



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 DE BUSTELO I.

León, Julio de 2015

Autor: Marcos Trabajo Marqués
Tutor: Alberto González Martínez

El presente proyecto ha sido realizado por D. Marcos Trabajo Marqués, alumno 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.: D. Marcos Trabajo Marqués
El autor del Trabajo Fin de Grado

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

RESUMEN

El objeto del presente estudio es calcular y valorar los recursos eólicos del parque eólico de Bustelo I en Muras (Lugo) para determinar la viabilidad de una repotenciación en dicho parque con su posterior estudio económico.

Para la elaboración de dicho estudio se ha utilizado como herramienta principal el programa WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program), el cual permite estimar el potencial eólico de una zona determinada, a partir de las medidas de viento de una estación meteorológica cercana.

En cuanto a la metodología, en primer lugar se lleva a cabo una descripción del Parque Eólico a repotenciar, con su correspondiente estudio de producción de energía.

A continuación, se realizarán diferentes simulaciones de producción media anual para cuatro alternativas tecnológicas diferentes en tres supuestos escenarios:

- Repotenciar el parque eólico a la misma potencia.
- Repotenciar el parque eólico para un 40% más de potencia.
- Repotenciación total del parque eólico.

Suponiendo una productividad del parque del 100% y unas pérdidas totales de energía del 84,64 % se elegirá la máquina 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 Bustelo I.

ABSTRACT

The target of this research is calculating and assessing the wind resources of a wind park placed in Bustelo I, Muras (Lugo,) to determine the viability of a repowering project and its subsequent feasibility study.

This project was developed with the WAsP software (Wind Atlas and Application Program), which let us estimate the wind powerful in a concrete location using the wind data of the nearest weather station.

The methodology followed starts with the description of the wind farm and its energy production study.

Different production simulations with the annual average rate will be done to four technological alternatives. They will take place in three supposed stages:

- Repowering of the wind farm in the same power.
- Repowering of the wind farm in 40% extra power.
- Total repowering of the wind farm.

Supposing that the wind farm productivity achieves the 100% and that the total energy losses are the 84,64%, we will choose the most appropriate machine to develop our project in a technological and economic point of view.

The research concludes with a feasibility study to estimate the profitability of the Bustelo I wind farm repowering.

ÍNDICE

1	INTRODUCCION	1
1.1	Situación de la energía eólica	1
1.2	Repotenciación de parques eólicos	4
1.2.1	Perspectivas de repotenciación en España	6
1.2.2	Ventajas de la repotenciación	7
1.3	Normativa Legal.	9
1.3.1	Normativa con respecto a la repotenciación en la Comunidad Autónoma de Galicia	10
2	ESTUDIO DE REPOTENCIACION DEL PARQUE EOLICO DE BUSTELO I.....	11
2.1	Localización	11
2.2	Descripción del parque eólico.	12
2.2.1	Datos de viento.....	15
2.2.2	Orografía del emplazamiento.....	18
2.2.3	Rugosidad superficial.....	19
2.2.4	Producción del Parque Eólico a repotenciar.	19
2.3	Alcance de repotenciación.....	22
2.4	Descripción de las maquinas a instalar	23
2.4.1	Características de las maquinas	23
2.5	Localización de los aerogeneradores.....	28
2.5.1	Optimización de la nueva configuración.	31
2.6	Evaluación de la energía media anual producida.	39
2.6.1	Aerogenerador Vestas V80 de 2MW	40
2.6.2	Aerogeneradores Vestas V90 de 3MW	42
2.6.3	Aerogenerador Siemens SWT de 2,3 MW	44
2.6.4	Aerogenerador Siemens SWT 3,6-107.....	46
2.7	Elección de la maquina a instalar:	48
2.8	Repotenciación total del Parque Eólico Bustelo.....	50
2.8.1	Aerogenerador Vestas V80 de 2 MW	51
2.8.2	Aerogenerador Vestas V90 de 3MW	52
2.8.3	Aerogenerador Siemens SWT 2.3-93	53
2.8.4	Aerogenerador Siemens SWT 3,6-107	54

2.8.5	Elección de la maquina a instalar	55
3	Modificación de las infraestructuras del parque.	57
3.1	Transporte del aerogenerador.....	57
3.2	Modificación de los caminos de acceso.....	58
3.3	Montaje de los aerogeneradores	59
3.3.1	Zonas de maniobra para el montaje de los aerogeneradores	59
3.3.2	Cimentaciones	60
4	Reciclaje de los aerogeneradores sustituidos.	61
4.1	Venta de aerogeneradores:	61
4.2	Reciclaje de turbinas	62
5	Análisis económico	63
5.1	Producción del parque eólico:	63
5.2	Estudio de la inversión necesaria para la repotenciación.	64
5.2.1	Aerogeneradores.....	64
5.2.2	Cimentaciones	65
5.2.3	Rehabilitación de las pistas y ordenación ecológica y paisajística	66
5.2.4	Infraestructuras eléctricas	67
5.2.5	Ingeniería y dirección de obra:	67
5.2.6	Varios	67
5.3	Coste total de la inversión	68
5.3.1	Escenario 1: Repotenciación a la misma potencia	68
5.3.2	Escenario 2: Repotenciación aumentando potencia 40 %	69
5.3.3	Repotenciación completa del parque eólico	70
5.4	Estudio económico de la producción restante del parque actual	71
5.5	Estudio económico del parque repotenciado	72
5.5.1	Ingresos.....	72
5.5.2	Gastos	72
5.5.3	Estudio económico del parque repotenciado a la misma potencia	74
5.5.4	Estudio económico del parque repotenciado con un 40% más de potencia.	79
5.5.5	Estudio económico del parque repotenciado totalmente	83
6	Conclusiones.....	88
7	Bibliografía.....	90
8	ANEXOS.....	91
8.1	Ficha técnica Aerogeneradores Siemens.....	91

8.2	Ficha técnica Aerogeneradores Vestas.....	95
8.3	Compañías comerciales de turbinas usadas.....	98

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Potencia eólica instalada a nivel global entre 1996 y 2014	2
Figura 1.2 Potencia acumulada a nivel global entre 1996 y 2014.....	2
Figura 1.3 Primeras potencias de mayor potencial eólica acumulada en 2014.....	3
Figura 1.4 MW instalados en España hasta 2014	4
Figura 2.1 Situación Parque Eólico de Bustelo I	11
Figura 2.2 Parque eólico de Bustelo I	11
Figura 2.3 Situación en coordenadas UTM Bustelo I.....	12
Figura 2.4 Situación de los aerogeneradores en WAsP.....	15
Figura 2.5 Mapa Eólico de la zona a 80 m de altura.....	15
Figura 2.6 Escala de colores para velocidades de viento	16
Figura 2.7 Datos de la estación meteorológica procesados por WAsP.....	17
Figura 2.8 Mapa topográfico de la zona	18
Figura 2.9 Curva de potencia y empuje aerogenerador Vestas V80 de 2 MW	24
Figura 2.10 Curvas de potencia y empuje aerogenerador Vestas V90 de 3 MW	25
Figura 2.11 Curvas de potencia y empuje aerogenerador Siemens SWT 2,3-93	26
Figura 2.12 Curvas de potencia y empuje aerogenerador Siemens SWT 3,6-107	27
Figura 2.13 Situación de los parques cercanos al parque eólico de Bustelo I	28
Figura 2.14 Parques cercanos al parque Bustelo I en WAsP	29
Figura 2.15 Red de mallado AEP parque eólico Bustelo I.....	30
Figura 2.16 Ubicación Vestas V80 de 2 MW en mallado AEP	31
Figura 2.17 Ubicación Vestas V80 de 2 MW en mallado AEP	32
Figura 2.18 Ubicación Vestas V90 de 3 MW en mallado AEP	33
Figura 2.19 Ubicación Vestas V90 de 3MW en mallado AEP	34
Figura 2.20 Ubicación Siemens SWT 2,3-93 en mallado AEP	35
Figura 2.21 Ubicación Siemens SWT 2,3-93 en mallado AEP	36
Figura 2.22 Ubicación Siemens SWT 3,6.107 en mallado AEP	37
Figura 2.23 Ubicación Siemens SWT 3,6-107 en mallado AEP	38
Figura 2.24 Disposición de aerogeneradores para una repotenciación total del parque.	50
Figura 3.1 Viales de acceso al Parque Eólico	58
Figura 3.2 Montaje del Aerogenerador	59
Figura 3.3 Cimentaciones	60

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Características parques eólicos españoles	6
Tabla 2.1 Coordenadas UTM Bustelo I	13
Tabla 2.2 Distribución por direcciones de viento a 80 m.	16
Tabla 2.3 Producción por aerogenerador parque eólico Bustelo I	19
Tabla 2.4 Resultados Parque eólico Bustelo I.....	20
Tabla 2.5 Resultados de producción Bustelo I	21
Tabla 2.6 Modelos de aerogeneradores.....	23
Tabla 2.7 Características Aerogenerador Vestas V80 de 2MW.....	24
Tabla 2.8 Características aerogenerador Vestas V90 de 3 MW	25
Tabla 2.9 Características aerogenerador Siemens SWT 2,3-93.....	26
Tabla 2.10 Características aerogenerador Siemens SWT 3,6-107.....	27
Tabla 2.11 Coordenadas UTM Vestas V80 de 2 MW para mantener la potencia instalada	31
Tabla 2.12 Coordenadas UTM Vestas V80 de 2 MW para repotenciar en un 40%.....	32
Tabla 2.13 Coordenadas UTM Vestas V90 de 3 MW para mantener la potencia instalada	33
Tabla 2.14 Coordenadas UTM Vestas V90 de 3 MW para repotenciar en un 40%.....	34
Tabla 2.15 Coordenadas UTM Siemens SWT 2,3-93 para mantener la potencia instalada	35
Tabla 2.16 Coordenadas UTM Siemens SWT 2,3-93 para repotenciar en un 40%	36
Tabla 2.17 Coordenadas UTM Siemens SWT 3,6-106 para mantener la potencia instalada	37
Tabla 2.18 Coordenadas UTM Siemens SWT 3,6-107 para repotenciar en un 40%	38
Tabla 2.19 Perdidas del parque	39
Tabla 2.20 Descripción de producción por aerogenerador Vestas V80 de 2 MW para parque 25 MW.....	40
Tabla 2.21 Resultados Vestas V80 de 2MW para parque 25 MW	40
Tabla 2.22 Descripción de producción por aerogenerador Vestas V80 de 2 MW para repotenciar un 40%	41
Tabla 2.23 Resultados para Aerogenerador Vestas V80 de 2 MW para repotenciar al 40%	41
Tabla 2.24 Descripción de producción por aerogenerador Vestas V90 de 3 MW para parque de 25 MW.....	42
Tabla 2.25 Resultados Vestas V90 de 3 MW para parque de 25 MW	42

Tabla 2.26 Descripción de producción por aerogenerador Vestas V90 de 3 MW para repotenciar un 40%	43
Tabla 2.27 Resultados aerogenerador Vestas V90 de 3 MW para repotenciar un 40%	43
Tabla 2.28 Descripción de producción por aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 para parque de 25 MW.....	44
Tabla 2.29 Resultados aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 para parque de 25 MW ...	44
Tabla 2.30 Descripción de producción por aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 para repotenciar un 40%	45
Tabla 2.31 Resultados aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 para repotenciar un 40%	45
Tabla 2.32 Descripción de producción por aerogenerador Siemens SWT 3,6-107 para parque de 25 MW.....	46
Tabla 2.33 Resultados aerogenerador Siemens SWT 3,6.107 para parque de 25 MW .	46
Tabla 2.34 Descripción de producción por aerogenerador Siemens SWT 3,6-107 para repotenciar un 40%	47
Tabla 2.35 Resultados aerogenerador Siemens SWT 3,6-107 para repotenciar un 40%	47
Tabla 2.36 Resultados para aerogeneradores parque de 25 MW	48
Tabla 2.37 Resultados para aerogeneradores parque repotenciado 40%.....	48
Tabla 2.38 Precio aerogeneradores.....	49
Tabla 2.39 Descripción de producción por maquina Vestas V80.....	51
Tabla 2.40 Resultados finales para Vestas V80	51
Tabla 2.41 Descripción de producción por maquina Vestas V90.....	52
Tabla 2.42 Resultados finales para Vestas V90	52
Tabla 2.43 Descripción de producción por máquina Siemens SWT 2,3-93.....	53
Tabla 2.44 Resultados finales para Siemens SWT 2,3-93.....	53
Tabla 2.45 Descripción de producción por maquina Siemens SWT 3,6-107.....	54
Tabla 2.46 Resultados finales para Siemens SWT 3,6-107	54
Tabla 2.47 Resultados repotenciación total Bustelo I.....	55
Tabla 3.1 Transporte de la torre del aerogenerador.....	57
Tabla 5.1 Producción anual y horas equivalentes	63
Tabla 5.2 Ingresos parque eólico sin repotenciar	71
Tabla 5.3 porcentajes O y M.....	73
Tabla 5.4 Precio venta energía a los largo de 25 años.	74
Tabla 5.5 Ingresos brutos parque 25 MW	75
Tabla 5.6 Gastos totales parque 25 MW	76
Tabla 5.7 Flujos de caja parque 25 MW	77
Tabla 5.8 Ingresos brutos parque repotenciado 40%	79

Tabla 5.9 Gastos totales parque repotenciado 40%	80
Tabla 5.10 Flujos de caja parque repotenciado 40%.....	81
Tabla 5.11 Precio de la energía a Pool.....	83
Tabla 5.12 Ingresos Brutos repotenciación completa	84
Tabla 5.13 Gastos de explotación repotenciación completa	85
Tabla 5.14 Flujos de caja repotenciación completa del parque.....	86

1 INTRODUCCIÓN

El objeto del presente estudio es calcular y valorar los recursos eólicos del parque eólico de Bustelo I en Muras (Lugo) para determinar la viabilidad de una repotenciación en dicho parque con su posterior estudio económico.

La repotenciación de un parque eólico consiste en la sustitución de equipos antiguos de menor potencia y eficiencia por máquinas nuevas de mayor capacidad y rendimiento, permitiendo incrementar el aprovechamiento del recurso eólico.

Ante el desarrollo de aerogeneradores más potentes y eficientes, se plantea la posibilidad de reemplazar los aerogeneradores antiguos por otros más eficientes, incrementando la potencia instalada y reduciendo el número de máquinas del parque.

El parque eólico de Bustelo I fue puesto en marcha en 1998 con 76 aerogeneradores del modelo MADE AE-32 de 330 KW de potencia unitaria, y tradicionalmente, las localizaciones con mejores condiciones de viento están ocupadas con este tipo de tecnologías que ya están o se van a quedar obsoletas en los próximos años. De hecho, los parques eólicos construidos antes de 1998 cuentan como media con un 25-30% más de vientos que el resto de parques eólicos.

Por este motivo, se plantea el caso de repotenciación de dicho parque eólico, cuya decisión de repotenciar debe ser analizada paso a paso por la complejidad de criterios técnicos, económicos y legislativos que se contemplan.

1.1 Situación de la energía eólica

Los principales países consumidores de energía se enfrentan al problema del desabastecimiento energético, debido al continuo aumento del consumo de energía y a la dependencia, cada vez más costosa, de los combustibles fósiles, además de otros inconvenientes, como el deterioro del medio ambiente o las amenazas de interrupciones en el suministro. La respuesta a este problema se centra en el aprovechamiento de recursos naturales, propios, limpios y renovables.

Un claro ejemplo de esta transición es el objetivo de la Unión Europea para el año 2020, el 20% de la energía consumida provendrá de fuentes renovables.

En este contexto energético, 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.

La primera crisis del petróleo de 1973 provoca que varios países europeos empiecen a investigar sobre la energía eólica. Como consecuencia, surge una nueva generación de sistemas de conversión eólica. La tecnología eólica ha avanzado velozmente en las últimas décadas. Actualmente, el mercado de aerogeneradores ofrece una tecnología madura y comercial con suficiente capacidad para producir energía eléctrica con fiabilidad. El aerogenerador de hoy en día es de eje horizontal, tripala, orientada a barlovento, con velocidad variable, alturas de buje de entre 80 y 120 metros y rangos de potencia entre 2000 y 3000 KW.

En cuanto a la potencia instalada de energía eólica, la evolución del mercado a nivel global tanto anual como acumulado ha sido la siguiente:

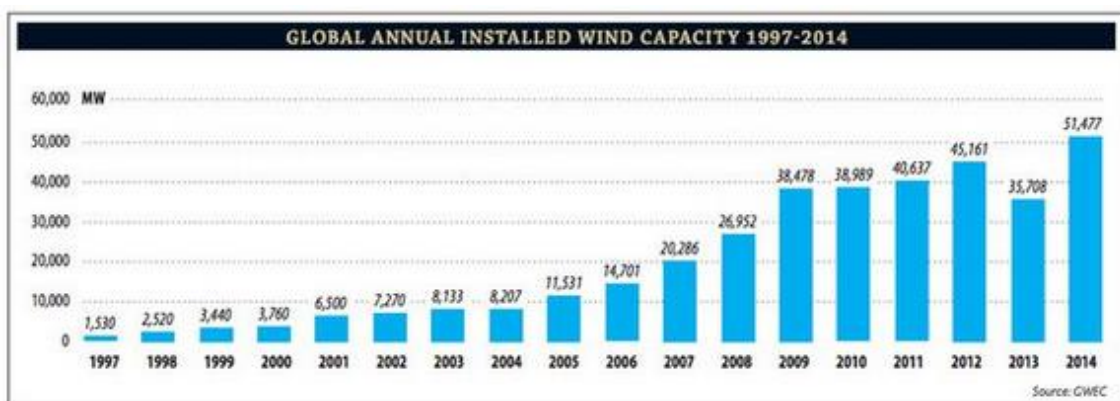


Figura 1.1 Potencia eólica instalada a nivel global entre 1996 y 2014

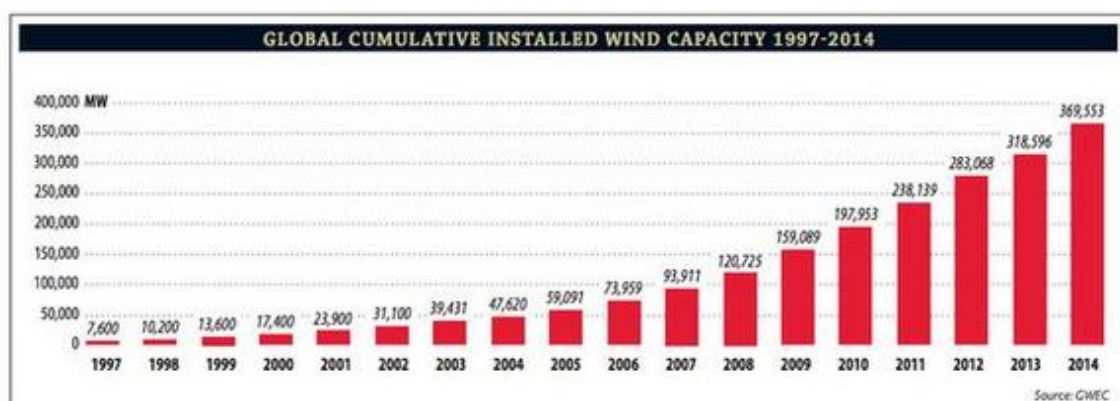


Figura 1.2 Potencia acumulada a nivel global entre 1996 y 2014

En 2014 los niveles de potencias instaladas a nivel mundial han sido los siguientes:

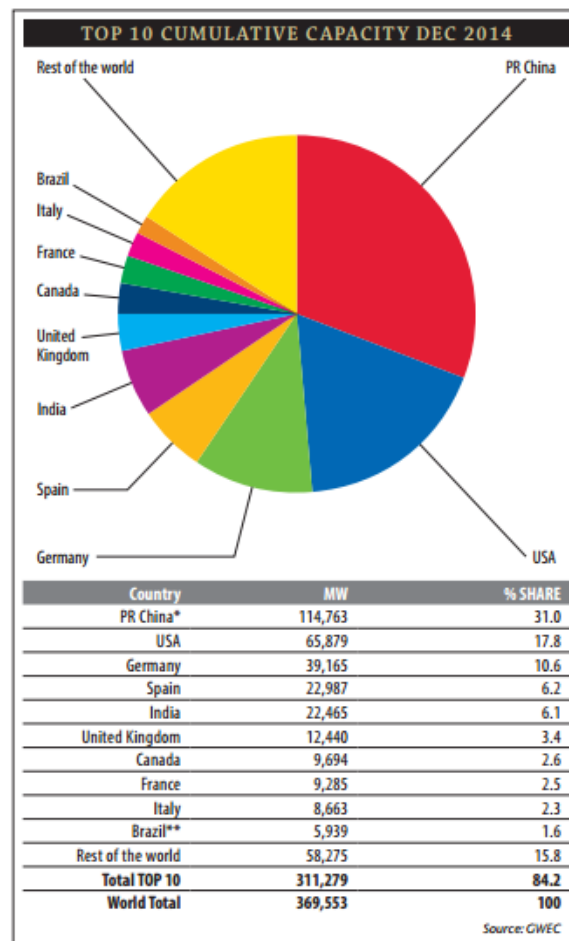


Figura 1.3 Primeras potencias de mayor potencial eólica acumulada en 2014

Como se puede observar en la imagen, China y EEUU son los mayores mercados, Seguidos por Alemania, España, India...etc.

Respecto a la potencia instalada, 2014 ha sido el año que más MW se han instalado según el informe emitido por el GWEC (Global Wind Energy Council) alcanzando los 51477 MW de capacidad eólica. Un aumento del 30% sobre lo instalado en 2013, elevando la capacidad eólica mundial a los 369.553 MW.

Sin embargo, para la eólica Española 2014 puede considerarse como el peor año de la historia debido a que la potencia instalada durante el año tan solo ha aumentado en 27, 48 MW.

La potencia eólica a 31 de diciembre de 2014 se sitúa en 22986.5 MW siendo el menor crecimiento anual de los últimos veinte años según podemos ver en la siguiente gráfica.

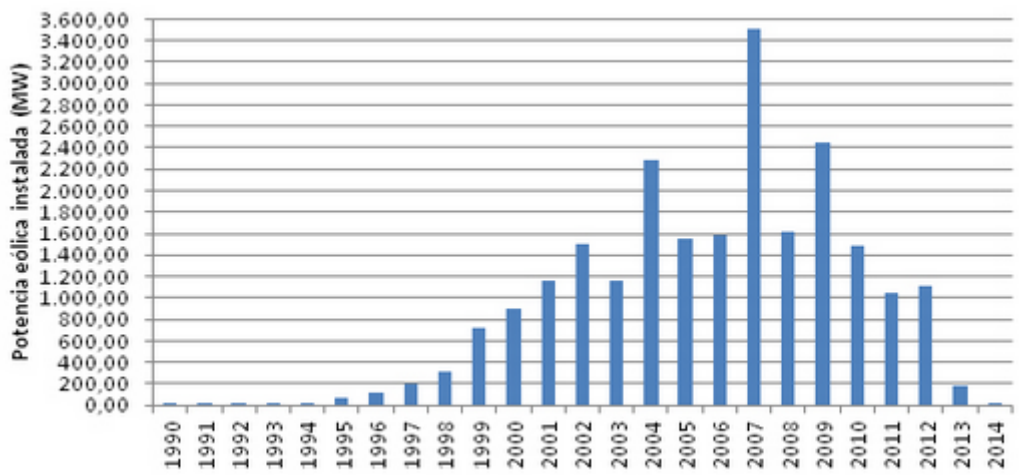


Figura 1.4 MW instalados en España hasta 2014

Aunque el aumento de potencia instalada en 2014 es insignificante, la energía eólica se situó como la segunda tecnología del sistema eléctrico con una generación de 51.138 GWh y una cobertura de la demanda eléctrica del 20.4% frente al 21.9% de la energía nuclear.

1.2 Repotenciación de parques eólicos

Se conoce como repotenciación de un parque eólico a la modificación de un parque eólico preexistente en explotación que, modificando el mantenimiento y la potencia instalada en el mismo, suponga la sustitución total o parcial de los aerogeneradores en funcionamiento por otros de mayor potencia unitaria y que den lugar a una reducción del número de aerogeneradores del parque, al fin de optimizar las áreas territorialmente aptas para admitir parques eólicos y adecuar las tecnologías instaladas a los requerimientos técnicos del operador del sistema.

La repotenciación de un parque eólico consiste en la sustitución de los equipos antiguos de menos potencia unitaria y eficiencia, por nuevas máquinas de última generación, de mayor capacidad y rendimiento, que permiten aprovechar mejor el recurso eólico de la zona donde se halle el parque a repotenciar.

Normalmente, las zonas con mejores condiciones y con mejores vientos, están ocupadas con tecnologías que ya están, o van a quedar obsoletas en los próximos años. Los parques construidos antes de 1998 cuentan como media con un 25-30% más

de viento que el resto de parques eólicos, además las máquinas instaladas en estos parques aprovechan menos el recurso eólico que las grandes máquinas que se fabrican en la actualidad.

Las necesidades del sector eólico han ido variando en los últimos años, y en este momento se ha abierto un nuevo horizonte. Ante el desarrollo de aerogeneradores más potentes y eficientes, se plantea la posibilidad de reemplazar las máquinas más antiguas antes de llegar al final de su vida útil e incrementar la potencia total de una forma apreciable.

Este proceso queda regulado a través de la disposición transitoria séptima del Real Decreto 661/2007, el cual se encarga de regular la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En principio, los parques eólicos que tengan una antigüedad superior a los 15 años, es interesante repotenciarlos lo antes posible, ya que este tipo de parques eólicos son los que pueden experimentar el mayor cambio, debido a que la tecnología instalada en ellos es la más antigua y disponen de las mejores zonas de emplazamiento eólico.

La decisión de repotenciar un parque eólico se debe de analizar paso a paso debido a la complejidad de criterios técnico económicos y legislativos que se tienen, pero como norma general, los parques entre 10 y 15 años también podrían ser producto de una repotenciación, ya que en estos parques eólicos, los aerogeneradores suelen estar ya amortizados y se pueden incluso reutilizar como máquinas de segunda mano porque su vida útil suele estar entre los 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.

Todos aquellos parques que tengan menos de 10 años o con máquinas instaladas de potencia superior a los 750 KW, será más recomendable hoy por hoy esperar unos años más hasta un mayor desarrollo de la tecnología o abaratamiento de costes que permita amortizar la nueva inversión realizada y obtener mayores rendimientos, porque si se hace, habría que cargar parte de los costes de la amortización en la repotenciación, lo que reduciría su rentabilidad económica.

A todo esto hay que sumarle que la sustitución de las máquinas antiguas por otras más modernas va a mejorar el impacto medio ambiental, sobre todo visual, ya que como son aerogeneradores más eficientes, se necesitarían muchas menos máquinas para obtener la misma o una mayor potencia. Además, estas nuevas máquinas son más silenciosas y con una velocidad de giro mayor y sobre todo se reduce la ocupación del terreno.

Un problema que se plantea es la posible limitación de la evacuación y del vertido de la energía producida a la red. Por ello, la repotenciación no siempre irá ligada a un aumento de la potencia autorizada del parque, sino que habrá casos en los que simplemente consistirá en el cambio de máquinas (aunque a veces puede resultar interesante instalar más aerogeneradores, incrementando la potencia de la planta en hasta un 40% de la potencia original, denominado sobreinstalación, que permite aprovechar más eficientemente las redes de evacuación cuando los vientos no son elevados).

Las experiencias en repotenciación están más extendidas en el extranjero que dentro de España. Sin embargo, España presenta un enorme potencial debido a la existencia de numerosos parques eólicos antiguos con máquinas obsoletas. La repotenciación de estos parques supondría un gran beneficio, tanto de eficiencia como de medioambiente.

1.2.1 Perspectivas de repotenciación en España

A la hora de aplicar el modelo de repotenciación al estado español, primero se debe de conocer el estado del mismo. Para ello será necesario saber tanto los años de puesta en marcha, como la tecnología empleada, pues esta información es básica para el modelo de repotenciación y para evaluar el potencial de mejora al repotenciar la instalación.

La siguiente tabla, muestra los datos actualizados a 31 de diciembre de 2008, para una potencia instalada de 17.095 MW, no nos interesa el potencial más reciente, ya que los aerogeneradores están prácticamente nuevos y aun no se han amortizado y no se plantean como potencial repotenciable en la actualidad.

Tabla 1.1 Características parques eólicos españoles

Antigüedad	Potencia instalada en MW	Potencia maquinas
> 20 años (anteriores a 12/1993)	52	P<500KW
15<año<20 (entre 01/1994 y 12/1998)	782	299 MW: P<500 KW 483 MW: 500 < P < 750
10<año<15 (entre 1998 y 2003)	5.401	60 MW: P < 500 KW 3865 MW: 500<P<750 1446 MW : P>750 KW
< 10 años (posteriores a 01/2004)	8.860	P > 750 KW

Como podemos observar en la Tabla 1.1, los parques con más de 20 años son los que tiene los mejores emplazamientos y las maquinas son las de menos potencia. Por tanto, existe un gran parque de aerogeneradores repotenciables. Los parques hoy día con más de 15 años, y con máquinas ya casi obsoletas, también resultaría muy interesante repotenciarlos. Por tanto, el potencial eólico que a priori sería muy interesante repotenciar ya sería de 834 MW.

Los 5401 MW que hoy día tienen casi 15 años de antigüedad, se podría estudiar cada parque para ver si merece la pena o no realizar la repotenciación.

Ante el gran avance que ha experimentado la tecnología en los últimos años, hacia unas máquinas de mayor tamaño y un incremento del rendimiento, se ha demostrado que aparece una oportunidad muy interesante de sustitución de las maquinas antiguas, antes de agotar su vida útil.

En conclusión, existen unos 834 MW en España a los que se les podría realizar la repotenciación en este instante, y otros 5000 MW que podrían ir repotenciándose poco a poco. Por ello, existe una gran potencial repotenciable que afectara positivamente al sistema eléctrico español, produciendo un mayor porcentaje de generación renovable y mejor ayuda de los nuevos parques a mantener la estabilidad de la red.

