



REPOTENCIACIÓN DE PARQUES EÓLICOS

MASTER EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MERCADO ENERGÉTICO

Año 2011

ADRIÁN CABREJAS AZAGRA
JAVIER GÓMEZ DE LA VEGA JIMÉNEZ
DANIEL LUSILLA HOMBRÍA
MIGUEL SANTOS HERRÁN

TUTOR: IGNACIO LÁINEZ ARACAMA



Esta publicación está bajo licencia Creative Commons Reconocimiento, No comercial, Compartirigual, (by-nc-sa). Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte del mismo siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia. Más información:

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/>

Índice

1.	INTRODUCCIÓN	4
1.1.	Situación en el sector eólico	4
1.1.1.	Situación en el sector eólico español	4
1.1.2.	La energía eólica en el contexto internacional	6
1.2.	Repotenciación de parques eólicos	11
1.3.	Pequeño análisis de ejemplos concretos de repotenciación	14
1.3.1.	Parque eólico “Los Valles”	14
1.3.2.	Parque eólico Gamesa en India	16
1.3.3.	Proyecto de repotenciación en Dinamarca: Siemens y el parque eólico Nørrekær Engel	18
1.3.4.	Ejemplo de repowering en Alemania	20
1.3.5.	Schneebergerhof (Renania-Palatinado, Alemania).....	22
1.4.	Perspectivas de la repotenciación en España: estimación del potencial repotenciable.....	26
1.5.	Medio Ambiente.....	30
2.	Legislación española en materia de repotenciación.....	33
1.6.	Análisis de la legislación actual.....	33
1.7.	Repotenciación vs. Trámite nuevo. Ventajas e inconvenientes.....	36
1.8.	Conclusiones sobre legislación.....	37
1.8.1.	Propuestas de mejora de la legislación	37
1.8.2.	Ventajas de repotenciar. ¿Simplificación de los trámites legales?	38
3.	ESTUDIO DE REPOTENCIACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO CONCRETO.....	41
1.9.	Descripción del parque	41
1.10.	Alcance de repotenciación	43
1.11.	Elección de las máquinas a instalar	44
1.12.	Optimización de la nueva configuración.....	51
1.12.1.	Parque 30 MW	51

1.12.2.	Parque 42 MW	53
1.13.	Infraestructuras del parque. Estudio y modificaciones a realizar	54
1.13.1.	Obra civil	56
1.13.2.	Caminos	56
1.13.3.	Montaje	61
1.13.4.	Cimentaciones	62
1.14.	Cálculo del tipo de celdas a instalar y de las dimensiones de los cables... ..	64
1.14.1.	Para el parque con la misma potencia	64
1.14.2.	Para el parque con un 40% más de potencia	69
1.15.	Valorización/reciclaje de los aerogeneradores sustituidos	74
1.15.1.	Reutilización: venta de aerogeneradores usados	74
1.15.2.	Reciclaje	75
1.15.2.1.	Recuperación térmica y material para la industria cementera.....	76
1.15.2.2.	Integración arquitectónica de las palas usadas	82
4.	ANÁLISIS ECONÓMICO	84
1.16.	Estudio de la producción del parque	84
1.17.	Estudio de la inversión necesaria para la repotenciación	88
1.18.	Estudio de la producción restante del parque actual	89
1.19.	Análisis de sensibilidad	90
1.20.	Financiación y comentarios finales	91
5.	CONCLUSIONES	92
Anexo I:	Funcionamiento del sistema eléctrico español	94
Anexo II:	El régimen especial	99
Anexo III:	Compañías comerciales de turbinas usadas	103
6.	REFERENCIAS	109

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Situación en el sector eólico

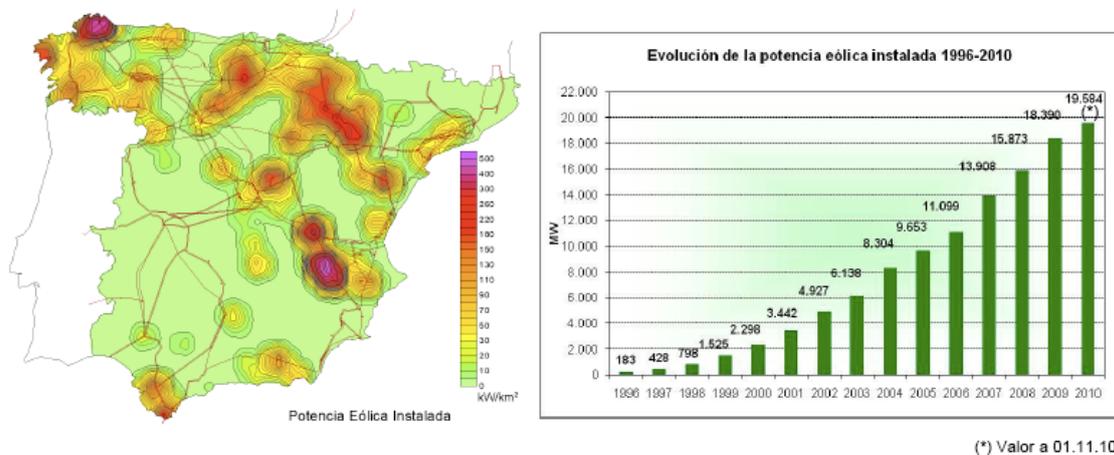
1.1.1. Situación en el sector eólico español

Desde la primera crisis del petróleo en los años 70 una de las prioridades de la política energética española ha sido la búsqueda de alternativas energéticas que reduzcan la dependencia del exterior de un elemento tan vital para la economía como es la energía. Fruto de estas políticas, a principio de los 90 se empiezan a desarrollar de forma comercial, varias energías renovables, entre las que estaba la energía eólica. Además, a la búsqueda de opciones energéticas autóctonas, a finales de esa misma década se une la creciente preocupación mundial por el efecto que los gases de efecto invernadero, principalmente el CO₂, está teniendo sobre el clima global.

