCIONA <http://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/>
- [11] SIEMENS <http://www.siemens.com/entry/es/es/>