1.2.2 Ventajas de la repotenciación

La adopción de la estrategia de repotenciación plantea las siguientes ventajas:

- Mejoran la eficacia de la generación al incorporar los nuevos avances tecnológicos que se producen. Una mejor y más avanzada tecnología, incluyendo todas las novedades surgidas en los últimos años, y que han hecho de los actuales aerogeneradores máquinas más eficientes.
- Mayor adaptabilidad de los sistemas de control del parque en los sistemas de control del operador del sistema.
- Permiten un mejor aprovechamiento del recurso eólico, ya que al repotenciarse un parque 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 maquinas
- Permite aumentar de forma relevante la producción de electricidad por superficie ocupada, lo que supone una mayor disponibilidad para instalar después una nueva potencia.
- Reduce el número de los aerogeneradores que se necesitan para conseguir la misma potencia instalada e igual o mayor energía generada, ya que las

nuevas máquinas son muchos más eficientes. Además se reducen los efectos en el medio ambiente, y el impacto visual que tienen los aerogeneradores.

Ventajas de repotenciación a nivel de propietario:

- Una mayor producción (mayor eficiencia)
- Una mayor potencia instalada (hasta un 40 %)
- Una mayor vida del parque.

Además, los trámites burocráticos se acortan ya que se posee la autorización de industria, se está inscrito en el registro de régimen especial y a nivel medioambiental ya hay una evaluación de impacto ambiental previa.

Ventajas a nivel del estado:

- Se mejora el sistema eléctrico nacional
- Se fomenta la inversión y el desarrollo de un tejido industrial.
- El coste de las primas del sistema se reduce comparativamente con un parque eólico nuevo.
- Se mejora el impacto ambiental.

No obstante, uno de los problemas a la hora de repotenciar el parque es la dificultad que se tendrá para vender las máquinas en el mercado de segunda mano, ya que debido al rápido desarrollo tecnológico en este sector, el precio de estas se considera muy bajo, y en muchos casos son consideradas como chatarra. Sin embargo, cada vez son más las empresas que se dedican al aprovechamiento de estas máquinas, para venderlas a países en vías de desarrollo y así fomentar la energía limpia en estos países.

1.3 Normativa Legal.

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.

1.3.1 Normativa con respecto a la repotenciación en la Comunidad Autónoma de Galicia

- Decreto 138/2010, de 5 de agosto, por el que se establece el procedimiento y las condiciones técnico-administrativas para la obtención de las autorizaciones de proyectos de repotenciación de parques eólicos existentes en la Comunidad Autónoma de Galicia.-
- Ley 8/2009, de 22 de diciembre, por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y se crean el canon eólico y el Fondo de Compensación Ambiental.

2 ESTUDIO DE REPOTENCIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO DE BUSTELO I.

2.1 Localización

El Parque Eólico de Bustelo I se sitúa cerca de la localidad de Muras (Lugo).

Coordenadas geográficas:

- Latitud: 43.491.203
- Longitud: -7.718.853

Dicho parque se encuentra situado a una altura de entre 700 y 800 metros sobre el nivel del mar.



Figura 2.1 Situación Parque Eólico de Bustelo I



Figura 2.2 Parque eólico de Bustelo I

2.2 Descripción del parque eólico.

El parque eólico del presente estudio está situado en la provincia de A Coruña, concretamente en el término municipal de Muras. Dicho parque se puso en marcha en el año 1998 a cargo de la empresa MADE RENOVABLES S.A con 76 máquinas instaladas del modelo MADE AE-32 de 330 KW, y con una potencia total instalada de 25,08MW.

Las coordenadas del entorno poligonal donde se encuentra ubicado dicho parque eólico son las que se recogen a continuación:

- Coordenadas poligonales (UTM)
 - X: 0.601.000 Y: 4.818.000
 - X: 0.601.000 Y: 4.816.000
 - X: 0.604.500 Y: 4.817.000
 - X: 0.604.500 Y: 4.815.000



Figura 2.3 Situación en coordenadas UTM Bustelo I

El parque eólico de Bustelo está constituido por 76 aerogeneradores MADE AE-32 de 330 KW de potencia unitaria, 32 metros de diámetro de pala y 30 metros de altura de buje. Las coordenadas de la posición de los aerogeneradores en el sistema UTM (huso 29, edición 1950) son las que se especifican en la siguiente tabla:

Tabla 2.1 Coordenadas UTM Bustelo I

COORDENADAS UTM		
A1	604.203,24	4.815.082,68
A2	604.146,62	4.815.152,28
A3	604.310,56	4.815.381,82
A4	604.254,25	4.815.431,10
A5	604.197,10	4.815.479,50
A6	604.139,93	4.815.528,77
A7	604.078,39	4.815.573,62
A8	604.036,68	4.815.639,59
A9	603.988,88	4.815.700,25
A10	603.942,90	4.815.755,74
A11	604.198,71	4.815.094,71
A12	604.147,48	4.815.152,73
A13	604.097,17	4.815.207,29
A14	604.044,24	4.815.262,68
A15	603.997,39	4.815.318,17
A16	603.946,19	4.815.374,45
A17	603.896,69	4.815.432,49
A18	603.859,23	4.815.498,50
A19	603.820,90	4.815.564,49
A20	603.771,44	4.815.619,93
A21	603.891,69	4.815.812,89
A22	603.849,32	4.815.859,79
A23	603.806,90	4.815.909,29
A24	603.774,35	4.815.960,20
A25	603.737,74	4.816.061,27
A26	603.702,11	4.816.121,24
A27	603.631,44	4.816.146,09
A28	603.562,52	4.816.170,11
A29	603.493,64	4.816.191,53
A30	603.409,04	4.816.219,63
A31	603.353,22	4.816.238,65
A32	603.286,06	4.816.260,97
A33	603.213,26	4.816.284,06
A34	603.143,06	4.816.306,76
A35	603.073,77	4.816.327,32
A36	603.001,43	4.816.347,82
A37	602.927,68	4.816.347,99
A38	602.852,60	4.816.349,44
A39	602.782,31	4.816.350,09
A40	602.696,85	4.816.349,65

A41	602.637,82	4.816.351,35
A42	602.553,22	4.816.351,35
A43	602.477,71	4.816.353,23
A44	602.403,11	4.816.352,66
A45	602.327,16	4.816.353,53
A46	602.252,52	4.816.354,56
A47	602.178,33	4.816.355,16
A48	602.108,88	4.816.386,10
A49	602.039,88	4.816.415,75
A50	601.966,11	4.816.445,75
A51	601.902,79	4.816.473,32
A52	601.833,80	4.816.502,54
A53	601.764,59	4.816.532,40
A54	601.696,02	4.816.562,49
A55	601.632,24	4.816.591,79
A56	601.565,62	4.816.637,04
A57	601.514,45	4.816.693,33
A58	601.462,98	4.816.748,50
A59	601.412,15	4.816.802,88
A60	601.361,43	4.816.858,31
A61	601.309,85	4.816.913,30
A62	601.258,70	4.816.968,29
A63	601.207,56	4.817.022,42
A64	604.357,24	4.816.617,48
A65	604.283,72	4.816.630,60
A66	604.208,84	4.816.647,60
A67	604.131,58	4.816.650,29
A68	604.056,83	4.816.659,08
A69	603.986,18	4.816.682,63
A70	603.914,64	4.816.708,33
A71	603.844,42	4.816.732,32
A72	603.784,30	4.816.776,78
A73	603.724,17	4.816.822,10
A74	603.663,17	4.816.867,85
A75	603.604,79	4.816.912,34
A76	603.544,66	4.816.957,67

En el siguiente mapa digitalizado con el programa WASP se puede observar la distribución de los aerogeneradores del parque eólico en su correspondiente emplazamiento.

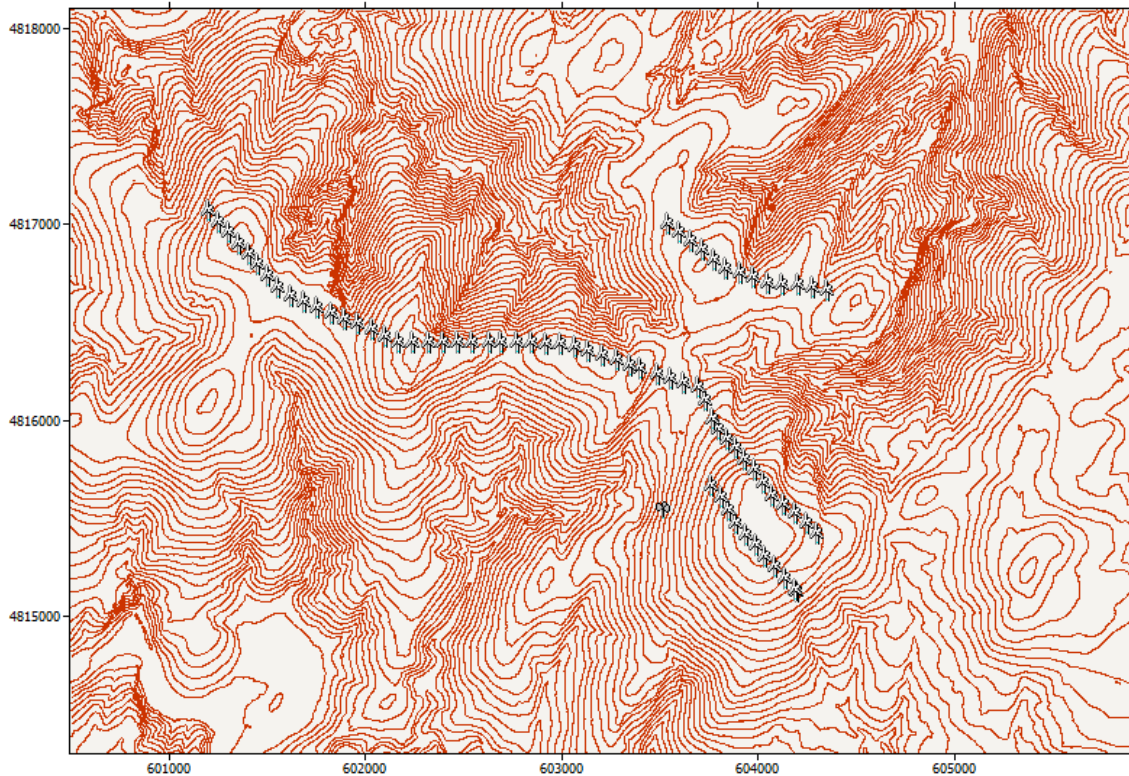


Figura 2.4 Situación de los aerogeneradores en WASP

2.2.1 Datos de viento

Para el presente estudio se han obtenido los datos de viento del atlas eólico de España, puesto a disposición pública por el instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE).

A continuación se muestra el mapa eólico de la zona de estudio a 80 metros de altura, con su correspondiente escala de colores:

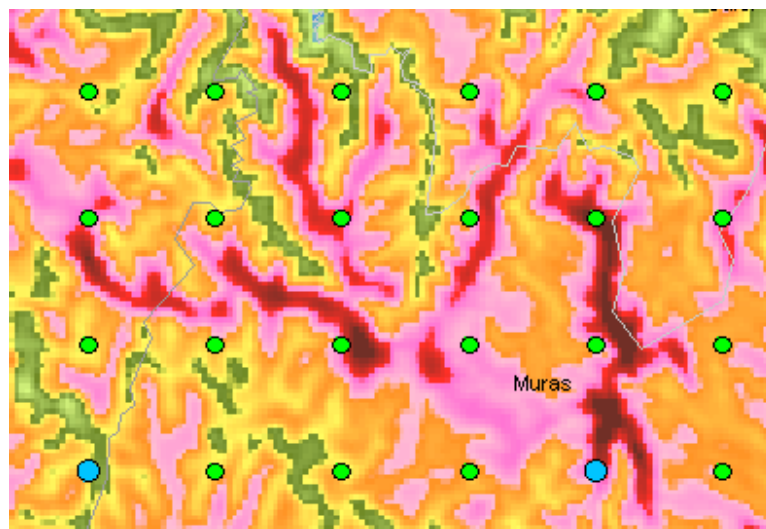


Figura 2.5 Mapa Eólico de la zona a 80 m de altura



Figura 2.6 Escala de colores para velocidades de viento

A simple vista se puede observar que es una zona con velocidades de vientos bastante grandes en algunas zonas, pudiendo llegar a sobrepasar los 10 m/s, lo que se puede traducir como un potencial eólico bastante 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 Muras, que extrapolamos al parque con el uso del programa WASP.

Los datos que nos proporciona la estación meteorológica son los siguientes:

- Coordenadas UTM
- Frecuencia (%)
- Velocidad (m/s)
- Potencia (%)
- Parámetros de weibull

Tabla 2.2 Distribución por direcciones de viento a 80 m.

Coordenadas UTM(m): 118443,4825770

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	4.54	6.048	1.36	7.231	2.53
NNE	5.08	6.657	1.85	7.811	2.71
NE	7.15	7.276	2.91	8.205	2.9
ENE	13.24	9.139	10.78	10.308	2.84
E	9.05	10.044	10.19	11.323	2.62
ESE	2.3	7.571	1.37	8.775	2.19
SE	1.48	7.177	0.82	8.474	2.12
SSE	1.9	8.118	1.67	9.448	1.871
S	6.52	11.245	12.1	12.826	2.2
SSW	9.31	11.854	19.22	13.934	2.71
SW	12.42	10.86	18.56	12.463	2.65
WSW	8.9	9.695	10.55	11.323	2.42
W	6.73	8.189	5.15	9.79	2.43
WNW	4.29	6.819	1.85	7.998	2.33
NW	3.38	5.188	0.74	6.423	2.41
NNW	3.7	5.573	0.91	6.61	2.3

La información que procesa el programa a partir de los datos de la estación meteorológica se muestra de la siguiente manera:

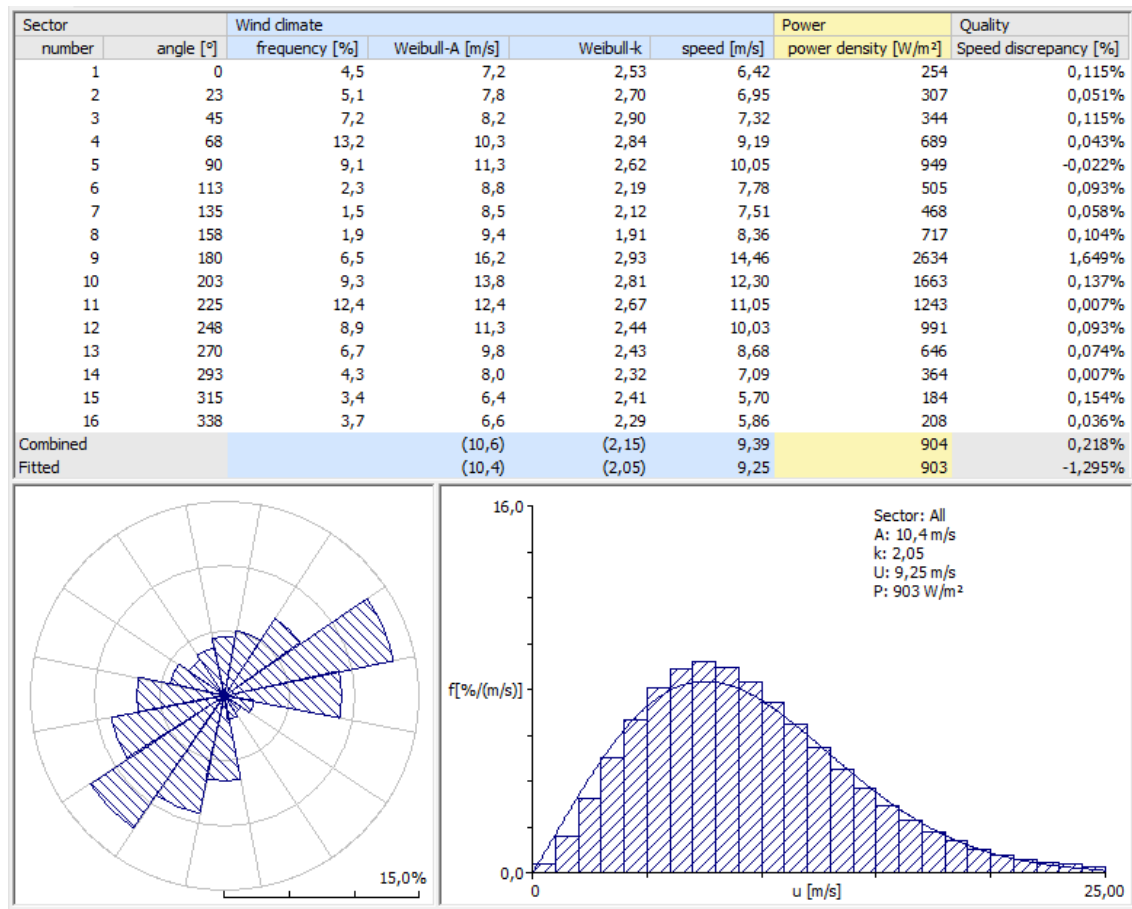


Figura 2.7 Datos de la estación meteorológica procesados por WAsP

El WAsP nos ofrece dos representaciones gráficas de la información:

- Rosa de los vientos: representación gráfica en la que se definen para los diferentes sectores los distintos valores de frecuencia de las velocidades de viento. Se puede observar que el viento es dominante en las regiones del Noreste y Suroeste principalmente.
- Gráfica que muestra un histograma de las frecuencias de las velocidades de viento en el punto de medición. Los parámetros de weibull de la distribución son pre calculados y visualizados. La curva de weibull derivada se sobrepone en el histograma.

Además podemos observar que la velocidad media del viento localizada en el emplazamiento es de 9,25 m/s, y la densidad energética media es de 903 W/m².

2.2.2 Orografía del emplazamiento.

La orografía del terreno es un parámetro de entrada al modelo de cálculo de WASP, por ello se ha digitalizado el área del emplazamiento. La información para este estudio se ha obtenido del centro de cartografía de la universidad de León.

En el siguiente mapa se muestra la topografía digitalizada de la zona de emplazamiento del parque eólico Bustelo I. Dicho mapa tiene las siguientes coordenadas UTM:

- X:600.527 Y:4.818.109
- X:600.549 Y:4.814.326
- X:605.992 Y:4.814.396
- X:605.918 Y:4.818.185

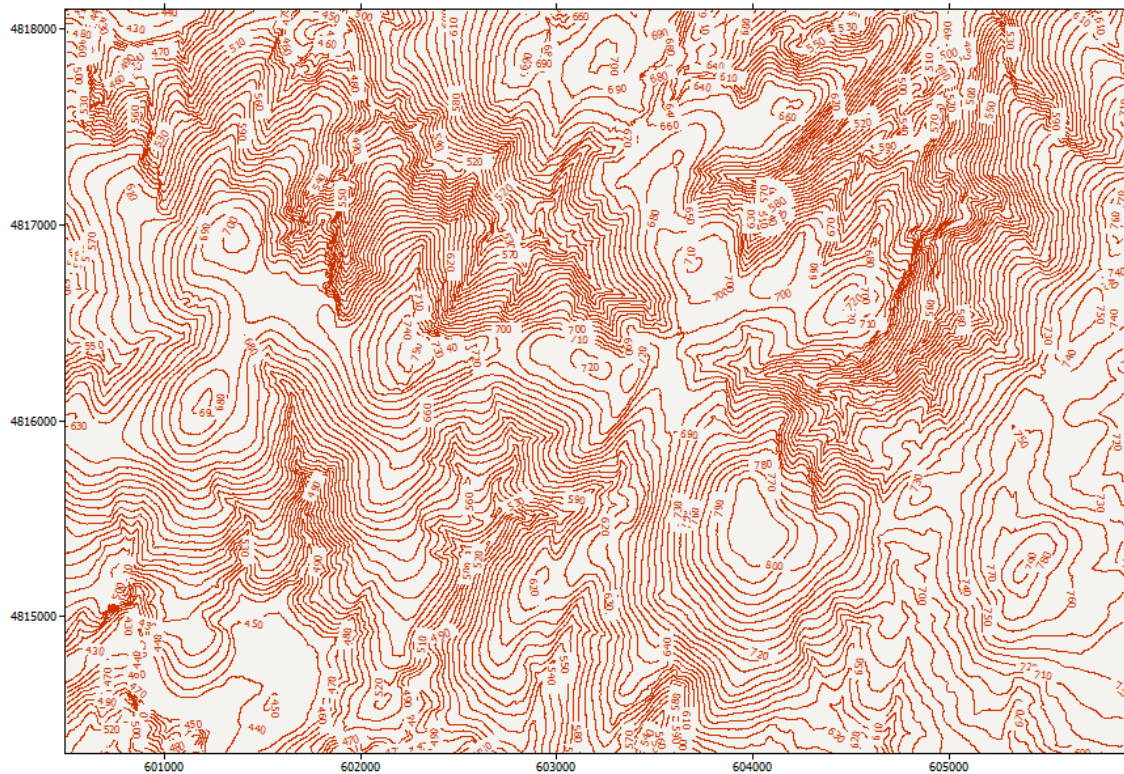


Figura 2.8 Mapa topográfico de la zona

El mapa tiene una superficie de más de 2000 hectáreas, con cotas que van desde los 480 metros hasta los 800. Las curvas de nivel distan entre si 10 metros.

2.2.3 Rugosidad superficial

La rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo del emplazamiento se ha modelado en consonancia con lo establecido en el manual de WASP y del atlas eólico.

Se ha supuesto un único valor de rugosidad para todas las regiones de 0,03 correspondiente a vegetación del tipo monte bajo.

2.2.4 Producción del Parque Eólico a repotenciar.

El cálculo de la producción del parque eólico no lo podríamos calcular con el programa WASP debido a que no se encuentra la curva de potencia del aerogenerador MADE AE-32 ya que se trata de una maquina bastante antigua.

Sin embargo, de alguna manera podríamos hacer estimaciones de producción con la curva de potencia de un aerogenerador de la misma potencia y cuyas características mecánicas y rendimiento sean bastante similares.

Como no tenemos otra opción, calcularemos la producción del parque mediante el programa WASP y la maquina elegida para hacerlo será la BONUS de 330 KW en lugar de la MADE AE-32 de 330 KW.

Los resultados obtenidos mediante WASP son los siguientes:

Tabla 2.3 Producción por aerogenerador parque eólico Bustelo I

	Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
♣	Turbine site 001	604203,2	4815083,0	757,0	9,0	-1,6	30,0	8,97	1,285	1,078	16,09
♣	Turbine site 002	604146,6	4815153,0	774,0	9,4	-1,3	30,0	9,26	1,324	0,990	25,22
♣	Turbine site 003	604310,6	4815382,0	781,0	9,4	-1,2	30,0	9,29	1,289	1,203	6,69
♣	Turbine site 004	604254,3	4815431,0	786,0	9,8	-0,8	30,0	9,44	1,307	1,215	7,06
♣	Turbine site 005	604197,1	4815480,0	792,0	10,3	-0,4	30,0	9,74	1,362	1,272	6,6
♣	*turbine site 006	604139,9	4815529,0	793,0	10,3	-0,3	30,0	9,95	1,399	1,313	6,1
♣	Turbine site 007	604078,4	4815574,0	799,0	11,2	0,5	30,0	10,35	1,452	1,366	5,95
♣	Turbine site 08	604036,7	4815640,0	800,0	11,1	0,5	30,0	10,54	1,476	1,396	5,38
♣	Turbine site 009	603988,9	4815701,0	800,0	10,7	0,0	30,0	10,70	1,494	1,416	5,21
♣	Turbine site 010	603942,9	4815756,0	783,0	10,6	0,0	30,0	10,31	1,455	1,385	4,81
♣	Turbine site 011	604198,7	4815095,0	761,0	8,9	-1,8	30,0	9,04	1,295	1,036	19,97
♣	Turbine site 012	604147,5	4815153,0	774,0	9,3	-1,3	30,0	9,25	1,323	0,974	26,42
♣	Turbine site 013	604097,2	4815208,0	787,0	9,5	-1,1	30,0	9,61	1,377	1,294	6,01
♣	Turbine site 014	604044,2	4815263,0	799,0	10,0	-0,7	30,0	9,98	1,421	1,332	6,26
♣	Turbine site 015	603997,4	4815318,0	800,0	10,5	-0,1	30,0	9,97	1,419	1,326	6,57
♣	Turbine site 016	603946,2	4815375,0	800,0	10,8	0,2	30,0	10,03	1,427	1,332	6,65
♣	Turbine site 17	603896,7	4815433,0	800,0	10,7	0,1	30,0	10,20	1,449	1,354	6,59
♣	Turbine site 018	603859,2	4815499,0	795,0	10,6	0,0	30,0	10,14	1,443	1,346	6,68
♣	Turbine site 019	603820,9	4815565,0	785,0	10,5	-0,1	30,0	9,97	1,423	1,326	6,81
♣	Turbine site 020	603771,4	4815620,0	769,0	10,7	0,1	30,0	9,71	1,388	1,306	5,97
♣	Turbine site 021	603891,7	4815813,0	758,0	10,4	-0,2	30,0	9,73	1,383	1,329	3,93
♣	Turbine site 022	603849,3	4815860,0	743,0	10,0	-0,6	30,0	9,50	1,350	1,306	3,27
♣	Turbine site 023	603806,9	4815910,0	732,0	10,0	-0,6	30,0	9,40	1,337	1,298	2,92
♣	Turbine site 024	603774,4	4815960,0	722,0	10,1	-0,5	30,0	9,22	1,313	1,276	2,83
♣	Turbine site 025	603737,7	4816062,0	703,0	9,8	-0,8	30,0	8,70	1,236	1,197	3,16
♣	Turbine site 026	603702,1	4816121,0	695,0	9,5	-1,1	30,0	8,45	1,194	1,143	4,28
♣	Turbine site 027	603631,4	4816146,0	693,0	9,5	-1,1	30,0	8,42	1,186	1,123	5,28
♣	Turbine site 028	603562,5	4816170,0	693,0	9,8	-0,8	30,0	8,30	1,160	1,088	6,19

⌘	Turbine site 029	603493,6	4816192,0	695,0	10,1	-0,6	30,0	8,19	1,124	1,049	6,71
⌘	Turbine site 030	603409,0	4816220,0	720,0	10,7	0,1	30,0	9,02	1,277	1,170	8,38
⌘	Turbine site 031	603353,2	4816239,0	720,0	11,3	0,7	30,0	9,06	1,272	1,160	8,75
⌘	Turbine site 032	603286,1	4816261,0	719,0	11,8	1,1	30,0	9,13	1,259	1,163	7,56
⌘	Turbine site 033	603213,3	4816284,0	720,0	12,3	1,6	30,0	9,32	1,280	1,189	7,1
⌘	Turbine site 034	603143,1	4816307,0	720,0	12,6	2,0	30,0	9,45	1,290	1,199	7,02
⌘	Turbine site 035	603073,8	4816328,0	720,0	13,5	2,8	30,0	9,51	1,292	1,200	7,12
⌘	Turbine site 036	603001,4	4816348,0	712,0	13,2	2,6	30,0	9,19	1,243	1,141	8,23
⌘	Turbine site 037	602927,7	4816348,0	710,0	13,2	2,6	30,0	9,17	1,230	1,116	9,29
⌘	Turbine site 038	602852,6	4816350,0	707,0	13,6	3,0	30,0	9,11	1,189	1,087	8,62
⌘	Turbine site 039	602782,3	4816350,0	698,0	13,0	2,3	30,0	8,81	1,104	1,029	6,76
⌘	Turbine site 040	602696,9	4816350,0	700,0	12,8	2,2	30,0	8,95	1,114	1,040	6,61
⌘	Turbine site 041	602637,8	4816352,0	708,0	13,1	2,5	30,0	9,12	1,146	1,057	7,72
⌘	Turbine site 042	602553,2	4816352,0	720,0	13,8	3,2	30,0	9,53	1,209	1,117	7,62
⌘	Turbine site 043	602477,7	4816353,0	722,0	13,3	2,7	30,0	9,53	1,207	1,115	7,65
⌘	Turbine site 044	602403,1	4816352,0	730,0	13,2	2,5	30,0	9,84	1,273	1,168	8,25
⌘	Turbine site 045	602327,2	4816354,0	744,0	13,4	2,8	30,0	10,26	1,389	1,260	9,3
⌘	Turbine site 046	602252,5	4816355,0	750,0	13,1	2,4	30,0	10,39	1,437	1,295	9,85
⌘	Turbine site 047	602178,3	4816355,0	746,0	12,6	2,0	30,0	10,23	1,424	1,280	10,13
⌘	Turbine site 048	602108,9	4816386,0	734,0	12,4	1,7	30,0	9,80	1,363	1,273	6,63
⌘	Turbine site 049	602039,9	4816416,0	717,0	11,9	1,3	30,0	9,27	1,262	1,189	5,79
⌘	Turbine site 050	601966,1	4816446,0	700,0	11,3	0,7	30,0	8,90	1,162	1,106	4,79
⌘	Turbine site 051	601902,8	4816474,0	690,0	11,0	0,4	30,0	8,94	1,153	1,114	3,37
⌘	Turbine site 052	601833,8	4816503,0	690,0	10,9	0,3	30,0	9,24	1,235	1,192	3,46
⌘	Turbine site 053	601764,6	4816533,0	688,0	10,9	0,3	30,0	9,12	1,227	1,181	3,75
⌘	Turbine site 054	601696,0	4816563,0	683,0	10,6	-0,1	30,0	8,87	1,200	1,152	4,0
⌘	Turbine site 055	601632,2	4816592,0	682,0	10,4	-0,2	30,0	8,80	1,202	1,154	3,98
⌘	Turbine site 056	601565,6	4816637,0	682,0	10,3	-0,3	30,0	8,83	1,223	1,181	3,43
⌘	Turbine site 057	601514,5	4816694,0	682,0	10,2	-0,4	30,0	9,02	1,263	1,226	2,89
⌘	Turbine site 058	601412,2	4816803,0	692,0	10,3	-0,3	30,0	9,57	1,359	1,323	2,68
⌘	Turbine site 059	601361,4	4816859,0	700,0	10,2	-0,4	30,0	9,81	1,393	1,351	3,05
⌘	Turbine site 064	601309,9	4816914,0	700,0	10,2	-0,4	30,0	9,85	1,399	1,354	3,24
⌘	Turbine site 061	601258,7	4816969,0	692,0	9,7	-1,0	30,0	9,71	1,382	1,341	2,99
⌘	Turbine site 062	601207,6	4817023,0	681,0	9,8	-0,9	30,0	9,57	1,366	1,345	1,53
⌘	Turbine site 063	604357,2	4816618,0	702,0	13,9	3,3	30,0	8,52	1,182	1,120	5,24
⌘	Turbine site 064	604283,7	4816631,0	697,0	13,9	3,2	30,0	8,40	1,169	1,079	7,69
⌘	Turbine site 065	604208,8	4816648,0	697,0	13,6	3,0	30,0	8,39	1,170	1,065	8,99
⌘	Turbine site 066	604131,6	4816651,0	700,0	13,2	2,5	30,0	8,38	1,164	1,037	10,84
⌘	Turbine site 067	604056,8	4816659,0	700,0	12,5	1,9	30,0	8,34	1,155	1,028	10,96
⌘	Turbine site 068	603986,2	4816683,0	699,0	12,2	1,5	30,0	8,34	1,147	1,048	8,64
⌘	Turbine site 069	603914,6	4816709,0	697,0	12,0	1,4	30,0	8,43	1,170	1,086	7,2
⌘	Turbine site 070	603844,4	4816733,0	701,0	12,2	1,6	30,0	8,63	1,227	1,142	6,89
⌘	Turbine site 071	603784,3	4816777,0	703,0	12,2	1,6	30,0	8,80	1,258	1,194	5,12
⌘	Turbine site 072	603724,2	4816822,0	710,0	12,8	2,2	30,0	9,18	1,320	1,258	4,7
⌘	Turbine site 073	603663,2	4816868,0	701,0	13,0	2,4	30,0	9,06	1,300	1,244	4,31
⌘	Turbine site 074	603604,8	4816913,0	694,0	12,8	2,1	30,0	8,98	1,287	1,239	3,76
⌘	Turbine site 075	603544,7	4816958,0	691,0	12,7	2,0	30,0	9,09	1,305	1,270	2,66
⌘	Turbine site 058	601463,0	4816749,0	686,0	9,9	-0,8	30,0	9,39	1,323	1,291	2,46

Tabla 2.4 Resultados Parque eólico Bustelo I

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	98,094	1,291	1,104	1,494
Total net AEP [GWh]	91,441	1,203	0,974	1,416
Proportional wake loss [%]	6,78	-	1,53	26,42
Mean speed [m/s]	-	9,31	8,19	10,70
Power density [W/m ²]	-	1059	720	1477
RIX	-	-	8,9	13,9

Teniendo en cuenta que el programa WAsP asume que la disponibilidad del parque es del 100 % y no tiene en cuenta ningún tipo de pérdidas eléctricas, a estos datos de producción se les debe aplicar un factor de corrección por pérdidas.