Ante el doble reto de reducir la dependencia energética y descarbonizar la energía, en España, gracias a la apuesta decidida hecha durante las dos últimas décadas tanto desde el ámbito gubernamental como por un amplio sector empresarial, se ha desarrollado un potente sector eólico que en 2009:

- Cubrió un 14,5% de la demanda eléctrica, evitando la importación de combustibles fósiles por más de 7 millones de TEP (Toneladas Equivalente de Petróleo), y se dejaron de emitir 20,6 millones de toneladas de CO₂
- Contribuyó al Producto Interior Bruto en más de 3.200 millones de euros y generó empleo para casi 36.000 profesionales.
- Participó de forma relevante en todas las actividades de la cadena de valor: promoción/producción de energía, fabricación de aerogeneradores y componentes, y prestación de servicios adaptados a las necesidades de la industria.

Gráfico 1: Evolución de la potencia eólica instalada



Empresas españolas lideran el sector a nivel internacional, operando en los principales mercados en los que han obtenido una excelente reputación.

Sin embargo, en 2009 se ha producido una recesión en el sector debido a los siguientes factores:

- la incertidumbre generada por la publicación del Real Decreto Ley 6/2009,
- la necesidad de que se establezca un marco para los proyectos que se realicen a partir de enero de 2013,
- la crisis económica internacional,
- los problemas que tienen los agentes para acceder a financiación derivada de los dos aspectos señalados anteriormente,
- la aparición de nuevos competidores con estructuras de costes competitivas.

A pesar del freno que el ejercicio 2009 supuso para el sector, nos encontramos con una industria altamente competitiva con empresas de referencia a nivel mundial, posición relevante en los principales mercados y profesionales altamente cualificados. La vuelta a la senda de crecimiento requiere:

- Establecer un marco regulatorio estable y previsible, en el que se recoja un marco retributivo adecuado a las inversiones que deberán realizar los promotores para cumplir con el

objetivo eólico del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) establecido bajo la Directiva de la UE sobre energías renovables.

- Simplificar los procedimientos de autorizaciones administrativas y medioambientales.
- Apostar decididamente por las actividades de I+D+i, como factor que facilitará la diferenciación.
- Especializarse en desarrollar aquellas actividades de mayor valor.
- Aprovechar la excelente posición competitiva del sector para conseguir una mayor penetración en el mercado internacional.

La industria eólica española ha sido uno de los sectores económicos más dinámicos de los últimos años, habiendo obtenido un desarrollo relevante y empezando a mostrar signos de madurez. El año 2009 ha representado un año de inflexión en el que se puede observar el esfuerzo que se ha realizado en el pasado, y al mismo tiempo, establecer estrategias que permitan afrontar los nuevos retos a partir de la experiencia adquirida.

1.1.2. La energía eólica en el contexto internacional

La potencia eólica instalada en el mundo alcanzó la cifra de 158.505 MW en 2009, de los cuales un 54,7% correspondió a EEUU, Alemania y China. Este último país ha escalado un puesto y, por cuarto año consecutivo, su capacidad productiva se ha duplicado.

Las siguientes posiciones fueron para España, India, Italia, Francia, Reino Unido, Portugal, Dinamarca y Canadá, que acumularon conjuntamente una cuota del 34%. No obstante, existen importantes diferencias entre los dos primeros y el resto, al ostentar sendas cuotas del 12,1 y 6,9%.

Entre los aspectos más relevantes acontecidos en los últimos años (2005-2009) referentes a la evolución de la oferta, deben citarse los siguientes:

- a) La potencia eólica acumulada se ha multiplicado por 2,7 veces, hasta alcanzar 158.505 MW (Tabla 1).

b) En 2008, EEUU se convirtió en el país que acumuló un mayor número de megavatios instalados, aventajando a Alemania que tradicionalmente ocupaba el primer puesto. También, China ha desbancado a España de la tercera posición en 2009.

c) Los países que han registrado crecimientos más intensos han sido China, Francia, Canadá, Portugal y EEUU.

d) En el ámbito de la UE-27 (Gráficos 2 y 3) se alcanzaron casi 75.000 MW, siendo el ritmo de crecimiento del 16,6% en el periodo analizado. Por países, Alemania sigue siendo el Estado con más megavatios conectados a la red eléctrica, aunque ha perdido cuota de mercado fruto del avance registrado por otras naciones europeas (particularmente, Francia, Portugal, Suecia, Reino Unido e Italia).

e) Dinamarca ha reducido a casi la mitad su participación, situándose ésta en un 4,6% en 2009, pues la potencia instalada ha crecido a un ritmo mucho más modesto que la de los países mencionados en el párrafo anterior. En consecuencia, desciende desde la tercera posición a la séptima.

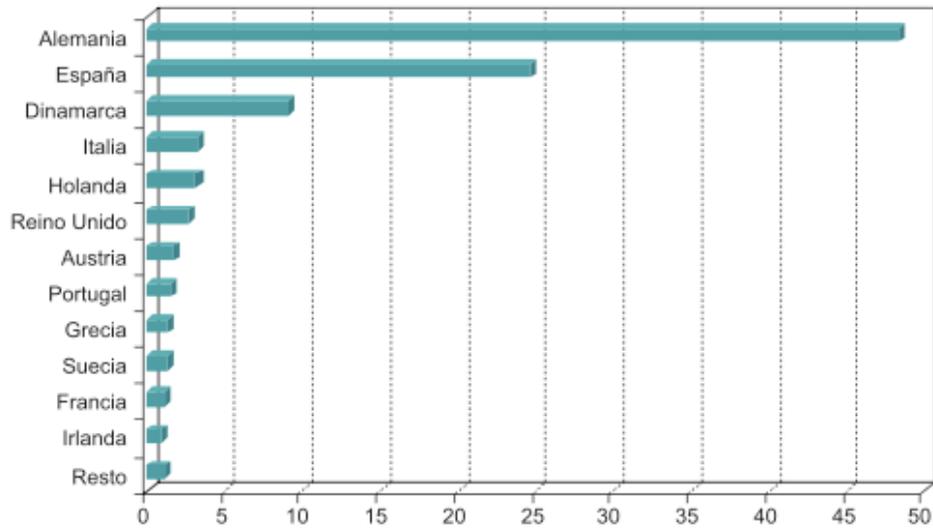
f) Por el contrario, España gana cerca de un punto porcentual respecto a 2005, alcanzando el 25,6% del mercado eólico europeo. El buen nivel de crecimiento de la actividad promotora ha permitido consolidar a nuestro país como el segundo de Europa.

Tabla 1: Potencia eólica acumulada a nivel mundial por países (en MW)

País	2005	2006	2007	2008	2009	vma (%)	Participación sobre el total
							2009 (%)
EEUU	9.149	11.575	16.824	25.068	35.064	39,9	22,1
Alemania	18.415	20.622	22.247	23.903	25.777	8,8	16,3
China	1.260	2.599	5.910	12.020	25.805	112,7	16,3
España	10.011	11.586	15.104	16.689	19.149	17,6	12,1
India	4.430	6.270	7.845	9.655	10.926	25,3	6,9
Italia	1.718	2.123	2.726	3.736	4.850	29,6	3,1
Francia	757	1.567	2.454	3.404	4.492	56,1	2,8
Reino Unido	1.332	1.962	2.406	2.974	4.051	32,1	2,6
Portugal	1.022	1.716	2.150	2.862	3.535	36,4	2,2
Dinamarca	3.128	3.136	3.125	3.163	3.465	2,6	2,2
Canadá	683	1.460	1.846	2.369	3.319	48,5	2,1
Holanda	1.219	1.558	1.747	2.225	2.229	16,3	1,4
Japón	1.061	1.309	1.538	1.880	2.056	18,0	1,3
Australia	708	817	824	1.306	1.712	24,7	1,1
Suecia	510	571	788	1.048	1.560	32,2	1,0
Irlanda	496	746	795	1.027	1.260	26,2	0,8
Grecia	573	746	871	985	1.087	17,4	0,7
Austria	819	965	982	995	995	5,0	0,6
Otros	1.783	2.686	3.612	4.988	7.173	41,6	4,5
Total	59.074	74.014	93.794	120.297	158.297	28,0	100,0

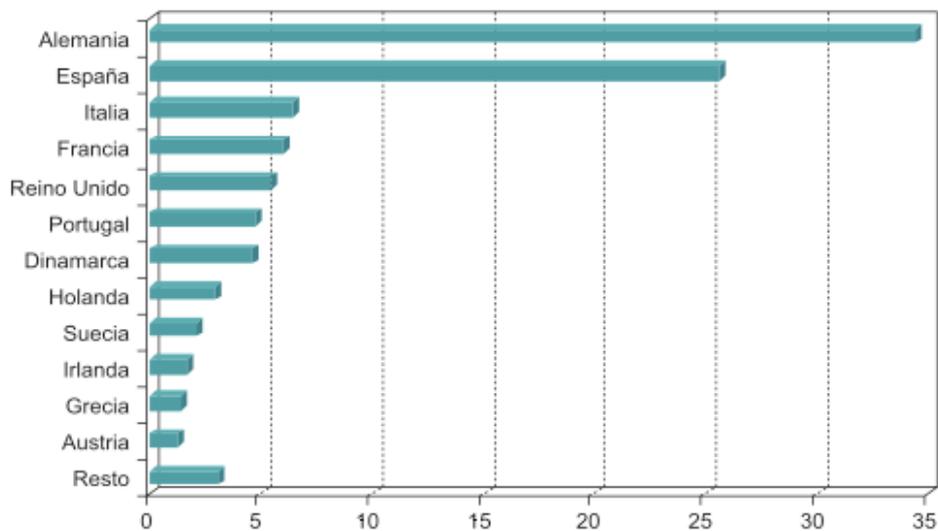
Fuente: Asociación Empresarial Eólica (AEE) y Global Wind Energy Council (GWEC). Elaboración propia.