De esta manera los datos obtenidos de producción anual son de 76.448 MWh/año con un porcentaje de pérdidas por efecto estela de 6,78 % , una velocidad media en máquina de 9,31 m/s y una densidad de potencia de 1161 W/m². Con todos estos datos las horas equivalentes del parque ascienden a 3048.16 horas

Tabla 2.5 Resultados de producción Bustelo I

Modelo	Fabricante	Turbinas	Altura hub (m)	Potencia neta (MWh/año)	Perdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Densidad energética (W/m ²)	Horas equivalentes
MADE AE-32 330KW	MADE	76	30	76.448	6,78	9,31	1161	3048.16

2.3 Alcance de repotenciación

La repotenciación de un parque eólico supone la sustitución de máquinas antiguas de escasa potencia por otras más modernas, eficientes y de mayor potencia, y como consecuencia se consigue una reducción en el número de aerogeneradores del parque.

El Real Decreto 661/2007 del 25 de Mayo, que regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, dedica un apartado a la repotenciación de parques eólicos cuya inscripción definitiva se haya realizado con fecha anterior al 31 de Diciembre de 2001. En él se establecen las condiciones de repotenciación y señala que siempre que la potencia instalada no se incremente en más de un 40 %, y que la instalación tenga una potencia evacuable que no supere la potencia eléctrica autorizada para la evacuación antes de la repotenciación, no será necesaria una nueva solicitud de acceso al operador del sistema.

Debido al largo y costoso proceso de tramitación de los permisos, y el límite de 50 MW que tienen las instalaciones para acogerse al régimen especial, hacen muy difícil que la repotenciación sea superior a un 40%.

Teniendo en cuenta estas condiciones, la repotenciación de nuestro parque eólico va a llevarse a cabo suponiendo tres tipos de escenarios diferentes.

Por un lado se mantendrá la potencia actual de 25,08 MW que tiene el parque eólico de Bustelo I, y por otro, se ampliara la potencia del parque en un 40 %, llegando a un máximo de 35,1 MW de potencia instalada. En otro ámbito, Independientemente de los aspectos económicos y fuera de lo descrito en el R.D 661/2007 sobre la repotenciación, se va a tratar de aprovechar al máximo el recurso de la zona, haciendo una simulación para una repotenciación total del parque, instalando los máximos aerogeneradores posibles para sacarle el mayor partido al potencial eólico de la zona que se ha estudiado.

2.4 Descripción de las máquinas a instalar

Para el presente estudio se analizará la producción de energía con diferentes alternativas tecnológicas de aerogeneradores. Asumiendo los dos escenarios planteados, manteniendo la potencia o aumentándola hasta un 40%, van a realizarse simulaciones con aerogeneradores de diferentes fabricantes para así buscar la configuración óptima del parque.

2.4.1 Características de las máquinas

Las alternativas elegidas son máquinas de los fabricantes más importantes en la actualidad, como lo son Vestas y Siemens. En la siguiente tabla aparecen las turbinas estudiadas:

Tabla 2.6 Modelos de aerogeneradores

Modelo	Fabricante	Altura hub (m)	Potencia (MW)
V90	Vestas	67	2
V90	Vestas	80	3
SWT 2,3-80	Siemens	80	2,3
SWT 3,6-80	Siemens	80	3,6

En el siguiente apartado se muestran las curvas de potencia y coeficientes de empuje de las diferentes tecnologías de aerogeneradores para una densidad del aire de $1,225 \text{ Kg/m}^3$, así como las características principales de cada uno

2.4.1.1 Características y Curvas de potencia y empuje Aerogenerador Vestas V80 2MW

Tabla 2.7 Características Aerogenerador Vestas V80 de 2MW

Vestas V80	
Potencia	2 MW
Diámetro de rotor	80 m
Área de barrido	5027 m ²
altura de torre	67m
Velocidad Viento inicio	4 m/s
velocidad viento de paro	25 m/s
Generador	Asíncrono

A continuación se muestran los valores de curvas de potencia y empuje en WASP turbine editor:

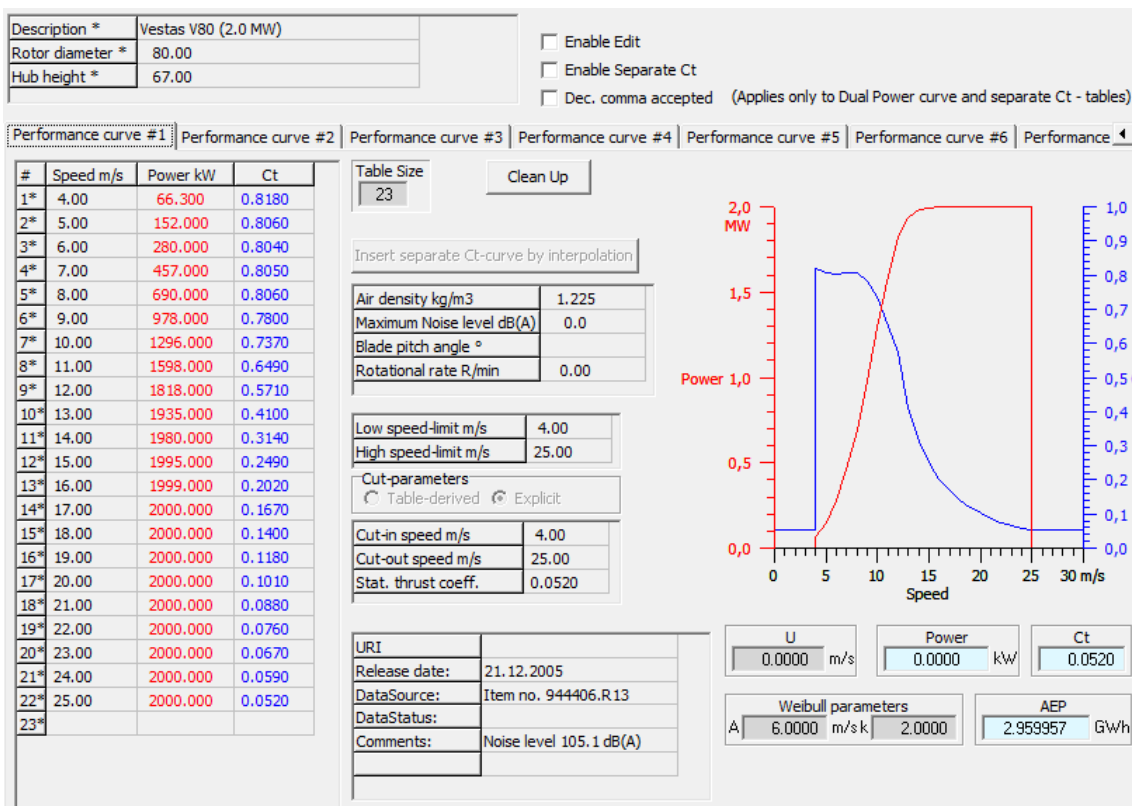


Figura 2.9 Curva de potencia y empuje aerogenerador Vestas V80 de 2 MW

2.4.1.2 Características y curvas de potencia y empuje Aerogenerador Vestas V90 de 3MW

Tabla 2.8 Características aerogenerador Vestas V90 de 3 MW

Vestas V90	
Potencia	3 MW
Diametro de rotor	90 m
Area de barrido	6362 m ²
altura de torre	80 m
Velocidad Viento inicio	4 m/s
velocidad viento de paro	25 m/s
Generador	Asíncrono

A continuacion se muestran los valores de curvas de potencia y empuje en WASP turbine editor:

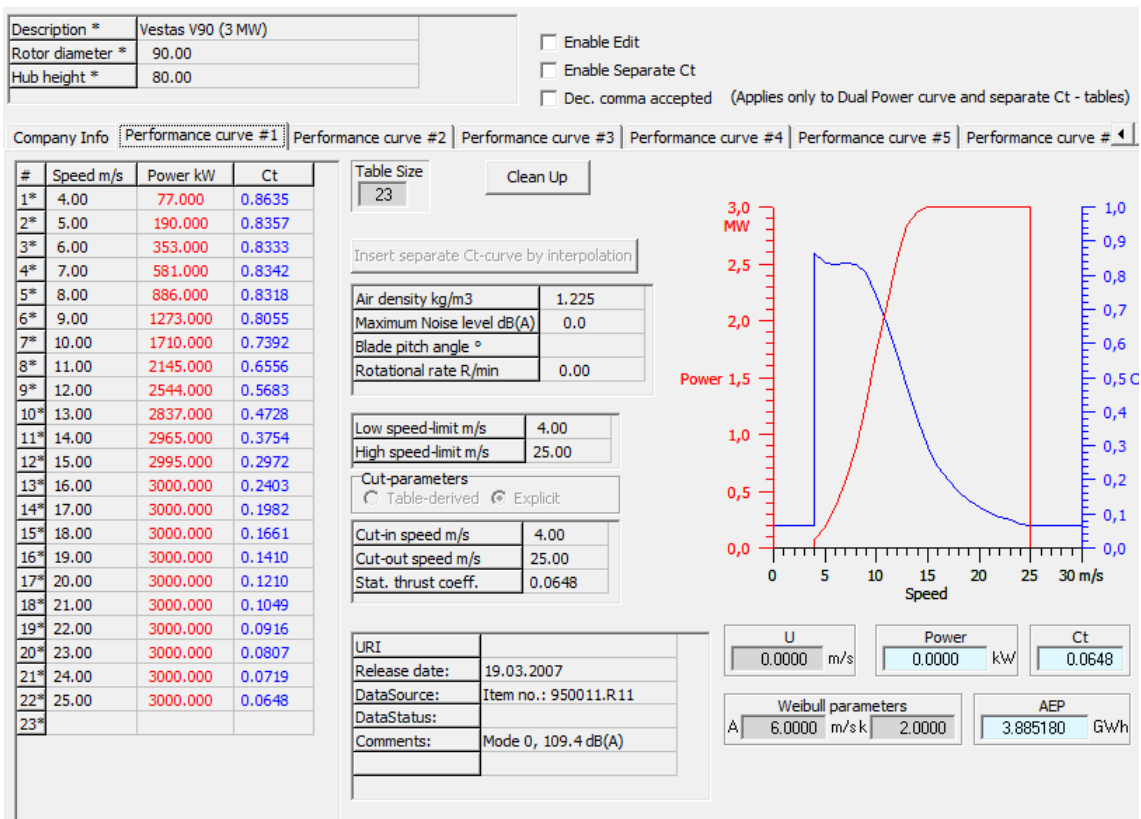


Figura 2.10 Curvas de potencia y empuje aerogenerador Vestas V90 de 3 MW

2.4.1.3 Características y curvas de potencia y empuje Aerogenerador Siemens SWT 2,3-93

Tabla 2.9 Características aerogenerador Siemens SWT 2,3-93

Siemens SWT 2,3-93	
Potencia	2,3 MW
Diametro de rotor	93 m
Area de barrido	6800 m ²
altura de torre	80 m
Velocidad Viento inicio	4 m/s
velocidad viento de paro	25 m/s
Generador	Asíncrono

A continuación se muestran los valores de curvas de potencia y empuje en WASP turbine editor:

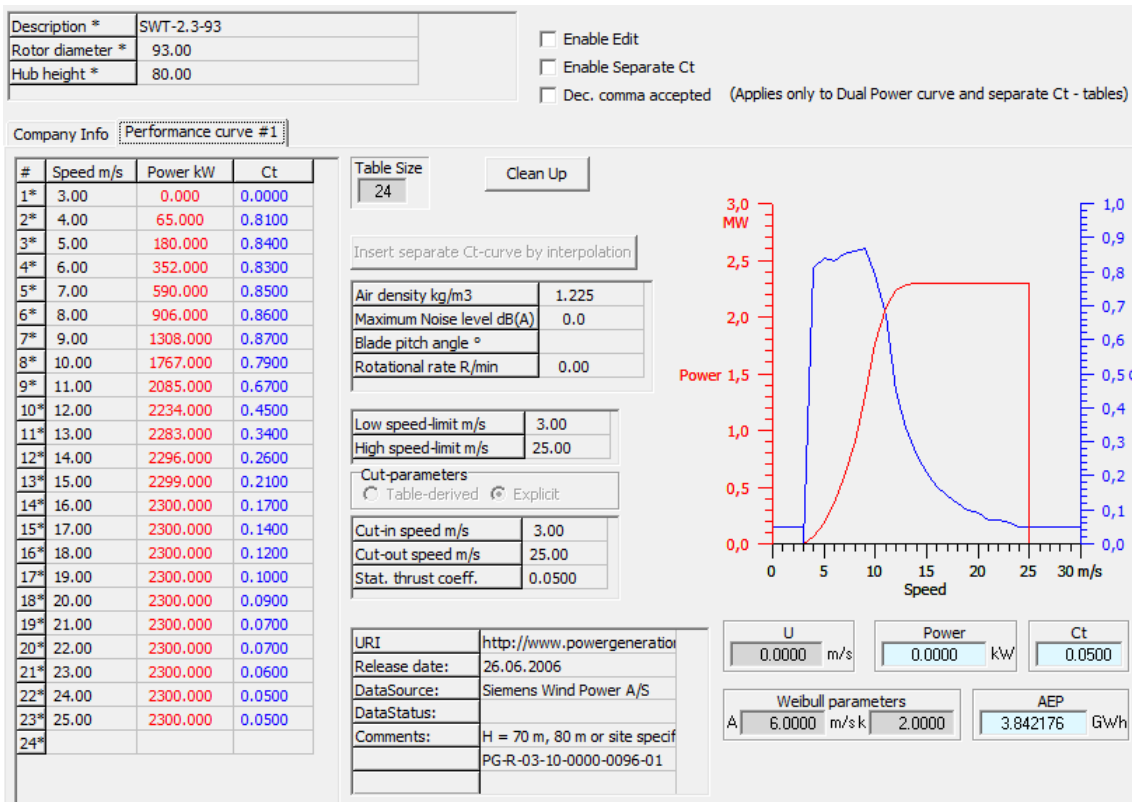


Figura 2.11 Curvas de potencia y empuje aerogenerador Siemens SWT 2,3-93

2.4.1.4 Características y curvas de potencia y empuje Aerogenerador Siemens SWT 3,6-107

Tabla 2.10 Características aerogenerador Siemens SWT 3,6-107

Siemens SWT 3,6-107	
Potencia	3,6 MW
Diámetro de rotor	107 m
Área de barrido	9000 m ²
altura de torre	80 m
Velocidad Viento inicio	3,5 m/s
velocidad viento de paro	25 m/s
Generador	Asíncrono

A continuación se muestran los valores de curvas de potencia y empuje en WASP turbine editor:

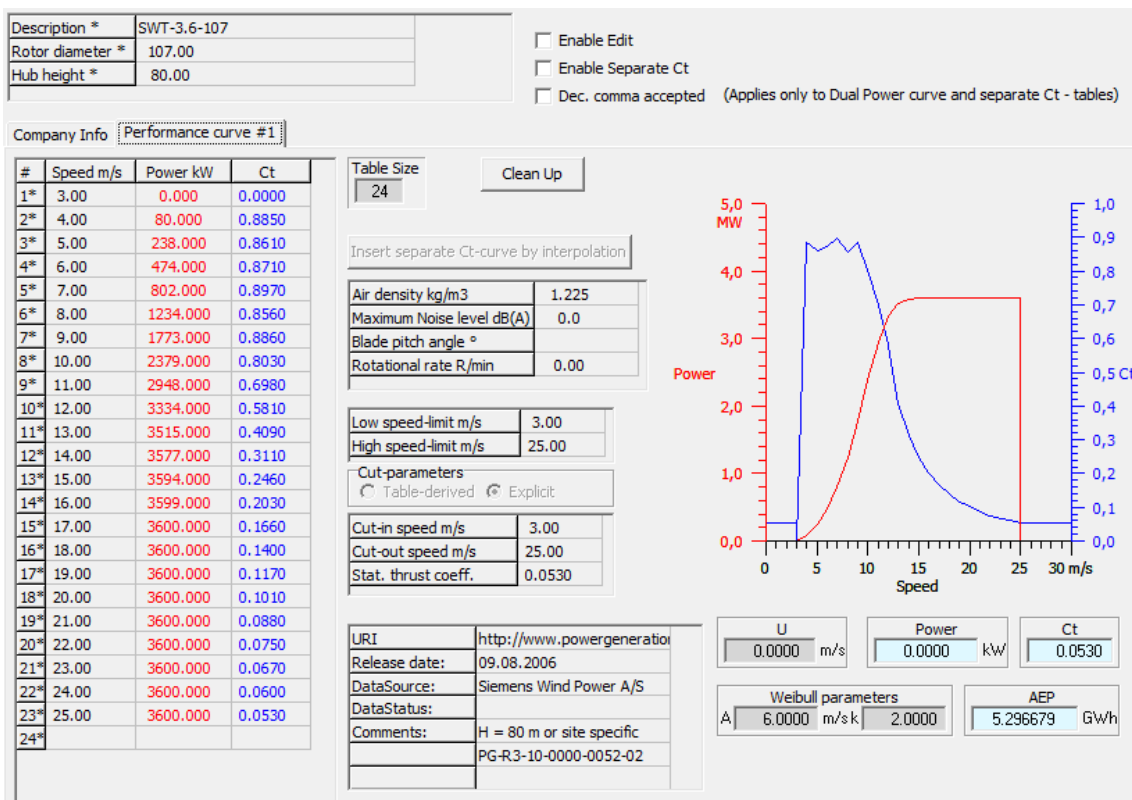


Figura 2.12 Curvas de potencia y empuje aerogenerador Siemens SWT 3,6-107

2.5 Localización de los aerogeneradores.

Se han estudiado dos implantaciones diferentes para cada una de las alternativas tecnológicas que hemos elegido.

Para cada uno de los casos, se han realizado varias configuraciones hasta alcanzar una configuración óptima, maximizando la producción y reduciendo al mínimo las pérdidas. Las simulaciones se han hecho para cada una de las 4 máquinas, tanto para el caso de mantener la misma potencia del parque de 25,08 MW como para aumentar la potencia en un 40% a 35,1 MW.

Todas las ubicaciones de los diferentes aerogeneradores se harán respetando los caminos ya existentes en el parque para minimizar la obra a realizar y por consiguiente, el coste final. También se han tenido en cuenta dos parques eólicos que están situados al norte y al este del parque estudiado, con el objeto de ver la posible influencia de estos sobre la producción final. Sin embargo, se encuentran lo suficientemente alejados como para interferir en la producción y por tanto la influencia es mínima, prácticamente inapreciable.

En la siguiente imagen puede verse la situación del parque estudiado, así como los parques cercanos:

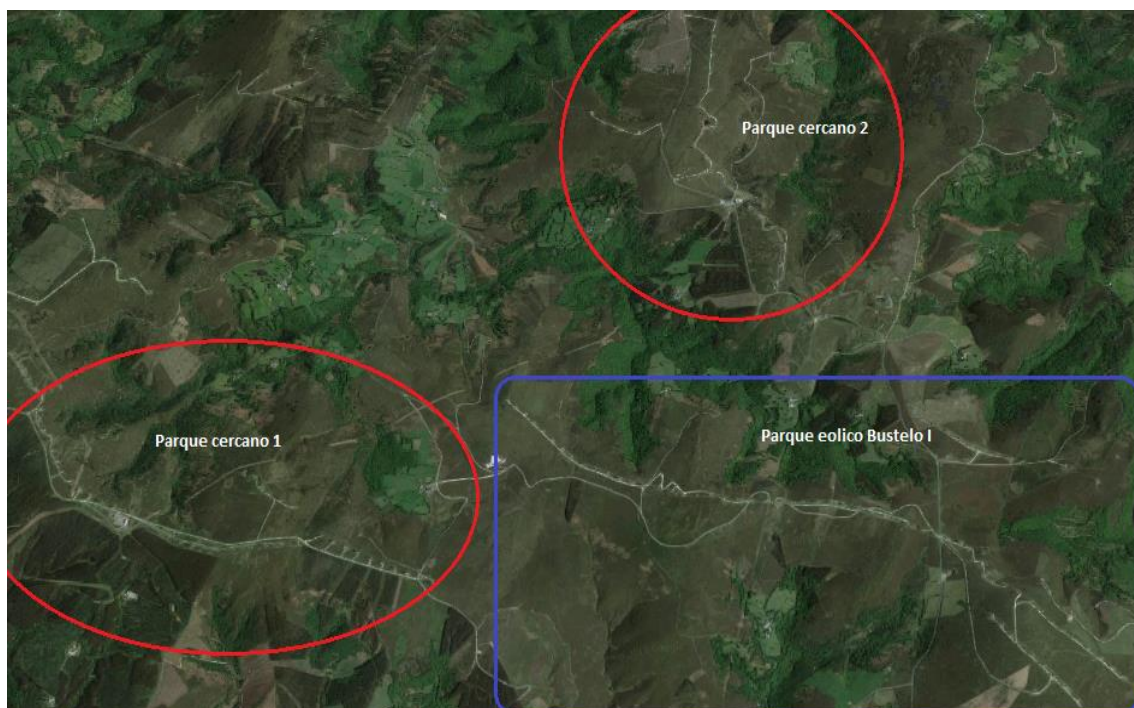


Figura 2.13 Situación de los parques cercanos al parque eólico de Bustelo I

La imagen digitalizada con el programa WAsP de cada uno de los tres parques es la siguiente:

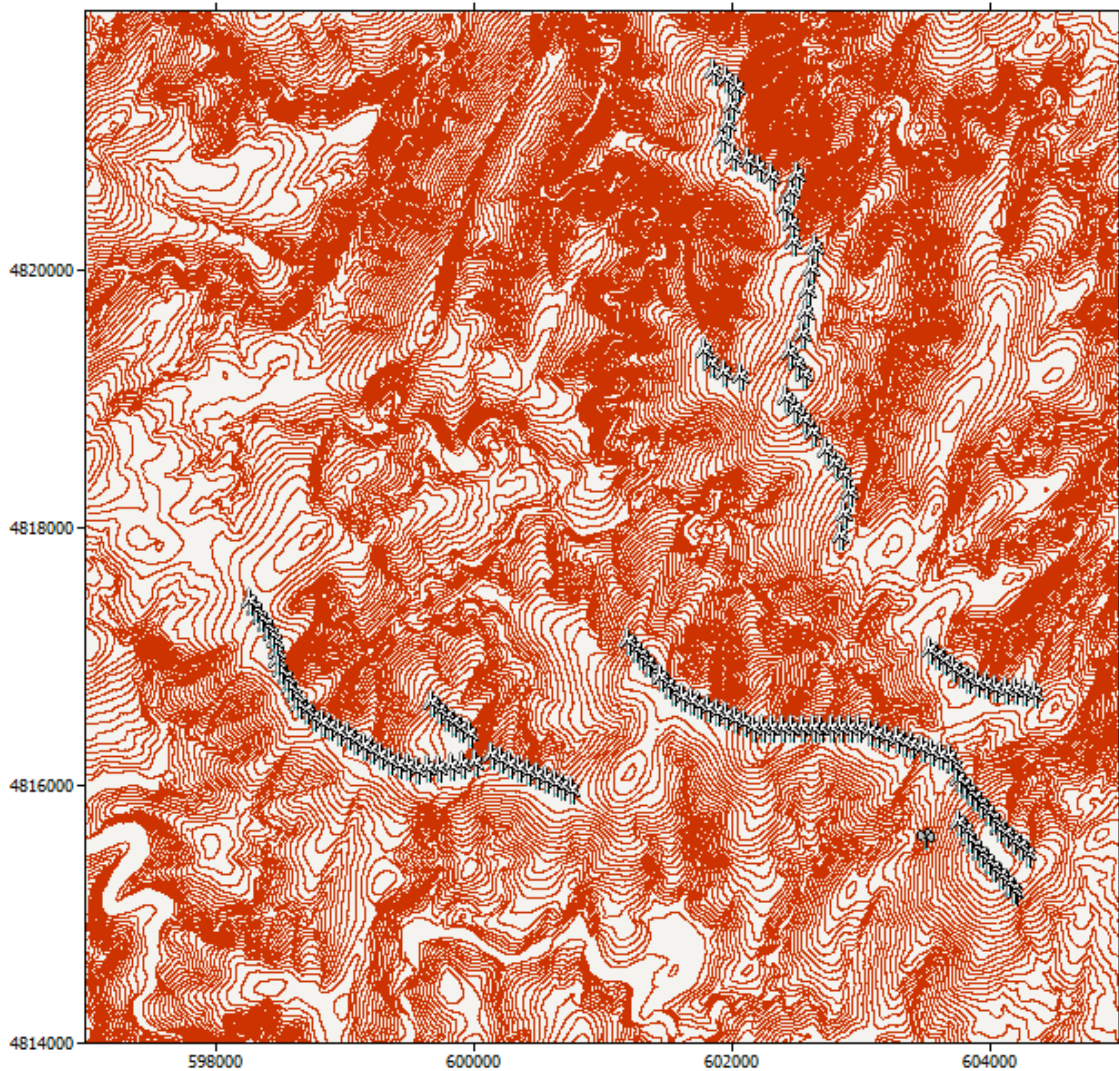


Figura 2.14 Parques cercanos al parque Bustelo I en WAsP

La elección del emplazamiento está ligada a la viabilidad de la instalación, por tanto, de ello depende la capacidad de generación de la energía eléctrica.

Es necesario localizar la ubicación más óptima para maximizar el grado de rentabilidad de la instalación. El programa WAsP, nos da la opción de crear una red de mado, o red de recursos en el que se calculan las variables necesarias para el estudio. Este tipo de representación nos va a permitir conocer mediante una amplia escala de colores, las zonas de mayor y de menor influencia del viento.

El potencial eólico va a depender del emplazamiento de las turbinas, de modo que para cada alternativa se estudiara la ubicación más óptima.

Una vez que hayamos finalizado el análisis podremos decidir con total criterio que tipo de turbina es la más adecuada, y que nos garantice un mayor beneficio eólico y energético.

En La siguiente imagen se muestra el parque eólico estudiado con una red de mallado AEP (producción de energía anual), la cual utilizaremos como referencia a ubicar nuestras nuevas máquinas.