Gráfico 2: Distribución de la capacidad eólica acumulada instalada en la UE-27 (2005). En porcentaje



Fuente: AEE y European Wind Energy Association (EWEA). Elaboración propia.

Gráfico 3: Distribución de la capacidad eólica acumulada instalada en la UE-27 (2009). En porcentaje



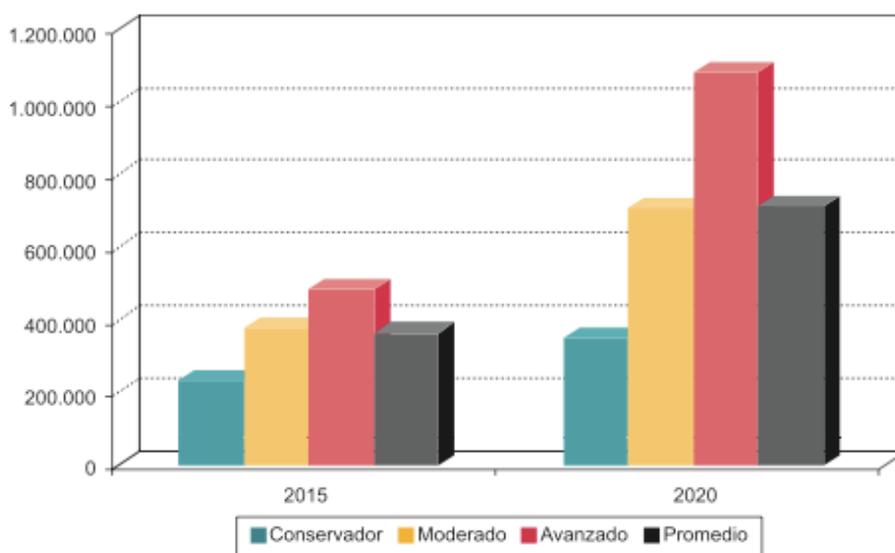
Fuente: AEE y EWEA. Elaboración propia.

En un contexto de sensibilización política para reducir las emisiones de GEI al amparo del Protocolo de Kyoto (2002), la energía eólica se posiciona entre todas las renovables como la tecnología más consolidada para contribuir al cumplimiento de este objetivo. Las previsiones de

crecimiento realizadas por el *Global Wind Energy Council* (GWEC) para 2015 y 2020 plantean tres posibles escenarios mundiales (conservador, moderado y avanzado). Considerando el promedio de todos ellos, el incremento de la potencia acumulada para cada año objetivo sería respectivamente de casi 2,5 y 4,5 veces respecto a 2009, situándose en algo más de 714.000 MW en el último año citado.

Entre los países más dinámicos y que liderarán el crecimiento del sector a nivel mundial en los próximos años (2010-2020) se encuentran Canadá, China, EEUU o Reino Unido. El Gobierno chino ha identificado la energía eólica como un área estratégica de desarrollo económico y diversificación energética (*10 GW Size Wind Base Programme*), y su propósito es instalar algo más de 60.000 MW hasta 2020, distribuidos en seis provincias. En el contexto de este ambicioso plan, el citado país asiático alcanzó los 25.104 MW en 2009, desbancando a España del tercer puesto en el *ranking* mundial y convirtiéndose, asimismo, en el primer país no europeo que ha iniciado la puesta en marcha de instalaciones marinas.

Gráfico 4: Perspectivas del crecimiento del mercado eólico mundial. En MW



Fuente: Greenpeace Internacional y GWEC (2000). Elaboración propia.

Respecto a EEUU, la Administración estadounidense se propuso en 2008 el objetivo de conseguir para 2030 el 20% de la demanda de energía eléctrica a partir de producción eólica. Para ello, sería necesario disponer de una potencia de 305.000 MW, lo que supondría un incremento de 269.841 MW respecto a 2009. El citado objetivo se pretende cubrir en parte con la instalación de aerogeneradores en el mar (en torno al 18%).

Otro referente a tener en cuenta es Canadá, que junto con EEUU goza de los mayores recursos eólicos del planeta. Sin embargo, el hecho de que esta fuente de energía tenga un nivel de penetración muy reducido en su demanda eléctrica se debe al desarrollo de la energía hidráulica que abastece en torno al 60% de las necesidades internas de electricidad.

En el ámbito de la UE, la Directiva 2009/28/CE establece que el consumo de energía procedente de fuentes renovables de cada Estado miembro, deberá alcanzar una determinada cuota en 2020, siendo del 20% para toda la UE. De entre todas las alternativas posibles, la energía eólica contribuirá decisivamente al cumplimiento de este objetivo dada la alta capacitación tecnológica de la industria europea y el elevado volumen previsto a instalar en los próximos años. Las estimaciones realizadas por la *European Wind Energy Association* (EWEA) asumen una capacidad instalada acumulada de en torno a 144.000 y 247.500 MW para 2015 y 2020 respectivamente. Esto representa un crecimiento medio anual del 11%.

Entre los países europeos, el más dinámico es el Reino Unido. La norma estatal *Renewables Obligation Order* exige a los suministradores de electricidad que un determinado porcentaje de sus ventas provenga de energías renovables. Para impulsar el cumplimiento de la cuota del 15,4% en 2015, el gobierno británico está promoviendo el desarrollo de la energía eólica y en 2009 adjudicó nueve parques marinos que suman una potencia de 32.200 MW. Entre los adjudicatarios se encuentra Iberdrola Renovables, a través de la subsidiaria ScottishPower Renewables y su socio Vattenfall, que explotarán el segundo mayor complejo eólico, de 7.200 MW, en el Mar del Norte.