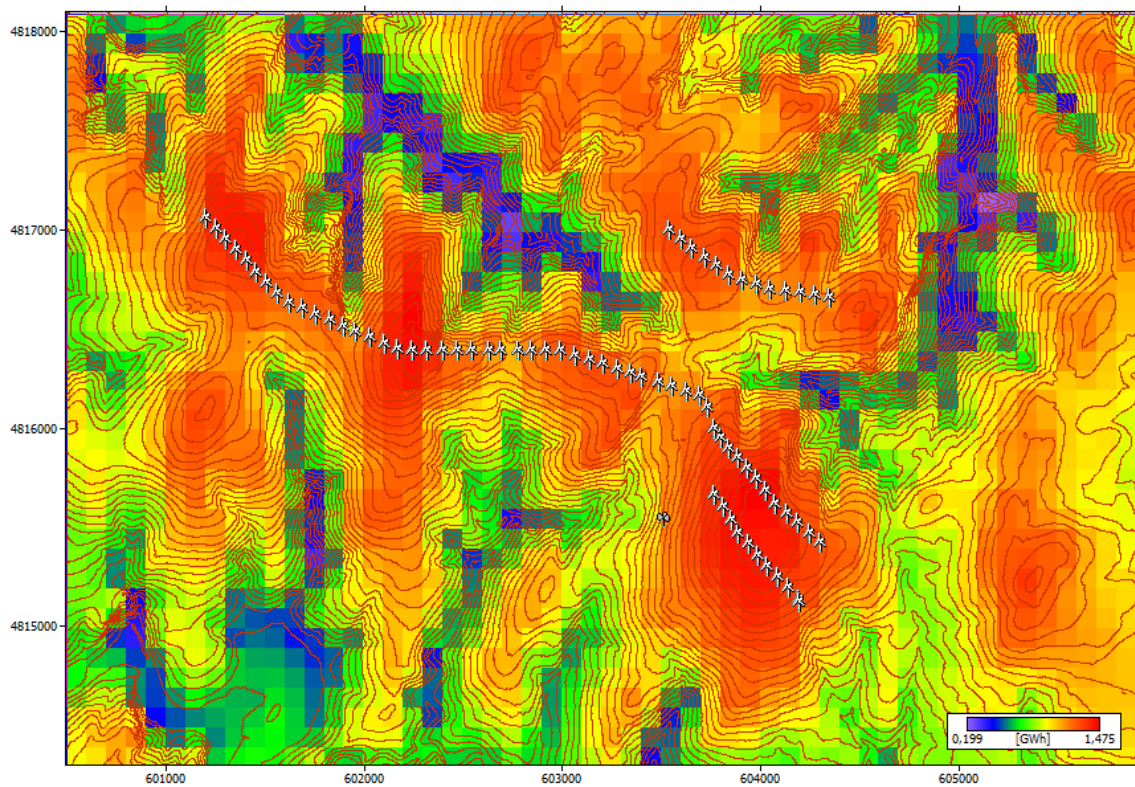


Figura 2.15 Red de mallado AEP parque eólico Bustelo I

2.5.1 Optimización de la nueva configuración.

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

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

2.5.1.1 Aerogenerador Vestas V80 de 2MW

En el caso de que se quisiera mantener la potencia instalada, se necesitarían 12 aerogeneradores Vestas V80 de 2MW.

Tabla 2.11 Coordenadas UTM Vestas V80 de 2 MW para mantener la potencia instalada

Vestas V80-2MW		
A1	604074,9	4815259,0
A2	603887,9	4815767,0
A3	602878,4	4816291,0
A4	603996,6	4815536,0
A5	603406,2	4816178,0
A6	602344,0	4816325,0
A7	603145,7	4816245,0
A8	601248,2	4817086,0
A9	603726,3	4815985,0
A10	602116,8	4816378,0
A11	601548,9	4816659,0
A12	601352,4	4816846,0

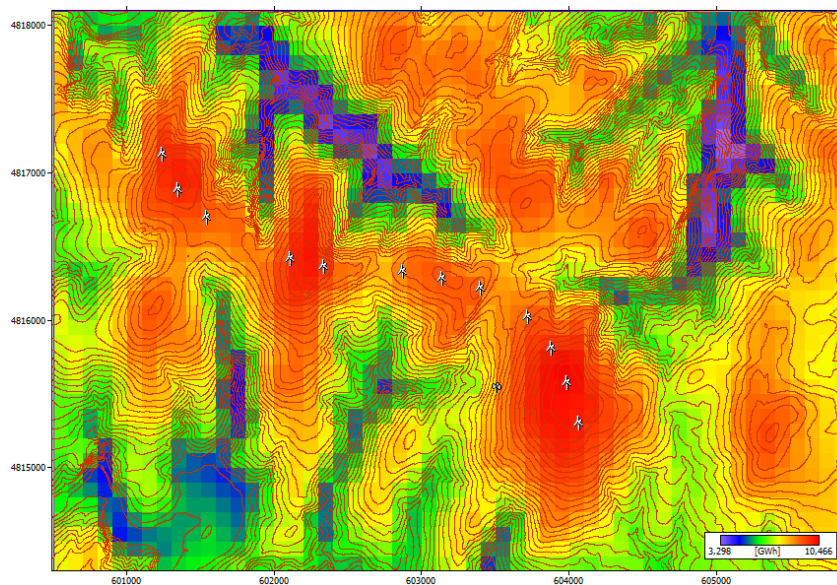


Figura 2.16 Ubicación Vestas V80 de 2 MW en malla de AEP

Si por el contrario, la opción elegida fuese repotenciar en un 40%, se necesitarían un total de 17 aerogeneradores Vestas V80 cuyas coordenadas UTM se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2.12 Coordenadas UTM Vestas V80 de 2 MW para repotenciar en un 40%

Vestas V80-2MW		
A1	603724,2	4816822,0
A2	604179,1	4815427,0
A3	604041,2	4815597,0
A4	603544,7	4816958,0
A5	604075,7	4815173,0
A6	603909,9	4815336,0
A7	603765,6	4815515,0
A8	603763,8	4815914,0
A9	603890,4	4815759,0
A10	603335,4	4816207,0
A11	603038,4	4816285,0
A12	601248,2	4817086,0
A13	602252,5	4816355,0
A14	602029,9	4816405,0
A15	601548,9	4816659,0
A16	601352,4	4816846,0
A17	602470,9	4816318,0

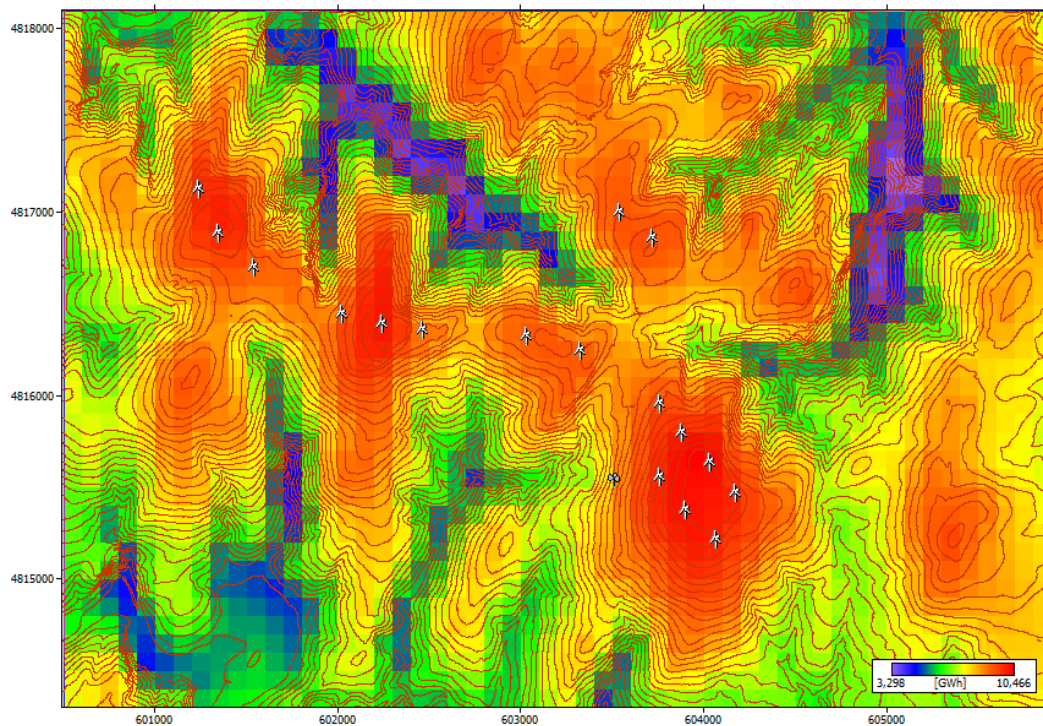


Figura 2.17 Ubicación Vestas V80 de 2 MW en malla de AEP

2.5.1.2 Aerogenerador Vestas V90 de 3MW

Para esta nueva alternativa de aerogenerador Vestas V90 de 3 MW, de potencia mayor que el anterior, será necesario la instalación de 8 aerogeneradores para una potencia igual a la instalada anteriormente en el parque eólico.

Tabla 2.13 Coordenadas UTM Vestas V90 de 3 MW para mantener la potencia instalada

Vestas V90-3MW		
A1	604088,3	4815205,0
A2	603887,9	4815767,0
A3	604004,1	4815499,0
A4	602217,1	4816345,0
A5	601303,6	4817004,0
A6	603212,6	4816225,0
A7	603747,0	4816792,0
A8	601489,3	4816760,0

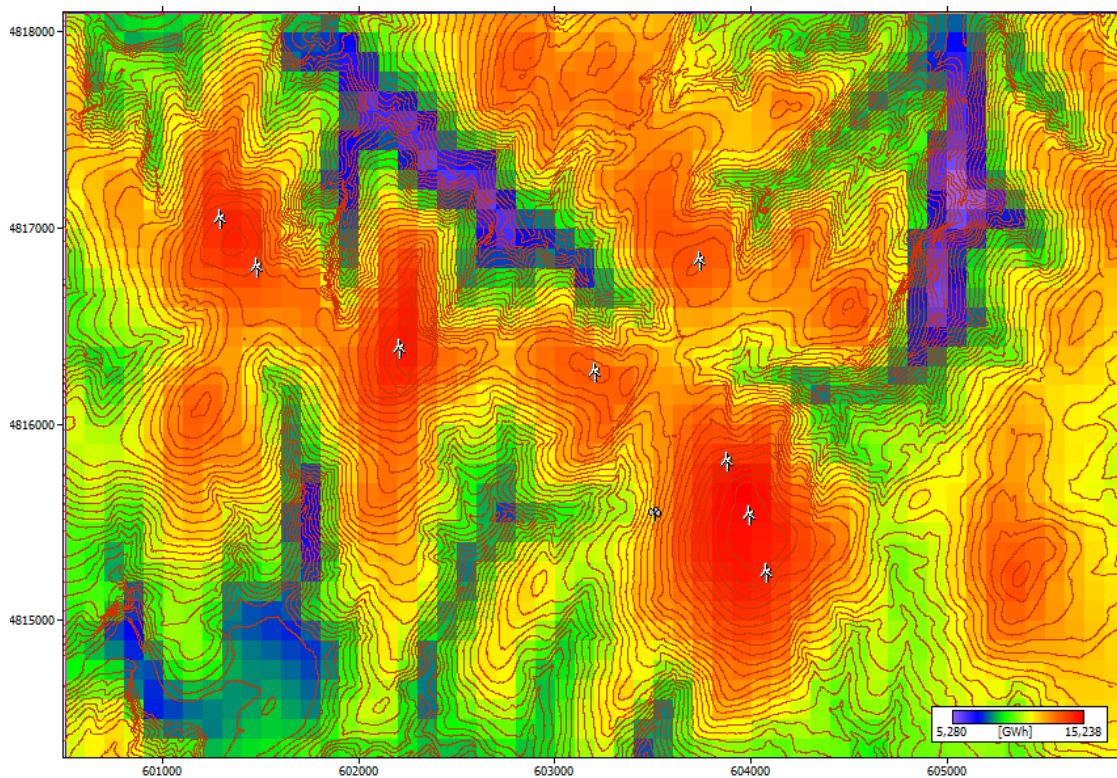


Figura 2.18 Ubicación Vestas V90 de 3 MW en malla de AEP

En el caso de que la opción sea la de repotenciar en un 40%, sería necesario instalar un total de 11 aerogeneradores Vestas V90 de 3 MW. Las coordenadas UTM en el emplazamiento serían las siguientes:

Tabla 2.14 Coordenadas UTM Vestas V90 de 3 MW para repotenciar en un 40%

Vestas V90-3MW		
A1	604088,3	4815205,0
A2	603887,9	4815767,0
A3	604004,1	4815499,0
A4	603192,4	4816231,0
A5	603479,8	4817046,0
A6	602113,1	4816370,0
A7	601214,9	4817062,0
A8	603710,5	4816025,0
A9	602395,5	4816298,0
A10	603747,0	4816792,0
A11	601430,4	4816833,0

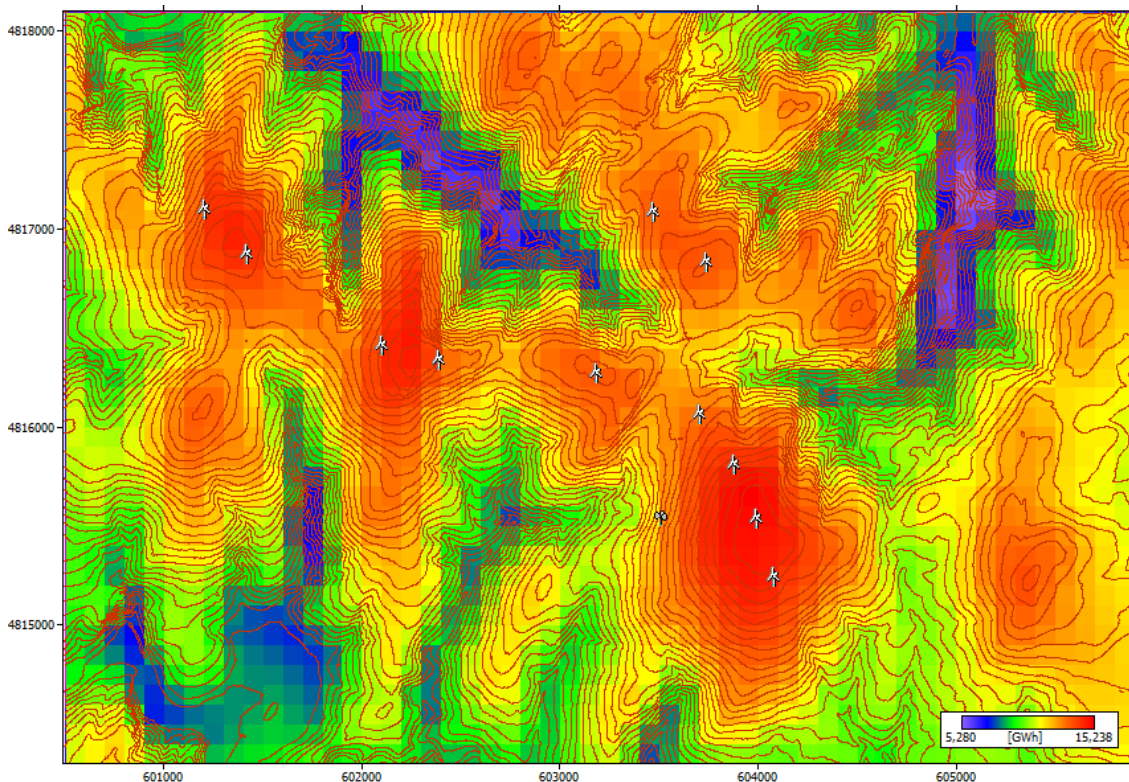


Figura 2.19 Ubicación Vestas V90 de 3MW en mallado AEP

2.5.1.3 Aerogenerador Siemens SWT 2,3-93.

Para la alternativa de aerogeneradores Siemens SWT 2,3-93 sería necesario un total de 10 máquinas para la opción de mantener la potencia inicial instalada en el parque de 25 MW. Para este caso, la ubicación de los aerogeneradores más óptima en coordenadas UTM se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.15 Coordenadas UTM Siemens SWT 2,3-93 para mantener la potencia instalada

Siemens SWT 2,3-93		
A1	604021,3	4815421,0
A2	603935,1	4815665,0
A3	604083,8	4815159,0
A4	603763,8	4815914,0
A5	603533,9	4816958,0
A6	603098,9	4816278,0
A7	601222,3	4817077,0
A8	602288,5	4816350,0
A9	601584,3	4816632,0
A10	601398,0	4816844,0
A11	603795,6	4816778,0

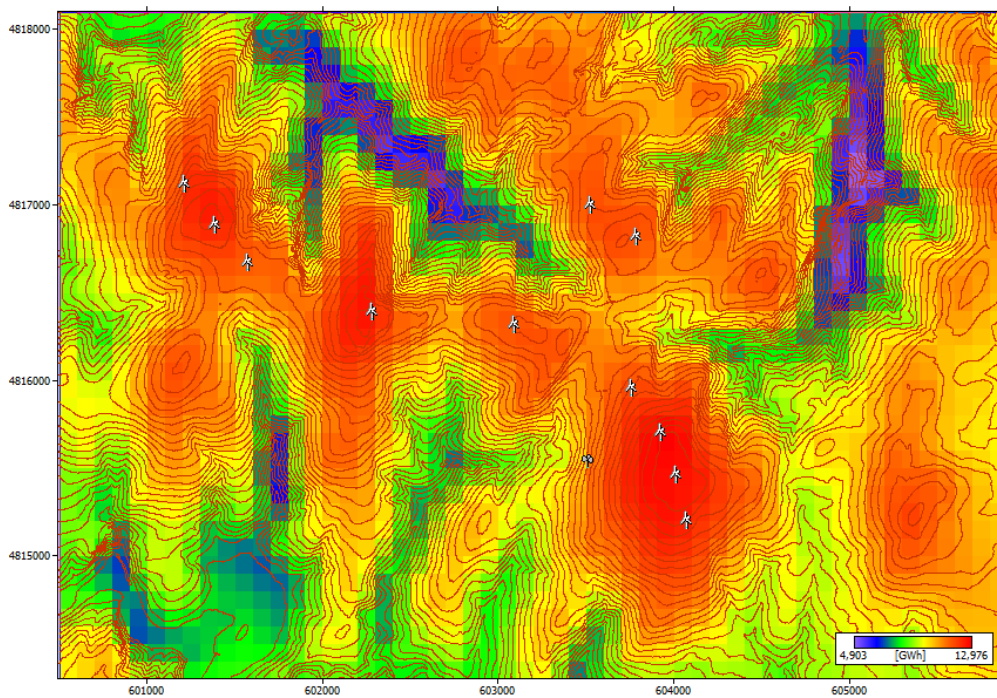


Figura 2.20 Ubicación Siemens SWT 2,3-93 en mallado AEP

Por el contrario, si la opción fuese la de repotenciar en un 40% utilizando esta misma tecnología, sería necesaria la instalación de un total de 15 aerogeneradores.

Tabla 2.16 Coordenadas UTM Siemens SWT 2,3-93 para repotenciar en un 40%

Siemens SWT 2,3-93		
A1	604021,3	4815421,0
A2	603935,1	4815665,0
A3	604083,8	4815159,0
A4	603791,2	4816763,0
A5	602557,8	4816325,0
A6	603763,8	4815914,0
A7	603533,9	4816958,0
A8	603399,6	4816184,0
A9	603098,9	4816278,0
A10	601248,2	4817086,0
A11	602288,5	4816350,0
A12	602029,9	4816405,0
A13	601548,9	4816659,0
A14	601379,7	4816866,0
A15	601756,0	4816519,0

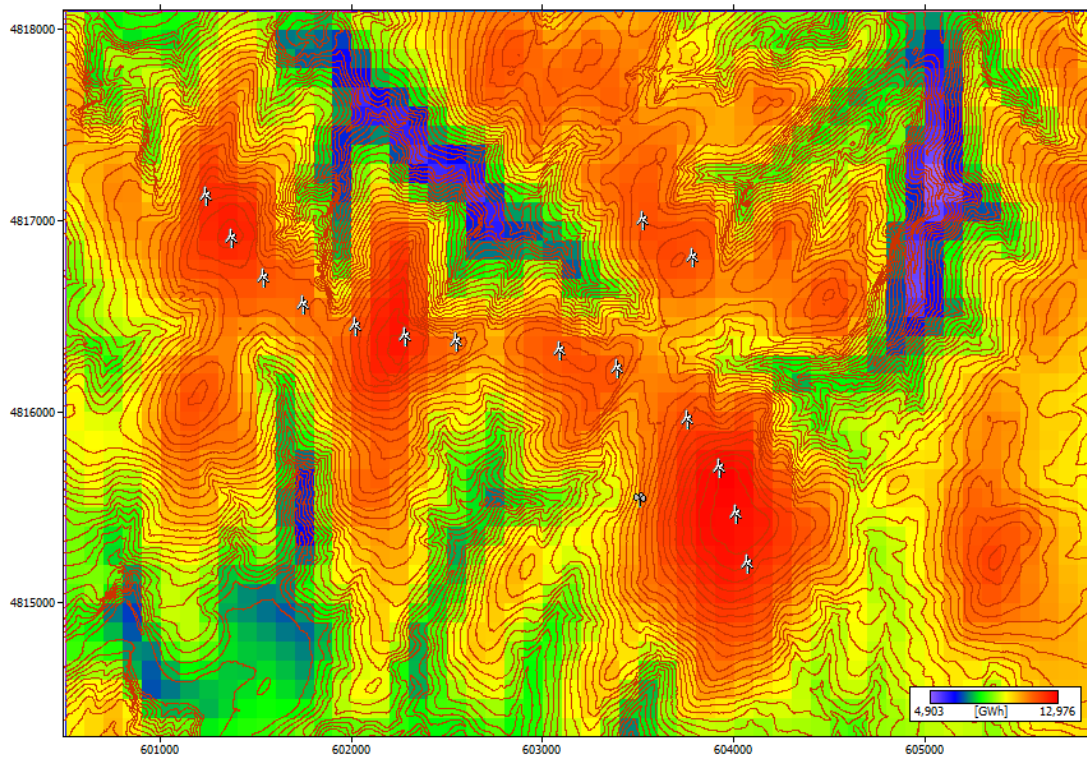


Figura 2.21 Ubicación Siemens SWT 2,3-93 en mallado AEP

2.5.1.4 Aerogenerador Siemens SWT 3,6-107.

Esta nueva alternativa de aerogenerador Siemens, es la de mayor potencia que se ha elegido para las simulaciones. Con una potencia de 3,6 MW y diámetro de rotor 107 metros, sería necesario un total de 7 aerogeneradores para mantener la potencia del parque en 25 MW.

Tabla 2.17 Coordenadas UTM Siemens SWT 3,6-106 para mantener la potencia instalada

Siemens SWT 3,6-107		
A1	604030,4	4815479,0
A2	603866,4	4815768,0
A3	604177,9	4815167,0
A4	601317,7	4816911,0
A5	602217,0	4816358,0
A6	603686,9	4816779,0
A7	603225,9	4816218,0

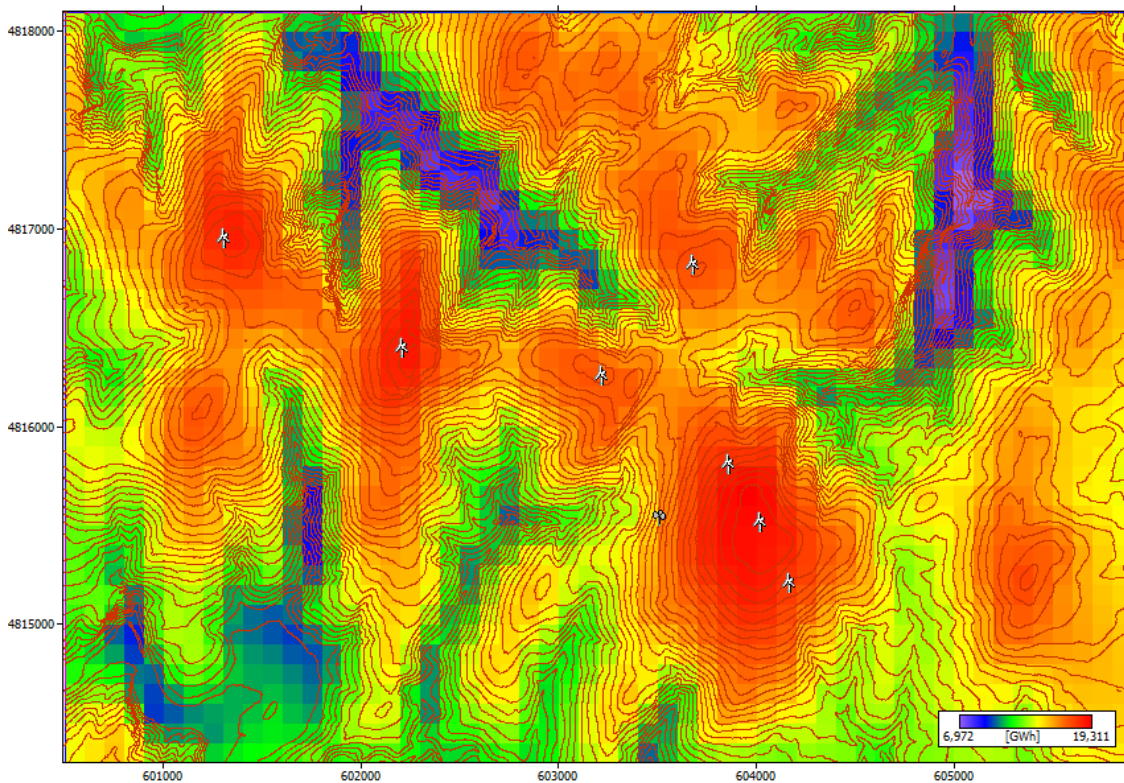


Figura 2.22 Ubicación Siemens SWT 3,6.107 en mallado AEP

En el caso de que la opción sea la de repotenciar en un 40%, sería necesaria la instalación de 9 aerogeneradores Siemens SWT 3,6-107. La ubicación en coordenadas UTM se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 2.18 Coordenadas UTM Siemens SWT 3,6-107 para repotenciar en un 40%

Siemens SWT 3,6-107		
A1	604030,4	4815479,0
A2	603866,4	4815768,0
A3	604177,9	4815167,0
A4	603773,8	4816706,0
A5	603533,9	4816958,0
A6	603098,9	4816278,0
A7	601222,3	4817077,0
A8	602288,5	4816350,0
A9	601398,0	4816844,0

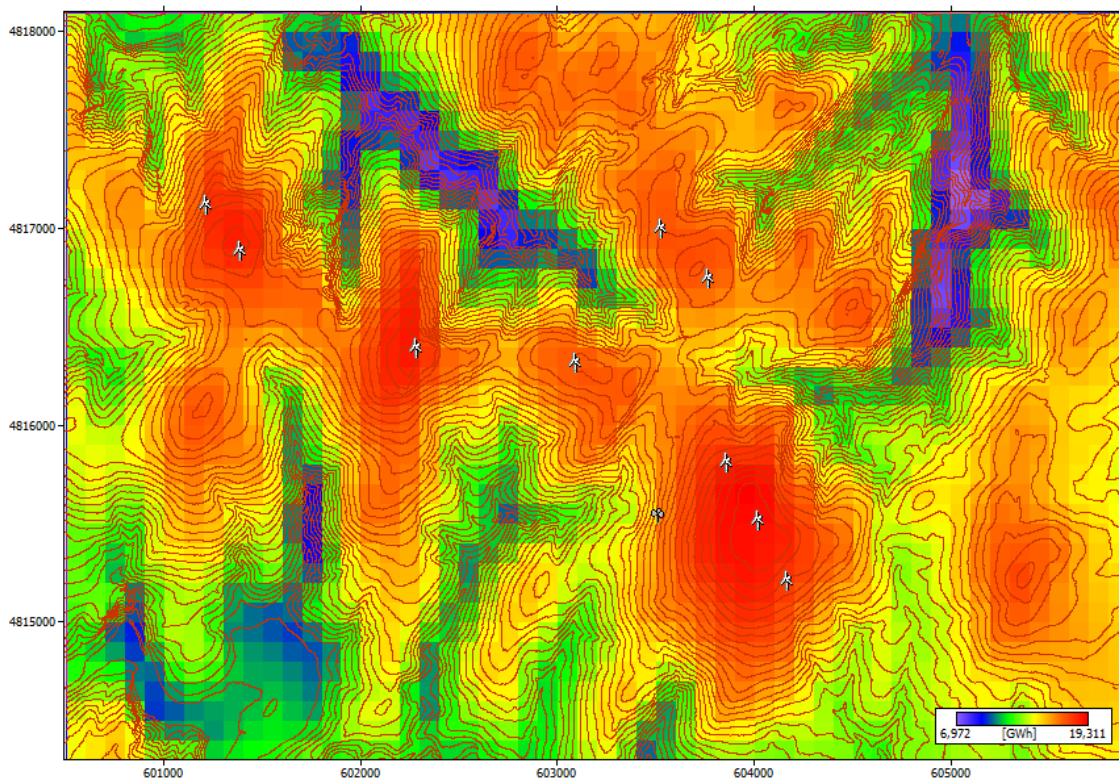


Figura 2.23 Ubicación Siemens SWT 3,6-107 en mallado AEP

2.6 Evaluación de la energía media anual producida.

La estimación de la energía media anual producida se ha realizado con el programa WASP. Para ello se ha elegido la configuración óptima en el emplazamiento para cada una de las alternativas, utilizando una red de mallado o red de recursos AEP (producción energética anual) que se ha visto en el apartado anterior.

Hay que tener en cuenta que el programa WASP asume que la disponibilidad del parque es del 100 % y no tiene en cuenta ningún tipo de pérdidas eléctricas, perdidas por desconexión y otros tipos. Debido a esto, a la potencia neta obtenida con el programa, se le debe de aplicar una serie de pérdidas ocasionadas por:

- Indisponibilidad de los aerogeneradores y de las instalaciones eléctricas (97%)
- Perdidas de energía en las instalaciones eléctricas (97%)
- Otras pérdidas: protección de avifauna, paradas de mantenimiento, modelo de la curva de potencia (0,92%)

Tabla 2.19 Pérdidas del parque

Pérdidas	
Disponibilidad	97%
Eléctricas	97%
Otras pérdidas	90%
Total	84,64%

Por tanto, teniendo en cuenta la potencia neta generada, después modificada con los correspondientes factores de corrección, se obtienen las horas equivalentes para cada máquina, que va a ser el factor principal a tener en cuenta a la hora de elegir la turbina.