Por otro lado, es de destacar que otras naciones europeas con una dilatada experiencia en la producción de electricidad a partir de energía eólica (Alemania, España o Dinamarca) previsiblemente crecerán a un ritmo inferior al del conjunto de la UE-27. No obstante, las dos primeras seguirán liderando el mercado eólico europeo.

Por ejemplo, Dinamarca, pionera en la instalación de aerogeneradores desde la década de los años setenta y donde en la actualidad la citada fuente de energía renovable cubre alrededor del 20% de la demanda eléctrica, posee un potencial productivo relevante. Las previsiones realizadas por la *Danish Energy Agency* consideran que la capacidad *offshore* a instalar se sitúa en unos 4.600 MW. Esto representa algo más del total operativo en 2009, que fue de 3.465 MW.

Para nuestro país, se prevé que la capacidad acumulada sea de unos 40.000 MW en 2020, de los cuales, alrededor de un 3% podría ser *offshore*. Asimismo, existen mercados emergentes con posibilidades de recorrido como Francia e Italia y, especialmente, determinados países del Este (Hungría, Polonia y Rumania).

Tabla 2: Previsiones de crecimiento de la potencia instalada acumulada en la UE-27 (2020). En MW

País	2009	2020 (Bajo)	2020 (Alto)	Promedio		vma (Bajo)	vma (Alto)
				2009-2020 (Bajo)	2009-2020 (Alto)		
Alemania	25.777	49.000	52.000	46.657	49.657	6,0	6,6
Austria	995	3.500	4.000	3.410	3.910	12,1	13,5
Bélgica	563	3.900	4.500	3.849	4.449	19,2	20,8
Bulgaria	177	3.000	3.500	2.984	3.484	29,3	31,2
Chipre	0	300	500	300	500	na	na
Dinamarca	3.465	6.000	6.500	5.685	6.185	5,1	5,9
Eslovaquia	3	800	1.000	800	1.000	66,2	69,6
Eslovenia	0	500	700	500	700	na	na
España	19.149	40.000	42.500	38.259	40.759	6,9	7,5
Estonia	142	500	600	487	587	12,1	14,0
Finlandia	146	1.900	3.000	1.887	2.987	26,3	31,6
Francia	4.492	23.000	26.000	22.592	25.592	16,0	17,3
Grecia	1.087	6.500	8.500	6.401	8.401	17,7	20,6
Holanda	2.229	9.500	11.400	9.297	11.197	14,1	16,0
Hungría	201	900	1.200	882	1.182	14,6	17,6
Irlanda	1.260	6.000	7.000	5.885	6.885	15,2	16,9
Italia	4.850	15.500	18.000	15.059	17.559	11,1	12,7
Letonia	28	200	300	197	297	19,6	24,1
Lituania	91	1.000	1.100	992	1.092	24,3	25,4
Luxemburgo	35	300	700	297	697	21,6	31,3
Malta	0	100	200	100	200	na	na
Polonia	725	10.500	12.500	10.434	12.434	27,5	29,5
Portugal	3.535	7.500	9.000	7.179	8.679	7,1	8,9
Reino Unido	4.051	26.000	34.000	25.632	33.632	18,4	21,3
Rumania	14	3.000	3.500	2.999	3.499	62,9	65,2
R. Checa	192	1.600	1.800	1.583	1.783	21,3	22,6
Suecia	1.560	9.000	11.000	8.858	10.858	17,3	19,4
UE-27	74.767	230.000	265.000	223.203	258.203	10,8	12,2

Fuente: Zervos y Kjaer (2009). Elaboración propia.

1.2. Repotenciación de parques eólicos

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.

España es una potencia mundial en el aprovechamiento de energía eólica. Se está viviendo el despegue de la fabricación nacional de aerogeneradores y la atracción ejercida sobre los inversores de gran capacidad económica y/o financiera.

Tradicionalmente, las localizaciones con mejores condiciones y con mejor viento están ocupadas con tecnologías que ya están o van a quedar obsoletas en los próximos años, de hecho, los parques construidos antes de 1998 cuentan como media con un 25-30 % más de viento que el resto

de parques eólicos, y además los aerogeneradores ubicados en dichos parques aprovechan menos eficazmente el recurso que las máquinas actuales.

Las necesidades del sector han ido variando en los últimos años, y en este momento se abre un nuevo horizonte. Ante el desarrollo de aerogeneradores más potentes y eficientes, se plantea la posibilidad de reemplazar los más antiguos antes de llegar al final de su vida útil e incrementar la potencia total de una forma apreciable, sin aumentar el impacto visual, lo cual es conocido como repotenciación. 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 primer lugar, los parques con antigüedad superior a 15 años es interesante repotenciarlos lo antes posible, ya que éste tipo de parques es el que puede experimentar el mayor cambio, debido a que la tecnología instalada en ellos es la más antigua y disponen de los mejores emplazamientos eólicos.

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

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

Además, lo más interesante es amortizar aceleradamente y financiar con recursos ajenos el mayor porcentaje posible del coste del proyecto.