A continuación se presentará la producción media anual bruta de cada aerogenerador haciendo referencia a los siguientes conceptos:

- Producción neta: producción por aerogenerador considerando su integración en el parque y sus pérdidas por efecto estela. (modelo WASP)
- Producción neta corregida: producción neta aplicando los factores de corrección por pérdidas.
- Horas equivalentes: Tiempo equivalente anual de funcionamiento, considerando pérdidas de producción por mantenimiento, indisponibilidades de red, etc. Es un factor que mide la productividad y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Horas equivalentes} = \text{Potencia neta} / \text{Potencia Instalada}$$

La media de horas equivalentes en España es de unas 2500 horas, sin embargo en zonas como Galicia o la zona de Tarifa asciende a más de 3000 horas.

2.6.1 Aerogenerador Vestas V80 de 2MW

La instalación de 12 aerogeneradores Vestas V80 de 2 MW supone una potencia instalada en el parque de 24 MW. La tabla que se muestra a continuación, es un listado de las turbinas que nos proporciona el programa WAsP, con los datos de viento, la producción y las pérdidas por efecto estela de cada una de ellas.

Tabla 2.20 Descripción de producción por aerogenerador Vestas V80 de 2 MW para parque 25 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	604074,9	4815259,0	796,0	9,8	-0,9	67,0	10,64	10,043	9,890	1,53
Turbine site 002	603887,9	4815767,0	772,0	10,6	-0,1	67,0	10,75	10,133	9,976	1,54
Turbine site 003	602878,4	4816291,0	707,0	13,2	2,6	67,0	9,88	8,808	8,533	3,12
Turbine site 004	603996,6	4815536,0	800,0	11,1	0,5	67,0	10,92	10,291	10,108	1,78
Turbine site 005	603406,2	4816178,0	715,0	10,6	0,0	67,0	9,71	9,015	8,781	2,59
Turbine site 006	602344,0	4816325,0	742,0	13,1	2,5	67,0	10,71	9,742	9,439	3,11
Turbine site 007	603145,7	4816245,0	719,0	12,7	2,0	67,0	10,10	9,266	8,972	3,18
Turbine site 008	601248,2	4817086,0	681,0	10,6	0,0	67,0	10,42	9,852	9,773	0,8
Turbine site 009	603726,3	4815985,0	710,0	9,9	-0,8	67,0	9,81	9,206	9,086	1,3
Turbine site 010	602116,8	4816378,0	736,0	12,5	1,8	67,0	10,60	9,819	9,533	2,91
Turbine site 011	601548,9	4816659,0	682,0	10,2	-0,4	67,0	9,84	9,080	8,946	1,48
Turbine site 012	601352,4	4816846,0	698,0	10,0	-0,6	67,0	10,44	9,829	9,673	1,59

Teniendo en cuenta los factores de corrección por pérdidas del 84,64 % calculados en el apartado anterior, los datos obtenidos de producción anual para la V80 de Vestas son de 94.676,84 MWh/año con un porcentaje de pérdidas por efecto estela del 2% , una velocidad media en máquina de 10,32 m/s y una densidad de potencia de 1272 W/m². Con todos estos datos las horas equivalentes del parque ascienden a 3774,97 horas

Tabla 2.21 Resultados Vestas V80 de 2MW para parque 25 MW

AEROGENERADOR VESTAS								
Modelo	Turbinas	Altura hub (m)	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Perdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Densidad energética (W/m2)	Horas equivalentes
V80-2MW	12	67	112.710	94.676,84	2	10,32	1272	3774,97

Para una repotenciación del parque del 40% , sería necesaria la instalación de 17 aerogeneradores Vestas V80 de 2 MW, lo que supone una potencia instalada en el parque de 34 MW. En la siguiente tabla se muestra el listado de las turbinas que nos proporciona el programa WASP, con los datos de viento, la producción y las pérdidas por efecto estela de cada una de ellas.

Tabla 2.22 Descripción de producción por aerogenerador Vestas V80 de 2 MW para repotenciar un 40%

	Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
⌘	Turbine site 001	603724,2	4816822,0	710,0	12,8	2,2	67,0	9,96	9,435	9,128	3,26
⌘	Turbine site 002	604179,1	4815427,0	800,0	10,0	-0,6	67,0	10,65	9,960	9,371	5,92
⌘	Turbine site 003	604041,2	4815597,0	800,0	11,1	0,5	67,0	11,03	10,358	9,783	5,55
⌘	Turbine site 004	603544,7	4816958,0	691,0	12,7	2,0	67,0	9,87	9,345	9,110	2,52
⌘	Turbine site 005	604075,7	4815173,0	785,0	9,4	-1,3	67,0	10,48	9,922	9,556	3,69
⌘	Turbine site 006	603909,9	4815336,0	800,0	10,6	0,0	67,0	10,88	10,271	9,588	6,64
⌘	Turbine site 007	603765,6	4815515,0	775,0	10,5	-0,1	67,0	10,53	9,974	9,302	6,74
⌘	Turbine site 008	603763,8	4815914,0	726,0	9,8	-0,9	67,0	10,09	9,501	9,309	2,02
⌘	Turbine site 009	603890,4	4815759,0	774,0	10,6	0,0	67,0	10,80	10,174	9,756	4,11
⌘	Turbine site 010	603335,4	4816207,0	720,0	11,3	0,6	67,0	9,94	9,241	8,970	2,94
⌘	Turbine site 011	603038,4	4816285,0	714,0	13,2	2,6	67,0	10,05	9,133	8,820	3,43
⌘	Turbine site 012	601248,2	4817086,0	681,0	10,6	0,0	67,0	10,42	9,852	9,754	0,99
⌘	Turbine site 013	602252,5	4816355,0	750,0	13,1	2,4	67,0	10,99	10,165	9,681	4,75
⌘	Turbine site 014	602029,9	4816405,0	716,0	11,7	1,0	67,0	10,12	9,216	8,855	3,92
⌘	Turbine site 015	601548,9	4816659,0	682,0	10,2	-0,4	67,0	9,84	9,080	8,916	1,81
⌘	Turbine site 016	601352,4	4816846,0	698,0	10,0	-0,6	67,0	10,44	9,829	9,655	1,77
⌘	Turbine site 017	602470,9	4816318,0	722,0	13,3	2,6	67,0	10,18	8,965	8,608	3,99

Teniendo en cuenta los factores de corrección por pérdidas del 84,64 %, los datos obtenidos de producción anual para una repotenciación del 40% con el aerogenerador V80 de Vestas son de 132.856,08 MWh/año, con un porcentaje de pérdidas por efecto estela del 3,8 %, una velocidad media en máquina de 10,37 m/s y una densidad de potencia de 1281 W/m². Con todos estos datos las horas equivalentes del parque ascienden a 3783,77 horas









Tabla 2.23 Resultados para Aerogenerador Vestas V80 de 2 MW para repotenciar al 40%

AEROGENERADOR VESTAS								
Modelo	Turbinas	Altura hub (m)	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Perdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Densidad energética (W/m ²)	Horas equivalentes
V80-2MW	17	67	158.162	132.856,08	3,8	10,37	1281	3783,77

2.6.2 Aerogeneradores Vestas V90 de 3MW

Para mantener la misma potencia instalada del parque, serían necesarios 8 aerogeneradores Vestas V90 de 3 MW, lo que supone un total de 24 MW. Los resultados para cada uno de los aerogeneradores se muestran en la siguiente tabla que nos proporciona el programa WAsP:

Tabla 2.24 Descripción de producción por aerogenerador Vestas V90 de 3 MW para parque de 25 MW.

	Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
	Turbine site 001	604088,3	4815205,0	788,0	9,5	-1,2	80,0	10,72	14,482	14,264	1,5
	Turbine site 002	603887,9	4815767,0	772,0	10,6	-0,1	80,0	10,93	14,767	14,599	1,13
	Turbine site 003	604004,1	4815499,0	800,0	10,9	0,3	80,0	11,08	14,952	14,693	1,73
	Turbine site 004	602217,1	4816345,0	750,0	13,0	2,4	80,0	11,12	14,772	14,611	1,09
	Turbine site 005	601303,6	4817004,0	694,0	10,7	0,1	80,0	10,77	14,514	14,411	0,71
	Turbine site 006	603212,6	4816225,0	720,0	12,1	1,5	80,0	10,27	13,521	13,331	1,41
	Turbine site 007	603747,0	4816792,0	709,0	12,6	1,9	80,0	10,10	13,622	13,421	1,47
	Turbine site 008	601489,3	4816760,0	684,0	10,2	-0,4	80,0	10,36	13,786	13,636	1,09

Teniendo en cuenta los factores de corrección por pérdidas del 84,64 %, los datos obtenidos de producción anual para mantener la potencia instalada en el parque con el aerogenerador V90 de Vestas son de 94.891,44 MWh/año, con un porcentaje de pérdidas por efecto estela del 1,27 %, una velocidad media en máquina de 10,67 m/s y una densidad de potencia de 1351 W/m². Con todos estos datos las horas equivalentes del parque ascienden a 3783,55 horas

Tabla 2.25 Resultados Vestas V90 de 3 MW para parque de 25 MW

AEROGENERADOR VESTAS								
Modelo	Turbinas	Altura hub (m)	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Perdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Densidad energética (W/m2)	Horas equivalentes
V90-3MW	8	80	112.966	94.891,44	1,27	10,67	1351	3783,55

Para una repotenciación del 40 %, utilizando aerogeneradores Vestas del modelo V90 de 3 MW, sería necesario un total de 11 aerogeneradores, lo que supondría una potencia total instalada de 33 MW. Los resultados de cada una de las maquinas que nos proporciona el programa WAsP son los siguientes:

Tabla 2.26 Descripción de producción por aerogenerador Vestas V90 de 3 MW para repotenciar un 40%

	Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
✻	Turbine site 001	604088,3	4815205,0	788,0	9,5	-1,2	80,0	10,72	14,482	14,254	1,58
✻	Turbine site 002	603887,9	4815767,0	772,0	10,6	-0,1	80,0	10,93	14,767	14,505	1,77
✻	Turbine site 003	604004,1	4815499,0	800,0	10,9	0,3	80,0	11,08	14,952	14,662	1,94
✻	Turbine site 004	603192,4	4816231,0	720,0	12,2	1,5	80,0	10,29	13,523	13,193	2,44
✻	Turbine site 005	603479,8	4817046,0	681,0	12,0	1,4	80,0	9,96	13,416	13,181	1,75
✻	Turbine site 006	602113,1	4816370,0	735,0	12,5	1,9	80,0	10,78	14,274	13,889	2,69
✻	Turbine site 007	601214,9	4817062,0	677,0	10,1	-0,5	80,0	10,42	14,010	13,895	0,82
✻	Turbine site 008	603710,5	4816025,0	705,0	9,5	-1,1	80,0	9,94	13,276	13,084	1,45
✻	Turbine site 009	602395,5	4816298,0	727,0	12,9	2,2	80,0	10,56	13,582	13,195	2,85
✻	Turbine site 010	603747,0	4816792,0	709,0	12,6	1,9	80,0	10,10	13,622	13,281	2,5
✻	Turbine site 011	601430,4	4816833,0	692,0	10,7	0,0	80,0	10,62	14,260	14,084	1,23

Teniendo en cuenta los factores de corrección por pérdidas del 84,64 %, la producción anual al repotenciar el parque en un 40% con el aerogenerador Vestas V90 de 3 MW sería de 127.028,16 MWh/año, con un porcentaje de pérdidas por efecto estela del 1,91 %, una velocidad media en máquina de 10,49 m/s y una densidad de potencia de 1295 W/m². Con todos estos datos las horas equivalentes del parque ascienden a 3617,79 horas

Tabla 2.27 Resultados aerogenerador Vestas V90 de 3 MW para repotenciar un 40%

AEROGENERADOR VESTAS								
Modelo	Turbinas	Altura hub (m)	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Perdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Densidad energética (W/m ²)	Horas equivalentes
V80-2MW	11	80	151.224	127.028,16	1,91	10,49	1295	3617,79

2.6.3 Aerogenerador Siemens SWT de 2,3 MW

Para mantener la potencia instalada en el parque, serán necesarios 11 aerogeneradores Siemens SWT 2,3-93, que suman una potencia total instalada de 25,1 MW. La tabla que se muestra a continuación, es un listado de las turbinas que nos proporciona el programa WASP, con los datos de viento, la producción y las pérdidas por efecto estela de cada una de ellas.

Tabla 2.28 Descripción de producción por aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 para parque de 25 MW

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	604021,3	4815421,0	800,0	10,9	0,3	80,0	10,99	12,706	12,374	2,61
Turbine site 002	603935,1	4815665,0	800,0	11,1	0,4	80,0	11,30	12,971	12,686	2,2
Turbine site 003	604083,8	4815159,0	782,0	9,3	-1,3	80,0	10,65	12,412	12,155	2,07
Turbine site 004	603763,8	4815914,0	726,0	9,8	-0,9	80,0	10,31	11,957	11,801	1,3
Turbine site 005	603533,9	4816958,0	690,0	12,8	2,2	80,0	10,08	11,781	11,548	1,98
Turbine site 006	603098,9	4816278,0	720,0	12,9	2,3	80,0	10,36	11,753	11,474	2,38
Turbine site 007	601222,3	4817077,0	676,0	10,4	-0,2	80,0	10,45	12,167	12,043	1,02
Turbine site 008	602288,5	4816350,0	750,0	13,5	2,8	80,0	11,10	12,575	12,345	1,83
Turbine site 009	601584,3	4816632,0	682,0	10,6	0,0	80,0	10,04	11,478	11,244	2,04
Turbine site 010	601398,0	4816844,0	695,0	10,4	-0,2	80,0	10,66	12,345	12,111	1,9
Turbine site 011	603795,6	4816778,0	703,0	12,5	1,8	80,0	9,96	11,635	11,325	2,67

Teniendo en cuenta los factores de corrección por pérdidas del 84,64 %, los datos de producción anual obtenidos para mantener la potencia instalada en el parque con el aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 son de 110.129,88 MWh/año, con un porcentaje de pérdidas por efecto estela del 2 %, una velocidad media en máquina de 10,54 m/s y una densidad de potencia de 1308 W/m². Con todos estos datos las horas equivalentes del parque ascienden a 4352,14 horas

Tabla 2.29 Resultados aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 para parque de 25 MW

AEROGENERADOR SIEMENS								
Modelo	Turbinas	Altura hub (m)	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Pérdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Densidad energética (W/m ²)	Horas equivalentes
SWT 2,3-93	11	80	131.107	110.129,88	2	10,54	1308	4352,14

. Para una repotenciación del parque del 40% , sería necesaria la instalación de 15 aerogeneradores Siemens SWT 2,3-93, lo que supone una potencia instalada en el parque de 34,5 MW.

Tabla 2.30 Descripción de producción por aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 para repotenciar un 40%

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	604021,3	4815421,0	800,0	10,9	0,3	80,0	10,99	12,706	12,353	2,78
Turbine site 002	603935,1	4815665,0	800,0	11,1	0,4	80,0	11,30	12,971	12,663	2,38
Turbine site 003	604083,8	4815159,0	782,0	9,3	-1,3	80,0	10,65	12,412	12,137	2,22
Turbine site 004	603791,2	4816763,0	703,0	12,3	1,7	80,0	9,94	11,613	11,183	3,7
Turbine site 005	602557,8	4816325,0	720,0	13,4	2,7	80,0	10,25	11,236	10,701	4,76
Turbine site 006	603763,8	4815914,0	726,0	9,8	-0,9	80,0	10,31	11,957	11,744	1,79
Turbine site 007	603533,9	4816958,0	690,0	12,8	2,2	80,0	10,08	11,781	11,453	2,78
Turbine site 008	603399,6	4816184,0	720,0	10,7	0,0	80,0	9,98	11,544	11,114	3,73
Turbine site 009	603098,9	4816278,0	720,0	12,9	2,3	80,0	10,36	11,753	11,260	4,19
Turbine site 010	601248,2	4817086,0	681,0	10,6	0,0	80,0	10,59	12,327	12,172	1,25
Turbine site 011	602288,5	4816350,0	750,0	13,5	2,8	80,0	11,10	12,574	11,839	5,84
Turbine site 012	602029,9	4816405,0	716,0	11,7	1,0	80,0	10,35	11,732	11,087	5,5
Turbine site 013	601548,9	4816659,0	682,0	10,2	-0,4	80,0	10,09	11,577	11,227	3,02
Turbine site 014	601379,7	4816866,0	700,0	10,5	-0,2	80,0	10,73	12,420	12,122	2,4
Turbine site 015	601756,0	4816519,0	687,0	10,6	0,0	80,0	10,10	11,350	10,962	3,43

Teniendo en cuenta los factores de corrección por pérdidas del 84,64 %, los datos obtenidos de producción anual para aumentar la potencia del parque en un 40% con el aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 son de 146,879,10 MWh/año, con un porcentaje de pérdidas por efecto estela del 3,3 %, una velocidad media en máquina de 10,45 m/s y una densidad de potencia de 1298 W/m². Con todos estos datos las horas equivalentes del parque ascienden a 4163,08 horas

Tabla 2.31 Resultados aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 para repotenciar un 40%

AEROGENERADOR SIEMENS								
Modelo	Turbinas	Altura hub (m)	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Perdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Densidad energética (W/m ²)	Horas equivalentes
SWT 2,3-93	15	80	174.017	146,879.10	3,3	10,45	1298	4163,08

2.6.4 Aerogenerador Siemens SWT 3,6-107

Para mantener la potencia instalada en el parque, serán necesarios 7 aerogeneradores Siemens SWT 3,6-107, que suman una potencia total instalada de 25,2 MW. Los resultados para cada una de las maquinas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2.32 Descripción de producción por aerogenerador Siemens SWT 3,6-107 para parque de 25 MW

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	604030,4	4815479,0	800,0	10,6	-0,1	80,0	11,04	18,918	18,555	1,92
Turbine site 002	603866,4	4815768,0	767,0	10,4	-0,3	80,0	10,89	18,676	18,426	1,34
Turbine site 003	604177,9	4815167,0	773,0	9,0	-1,6	80,0	10,38	17,852	17,538	1,76
Turbine site 004	601317,7	4816911,0	700,0	10,1	-0,6	80,0	10,76	18,459	18,381	0,42
Turbine site 005	602217,0	4816358,0	750,0	13,0	2,4	80,0	11,13	18,813	18,569	1,3
Turbine site 006	603686,9	4816779,0	710,0	12,5	1,8	80,0	10,15	17,539	17,206	1,9
Turbine site 007	603225,9	4816218,0	720,0	11,9	1,2	80,0	10,26	17,317	16,978	1,96

Teniendo en cuenta los factores de corrección por pérdidas del 84,64 %, los datos de producción anual obtenidos para mantener la potencia instalada en el parque con el aerogenerador Siemens SWT 3,6-107 son de 105.548,52 MWh/año, con un porcentaje de pérdidas por efecto estela del 1,5 %, una velocidad media en máquina de 10,66 m/s y una densidad de potencia de 1306 W/m². Con todos estos datos las horas equivalentes del parque ascienden a 4171,87 horas

Tabla 2.33 Resultados aerogenerador Siemens SWT 3,6.107 para parque de 25 MW

AEROGENERADOR SIEMENS								
Modelo	Turbinas	Altura hub (m)	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Perdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Densidad energética (W/m ²)	Horas equivalentes
SWT 3,6-107	7	80	125.653	105.548.52	1,5	10,66	1306	4171,87

Para una repotenciación del parque del 40% , sería necesaria la instalación de 9 aerogeneradores Siemens SWT 3.6-107, lo que supone una potencia instalada en el parque de 32,4 MW. Los resultados que proporciona WAsP para cada una de las maquinas son los siguientes:

Tabla 2.34 Descripción de producción por aerogenerador Siemens SWT 3,6-107 para repotenciar un 40%

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	604030,4	4815479,0	800,0	10,6	0,0	80,0	11,04	18,918	18,534	2,03
Turbine site 002	603866,4	4815768,0	768,0	10,3	-0,3	80,0	10,89	18,679	18,410	1,44
Turbine site 003	604177,9	4815167,0	773,0	9,0	-1,6	80,0	10,38	17,852	17,527	1,82
Turbine site 004	603773,8	4816706,0	702,0	12,0	1,4	80,0	9,83	16,908	16,402	2,99
Turbine site 005	603533,9	4816958,0	690,0	12,8	2,2	80,0	10,08	17,391	17,013	2,17
Turbine site 006	603098,9	4816278,0	720,0	12,9	2,3	80,0	10,36	17,320	16,794	3,03
Turbine site 007	601222,3	4817077,0	676,0	10,4	-0,2	80,0	10,45	17,972	17,773	1,11
Turbine site 008	602288,5	4816350,0	750,0	13,5	2,8	80,0	11,10	18,639	18,233	2,18
Turbine site 009	601398,0	4816844,0	695,0	10,4	-0,2	80,0	10,66	18,272	17,941	1,81

Teniendo en cuenta los factores de corrección por pérdidas del 84,64 %, los datos obtenidos de producción anual para aumentar la potencia del parque en un 40% con el aerogenerador Siemens SWT 3,6-107 son de 133.247,52 MWh/año, con un porcentaje de pérdidas por efecto estela del 2 %, una velocidad media en máquina de 10,53 m/s y una densidad de potencia de 1304 W/m². Con todos estos datos las horas equivalentes del parque ascienden a 4037,8 horas

Tabla 2.35 Resultados aerogenerador Siemens SWT 3,6-107 para repotenciar un 40%

AEROGENERADOR SIEMENS								
Modelo	Turbinas	Altura hub (m)	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Perdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Densidad energética (W/m ²)	Horas equivalentes
SWT 3,6-107	9	80	158.628	133.247.52	2	10,53	1304	4037,8

2.7 Elección de la maquina a instalar:

Los resultados finales para cada una de las maquinas en los dos escenarios planteados son los siguientes:

Tabla 2.36 Resultados para aerogeneradores parque de 25 MW

Aerogeneradores parque sin repotenciar								
Modelo	Turbinas	Altura hub (m)	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Perdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Densidad energética (W/m ²)	Horas equivalentes
SWT 2,3-93	11	80	131.107	110.129,88	2	10,54	1308	4352,95
SWT 3,6-107	7	80	125.653	105.548,52	1,5	10,66	1306	4171,87
V80-2MW	12	67	112.710	94.676,84	2	10,32	1272	3774,97
V90-3MW	8	80	112.966	94.891,44	1,27	10,67	1351	3783,55

Tabla 2.37 Resultados para aerogeneradores parque repotenciado 40%

Aerogeneradores repotenciando 40 %								
Modelo	Turbinas	Altura hub (m)	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Perdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Densidad energética (W/m ²)	Horas equivalentes
SWT 2,3-93	15	80	174.017	146.879,10	3,3	10,45	1298	4163,08
SWT 3,6-107	9	80	158.628	133.247,52	2	10,53	1304	4037,8
V80-2MW	17	67	158.162	132.856,08	3,8	10,37	1281	3783,77
V80-2MW	11	80	151.224	127.028,16	1,91	10,49	1295	3617,79

Como podemos observar en las tablas resumen, todas las máquinas superan de manera clara las horas medias equivalentes, ello es debido a que el potencial eólico de la zona es muy bueno, ya que teniendo en cuenta los datos de viento utilizados en la simulación con WAsP se dan velocidades de viento de hasta 12 m/s con una media de 9,5 m/s.

Las máquinas de Siemens son las que generan una mayor producción, fijándonos en la curva de potencia y empuje de las mismas, puede verse que la velocidad del viento óptima es de 8-10 m/s prácticamente en los dos casos, y en las tablas podemos observar que la velocidad del viento media para esas máquinas corresponde a unos 10 m/s, y de ahí su gran rendimiento.

De entre las máquinas de Siemens, cabe destacar que la Siemens SWT 2,3-93 supera en horas equivalentes a la SWT-3,6 107, sin embargo, esta última cuenta con la ventaja de que el número de máquinas a instalar es menor, al tener una potencia de 3,6 MW, factor que influye de manera positiva en la minimización del impacto ambiental del parque, sobre todo en lo visual. De todas maneras, el número de horas equivalentes es el factor principal a la hora de elegir la turbina, y en este caso la Siemens SWT 2,3-93 es la más adecuada.

En cuanto a los aerogeneradores Vestas V80 y V90, sus horas equivalentes son bastante menores si las comparamos con las Siemens. Sin embargo, también hay que tener en cuenta que si las comparamos de manera directa tanto una como la otra, tienen una potencia algo menor que estas en cada una de sus versiones y ello se refleja en una menor producción final.

En la siguiente tabla se reflejan los precios de las turbinas, teniendo en cuenta el precio por MW instalado.

Tabla 2.38 Precio aerogeneradores

modelo	fabricante	Precio (€/KW)	precio total
V80 2 MW	Vestas	800	1.600.000,00 €
V90 3 MW	Vestas	950	2.850.000,00 €
SWT 2,3-93	Siemens	900	2.070.000,00 €
SWT 3,6-107	Siemens	1050	3.780.000,00 €

Teniendo en cuenta todas estas consideraciones, tanto técnicas como económicas de las turbinas, se llega a la conclusión de que la mejor máquina para instalar es la Siemens SWT 2,3-93, tanto para el caso de mantener la potencia del parque en 25 MW como para aumentar en un 40% hasta los 35 MW.

2.8 Repotenciación total del Parque Eólico Bustelo

Para un mayor aprovechamiento del potencial eólico de la zona, y fuera del ámbito restrictivo que tiene el R.D 661/2007 en el aumento de la repotenciación del parque eólico, se va a estudiar la implantación máxima de aerogeneradores que harían una repotenciación total del parque eólico de Bustelo I.

Las alternativas de aerogeneradores que se utilizaran serán las mismas que las del apartado anterior, dos modelos de cada uno de los fabricantes Vestas y Siemens.

Independientemente de la potencia a instalar, dado que se han seleccionado máquinas de diferente potencia, se ha calculado con el programa WAsP la configuración óptima de los nuevos aerogeneradores en el parque.

Respetando las distancias de 3 diámetros del rotor, y así permitir las mínimas pérdidas por efecto estela, se ha estudiado la implantación de 24 aerogeneradores que tienen la siguiente disposición:

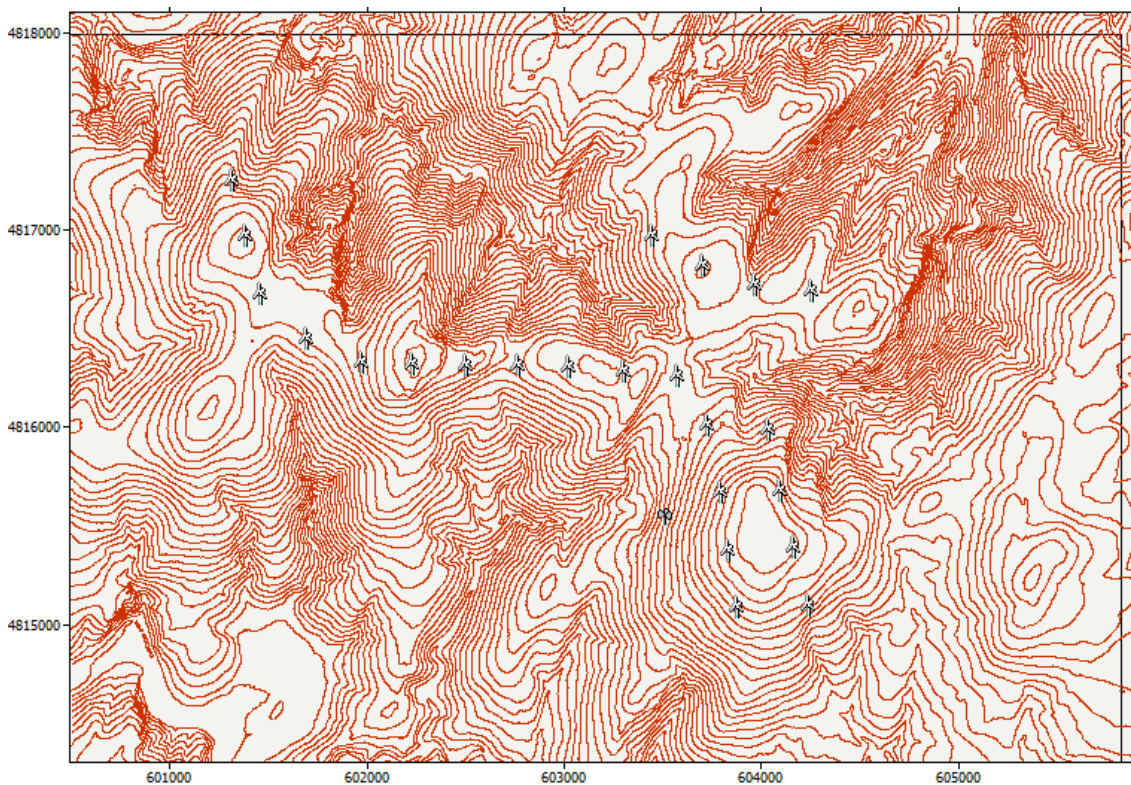


Figura 2.24 Disposición de aerogeneradores para una repotenciación total del parque.

Con esta misma configuración, se ha calculado mediante WAsP, la producción anual del parque, con cada una de las alternativas seleccionadas.

2.8.1 Aerogenerador Vestas V80 de 2 MW

La instalación de 24 aerogeneradores Vestas V80 de 2 MW suman una potencia total instalada en el parque de 48 MW. Con esta disposición, la producción anual por máquina, así como sus pérdidas por efecto estela y velocidades de viento son las siguientes:

Tabla 2.39 Descripción de producción por maquina Vestas V80

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	604172,5	4815341,0	794,0	10,0	-0,7	67,0	10,51	9,858	9,325	5,41
Turbine site 002	604107,5	4815633,0	787,0	10,8	0,1	67,0	10,67	10,037	9,470	5,65
Turbine site 003	604245,6	4815048,0	738,0	8,8	-1,9	67,0	9,48	8,860	8,542	3,58
Turbine site 004	601320,6	4817202,0	661,0	10,9	0,3	67,0	10,23	9,695	9,574	1,25
Turbine site 005	603035,0	4816259,0	712,0	13,0	2,4	67,0	10,02	9,111	8,472	7,01
Turbine site 006	604042,5	4815942,0	736,0	10,9	0,3	67,0	9,87	9,372	8,804	6,07
Turbine site 007	601393,8	4816925,0	700,0	11,1	0,5	67,0	10,66	10,051	9,845	2,05
Turbine site 008	603579,4	4816210,0	694,0	9,9	-0,7	67,0	9,26	8,585	8,031	6,45
Turbine site 009	603311,2	4816235,0	718,0	11,5	0,9	67,0	9,91	9,163	8,487	7,38
Turbine site 010	601466,9	4816633,0	682,0	9,5	-1,2	67,0	9,79	9,115	8,895	2,41
Turbine site 011	602775,0	4816267,0	692,0	12,8	2,1	67,0	9,49	8,243	7,701	6,58
Turbine site 012	602506,9	4816267,0	713,0	12,9	2,2	67,0	9,91	8,775	8,205	6,49
Turbine site 013	601978,8	4816283,0	704,0	11,1	0,5	67,0	9,93	9,056	8,518	5,94
Turbine site 014	601702,5	4816405,0	677,0	9,9	-0,7	67,0	9,46	8,435	8,159	3,28
Turbine site 015	602238,8	4816275,0	750,0	12,7	2,0	67,0	10,89	10,102	9,500	5,97
Turbine site 017	603733,8	4815967,0	715,0	9,7	-0,9	67,0	9,88	9,280	8,857	4,56
Turbine site 018	603798,8	4815625,0	775,0	10,7	0,1	67,0	10,66	10,078	9,505	5,69
Turbine site 019	603839,4	4815333,0	791,0	10,6	0,0	67,0	10,75	10,163	9,576	5,77
Turbine site 020	603888,1	4815040,0	758,0	9,1	-1,6	67,0	10,22	9,705	9,228	4,92
Turbine site 021	603457,5	4816925,0	680,0	12,5	1,9	67,0	9,56	9,026	8,702	3,59
Turbine site 022	603709,4	4816771,0	710,0	12,4	1,8	67,0	9,92	9,397	8,892	5,37
Turbine site 023	603977,5	4816673,0	698,0	12,0	1,4	67,0	9,28	8,526	7,914	7,18
Turbine site 024	604261,9	4816641,0	696,0	14,1	3,4	67,0	9,37	8,652	8,225	4,93

Teniendo en cuenta que WAsP asume una disponibilidad del parque del 100%, se le debe aplicar un factor de corrección por perdidas del 84,64%. De esta manera los datos obtenidos de producción anual son de 170.037,70 MWh/año con un porcentaje de pérdidas por efecto estela de 5,09 % , una velocidad media en máquina de 10 m/s y una densidad de potencia de 1155 W/m². Con todos estos datos las horas equivalentes del parque ascienden a 3542.43 horas

Tabla 2.40 Resultados finales para Vestas V80

VESTAS						
Modelo	Turbinas	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Perdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Horas equivalentes
V80	24	202.425	170.037,70	5,09	10	3.542,43

2.8.2 Aerogenerador Vestas V90 de 3MW

La instalación de 24 aerogeneradores Vestas V90 de 3 MW suman una potencia total instalada en el parque de 72 MW. Con esta disposición, la producción anual por máquina, así como sus pérdidas por efecto estela y velocidades de viento son las siguientes:

Tabla 2.41 Descripción de producción por maquina Vestas V90

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	604172,5	4815341,0	794,0	10,0	-0,7	80,0	10,73	14,389	13,444	6,57
Turbine site 002	604107,5	4815633,0	787,0	10,8	0,1	80,0	10,86	14,625	13,613	6,92
Turbine site 003	604245,6	4815048,0	738,0	8,8	-1,9	80,0	9,76	12,988	12,439	4,22
Turbine site 004	601320,6	4817202,0	661,0	10,9	0,3	80,0	10,41	14,078	13,857	1,57
Turbine site 005	603035,0	4816259,0	712,0	13,0	2,4	80,0	10,24	13,295	12,149	8,62
Turbine site 006	604042,5	4815942,0	736,0	10,9	0,3	80,0	10,10	13,667	12,655	7,41
Turbine site 007	601393,8	4816925,0	700,0	11,1	0,5	80,0	10,84	14,608	14,240	2,52
Turbine site 008	603579,4	4816210,0	694,0	9,9	-0,7	80,0	9,54	12,586	11,600	7,84
Turbine site 009	603311,2	4816235,0	718,0	11,5	0,9	80,0	10,13	13,363	12,155	9,04
Turbine site 010	601466,9	4816633,0	682,0	9,5	-1,2	80,0	10,04	13,322	12,932	2,93
Turbine site 011	602775,0	4816267,0	692,0	12,8	2,1	80,0	9,74	12,099	11,129	8,02
Turbine site 012	602506,9	4816267,0	713,0	12,9	2,2	80,0	10,13	12,816	11,801	7,92
Turbine site 013	601978,8	4816283,0	704,0	11,1	0,5	80,0	10,18	13,244	12,282	7,26
Turbine site 014	601702,5	4816405,0	677,0	9,9	-0,7	80,0	9,71	12,336	11,839	4,03
Turbine site 015	602238,8	4816275,0	750,0	12,7	2,0	80,0	11,04	14,659	13,522	7,76
Turbine site 017	603733,8	4815967,0	715,0	9,7	-0,9	80,0	10,12	13,567	12,802	5,64
Turbine site 018	603798,8	4815625,0	775,0	10,7	0,1	80,0	10,87	14,701	13,685	6,91
Turbine site 019	603839,4	4815333,0	791,0	10,6	0,0	80,0	10,95	14,814	13,783	6,96
Turbine site 020	603888,1	4815040,0	758,0	9,1	-1,6	80,0	10,44	14,156	13,323	5,89
Turbine site 021	603457,5	4816925,0	680,0	12,5	1,9	80,0	9,78	13,139	12,557	4,43
Turbine site 022	603709,4	4816771,0	710,0	12,4	1,8	80,0	10,13	13,679	12,754	6,76
Turbine site 023	603977,5	4816673,0	698,0	12,0	1,4	80,0	9,55	12,491	11,404	8,7
Turbine site 024	604261,9	4816641,0	696,0	14,1	3,4	80,0	9,63	12,660	11,899	6,01

Teniendo en cuenta los factores de corrección por pérdidas del 84,64 %, los datos obtenidos de producción anual para la V90 de Vestas son de 245.166,60 MWh/año con un porcentaje de pérdidas por efecto estela de 6.24 % , una velocidad media en máquina de 10.21 m/s y una densidad de potencia de 1207 W/m². Con todos estos datos las horas equivalentes del parque ascienden a 3405.09 horas

Tabla 2.42 Resultados finales para Vestas V90

VESTAS						
Modelo	Turbinas	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Pérdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Horas equivalentes
V90	24	291.865	245.166,60	6,24	10.21	3.405,09

2.8.3 Aerogenerador Siemens SWT 2.3-93

La instalación de 24 aerogeneradores del modelo SWT 2,3-93 de Siemens suman una potencia total instalada en el parque de 55.2 MW. Con esta disposición, la producción anual por máquina, así como sus pérdidas por efecto estela y velocidades de viento se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2.43 Descripción de producción por máquina Siemens SWT 2,3-93

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	604172,5	4815341,0	794,0	10,0	-0,7	80,0	10,73	12,399	11,546	6,88
Turbine site 002	604107,5	4815633,0	787,0	10,8	0,1	80,0	10,86	12,543	11,646	7,16
Turbine site 003	604245,6	4815048,0	738,0	8,8	-1,9	80,0	9,76	11,378	10,855	4,6
Turbine site 004	601320,6	4817202,0	661,0	10,9	0,3	80,0	10,41	12,165	11,981	1,52
Turbine site 005	603035,0	4816259,0	712,0	13,0	2,4	80,0	10,24	11,582	10,548	8,93
Turbine site 006	604042,5	4815942,0	736,0	10,9	0,3	80,0	10,10	11,854	10,966	7,5
Turbine site 007	601393,8	4816925,0	700,0	11,1	0,5	80,0	10,84	12,547	12,209	2,69
Turbine site 008	603579,4	4816210,0	694,0	9,9	-0,7	80,0	9,54	11,048	10,120	8,4
Turbine site 009	603311,2	4816235,0	718,0	11,5	0,9	80,0	10,13	11,646	10,541	9,49
Turbine site 010	601466,9	4816633,0	682,0	9,5	-1,2	80,0	10,04	11,620	11,249	3,19
Turbine site 011	602775,0	4816267,0	692,0	12,8	2,1	80,0	9,74	10,667	9,778	8,33
Turbine site 012	602506,9	4816267,0	713,0	12,9	2,2	80,0	10,13	11,231	10,307	8,23
Turbine site 013	601978,8	4816283,0	704,0	11,1	0,5	80,0	10,18	11,561	10,675	7,67
Turbine site 014	601702,5	4816405,0	677,0	9,9	-0,7	80,0	9,71	10,870	10,397	4,35
Turbine site 015	602238,8	4816275,0	750,0	12,7	2,0	80,0	11,04	12,595	11,620	7,75
Turbine site 017	603733,8	4815967,0	715,0	9,7	-0,9	80,0	10,12	11,735	11,035	5,97
Turbine site 018	603798,8	4815625,0	775,0	10,7	0,1	80,0	10,87	12,597	11,673	7,34
Turbine site 019	603839,4	4815333,0	791,0	10,6	0,0	80,0	10,95	12,698	11,753	7,44
Turbine site 020	603888,1	4815040,0	758,0	9,1	-1,6	80,0	10,44	12,228	11,446	6,4
Turbine site 021	603457,5	4816925,0	680,0	12,5	1,9	80,0	9,78	11,451	10,949	4,39
Turbine site 022	603709,4	4816771,0	710,0	12,4	1,8	80,0	10,13	11,861	11,055	6,8
Turbine site 023	603977,5	4816673,0	698,0	12,0	1,4	80,0	9,55	11,001	10,040	8,73
Turbine site 024	604261,9	4816641,0	696,0	14,1	3,4	80,0	9,63	11,120	10,452	6,01

Teniendo en cuenta los factores de corrección por pérdidas del 84,64 %, los datos obtenidos de producción anual para el aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 son de 212.385,6 MWh/año con un porcentaje de pérdidas por efecto estela de 6.49 % , una velocidad media en máquina de 10.21 m/s y una densidad de potencia de 1207 W/m². Con todos estos datos las horas equivalentes del parque ascienden a 3847.56 horas.

Tabla 2.44 Resultados finales para Siemens SWT 2,3-93

Siemens						
Modelo	Turbinas	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Pérdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Horas equivalentes
SWT 2,3-93	24	252.840	212.385,60	6,4	10.21	3.847,56

2.8.4 Aerogenerador Siemens SWT 3,6-107

La instalación de 24 aerogeneradores del modelo SWT 3,6-107 de Siemens suman una potencia total instalada en el parque de 86,4 MW. Con esta disposición, la producción anual por máquina, así como sus pérdidas por efecto estela y velocidades de viento se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2.45 Descripción de producción por maquina Siemens SWT 3,6-107

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	604172,5	4815341,0	794,0	10,0	-0,7	80,0	10,73	18,348	16,739	8,77
Turbine site 002	604107,5	4815633,0	787,0	10,8	0,1	80,0	10,86	18,603	16,891	9,2
Turbine site 003	604245,6	4815048,0	738,0	8,8	-1,9	80,0	9,76	16,700	15,758	5,65
Turbine site 004	601320,6	4817202,0	661,0	10,9	0,3	80,0	10,41	17,976	17,601	2,08
Turbine site 005	603035,0	4816259,0	712,0	13,0	2,4	80,0	10,24	17,046	15,110	11,35
Turbine site 006	604042,5	4815942,0	736,0	10,9	0,3	80,0	10,10	17,484	15,785	9,72
Turbine site 007	601393,8	4816925,0	700,0	11,1	0,5	80,0	10,84	18,595	17,952	3,46
Turbine site 008	603579,4	4816210,0	694,0	9,9	-0,7	80,0	9,54	16,200	14,494	10,53
Turbine site 009	603311,2	4816235,0	718,0	11,5	0,9	80,0	10,13	17,137	15,074	12,04
Turbine site 010	601466,9	4816633,0	682,0	9,5	-1,2	80,0	10,04	17,092	16,394	4,08
Turbine site 011	602775,0	4816267,0	692,0	12,8	2,1	80,0	9,74	15,603	13,987	10,35
Turbine site 012	602506,9	4816267,0	713,0	12,9	2,2	80,0	10,13	16,480	14,775	10,35
Turbine site 013	601978,8	4816283,0	704,0	11,1	0,5	80,0	10,18	16,998	15,363	9,62
Turbine site 014	601702,5	4816405,0	677,0	9,9	-0,7	80,0	9,71	15,907	15,021	5,57
Turbine site 015	602238,8	4816275,0	750,0	12,7	2,0	80,0	11,04	18,665	16,744	10,29
Turbine site 017	603733,8	4815967,0	715,0	9,7	-0,9	80,0	10,12	17,331	16,023	7,55
Turbine site 018	603798,8	4815625,0	775,0	10,7	0,1	80,0	10,87	18,691	16,940	9,36
Turbine site 019	603839,4	4815333,0	791,0	10,6	0,0	80,0	10,95	18,838	17,062	9,43
Turbine site 020	603888,1	4815040,0	758,0	9,1	-1,6	80,0	10,44	18,073	16,636	7,95
Turbine site 021	603457,5	4816925,0	680,0	12,5	1,9	80,0	9,78	16,850	15,838	6,0
Turbine site 022	603709,4	4816771,0	710,0	12,4	1,8	80,0	10,13	17,497	15,895	9,16
Turbine site 023	603977,5	4816673,0	698,0	12,0	1,4	80,0	9,55	16,104	14,258	11,46
Turbine site 024	604261,9	4816641,0	696,0	14,1	3,4	80,0	9,63	16,300	15,003	7,96

Teniendo en cuenta los factores de corrección por pérdidas del 84,64 %, los datos obtenidos de producción anual para el aerogenerador Siemens SWT 3,6-107 son de 306.888 MWh/año con un porcentaje de pérdidas por efecto estela de 8,32 %, una velocidad media en máquina de 10.21 m/s y una densidad de potencia de 1207 W/m². Con todos estos datos las horas equivalentes del parque ascienden a 3551,94 horas.

Tabla 2.46 Resultados finales para Siemens SWT 3,6-107

Siemens						
Modelo	Turbinas	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Pérdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Horas equivalentes
SWT 3,6-107	24	365.343	306.888	8,32	10.21	3.551,94

2.8.5 Elección de la maquina a instalar

Para un mayor aprovechamiento del potencial eólico de la zona, se ha estudiado la implantación máxima de aerogeneradores que harían una repotenciación total del parque eólico de Bustelo. Con el programa WAsP se ha realizado la comparación de varias configuraciones de repotenciación posibles, eligiéndose aquella que supone un óptimo compromiso entre la maximización de la potencia instalada y la limitación de las pérdidas por estelas entre las turbinas. Las alternativas elegidas permiten una configuración de 24 aerogeneradores, con una disposición muy parecida a la del presente parque eólico Bustelo I.

Tras el estudio de producción de energía anual mediante el programa WAsP que se ha realizado en los apartados anteriores para cada una de las turbinas, se han obtenido los siguientes resultados:

Tabla 2.47 Resultados repotenciación total Bustelo I

Modelo	Turbinas	Potencia neta (MWh/año)	Potencia neta corregida (MW/año)	Perdidas estela (%)	Velocidad media (m/s)	Horas equivalentes
SWT 2,3-93	24	252.840	212.385,60	6,4	10,21	3.847,56
SWT 3,6-107	24	365.343	306.888,0	8,32	10,21	3.551,94
V80	24	202.425	170.037,70	5,09	10	3.542,43
V90	24	291.865	245.166,60	6,24	10,21	3.405,09

El aerogenerador es el elemento principal del parque, ya que es el que nos va a producir la energía y por tanto se deben tener en cuenta muchos aspectos para su elección, y uno de ellos, y de los más importantes, son las horas equivalentes de funcionamiento.

Igual que en los otros casos de repotenciación que se han estudiado (mantener la potencia instalada en el parque, o aumentarla un 40%), el aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 es el que obtiene un mayor número de horas equivalentes. Sin embargo, en este caso, los aerogeneradores que dan una mayor producción son el Siemens SWT 3,6-107 y el Vestas V90 de 3 MW, aunque sus horas equivalentes sean menores. Todo ello se debe a que los MW instalados con el SWT 3,6-107 y el V90 sean de 86,4 y 72 respectivamente, frente a los 55,2 MW instalados con el SWT 2,3-93. Teniendo una potencia instalada mucho menor, con el Siemens SWT 2,3-93 se obtiene una producción más que buena, y ellos se ve reflejado en sus horas equivalentes.

También se debe tener en cuenta que las pérdidas por efecto estela del SWT 3,6-107 son algo mayores que las del resto, debido a su mayor diámetro de rotor, y que en este caso le resta eficacia.

Aparte de estas consideraciones, también se debe tener en cuenta el precio del aerogenerador. El Siemens SWT 3,6-107, es el más caro de todos, llegando a la cifra de 3.780.000 €, frente a los 2.850.000 € del Vestas V90, y los 2.070.000 € del SWT 2,3-93.

Teniendo en cuenta tanto las consideraciones técnicas como económicas, el SWT 3,6-107 es el que ofrece una mayor producción, sin embargo su precio es mucho mayor en relación a los otros aerogeneradores, y sus mayores pérdidas por efecto estela hacen que no se le pueda sacar el máximo partido. Finalmente, la opción elegida para llevar a cabo la repotenciación será el Aerogenerador Siemens SWT 2,3-93.

La máquina de Vestas también habría sido una opción muy interesante, sin embargo, el aerogenerador Siemens con una potencia instalada menor, consigue unos grandes resultados, y a la hora de calcular la rentabilidad se verán reflejados.

3 MODIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DEL PARQUE.

Cuando nos disponemos a realizar la repotenciación de un parque eólico, hay que sustituir las antiguas máquinas ya obsoletas por las nuevas, más grandes y modernas. Dado que estas nuevas máquinas son más grandes, las cimentaciones de las máquinas antiguas no nos sirven para los nuevos aerogeneradores. Sin embargo, cuando realizamos la repotenciación, se debe intentar colocar las nuevas máquinas en la misma disposición que el parque a repotenciar. El parque eólico antiguo tiene todos sus caminos y viales hechos, por lo tanto las nuevas máquinas se deben poner en puntos de ese camino para así poder aprovechar parte de esas infraestructuras, como puede ser el propio camino, las zanjas para el cableado, etc...

El camino se debe dimensionar en función del tamaño de la nacelle del aerogenerador elegido para la repotenciación, ya que es la parte más ancha de este y también la más pesada.

Como la nueva máquina tendrá un tamaño mucho mayor que la instalada anteriormente, una modificación a realizar será la ampliación del camino en función de la máquina que vayamos a instalar. Se puede dar el caso de que al instalar un número de máquinas mucho menor de las que había, parte de los caminos se dejen de utilizar, y por tanto habría que restaurarlos si ya no se sigue utilizando ese terreno.

Las Zanjas para el cableado van al lado del camino, y por tanto se pueden reutilizar tal y como están, y las infraestructuras eléctricas nos sirven las mismas, ya que la repotenciación se hace conforme al R.D 661/2007 y no se supera el 40% de potencia. Para el caso de una repotenciación total del parque habría que cambiar el cableado.

3.1 Transporte del aerogenerador

Las necesidades de transporte y montaje van a depender de las características de los elementos del aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 de 2,3 MW.

- La torre correspondiente al aerogenerador, de 80 metros de altura, se podría descomponer de forma genérica en 4 tramos de las siguientes características:

Tabla 3.1 Transporte de la torre del aerogenerador

Tramos	longitud (m)	Diámetro inferior (m)	Diámetro superior (m)	Peso (ton)
inferior	12,05	4,036	3,81	46
intermedio 1	17,05	3,81	2,781	57
intermedio 2	24,722	3,494	2,781	57
superior	25,247	2,781	2,314	41

- Las palas son del tipo B45 con una longitud de 45 metros y un peso que podría rondar las 10 toneladas
- La nacelle tiene una longitud de 10 metros, una altura cercana a los 5 metros y un peso en torno a 82 toneladas.

3.2 Modificación de los caminos de acceso

La disposición de los caminos en planta del parque se muestra en la siguiente imagen:

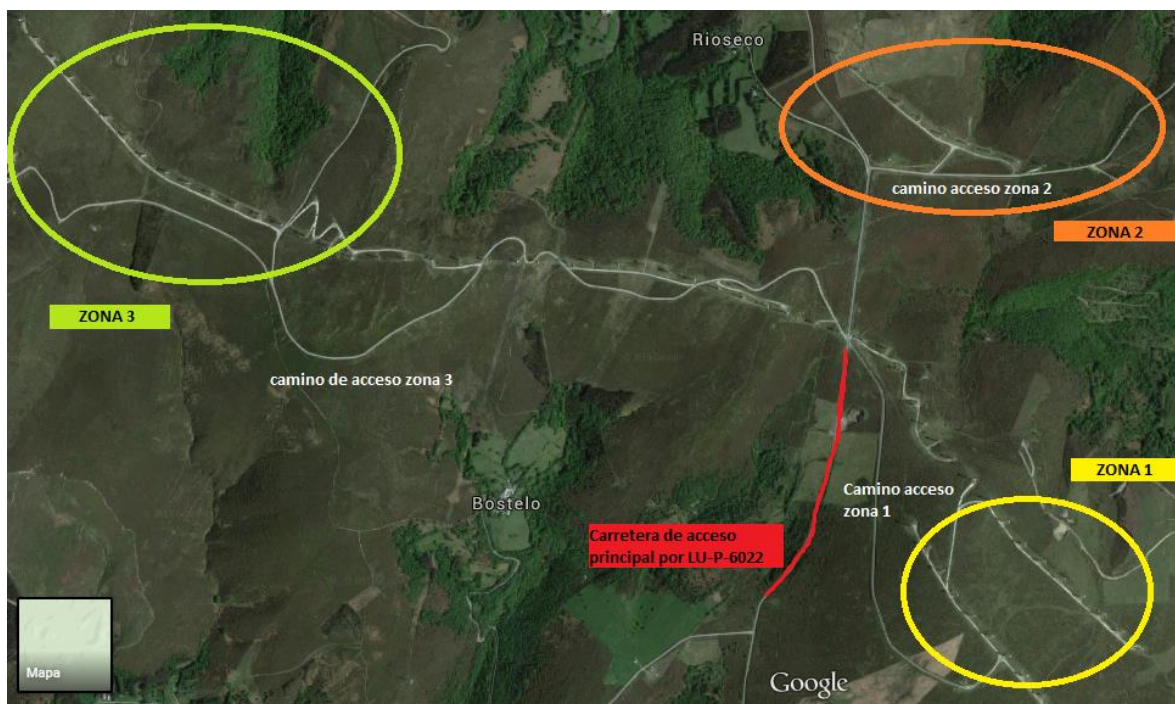


Figura 3.1 Viales de acceso al Parque Eólico

Como podemos ver en la imagen, el acceso al parque eólico se producirá por la carretera nacional LU-P-6022 y a partir de ahí se tomarán los caminos señalizados hasta los emplazamientos definitivos de los nuevos aerogeneradores.

El ancho de los caminos requerido será de 5 a 6 metros, y debido a que en algunas zonas el camino existente no llega al ancho mínimo, se realizará un ensanchamiento de 1 metro hacia cada lado a lo largo de los mismos. Para una correcta maniobrabilidad sobre el terreno, y para una máquina del tamaño de la Siemens SWT 2,3-93 se requieren unas longitudes mínimas de recta de unos 60 m y un radio de curvatura en torno a 35 metros.

Además, se considerara que el firme es el adecuado para poder soportar la carga máxima, y el continuo paso de los camiones. En nuestro caso, el elemento más pesado será la góndola, de 82 toneladas. Todos los viales han de tener un espesor de zahorra artificial para asegurar un firme adecuado.

3.3 Montaje de los aerogeneradores

Para una correcta realización de la instalación de los aerogeneradores Siemens SWT 2,3-93, será imprescindible habilitar un área reservada para a esta tarea.

3.3.1 Zonas de maniobra para el montaje de los aerogeneradores

Actualmente los aerogeneradores instalados en el parque eólico son MADE AE 32 de 330 KW, y las zonas de montaje son de aproximadamente de 15 x 15 metros en cada posición. Para el presente estudio se ha elegido como maquina la Siemens SWT 2,3-93, y el área habitual que se requiere para máquinas de esta potencia es de 40 x 40 metros.

En el caso de que la opción elegida sea repotenciar sin aumentar la potencia instalada en el parque, se necesitarían 10 zonas. Por otro lado, si vamos a repotenciar aumentando un 40% la potencia del parque, serían 15 las zonas que necesitaríamos.

El montaje de las turbinas se verá condicionado por el peso de la nacelle (82 toneladas) y la altura de la torre (80 metros) y por tanto se necesitara una grúa principal (500-600 toneladas) y una grúa retenida (120-140 toneladas).



Figura 3.2 Montaje del Aerogenerador

3.3.2 Cimentaciones

Para una maquina en torno a los 2 MW, las cimentaciones que se suelen construir como soporte suelen tener unas dimensiones de 15 x 15 metros en superficie y 2,5 metros en profundidad. Lo que supondría una cantidad de tierra a excavar de 562 m³ de tierra por máquina.

En la siguiente imagen pueden apreciarse diferentes etapas en el proceso de cimentación:



Figura 3.3 Cimentaciones

4 RECICLAJE DE LOS AEROGENERADORES SUSTITUIDOS.

En el proceso de repotenciación de un parque eólico se retiran los aerogeneradores viejos por aerogeneradores nuevos de mejores prestaciones. En éste punto se abre un nuevo mercado dentro del sector, una oportunidad de negocio para unos y de desarrollarse para otros.

4.1 Venta de aerogeneradores:

Las máquinas usadas pueden ser vendidas como aerogeneradores de segunda mano, existe un mercado para este tipo de productos, lo que hace que tengan un interés económico en ser reutilizados.

En el anexo (8.3) puede verse una lista de empresas a nivel mundial que se dedican a comercializar con los aerogeneradores usados, así también como al desmantelamiento, montaje y transporte de los mismos.

Para los países que se encuentran en vías de desarrollo se trata de una oportunidad de construir la experiencia en el trabajo con las fuentes de energías renovables, para establecer sus propias industrias de energía eólica y para beneficiarse de la transferencia de tecnología a un bajo costo. Además puede contribuir a un desarrollo sostenible y a la reducción de las emisiones de CO₂.

En la mayoría de países en desarrollo, las condiciones de funcionamiento de los aerogeneradores son diferentes a las de Europa. No sólo los cambios climáticos causan impacto sobre la turbina, sino que también lo hace la conexión a la red. En contraste con otros países industriales de gran cantidad de población, la potencia eléctrica en los países en desarrollo se suministra a menudo por largas líneas de transmisión de baja capacidad con grandes fluctuaciones. Para evitar las costosas aplicaciones para estabilizar el nivel de tensión, es necesario elegir un sitio con líneas de transmisión de capacidad adecuada. Además los lugares altamente productivos también pueden ser descartados a causa de la preocupación por los frecuentes apagones, que suponen un esfuerzo para los aerogeneradores y disminuyen el suministro de energía.

El reciclaje de los aerogeneradores conserva la cantidad de energía y material invertidos en el propio equipamiento. La combinación única de una mayor oferta de los países europeos, junto con un aumento de la demanda de las turbinas pequeñas y medianas en los países en desarrollo, ofrece oportunidades para la exportación estable de aerogeneradores. La reducida esperanza de vida restante que presentan esas turbinas no tiene inconvenientes importantes, ya que, en estos países, estas turbinas llenan un lugar en sus mercados en desarrollo y en parte inseguros.

Actualmente, la mayoría de las turbinas en Europa necesitan una revisión general después de entre 6 y 10 años. Para el antiguo operador, la venta de la planta a esta edad y la sustitución de los aerogeneradores existentes por otros más grandes, ofrece la oportunidad de evitar costes de funcionamiento; esto produce también ganancias en energía en el mismo lugar. El nuevo inversor de las turbinas utilizadas puede llevar a cabo todos los trabajos necesarios al desmontar la planta (lo que nos va a reducir los costes).

Todos 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 los 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 del gasto inicial.

4.2 Reciclaje de turbinas

El reciclaje de las turbinas es otra opción para los aerogeneradores que se han desmantelado, ya sea en su totalidad o alguna de sus partes y la venta de algunos elementos de los mismos. Esta opción es menos atractiva que la anterior, ya que hay ciertos elementos que no se pueden reciclar, como las palas. Debido a que no se realiza ningún tratamiento con ellas, no es posible recuperar el material ni reutilizar ninguna parte. Enviar a vertedero estas palas tiene un coste de, aproximadamente, 20 a 30 euros por tonelada, a lo que hay que añadir el impacto causado por la maquinaria necesaria para desmontar y transportar el aerogenerador.

5 ANÁLISIS ECONÓMICO

Sobre cualquier intención de mejora medioambiental o tecnológica ha de preponderar la rentabilidad de la inversión. La repotenciación no es necesaria para mejorar la productividad del sector eólico, sino que además proporciona un valor económico añadido, en forma de la nueva tecnología instalada, a los propietarios del parque.

En el presente estudio se va a hacer un análisis económico de la viabilidad de la repotenciación, en términos económicos y técnicos. Se plantearán tres escenarios que serán los siguientes:

- No repotenciar
- Repotenciación a misma potencia (25,08 MW)
- Repotenciación a 42 MW. Se produce un aumento de la potencia en un 40%, conforme al máximo permitido por el R.D. 661/2007

El parque eólico de Bustelo j fue construido en 1998, con lo cual se encuentra en su decimoséptimo año de vida. Con la repotenciación, se prolongara la vida 25 años más.

5.1 Producción del parque eólico:

La complejidad de la predicción del recurso eólico confiere una considerable dificultad a realizar una estimación fiable de la producción, parámetro clave y más influyente a la hora de hacer el estudio económico. La opción que se escogió fue el estudio a través de simulaciones mediante el programa WAsP, a partir de valores reales de viento obtenidos con el ATLAS EOLICO DE ESPAÑA.