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

No todo el camino de la repotenciación es tan sencillo como parece a simple vista, dado que las líneas eléctricas están dimensionadas con una determinada capacidad y por tanto, en España solo se puede aumentar la potencia del parque existente en un 40%

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

Mejoran la eficiencia y eficacia de la generación al incorporar los nuevos avances tecnológicos que se producen; la evolución tecnológica en este sector es continua.

Respuesta en caso de huecos de tensión, no se producirá pérdida de potencia.

Mejor adaptabilidad de los sistemas de control de parque en los sistemas de control del Operador del Sistema.

Permiten el mejor aprovechamiento del recurso eólico: al repotenciarse un parque ya existente se conoce el comportamiento del viento en dicha instalación con fiabilidad, lo que permite una mayor optimización del recurso al realizar la sustitución de las máquinas.

Permite aumentar de forma relevante la producción de electricidad por superficie ocupada, lo que supone mayor disponibilidad para instalar nueva potencia.

Reduce el número de aerogeneradores necesarios para conseguir la misma potencia instalada e igual o mayor energía generada; reducción de los efectos en el medioambiente y del impacto visual que tienen los aerogeneradores.

Un problema con el que se van a encontrar los procesos de repotenciación es la dificultad que tendrán los promotores para vender las máquinas en el mercado de segunda mano: debido al rápido desarrollo tecnológico que ha tenido el sector, el precio de estas máquinas es muy bajo o incluso son consideradas como chatarra, teniendo en algunos casos que pagar a un tercero para deshacerse de componentes contaminantes. Pero ya van apareciendo empresas que se dedican al aprovechamiento de éstas máquinas, para venderlas en países subdesarrollados, para aprovechar piezas de las mismas o incluso para reciclar partes del aerogenerador.

Dadas las ventajas para promotores como para la sociedad (reducción del impacto visual, creación de empleo derivada de estas actividades, contar con máquinas más avanzadas tecnológicamente en el sistema eléctrico), sería conveniente establecer incentivos para este tipo de procesos, teniendo además en consideración los criterios de seguridad y fiabilidad del sistema que se establezcan: debe tenerse en consideración el escaso éxito que ha tenido el marco establecido

en la disposición transitoria séptima del Real Decreto 661/2007 con respecto al proceso de repotenciación.

1.3. Pequeño análisis de ejemplos concretos de repotenciación

Las experiencias de repotenciación están más extendidas en el extranjero que dentro de nuestras fronteras. Pese a ello, España presenta un enorme potencial debido a la existencia de numerosos parques antiguos con máquinas obsoletas. La repotenciación de estos parques supone un gran beneficio, tanto en el aspecto de eficiencia como en el medioambiental. A continuación van a describirse algunos de estos ejemplos.

1.3.1. Parque eólico “Los Valles”

Un proyecto de repotenciación de parques eólicos es el que está realizando la empresa Enel Green Power en el término de Tegui (Lanzarote) en las islas Canarias, en el parque eólico de “Los Valles”.

El parque eólico de “Los Valles” data del año 1991, promovido por la empresa pública INALSA, su tecnología está ya obsoleta y la producción de los últimos años tiene una tendencia de marcado signo negativo. Además muchos vecinos y ecologistas se habían quejado de que muchos molinos estaban estropeados desde hacía tiempo y de que las instalaciones parecían un escenario de guerra.

El parque antiguo tenía una potencia de 5.280 kW y se sustituyeron las numerosas máquinas antiguas por diez aerogeneradores GAMESA G-52 de 850 kW cada uno, haciendo un total de 8500 kW (60 % más de potencia instalada) y consiguiendo a su vez un incremento de eficiencia del 75 %.

ANTES

Imagen 1: Parque "Los Valles" antes de la repotenciación



DESPUÉS

Imagen 2: Parque de "Los Valles" después de la repotenciación



La empresa Enel Green Power tiene programados más proyectos de repotenciación en España, pero aún están en fase de trámite, son los siguientes:

Tabla 3: Principales proyectos de repotenciación de la empresa Enel Green Power

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE PROYECTOS DE REPOTENCIACIÓN DE PARQUES EÓLICOS EN TRAMITACIÓN POR PARTE DE ENEL GREEN POWER Y SUS PARTICIPADAS EN LAS ISLAS CANARIAS

PARQUES	Potencia inicial	Potencia definitiva	heq. Previstas Repotenciacion	Incremento eficiencia	Tecnología	Observaciones
Los Valles	5.280	8.500	3.500	75%	10 x GAMESA G-52	Pte. construcción AE nº 10
Cañada de la Barca	10.260	16.000	2.973	27%	8 x ENERCON E-70	
Cueva Blanca	1.320	2.000	3.893	23%	1 x ENERCON E-70	
Santa Lucia	4.800	8.000	3.497	10%	4 x ENERCON E-70	
Tirajana	1.260	2.000	3.031	20%	1 x ENERCON E-70	
Fuencaliente	1.500	2.400	3.831	6%	3 x ENERCON E-42	
Garafía (Juan Adalid)	1.260	1.600	2.958	42%	2 x ENERCON E-48	
C. Arinaga (parcial)	1.260	2.000	3.252	2%	1 x ENERCON E-70	
S. Antonio (*)	1.500	2.400	3.182	17%	3 x ENERCON E-48	
Finca de Mogán (*)	16.500	26.000	2.735	55%	13 x ENERCON E-82	
Granadilla III (*)	4.800	8.000	2.675	28%	4 x ENERCON E-70	
TOTAL	49.740	78.900		34%		Incremento Potencia: 58,6% Incremento producción 113%

La importancia de la repotenciación de los parques para mejorar la integración en la red de la energía eólica y mejorar la producción de los emplazamientos. Necesidades regulatorias

8



1.3.2. Parque eólico Gamesa en India

Otro ejemplo de repotenciación de parques eólicos es el que ha hecho Gamesa en la India, que ha sido el primer proyecto de repotenciación que se ha llevado a cabo en dicho país.