De esta manera, la producción anual, para cada uno de los escenarios planteados es la siguiente:

Tabla 5.1 Producción anual y horas equivalentes

Escenario	Potencia instalada (MW)	Producción anual (MWh/año)	Horas equivalentes
No repotenciar	25,08	76448,275	3048,16
Repotenciación (25,08 MW)	25,08	110129,88	4352,95
Repotenciación (35,1 MW)	35,1	146879,1	4163,08

Podemos observar que la opción de repotenciar a primera vista resulta muy atractiva con estos primeros datos. Una mejor y más avanzada tecnología y mayor altura de buje, se traducen en un mejor aprovechamiento del viento, aumentando de una manera considerable las horas equivalentes del parque.

5.2 Estudio de la inversión necesaria para la repotenciación.

Debido a la poca experiencia en repotenciación, y a la ausencia del *Know- How* exacto de las infraestructuras del parque que se pueden aprovechar (Viales, zanjas...) se ha optado por unos costes estimados altos, equivalentes a los de un parque eólico nuevo.

A efectos de cálculo, se ha dividido el parque eólico en los siguientes elementos:

- Aerogeneradores
- Obra civil (cimentaciones, accesos...)
- Conexión eléctrica (no es necesario, en nuestro caso se pueden aprovechar las infraestructuras eléctricas del parque eólico antiguo, ya que la repotenciación se hace conforme al R.D 661/2007 y no se supera el 40% de potencia).
- Gastos de gestión, ingeniería etc...

5.2.1 Aerogeneradores.

Los costes de los aerogeneradores terrestres representan entre un 70 % y un 80 % del coste total de la instalación.

El aerogenerador elegido para la repotenciación es el Siemens SWT 2,3-93:

- Aerogenerador tipo Siemens compuesto por rotor de 113 m de diámetro, góndola, multiplicador, sistema de frenado, generador eléctrico, grupos hidráulicos, sistemas automáticos de giro, orientación, cuadros de control incluido el transporte, montaje y puesta en servicio del mismo.

Precio Unitario: 2.070.000 €

Se necesitarían 11 Aerogeneradores Siemens SWT 2,3-93 para repotenciar a la misma potencia:

Descripción	Unidades	Importe (€)
Aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 de 2,3MW	11	22.770.000

Se necesitarían 15 aerogeneradores Siemens SWT 2,3-93 para aumentar la potencia en un 40%:

Descripción	Unidades	Importe (€)
Aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 de 2,3MW	15	31.050.000

Se necesitarían 24 aerogeneradores Siemens SWT 2,3-93 para realizar una repotenciación completa del parque eólico:

Descripción	Unidades	Importe (€)
Aerogenerador Siemens SWT 2,3-93 de 2,3MW	24	49.680.000

5.2.2 Cimentaciones

Consiste en la cimentación completa de aerogenerador incluyendo excavación, hormigones, acero, medios auxiliares y trabajos completos de ejecución. Incluye también relleno, extensión de canalizaciones, arqueta o cualquier otra actuación necesaria según recomendación del fabricante del aerogenerador. Las cimentaciones pueden representar hasta un 5% del coste total del aerogenerador.

Precio unitario: 103.500 €

En el caso de mantener la potencia instalada en el parque:

descripción	Unidades	Importe (€)
Cimentaciones	11	1.138.500

Para repotenciar el parque en un 40%:

descripción	Unidades	Importe (€)
Cimentaciones	15	1.552.500

Para hacer una repotenciación completa del parque:

descripción	Unidades	Importe (€)
Cimentaciones	24	2.472.000

5.2.3 Rehabilitación de las pistas y ordenación ecológica y paisajística

Incluye:

- Movimiento de tierras
- Extendido de tierra vegetal
- Restauración e hidrosiembra

Estos trabajos suponen un 2% del coste total del aerogenerador:

Precio unitario: 41.400 €

Para una repotenciación a la misma potencia estos trabajos suponen:

descripción	Unidades	Importe (€)
Rehabilitación de las pistas y ordenación ecológica y paisajística	11	455.400

Para repotenciar el parque en un 40%:

descripción	Unidades	Importe (€)
Rehabilitación de las pistas y ordenación ecológica y paisajística	15	621.000

Para una repotenciación completa del parque:

descripción	Unidades	Importe (€)
Rehabilitación de las pistas y ordenación ecológica y paisajística	24	993.600

5.2.4 Infraestructuras eléctricas

Solo para el caso de una repotenciación completa del parque eólico, sería necesaria una modificación de la infraestructura eléctrica.

La conexión eléctrica de un parque eólico puede llegar a representar alrededor de un 10 % del coste total del parque. Estos costes dependerán de la distancia a red de conexión, la tensión de evacuación, y de la necesidad o no de una subestación de transformación.

- Líneas eléctricas de media tensión (15 kV/20 kV), subterráneas, para la conexión entre aerogeneradores y entre aerogeneradores y la subestación en un terreno medianamente accidentado, puede considerarse del orden de 45 €/m de línea.
- Líneas eléctricas líneas eléctricas de alta tensión (132 kV/220 kV), aéreas, para la conexión entre la subestación y el punto de conexión en un terreno medianamente accidentado, puede considerarse del orden de 100 €/m de línea. Se incluyen en este apartado la línea de transmisión de señales y datos para control, maniobra y automatismos.
- El coste de la subestación transformadora oscilará en torno a un valor referido a la potencia de la misma, aceptándose como válido un coste de 30 €/kVA de potencia instalada.

5.2.4.1 Líneas eléctricas de media tensión

12955 m X 45 €/m = **583.200 €**

5.2.4.2 Líneas eléctricas de alta tensión

5000 m X 100 €/m = **500.000 €**

5.2.4.3 Subestación transformadora

No es necesaria, el parque antiguo ya dispone de subestación transformadora y nos ahorramos ese gasto.

5.2.5 Ingeniería y dirección de obra:

Ingeniería del Parque Eólico:

Precio unitario: 100.000 €

Dirección facultativa de la obra:

Precio unitario: 47.000 €

5.2.6 Varios

Se incluye en este apartado el control de calidad en obra realizado por la empresa especializada

Precio unitario: 15.000 €

5.3 Coste total de la inversión

El desglose en EUROS para cada uno de los escenarios planteados se refleja a continuación.

5.3.1 Escenario 1: Repotenciación a la misma potencia

- Aerogeneradores:	22.770.000 €
- Cimentaciones:	1.138.500 €
- Rehabilitación de pistas y ordenación ecológica y paisajística:	455.000 €
- Ingeniería del parque eólico:	100.000 €
- Dirección facultativa de la obra:	47.000 €
- Varios:	15.000 €
COSTE DE EJEUCION DEL PROYECTO	24.525.500 €
16% gastos generales	3.924.080 €
3% beneficio industrial	735.765 €
COSTE TOTAL EJECUCION	29.185.345 €

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

VEINTINUEVE MILLONES CIENTO OCHENTA Y CINCO MIL TRESCIENTOS CUARENTA Y CINCO EUROS (29.185.345 €)

5.3.2 Escenario 2: Repotenciación aumentando potencia 40 %

- Aerogeneradores:	31.050.000 €
- Cimentaciones:	1.552.500 €
- Rehabilitación de pistas y ordenación ecológica y paisajística:	621.000 €
- Ingeniería del parque eólico:	100.000 €
- Dirección facultativa de la obra:	47.000 €
- Varios:	15.000 €
COSTE DE EJECUCION DEL PROYECTO	33.385.500 €
16% gastos generales	5.341.680 €
3% beneficio industrial	1.001.565 €
COSTE TOTAL EJECUCION	39.728.745 €

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

TREINTA Y NUEVE MILLONES SETECIENTOS VEINTIOCHO MIL SETECIENTOS CUARENTA Y CINCO EUROS (39.728.745 €)

5.3.3 Repotenciación completa del parque eólico

- Aerogeneradores:	49.680.000 €
- Cimentaciones:	2.472.000 €
- Rehabilitación de pistas y ordenación ecológica y paisajística:	993.000 €
- Infraestructura eléctrica:	1.083.000 €
- Ingeniería del parque eólico:	100.000 €
- Dirección facultativa de la obra:	47.000 €
- Varios:	15.000 €
COSTE DE EJEUCION DEL PROYECTO	54.390.000 €
16% gastos generales	8.702.400 €
3% beneficio industrial	1.631.700 €
COSTE TOTAL EJECUCION	64.724.100 €

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

**SESENTA Y CUATRO MILLONES SETECIENTOS VEINTICUATRO MIL CIEN EUROS
(64.724.100 €)**

5.4 Estudio económico de la producción restante del parque actual

Como ya hemos mencionado anteriormente, al Parque Eólico de Bustelo I le quedan 8 años restantes de vida. Partimos de la base de que ya se ha producido el pago de la inversión inicial, por lo que los años de vida que le restan al parque ya son totalmente de beneficios. El beneficio neto que se obtiene del parque es después de impuestos descontados y también descontados los gastos de explotación.

Se ha tenido en cuenta el aumento de los gastos de explotación, debido al aumento de la vida (IPC) y la tasa de actualización de los precios de la energía. También se ha tenido en cuenta el envejecimiento de los aerogeneradores, que provoca la disminución de la producción debido a las indisponibilidades y el aumento de los gastos de explotación.

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

Tabla 5.2 Ingresos parque eólico sin repotenciar

Año de vida del parque	Año natural	energía producida (KWh/año)	Ingresos Brutos	Gastos totales de explotación	Beneficio neto
17	2015	70203709,90	5.551.990,19 €	758.293,38 €	4.793.696,81 €
18	2016	69852691,40	5.281.416,00 €	834.978,08 €	4.446.437,92 €
19	2017	69503427,90	5.413.486,25 €	855.104,42 €	4.558.381,83 €
20	2018	69155910,80	5.549.622,73 €	875.817,94 €	4.673.804,80 €
21	2019	68810131,80	5.689.946,14 €	897.135,48 €	4.792.810,66 €
22	2020	68466080,60	5.834.580,56 €	919.074,36 €	4.915.506,21 €
23	2021	68123750,20	5.983.654,10 €	941.652,42 €	5.042.001,68 €
24	2022	67783131,40	6.137.298,46 €	964.888,02 €	5.172.410,44 €
25	2023	67444215,70	6.295.649,36 €	988.800,05 €	5.306.849,31 €
BENEFICIO TOTAL					43.701.899,65 €

5.5 Estudio económico del 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

Los costes anuales de explotación suelen oscilar entre el 1 y el 2 % 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

En este apartado se incluyen las operaciones de mantenimiento, tanto correctivo como preventivo, necesarias para el correcto funcionamiento de las instalaciones.

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 5.3 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

5.5.2.2 Ocupación de terrenos

Se estiman 2500 € anuales por maquina, con un incremento anual del 2 %

5.5.2.3 Plan de vigilancia medioambiental

El plan de vigilancia medioambiental incluye el seguimiento y control de la influencia que tiene la instalación sobre el entorno en el que se ubica. El coste anual de este plan supone 1 200 € por aerogenerador, con un incremento anual del 2%.

5.5.2.4 Seguro

Representa la contratación de un seguro que cubra los gastos que puedan generarse por incidencias o por accidentes graves derivados del funcionamiento del parque. Se estima un coste fijo de 900 € por aerogenerador con un incremento anual del 2%.

5.5.3 Estudio económico del 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 5.4 Precio venta energía a los largo de 25 años.

Año natural	Año instalación	Precio RD	Tasa de actualización	Precio capitalizado
2015	0		1,00000	0,07323
2016	1	0,073228	1,03250	0,07561
2017	2	0,073228	1,06364	0,07789
2018	3	0,073228	1,09586	0,08025
2019	4	0,073228	1,12922	0,08269
2020	5	0,073228	1,16374	0,08522
2021	6	0,073228	1,19947	0,08784
2022	7	0,073228	1,23646	0,09054
2023	8	0,073228	1,27473	0,09335
2024	9	0,073228	1,31435	0,09625
2025	10	0,073228	1,35535	0,09925
2026	11	0,073228	1,39779	0,10236
2027	12	0,073228	1,44171	0,10557
2028	13	0,073228	1,48717	0,10890
2029	14	0,073228	1,53422	0,11235
2030	15	0,073228	1,58292	0,11591
2031	16	0,073228	1,63332	0,11960
2032	17	0,073228	1,68549	0,12342
2033	18	0,073228	1,73948	0,12738
2034	19	0,073228	1,79536	0,13147
2035	20	0,062	1,85320	0,11490
2036	21	0,062	1,91306	0,11861
2037	22	0,062	1,97502	0,12245
2038	23	0,062	2,03914	0,12643
2039	24	0,062	2,10551	0,13054
2040	25	0,062	2,17420	0,13480

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: 25,08 MW
- Energía neta: 110129,88 MWh/año
- Horas equivalentes: 4352,95 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 5.5 Ingresos brutos parque 25 MW

Año	Año natural	Energía producida (MWh/año)	Ingresos Brutos
año 0	2015	0	0
Año 1	2016	110129,88	8.064.590,85 €
Año 2	2017	109579,23	8.285.056,61 €
Año 3	2018	109031,33	8.492.237,69 €
Año 4	2019	108486,18	8.705.797,55 €
Año 5	2020	107943,75	8.925.925,43 €
Año 6	2021	107404,03	9.152.816,25 €
Año 7	2022	106867,01	9.386.670,71 €
Año 8	2023	106332,67	9.627.695,52 €
Año 9	2024	105801,01	9.876.103,55 €
Año 10	2025	105272,00	10.132.114,05 €
Año 11	2026	104745,64	10.395.952,78 €
Año 12	2027	104221,92	10.667.852,26 €
Año 13	2028	103700,81	10.948.051,94 €
Año 14	2029	103182,30	11.236.798,42 €
Año 15	2030	102666,39	11.534.345,66 €
Año 16	2031	102153,06	11.840.955,20 €
Año 17	2032	101642,29	12.156.896,38 €
Año 18	2033	101134,08	12.482.446,58 €
Año 19	2034	100628,41	12.817.891,46 €
Año 20	2035	100125,27	13.163.525,21 €
Año 21	2036	99624,64	11.446.691,82 €
Año 22	2037	99126,52	11.757.360,18 €
Año 23	2038	98630,89	12.077.447,87 €
Año 24	2039	98137,73	12.407.235,06 €
Año 25	2040	97647,04	12.747.010,26 €

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 5.6 Gastos totales parque 25 MW

Año	ocupación de terrenos	PVI	seguro	gastos O y M	Gastos totales
Año 0	25.000,00 €	18.000,00 €	13.500,00 €	0,00 €	56.500,00 €
Año 1	25.500,00 €	18.360,00 €	13.770,00 €	645.167,27 €	702.797,27 €
Año 2	26.010,00 €	18.727,20 €	14.045,40 €	662.804,53 €	721.587,13 €
Año 3	26.530,20 €	19.101,74 €	14.326,31 €	764.301,39 €	824.259,64 €
Año 4	27.060,80 €	19.483,78 €	14.612,83 €	783.521,78 €	844.679,20 €
Año 5	27.602,02 €	19.873,45 €	14.905,09 €	803.333,29 €	865.713,85 €
Año 6	28.154,06 €	20.270,92 €	15.203,19 €	823.753,46 €	887.381,64 €
Año 7	28.717,14 €	20.676,34 €	15.507,26 €	844.800,36 €	909.701,10 €
Año 8	29.291,48 €	21.089,87 €	15.817,40 €	962.769,55 €	1.028.968,31 €
Año 9	29.877,31 €	21.511,67 €	16.133,75 €	987.610,36 €	1.055.133,09 €
Año 10	30.474,86 €	21.941,90 €	16.456,42 €	1.013.211,40 €	1.082.084,59 €
Año 11	31.084,36 €	22.380,74 €	16.785,55 €	1.039.595,28 €	1.109.845,93 €
Año 12	31.706,04 €	22.828,35 €	17.121,26 €	1.066.785,23 €	1.138.440,89 €
Año 13	32.340,17 €	23.284,92 €	17.463,69 €	1.204.285,71 €	1.277.374,49 €
Año 14	32.986,97 €	23.750,62 €	17.812,96 €	1.236.047,83 €	1.310.598,38 €
Año 15	33.646,71 €	24.225,63 €	18.169,22 €	1.268.778,02 €	1.344.819,58 €
Año 16	34.319,64 €	24.710,14 €	18.532,61 €	1.302.505,07 €	1.380.067,46 €
Año 17	35.006,04 €	25.204,35 €	18.903,26 €	1.337.258,60 €	1.416.372,24 €
Año 18	35.706,16 €	25.708,43 €	19.281,32 €	1.497.893,59 €	1.578.589,50 €
Año 19	36.420,28 €	26.222,60 €	19.666,95 €	1.538.146,98 €	1.620.456,81 €
Año 20	37.148,68 €	26.747,05 €	20.060,29 €	1.579.623,03 €	1.663.579,05 €
Año 21	37.891,66 €	27.281,99 €	20.461,50 €	1.373.603,02 €	1.459.238,17 €
Año 22	38.649,49 €	27.827,63 €	20.870,73 €	1.410.883,22 €	1.498.231,07 €
Año 23	39.422,48 €	28.384,19 €	21.288,14 €	1.449.293,74 €	1.538.388,55 €
Año 24	40.210,93 €	28.951,87 €	21.713,90 €	1.488.868,21 €	1.579.744,91 €
Año 25	41.015,15 €	29.530,91 €	22.148,18 €	1.529.641,23 €	1.622.335,47 €

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 5.7 Flujos de caja parque 25 MW

Año	Año natural	Energía producida (MWh/año)	Ingresos Brutos	Gastos totales de explotación	Ingresos netos
año 0	2015	0	0	0	
Año 1	2016	110129,88	8.064.590,85 €	702.797,27 €	7.361.793,58 €
Año 2	2017	109579,23	8.285.056,61 €	721.587,13 €	7.563.469,48 €
Año 3	2018	109031,33	8.492.237,69 €	824.259,64 €	7.667.978,04 €
Año 4	2019	108486,18	8.705.797,55 €	844.679,20 €	7.861.118,35 €
Año 5	2020	107943,75	8.925.925,43 €	865.713,85 €	8.060.211,58 €
Año 6	2021	107404,03	9.152.816,25 €	887.381,64 €	8.265.434,61 €
Año 7	2022	106867,01	9.386.670,71 €	909.701,10 €	8.476.969,60 €
Año 8	2023	106332,67	9.627.695,52 €	1.028.968,31 €	8.598.727,21 €
Año 9	2024	105801,01	9.876.103,55 €	1.055.133,09 €	8.820.970,47 €
Año 10	2025	105272,00	10.132.114,05 €	1.082.084,59 €	9.050.029,46 €
Año 11	2026	104745,64	10.395.952,78 €	1.109.845,93 €	9.286.106,85 €
Año 12	2027	104221,92	10.667.852,26 €	1.138.440,89 €	9.529.411,37 €
Año 13	2028	103700,81	10.948.051,94 €	1.277.374,49 €	9.670.677,45 €
Año 14	2029	103182,30	11.236.798,42 €	1.310.598,38 €	9.926.200,05 €
Año 15	2030	102666,39	11.534.345,66 €	1.344.819,58 €	10.189.526,08 €
Año 16	2031	102153,06	11.840.955,20 €	1.380.067,46 €	10.460.887,74 €
Año 17	2032	101642,29	12.156.896,38 €	1.416.372,24 €	10.740.524,14 €
Año 18	2033	101134,08	12.482.446,58 €	1.578.589,50 €	10.903.857,08 €
Año 19	2034	100628,41	12.817.891,46 €	1.620.456,81 €	11.197.434,66 €
Año 20	2035	100125,27	13.163.525,21 €	1.663.579,05 €	11.499.946,16 €
Año 21	2036	99624,64	11.446.691,82 €	1.459.238,17 €	9.987.453,65 €
Año 22	2037	99126,52	11.757.360,18 €	1.498.231,07 €	10.259.129,11 €
Año 23	2038	98630,89	12.077.447,87 €	1.538.388,55 €	10.539.059,32 €
Año 24	2039	98137,73	12.407.235,06 €	1.579.744,91 €	10.827.490,15 €
Año 25	2040	97647,04	12.747.010,26 €	1.622.335,47 €	11.124.674,79 €
INGRESOS TOTALES					237.869.080,97 €

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 **29.185.345 €**

Tasa de retorno	VAN
1%	178.496.498,75 €
5%	99.066.155,36 €
10%	50.111.609,40 €
15%	25.429.356,33 €
20%	11.556.153,08 €
25%	3.003.703,27 €
30%	-2.681.411,97 €

Se comprueba que el TIR, la tasa de retorno para la que se anula el VAN es del 27%, lo que quiere decir que se trata de una instalación de rentabilidad buena, y la opción de repotenciar manteniendo la potencia del parque es muy interesante.

5.5.4 Estudio económico del parque repotenciado con un 40% más de potencia.

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

- Potencia total instalada: 35.1 MW
- Energía neta: 146879.2 MWh/año
- Horas equivalentes: 4163.08 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 5.8 Ingresos brutos parque repotenciado 40%

Año	Año natural	Energía producida (MWh/año)	Ingresos Brutos
Año 0	2015	0	0
Año 1	2016	146879,1	10.755.662,73 €
Año 2	2017	146144,7	11.049.695,66 €
Año 3	2018	145414,0	11.326.010,96 €
Año 4	2019	144686,9	11.610.833,57 €
Año 5	2020	143963,5	11.904.415,90 €
Año 6	2021	143243,7	12.207.017,87 €
Año 7	2022	142527,4	12.518.907,18 €
Año 8	2023	141814,8	12.840.359,51 €
Año 9	2024	141105,7	13.171.658,79 €
Año 10	2025	140400,2	13.513.097,38 €
Año 11	2026	139698,2	13.864.976,41 €
Año 12	2027	138999,7	14.227.605,98 €
Año 13	2028	138304,7	14.601.305,44 €
Año 14	2029	137613,2	14.986.403,68 €
Año 15	2030	136925,1	15.383.239,41 €
Año 16	2031	136240,5	15.792.161,43 €
Año 17	2032	135559,3	16.213.528,96 €
Año 18	2033	134881,5	16.647.711,95 €
Año 19	2034	134207,1	17.095.091,38 €
Año 20	2035	133536,1	17.556.059,59 €
Año 21	2036	132868,4	15.266.336,37 €
Año 22	2037	132204,0	15.680.671,60 €
Año 23	2038	131543,0	16.107.569,30 €
Año 24	2039	130885,3	16.547.403,11 €
Año 25	2040	130230,9	17.000.557,84 €

5.5.4.1 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 5.9 Gastos totales parque repotenciado 40%

Año	Ocupación de terrenos	PVI	Seguro	Gastos O y M	Gastos totales
Año 0	0	0	0	0	0
Año 1	37.500,00 €	18.000,00 €	13.500,00 €	860.453,02 €	929.453,02 €
Año 2	38.250,00 €	18.360,00 €	13.770,00 €	883.975,65 €	954.355,65 €
Año 3	39.015,00 €	18.727,20 €	14.045,40 €	1.019.340,99 €	1.091.128,59 €
Año 4	39.795,30 €	19.101,74 €	14.326,31 €	1.044.975,02 €	1.118.198,37 €
Año 5	40.591,21 €	19.483,78 €	14.612,83 €	1.071.397,43 €	1.146.085,25 €
Año 6	41.403,03 €	19.873,45 €	14.905,09 €	1.098.631,61 €	1.174.813,18 €
Año 7	42.231,09 €	20.270,92 €	15.203,19 €	1.126.701,65 €	1.204.406,85 €
Año 8	43.075,71 €	20.676,34 €	15.507,26 €	1.284.035,95 €	1.363.295,26 €
Año 9	43.937,23 €	21.089,87 €	15.817,40 €	1.317.165,88 €	1.398.010,38 €
Año 10	44.815,97 €	21.511,67 €	16.133,75 €	1.351.309,74 €	1.433.771,13 €
Año 11	45.712,29 €	21.941,90 €	16.456,42 €	1.386.497,64 €	1.470.608,26 €
Año 12	46.626,54 €	22.380,74 €	16.785,55 €	1.422.760,60 €	1.508.553,42 €
Año 13	47.559,07 €	22.828,35 €	17.121,26 €	1.606.143,60 €	1.693.652,28 €
Año 14	48.510,25 €	23.284,92 €	17.463,69 €	1.648.504,40 €	1.737.763,26 €
Año 15	49.480,45 €	23.750,62 €	17.812,96 €	1.692.156,33 €	1.783.200,37 €
Año 16	50.470,06 €	24.225,63 €	18.169,22 €	1.737.137,76 €	1.830.002,67 €
Año 17	51.479,46 €	24.710,14 €	18.532,61 €	1.783.488,19 €	1.878.210,40 €
Año 18	52.509,05 €	25.204,35 €	18.903,26 €	1.997.725,43 €	2.094.342,09 €
Año 19	53.559,23 €	25.708,43 €	19.281,32 €	2.051.410,97 €	2.149.959,96 €
Año 20	54.630,42 €	26.222,60 €	19.666,95 €	2.106.727,15 €	2.207.247,12 €
Año 21	55.723,03 €	26.747,05 €	20.060,29 €	1.831.960,36 €	1.934.490,73 €
Año 22	56.837,49 €	27.281,99 €	20.461,50 €	1.881.680,59 €	1.986.261,57 €
Año 23	57.974,24 €	27.827,63 €	20.870,73 €	1.932.908,32 €	2.039.580,91 €
Año 24	59.133,72 €	28.384,19 €	21.288,14 €	1.985.688,37 €	2.094.494,42 €
Año 25	60.316,40 €	28.951,87 €	21.713,90 €	2.040.066,94 €	2.151.049,11 €

5.5.4.2 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 5.10 Flujos de caja parque repotenciado 40%

Año	Año natural	Energía producida (MWh/año)	Ingresos Brutos	Gastos totales de explotación	Ingresos netos
Año 0	2015	0	0	0	0
Año 1	2016	146879,1	10.755.662,73 €	929.453,02 €	9.826.209,72 €
Año 2	2017	146144,7	11.049.695,66 €	954.355,65 €	10.095.340,01 €
Año 3	2018	145414,0	11.326.010,96 €	1.091.128,59 €	10.234.882,38 €
Año 4	2019	144686,9	11.610.833,57 €	1.118.198,37 €	10.492.635,20 €
Año 5	2020	143963,5	11.904.415,90 €	1.146.085,25 €	10.758.330,65 €
Año 6	2021	143243,7	12.207.017,87 €	1.174.813,18 €	11.032.204,69 €
Año 7	2022	142527,4	12.518.907,18 €	1.204.406,85 €	11.314.500,33 €
Año 8	2023	141814,8	12.840.359,51 €	1.363.295,26 €	11.477.064,25 €
Año 9	2024	141105,7	13.171.658,79 €	1.398.010,38 €	11.773.648,41 €
Año 10	2025	140400,2	13.513.097,38 €	1.433.771,13 €	12.079.326,25 €
Año 11	2026	139698,2	13.864.976,41 €	1.470.608,26 €	12.394.368,15 €
Año 12	2027	138999,7	14.227.605,98 €	1.508.553,42 €	12.719.052,55 €
Año 13	2028	138304,7	14.601.305,44 €	1.693.652,28 €	12.907.653,16 €
Año 14	2029	137613,2	14.986.403,68 €	1.737.763,26 €	13.248.640,42 €
Año 15	2030	136925,1	15.383.239,41 €	1.783.200,37 €	13.600.039,04 €
Año 16	2031	136240,5	15.792.161,43 €	1.830.002,67 €	13.962.158,76 €
Año 17	2032	135559,3	16.213.528,96 €	1.878.210,40 €	14.335.318,56 €
Año 18	2033	134881,5	16.647.711,95 €	2.094.342,09 €	14.553.369,86 €
Año 19	2034	134207,1	17.095.091,38 €	2.149.959,96 €	14.945.131,42 €
Año 20	2035	133536,1	17.556.059,59 €	2.207.247,12 €	15.348.812,47 €
Año 21	2036	132868,4	15.266.336,37 €	1.934.490,73 €	13.331.845,63 €
Año 22	2037	132204,0	15.680.671,60 €	1.986.261,57 €	13.694.410,03 €
Año 23	2038	131543,0	16.107.569,30 €	2.039.580,91 €	14.067.988,39 €
Año 24	2039	130885,3	16.547.403,11 €	2.094.494,42 €	14.452.908,69 €
Año 25	2040	130230,9	17.000.557,84 €	2.151.049,11 €	14.849.508,73 €
INGRESOS TOTALES					317.495.347,74 €

5.5.4.3 Rentabilidad de la inversión

Calcularemos el VAN y el TIR para ver cuánto de rentable será hacer una repotenciación aumentando la potencia del Parque Eólico de Bustelo I en un 40%, cuya inversión será de **39.728.745 €**

Se calcula el VAN para diversas tasas de retorno:

Tasa de retorno	VAN
1%	237.473.955,45 €
5%	131.454.052,40 €
10%	66.112.174,58 €
15%	33.167.778,53 €
20%	14.650.694,97 €
25%	3.235.425,49 €
30%	-4.352.711,19 €

Se comprueba que el TIR, la tasa de retorno para la que se anula el VAN es del 27%, lo que quiere decir que se trata de una instalación de rentabilidad buena, y la opción de repotenciar al 40% el parque es muy interesante.

5.5.5 Estudio económico del parque repotenciado totalmente

El precio de Venta de la energía será a $POOL = 0,05\text{c€/KWh}$, debido a la dificultad de atenerse este tipo de repotenciación al régimen especial.