En la India hay un gran mercado de para la repotenciación ya que es un país donde hay muchos parques eólicos obsoletos, sobre todo en las zonas del sur como son las regiones de Tamil Nadu-Tirunelveli, Thoothukudi, Nagercoil y Kanyakumari.

Hay numerosos aerogeneradores instalados en la región de Tamil Nadu que tienen más de 15 años y el resto están entre 10 y 15 años de antigüedad. Todas esas turbinas están obsoletas y se obtendría un gran beneficio al repotenciarlas.

Se estima que el potencial de repotenciación en la India está en torno al 1.5-2 GW en los siguientes 5 años.

Gamesa completó con éxito la primera fase del proyecto de repotenciación en Coimbatore (India). La fase uno de repotenciación fue un viejo parque eólico de 29 aerogeneradores de 300 kW cada uno y dos aerogeneradores de 500 kW BHEL Nordex, con un total de 9,7 MW.

En la primera fase varias máquinas se sustituyeron por 15 aerogeneradores Gamesa G-58 de 850 kW y la idea es ampliar la potencia del parque entre un 20 y un 30% reduciendo el impacto visual.

Imagen 3: Parque de Gamesa en la India repotenciado



1.3.3. Proyecto de repotenciación en Dinamarca: Siemens y el parque eólico Nørrekær Engel

La sustitución de aerogeneradores de mayor antigüedad y menor tamaño por nuevos modelos de mayor tamaño y capacidad se estando convirtiendo de forma creciente en un rasgo del mercado europeo de la energía eólica. Éste es especialmente el caso de de países como Dinamarca y Alemania, donde el desarrollo ha tenido lugar a la largo de un periodo relativamente largo. La repotenciación también permite una mejor utilización del espacio de terreno limitado. En Dinamarca, un exitoso esquema de repotenciación tuvo un efecto sustancial sobre el desarrollo del mercado en 2002. En Alemania, se prevé que la repotenciación de parques eólicos, tanto terrestres como marítimos, supondrá la mayoría del desarrollo del mercado en el periodo de 2025 en adelante.

Imagen 4: Proyecto de repotenciación en Dinamarca:
Siemens y el parque eólico Nørrekær Engel



Siemens Energía recibió en 2009 la petición de la utility Vattenfall para la repotenciación del parque eólico de Nørrekær Enge, en el norte de Jutlandia en Dinamarca.

Siemens proporcionó 13 aerogeneradores, cada uno con una potencia de 2,3 MW y un diámetro de rotor de 93 m. Las turbinas Siemens se montaron sobre torres de 80 m de altura y remplazaron 77 máquinas más viejas.

Aunque se redujo el número de máquinas en un factor de 6, el parque eólico Siemens sorprendentemente produce el doble de energía: aproximadamente 120 GWh de energía limpia para el medio ambiente. Esto supone electricidad suficiente para proveer a 20000 hogares.

El truco está en la escala de las turbinas sustituidas. Una sola máquina de 2,3 MW produce tanta potencia pico con los vientos de Nørrekær Enge como entre 8 y 15 de las antiguas máquinas instaladas en 1988 y 1990.

El parque eólico, propiedad de la gigante utility sueca Vattenfall, tenía programada su puesta en marcha para finales de 2009. Consistió en el primer gran proyecto adscrito al programa de repotenciación del gobierno danés. En los próximos años, alrededor de 800 turbinas antiguas serán sustituidas por otras más potentes. El nuevo parque eólico sirvió también como exhibición en la Conferencia sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas de 2009 en Copenhague.

Esta repotenciación no es más que un ejemplo de lo que pronto se convertirá en una fuente de energía eólica adicional en Dinamarca, Alemania y California, cuyos gobiernos fueron pioneros en energía eólica en los 70 y 80. Por ejemplo, Bundesverband WindEnergie (BWE), la asociación de la industria eólica alemana, se marcó un objetivo de al menos 15000 MW de nueva potencia eólica instalada mediante repotenciación para 2020.