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

Tabla 5.11 Precio de la energía a Pool

Año natural	año instalación	Precio RD	Tasa de actualización	Precio capitalizado
2015	0		1,00000	0,05000
2016	1	0,05	1,03250	0,05163
2017	2	0,05	1,06364	0,05318
2018	3	0,05	1,09586	0,05479
2019	4	0,05	1,12922	0,05646
2020	5	0,05	1,16374	0,05819
2021	6	0,05	1,19947	0,05997
2022	7	0,05	1,23646	0,06182
2023	8	0,05	1,27473	0,06374
2024	9	0,05	1,31435	0,06572
2025	10	0,05	1,35535	0,06777
2026	11	0,05	1,39779	0,06989
2027	12	0,05	1,44171	0,07209
2028	13	0,05	1,48717	0,07436
2029	14	0,05	1,53422	0,07671
2030	15	0,05	1,58292	0,07915
2031	16	0,05	1,63332	0,08167
2032	17	0,05	1,68549	0,08427
2033	18	0,05	1,73948	0,08697
2034	19	0,05	1,79536	0,08977
2035	20	0,05	1,85320	0,09266
2036	21	0,05	1,91306	0,09565
2037	22	0,05	1,97502	0,09875
2038	23	0,05	2,03914	0,10196
2039	24	0,05	2,10551	0,10528
2040	25	0,05	2,17420	0,10871

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

- Potencia total instalada: 55.2 MW
- Energía neta: 212.385.60 MWh/año
- Horas equivalentes: 3847,56 horas

La evolución de la energía generada disminuirá un 0,5 % al año debido al envejecimiento de los aerogeneradores.

Tabla 5.12 Ingresos Brutos repotenciación completa

Año	Año natural	Energía producida (MWh/año)	Ingresos Brutos
año 0	2015	0	0
Año 1	2016	212385,60	10.619.280,00 €
Año 2	2017	211323,67	10.909.584,57 €
Año 3	2018	210267,05	11.182.396,16 €
Año 4	2019	209215,72	11.463.607,20 €
Año 5	2020	208169,64	11.753.466,87 €
Año 6	2021	207128,79	12.052.231,83 €
Año 7	2022	206093,15	12.360.166,35 €
Año 8	2023	205062,68	12.677.542,64 €
Año 9	2024	204037,37	13.004.641,01 €
Año 10	2025	203017,18	13.341.750,13 €
Año 11	2026	202002,10	13.689.167,31 €
Año 12	2027	200992,09	14.047.198,70 €
Año 13	2028	199987,12	14.416.159,62 €
Año 14	2029	198987,19	14.796.374,78 €
Año 15	2030	197992,25	15.188.178,60 €
Año 16	2031	197002,29	15.591.915,45 €
Año 17	2032	196017,28	16.007.940,01 €
Año 18	2033	195037,19	16.436.617,52 €
Año 19	2034	194062,01	16.878.324,14 €
Año 20	2035	193091,70	17.333.447,23 €
Año 21	2036	192126,24	17.802.385,74 €
Año 22	2037	191165,61	18.285.550,49 €
Año 23	2038	190209,78	18.783.364,59 €
Año 24	2039	189258,73	19.296.263,75 €
Año 25	2040	188312,44	19.824.696,71 €

5.5.5.1 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 5.13 Gastos de explotación repotenciación completa

Año	ocupación de terrenos	PVI	seguro	gastos OyM	Gastos totales
Año 0	25.000,00 €	18.000,00 €	13.500,00 €	0,00 €	56.500,00 €
Año 1	25.500,00 €	18.360,00 €	13.770,00 €	849.542,40 €	907.172,40 €
Año 2	26.010,00 €	18.727,20 €	14.045,40 €	872.766,77 €	931.549,37 €
Año 3	26.530,20 €	19.101,74 €	14.326,31 €	1.006.415,65 €	1.066.373,91 €
Año 4	27.060,80 €	19.483,78 €	14.612,83 €	1.031.724,65 €	1.092.882,06 €
Año 5	27.602,02 €	19.873,45 €	14.905,09 €	1.057.812,02 €	1.120.192,58 €
Año 6	28.154,06 €	20.270,92 €	15.203,19 €	1.084.700,86 €	1.148.329,04 €
Año 7	28.717,14 €	20.676,34 €	15.507,26 €	1.112.414,97 €	1.177.315,71 €
Año 8	29.291,48 €	21.089,87 €	15.817,40 €	1.267.754,26 €	1.333.953,02 €
Año 9	29.877,31 €	21.511,67 €	16.133,75 €	1.300.464,10 €	1.367.986,83 €
Año 10	30.474,86 €	21.941,90 €	16.456,42 €	1.334.175,01 €	1.403.048,20 €
Año 11	31.084,36 €	22.380,74 €	16.785,55 €	1.368.916,73 €	1.439.167,38 €
Año 12	31.706,04 €	22.828,35 €	17.121,26 €	1.404.719,87 €	1.476.375,53 €
Año 13	32.340,17 €	23.284,92 €	17.463,69 €	1.585.777,56 €	1.658.866,33 €
Año 14	32.986,97 €	23.750,62 €	17.812,96 €	1.627.601,23 €	1.702.151,78 €
Año 15	33.646,71 €	24.225,63 €	18.169,22 €	1.670.699,65 €	1.746.741,21 €
Año 16	34.319,64 €	24.710,14 €	18.532,61 €	1.715.110,70 €	1.792.673,09 €
Año 17	35.006,04 €	25.204,35 €	18.903,26 €	1.760.873,40 €	1.839.987,04 €
Año 18	35.706,16 €	25.708,43 €	19.281,32 €	1.972.394,10 €	2.053.090,02 €
Año 19	36.420,28 €	26.222,60 €	19.666,95 €	2.025.398,90 €	2.107.708,73 €
Año 20	37.148,68 €	26.747,05 €	20.060,29 €	2.080.013,67 €	2.163.969,70 €
Año 21	37.891,66 €	27.281,99 €	20.461,50 €	2.136.286,29 €	2.221.921,44 €
Año 22	38.649,49 €	27.827,63 €	20.870,73 €	2.194.266,06 €	2.281.613,91 €
Año 23	39.422,48 €	28.384,19 €	21.288,14 €	2.254.003,75 €	2.343.098,56 €
Año 24	40.210,93 €	28.951,87 €	21.713,90 €	2.315.551,65 €	2.406.428,35 €
Año 25	41.015,15 €	29.530,91 €	22.148,18 €	2.378.963,61 €	2.471.657,84 €

5.5.5.2 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 5.14 Flujos de caja repotenciación completa del parque

Año	Año natural	Energía producida (MWh/año)	Ingresos Brutos	Gastos totales de explotación	Ingresos netos
año 0	2015	0	0	0	
Año 1	2016	212385,60	10.619.280,00 €	907.172,40 €	9.712.107,60 €
Año 2	2017	211323,67	10.909.584,57 €	931.549,37 €	9.978.035,20 €
Año 3	2018	210267,05	11.182.396,16 €	1.066.373,91 €	10.116.022,26 €
Año 4	2019	209215,72	11.463.607,20 €	1.092.882,06 €	10.370.725,13 €
Año 5	2020	208169,64	11.753.466,87 €	1.120.192,58 €	10.633.274,29 €
Año 6	2021	207128,79	12.052.231,83 €	1.148.329,04 €	10.903.902,78 €
Año 7	2022	206093,15	12.360.166,35 €	1.177.315,71 €	11.182.850,64 €
Año 8	2023	205062,68	12.677.542,64 €	1.333.953,02 €	11.343.589,62 €
Año 9	2024	204037,37	13.004.641,01 €	1.367.986,83 €	11.636.654,18 €
Año 10	2025	203017,18	13.341.750,13 €	1.403.048,20 €	11.938.701,94 €
Año 11	2026	202002,10	13.689.167,31 €	1.439.167,38 €	12.249.999,93 €
Año 12	2027	200992,09	14.047.198,70 €	1.476.375,53 €	12.570.823,17 €
Año 13	2028	199987,12	14.416.159,62 €	1.658.866,33 €	12.757.293,29 €
Año 14	2029	198987,19	14.796.374,78 €	1.702.151,78 €	13.094.223,01 €
Año 15	2030	197992,25	15.188.178,60 €	1.746.741,21 €	13.441.437,39 €
Año 16	2031	197002,29	15.591.915,45 €	1.792.673,09 €	13.799.242,36 €
Año 17	2032	196017,28	16.007.940,01 €	1.839.987,04 €	14.167.952,97 €
Año 18	2033	195037,19	16.436.617,52 €	2.053.090,02 €	14.383.527,51 €
Año 19	2034	194062,01	16.878.324,14 €	2.107.708,73 €	14.770.615,41 €
Año 20	2035	193091,70	17.333.447,23 €	2.163.969,70 €	15.169.477,54 €
Año 21	2036	192126,24	17.802.385,74 €	2.221.921,44 €	15.580.464,30 €
Año 22	2037	191165,61	18.285.550,49 €	2.281.613,91 €	16.003.936,58 €
Año 23	2038	190209,78	18.783.364,59 €	2.343.098,56 €	16.440.266,03 €
Año 24	2039	189258,73	19.296.263,75 €	2.406.428,35 €	16.889.835,40 €
Año 25	2040	188312,44	19.824.696,71 €	2.471.657,84 €	17.353.038,87 €
				INGRESOS TOTALES	326.487.997,39 €

5.5.5.3 Rentabilidad de la inversión

Calcularemos el VAN y el TIR para ver cuánto de rentable será hacer una repotenciación completa del parque, cuya inversión será de **64.724.100 €**

Se calcula el VAN para diversas tasas de retorno:

Tasa de retorno	VAN
1%	223.340.443,64 €
5%	112.596.436,80 €
10%	45.308.022,19 €
15%	11.840.444,31 €
20%	-6.780.938,78 €

Se comprueba que el TIR, la tasa de retorno para la que se anula el VAN es del 18%, si lo comparamos con las otras dos opciones de repotenciación, tiene un TIR más bajo, lo que quiere decir que se trata de una instalación menos rentable, siendo aún, una opción viable, e interesante.

6 CONCLUSIONES

Como se puede comprobar con los resultados, el gran avance que ha experimentado la tecnología en el sector eólico, con máquinas cada vez más potentes y eficientes, presenta la posibilidad de sustituir estas nuevas máquinas, por las de parques antiguos que aún no han llegado al final de su vida útil. Como hemos visto, la opción de repotenciar puede ser una opción viable, el análisis realizado en este estudio permite llegar a relevantes conclusiones sobre 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 estas ventajas, la sustitución de máquinas ineficientes, que ocupan emplazamientos con las mejores condiciones de vientos, permite un mejor aprovechamiento del parque y del recurso eólico. Desde el punto de vista medioambiental, la reducción del número de máquinas, y el menor ruido que las nuevas producen, reduce el impacto del parque. Además, el aprovechamiento de los residuos del parque antiguo, sobre todo de aerogeneradores, aporta un valor añadido a la repotenciación, mejorando su rentabilidad.

Según establece 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 el presente estudio, se ha analizado la rentabilidad económica de varios casos de repotenciación, para el parque eólico de Bustelo I (Muras). El factor más decisivo es el número de horas equivalentes, por ello, se debe realizar un gran esfuerzo para aumentar este valor. En la rentabilidad económica, se obtienen valores muy interesantes de TIR y VAN con lo que queda probado que además de las ventajas tecnológicas, energéticas y medioambientales, la repotenciación tiene un gran valor añadido de tipo económico.

Después de todo, se puede decir que el proceso de repotenciación, está sometido a los mismos riesgos y a similares ratios económicos que un proyecto eólico nuevo, con la ventaja de trabajar sobre un parque eólico ya existente, abaratando costes como la reutilización de estructuras, líneas de evacuación y caminos existentes.

Además de una reducción en la incertidumbre del recurso, al contar con históricos de producción y viento del parque existente.

La repotenciación, da una extensión a la vida del parque, que prolonga los flujos de caja, en nuestro caso pasa de 7 años, a 25 años.

De los casos estudiados, el más favorable es el de repotenciar el parque en un 40 %, ya que ofrece una TIR muy elevada (27%), y también el mayor VAN, con unos ingresos netos de 317.495.347 M€ . Podemos comprobar que la opción de repotenciar a la misma potencia también resulta muy interesante, ya que presenta la misma TIR (27%) elevada aunque los ingresos netos al final sean menores, 237.869.080 M€. En cuanto a una repotenciación completa del parque, los números demuestran que ya es rentable, aun con una TIR más baja que los otros casos (18%). Sin embargo, los trámites para este proceso serían muy costosos, con una ley que no nos permite repotenciar en más de un 40%, sería necesaria una legislación que favorezca a la repotenciación. Teniendo en cuenta las bajas condiciones de riesgo gracias a trabajar sobre un parque eólico ya existente, daría un gran impulso a la repotenciación de parques eólicos.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Mapa de Google. <https://maps.google.es/>
- [2] Visor SIGPAC – Junta de Castilla y León. <http://www.sigpac.jcyl.es/visor/>
Atlas Eólico de España del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).
- [3] <http://atlaseolico.idae.es/>
- [4] Servicio de Cartografía de la Universidad de León.
- [5] Apuntes energía eólica. Universidad de León.
- [6] <http://www.aeelica.org/es/map/galicia/>
- [7] Operador del Mercado Eléctrico (OMEL)
- [8] Repotenciación de parques eólicos. Master en Energías Renovables y Mercado Energético. EOI Escuela de Organización industrial.
- [9] http://www.revistadelaenergia.es/__n242726_1031_Beneficios-de-la-repotenciacion-de-parques-eolicos.html
- [10] Alonso Fernández, S.; “Posibilidades de repotenciación de parques eólicos en España”; Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Universidad Pontificia de Comillas; Madrid, junio de 2009.
- Catálogos de Aerogeneradores
- [11] <http://www.vestas.com/>
- [12] <http://www.Siemens.com>
- Evaluación del recurso eólico
- [13] (software) WAsP (v 9.1): Wind Atlas Analysis and Application Program, Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark

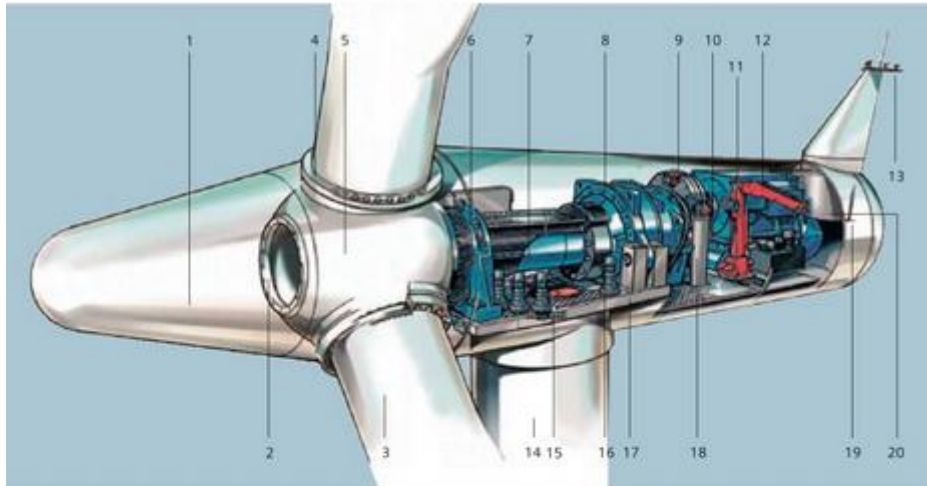
8 ANEXOS

8.1 Ficha técnica Aerogeneradores Siemens

SWT 2,3-93

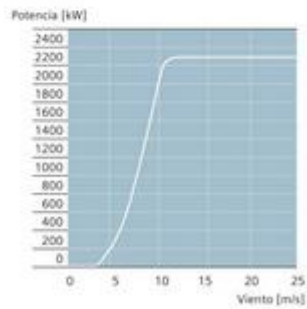
Especificaciones técnicas

Rotor		Generador	
Diámetro	93 m	Tipo	Asíncrono
Área barrida	6.800 m ²	Potencia nominal	2.300 kW
Velocidad del rotor	6-16 rpm	Tensión	690 V
Regulación de potencia	Regulación de paso con velocidad variable	Sistema de refrigeración	Intercambiador de calor integrado
Palas		Sistema de orientación	
Tipo	B45	Tipo	Activo
Longitud	45 m	Sistema de control	
Freno aerodinámico		Sistema SCADA	WebWPS
Tipo	Paso de extensión completa	Control remoto	Control pleno de la turbina
Activación	Activo, hidráulico	Torre	
Sistema de transmisión		Tipo	Tubular cilíndrico y/o cónico
Tipo de multiplicador	Planetario/helicoidal de 3 etapas	Altura del cubo	80 m o específico del emplazamiento
Relación del multiplicador	1:91	Datos operativos	
Filtrado de aceite del multiplicador	En línea y fuera de línea	Velocidad de viento de conexión	4 m/s
Refrigeración del multiplicador	Refrigerador de aceite independiente	Potencia nominal a	13-14 m/s
Capacidad de aceite	Aprox. 400 l	Velocidad de viento de desconexión	25 m/s
Freno mecánico		Máximo 3 s de ráfagas	55 m/s (versión estándar) 59,5 m/s (versión IEC)
Tipo	Freno de disco hidráulico	Pesos	
		Rotor	60 toneladas
		Góndola	82 toneladas
		Torre	De acuerdo al emplazamiento



Curva de potencia de ventas

Los datos de la curva de potencia son válidos para condiciones estándar a 15° C de temperatura del aire, 1,013 mbar de presión atmosférica y 1,225 kg/m³ de densidad del aire, palas del rotor limpias, y flujo de aire horizontal y sin perturbaciones.



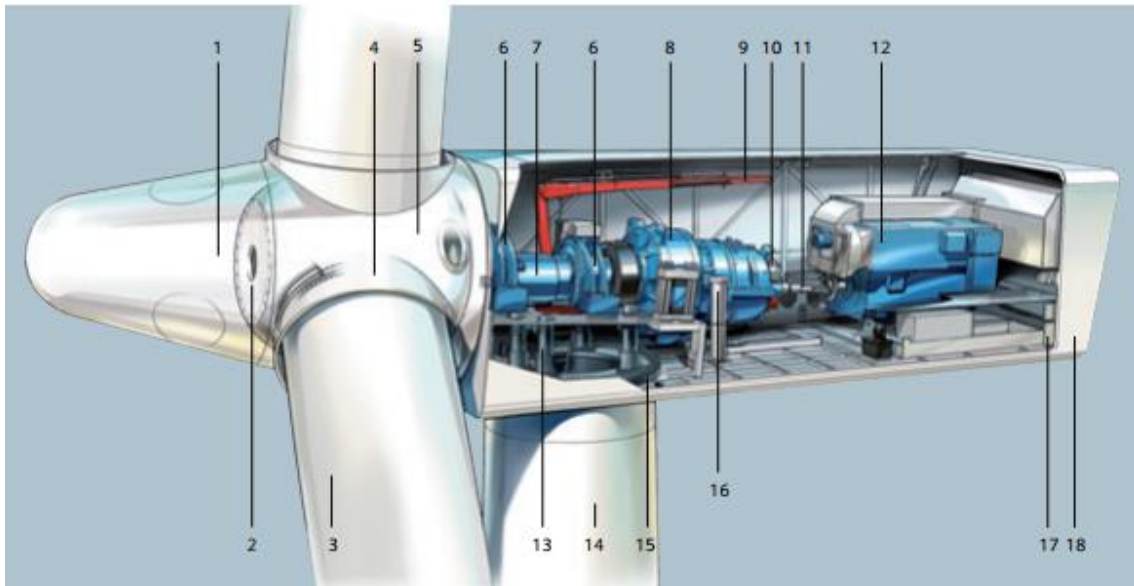
Estructura de la góndola

- | | |
|-----------------------|------------------------------------|
| 1. Cono de la hélice | 11. Generador |
| 2. Soporte del cono | 12. Grúa de servicio |
| 3. Pala | 13. Sensores meteorológicos |
| 4. Cojinete de paso | 14. Torre |
| 5. Buje de rotor | 15. Anillo de orientación |
| 6. Cojinete principal | 16. Cojinete de orientación |
| 7. Eje principal | 17. Placa de asiento de la góndola |
| 8. Multiplicador | 18. Filtro de aceite |
| 9. Disco de freno | 19. Dospel |
| 10. Acoplamiento | 20. Ventilador del generador |

SWT 3,6-107

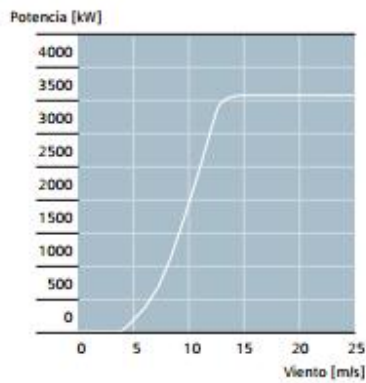
Especificaciones técnicas

Rotor		Generador	
Diámetro	107 m	Tipo	Asíncrono
Área barrida	9.000 m ²	Potencia nominal	3.600 kW
Velocidad del rotor	5–13 rpm	Tensión	690 V
Regulación de potencia	Regulación de paso con velocidad variable	Sistema de refrigeración	Intercambiador de calor integrado
Palas		Sistema de orientación	
Tipo	B52	Tipo	Activo
Longitud	52 m	Sistema de control	
Freno aerodinámico		Sistema SCADA	WebWPS
Tipo	Paso de extensión completa	Control remoto	Control pleno de la turbina
Activación	Activo, hidráulico	Torre	
Sistema de transmisión		Tipo	Tubular cilíndrica y/o cónica
Tipo de multiplicador	Planetario/helicoidal de 3 etapas	Altura del buje	80 m o específico del emplazamiento
Relación del multiplicador	1:119	Datos de operación	
Filtrado de aceite del multiplicador	En línea y fuera de línea	Velocidad de viento de conexión	3–5 m/s
Refrigeración del multiplicador	Refrigerador de aceite independiente	Potencia nominal a	13–14 m/s
Capacidad de aceite	Aprox. 750 l	Velocidad de viento de desconexión	25 m/s
Freno mecánico		Máximo 3 s de ráfagas	55 m/s (versión estándar) 70 m/s (versión IEC)
Tipo	Freno de disco hidráulico	Pesos	
		Rotor	95 toneladas
		Góndola	125 toneladas
		Torre	De acuerdo al emplazamiento



Curva de potencia de ventas

Los datos de la curva de potencia son válidos para condiciones estándar a 15° C de temperatura del aire, 1.013 mbar de presión atmosférica y 1,225 kg/m³ de densidad del aire, palas del rotor limpias, y flujo de aire horizontal y sin perturbaciones.



Estructura de la góndola

- | | |
|-----------------------|------------------------------|
| 1. Cono de la hélice | 10. Disco de freno |
| 2. Soporte del cono | 11. Acoplamiento |
| 3. Pala | 12. Generador |
| 4. Cojinete de paso | 13. Cojinete de orientación |
| 5. Buje del rotor | 14. Torre |
| 6. Cojinete principal | 15. Anillo de orientación |
| 7. Eje principal | 16. Filtro de aceite |
| 8. Multiplicador | 17. Ventilador del generador |
| 9. Grúa de servicio | 18. Dosel |

8.2 Ficha técnica Aerogeneradores Vestas

V80-2.0 MW

Facts and figures

POWER REGULATION

pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power	2,000 kW
Cut-in wind speed	4.0 m/s
Rated wind speed	16 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Wind class	IEC IA and IEC IIA
Operating temperature range	-20°C to 40°C
	low temperature turbine: -30°C to 40°C

ROTOR

Rotor diameter	80 m
Swept area	5,027 m ²
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Generator type	4-pole doubly fed generator, slip rings

GEARBOX

Type	one planetary stage and two helical stages
------	--

SOUND POWER

	4 m/s 94.0
	5 m/s 99.3
	6 m/s 103.0
	7 m/s 104.5
	8 m/s 105.2

Mode 0, 10 m above ground, hub height 80 m, air density
1,225 kg/m³

TOWER

Type	tubular steel tower
Hub heights	60 m, 67 m and 78 m (IEC IA) 60 m, 67 m, 80 m and 100 m (IEC IIA) 100 m (DIBT)

BLADE DIMENSIONS

Length	39 m
Max. chord	3.5 m

NACELLE DIMENSIONS

Height for transport	4 m
Height installed (incl. Cooler Top*)	5.4 m
Length	10.4 m
Width	3.4 m

HUB DIMENSIONS

Max. diameter	3.3 m
Max. width	4 m
Length	4.2 m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes
---	------------------

V90-3.0 MW

Facts and figures

POWER REGULATION

pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power	3.0 MW
Cut-in wind speed	3.5 m/s
Rated wind speed	15 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Re-cut in wind speed	20 m/s
Wind class	IEC IA and IEC IIA
Operating temperature range	standard range: -20 °C to 40 °C low temperature option: -30 °C to 40 °C

SOUND POWER

(Mode 0, 10 m above ground, hub height 80 m,
air density 1,225 kg/m³)

4 m/s	97.9 dB (A)
5 m/s	100.9 dB (A)
6 m/s	104.2 dB (A)
7 m/s	106.1 dB (A)
8 m/s	107.0 dB (A)
9 m/s	106.9 dB (A)

ROTOR

Rotor diameter	90 m
Swept area	6,362 m ²
Nominal revolutions	16.1 rpm
Operational interval	8.6 - 18.4 rpm
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Generator type	4-pole doubly fed generator

GEARBOX

Type two planetary stages and one helical stage

TOWER

Type tubular steel tower
Hub heights 65 m and 80 m (IEC IA)
105 m (IEC IIA)

BLADE DIMENSIONS

Length 44 m
Max. chord 3.5 m

NACELLE DIMENSIONS

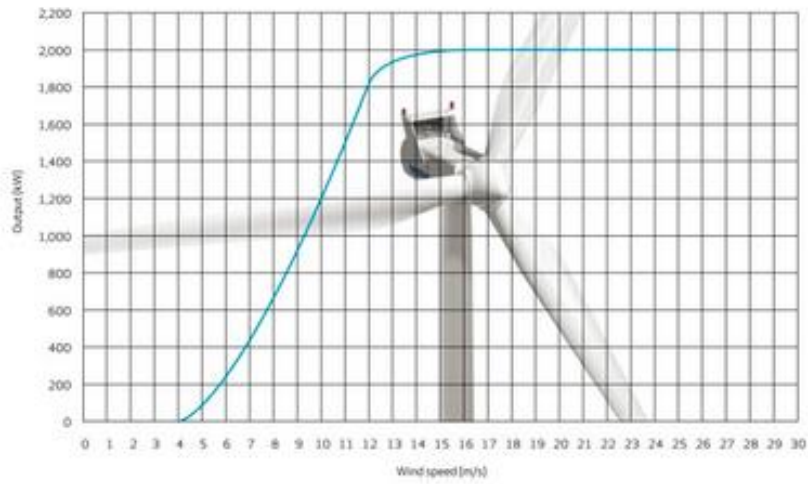
Height for transport 4 m
Length 9.65 m
Width 3.65 m (3.85 m installed)

HUB DIMENSIONS

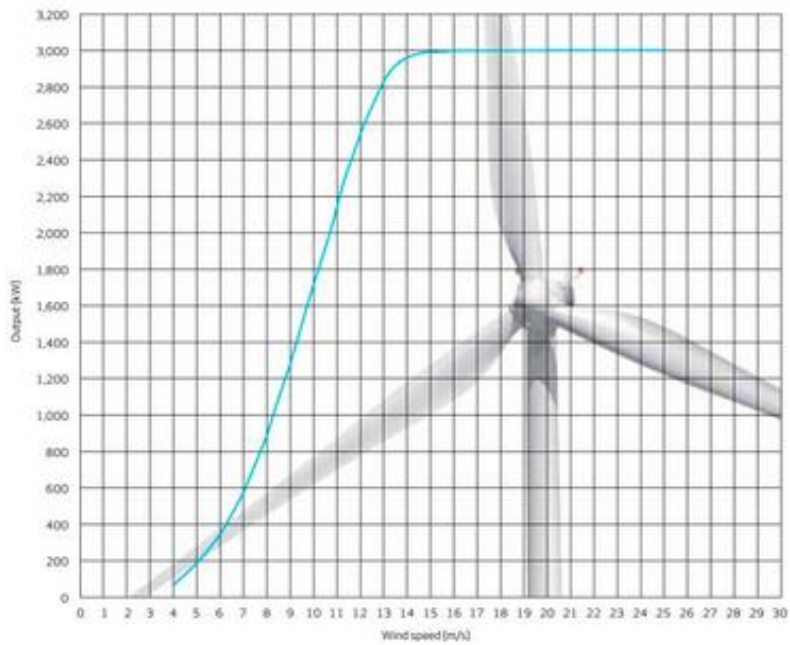
Max. diameter 3.6 m
Max. width 4.2 m
Length 4.4 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

POWER CURVE FOR V80-2.0 MW Noise reduced sound power modes are available



POWER CURVE FOR V90-3.0 MW Noise reduced sound power modes are available



8.3 Compañías comerciales de turbinas usadas

Este anexo proporciona una lista de algunas compañías que venden u ofrecen consejo relacionado con turbinas eólicas usadas en Europa. Esta lista no es completa, no incluye todas las compañías en Europa. La mayoría de las que figuran debajo operan en países donde el repowering ha empezado ya.

Compañía	País	Sitio Web	Descripción
Windpartnersbg	Bulgaria	www.windpartnersbg.com	Consultoría en turbinas usadas desde 225 kW hasta 1,5 MW
Windbrokers	Países Bajos	www.windbrokers.com	Proveedor de aerogeneradores usados desde 150 kW
Repowering solutions	España	www.repoweringsolutions.com	Proveedor de aerogeneradores usados desde 150 kW
Dansk Vindenergi ApS	Dinamarca	https://dansk-vindenergi.dk	Venta de aerogeneradores de entre 150 y 250 kW
BSgreen	Alemania	http://gebrauchtwindkraftanlagen.com www.usedwindturbine.com	Consultoría e instalación
Dansk Vindmoelleformidling	Dinamarca	www.danishusedwindturbines.com	Exportaciones de aerogeneradores desde 30 kW hasta 1 MW
GFW	Alemania	www.neic.de/wind/gfw-e.htm	Venta de aerogeneradores usados
P&J Windpower ApS	Dinamarca	www.pjwindpower.com	Proveedor de aerogeneradores de segunda mano
MainWind	Países Bajos	www.mainwind.nl	Venta de aerogeneradores usados
Bettink	Países Bajos	www.bettink.nl	Venta de aerogeneradores usados
Immobilien Service Lothar Müller	Alemania	www.wind-park-power.com	Venta de aerogeneradores usados