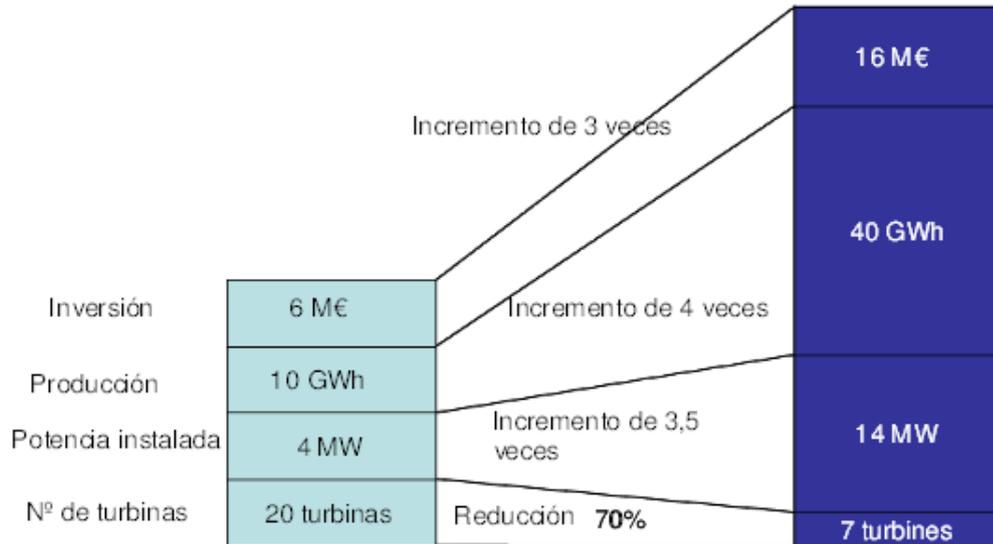
1.3.4. Ejemplo de repowering en Alemania

Un ejemplo de repowering en Alemania donde veinte aerogeneradores de 200 kW fueron reemplazados por siete de 2 MW, indica que la inversión se triplicó, pero la producción de energía anual se multiplicó por cuatro, mientras que la potencia instalada creció en un factor de 3,5, como se muestra en el gráfico 5. Como se puede ver, la producción se incrementa más que proporcionalmente con la capacidad de generación instalada. Esto es debido a que las turbinas más altas acceden a las velocidades del viento más elevadas presentes a alturas más altas, y las nuevas turbinas tienen mejores curvas P-v.

Imagen 5: Antes y después de la repotenciación en Alemania



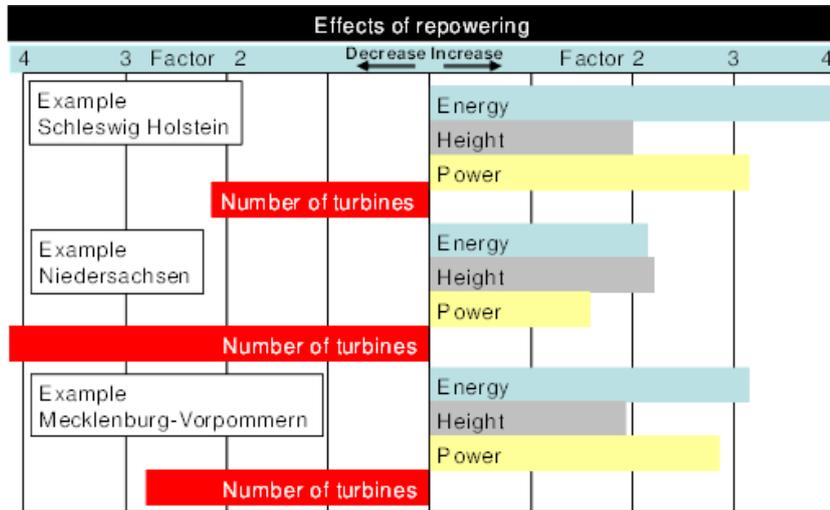
Gráfico 5: Evolución del parque eólico alemán



En el gráfico 6 se da un estudio de los efectos de los proyectos de repowering en tres regiones de Alemania. Este estudio muestra claramente que la altura incrementa en un factor 2 aproximadamente, mientras que el número de turbinas está entre una quinta parte y la mitad.

La potencia instalada se multiplica por entre 0,5 y 3,5 mientras que la energía anual producida se multiplica por entre 2,2 y 4,3. El gráfico 6 da una visión general de los efectos del repowering en lugares de Alemania.

Gráfico 6: Efectos del repowering



1.3.5. Schneebergerhof (Renania-Palatinado, Alemania)

Hoy en día, Alemania continúa siendo uno de los mercados más importantes para la compañía alemana juwi. Allí, la empresa ha proyectado 300 plantas con una potencia total de salida de 500 MW. En el pasado, la compañía se ha venido centrando en el el sur-oeste del país; en los próximos años, juwi será activo a lo largo ya ancho de todo el país. Además, existe otra razón por la cual la historia de juwi sigue siendo exitosa. En el mismo lugar donde el Director Ejecutivo de juwi, Matthias Willenbacher, estableció su primera turbina hace 14 años ha sido donde desde hace menos de un año sobresale el aerogenerador *onshore* más potente, con una altura global de 200 m: el Enercon E-126.

La historia de la compañía juwi comenzó en 1996 en una localización con excelente condiciones de viento. El parque comenzó con una máquina Enercon E-40 de 500 kW. Con el transcurso del tiempo, se fueron añadiendo otras 4 máquinas y, en julio de 2003, una Vestas V80 de 2MW. El parque tenía entonces una potencia instalada de 6,4 MW - más que suficiente para cubrir las necesidades de 4000 hogares. En 2003, juwi participó en uno de los primeros proyectos de repotenciación, reemplazando 2 aerogeneradores de primera generación por los modernos E-66. En 2010, uno de los E-66 fue reemplazado por una máquina E-126 de 6 MW, incrementándose así la capacidad del parque hasta 13,4 MW.

Imagen 6: Vista aérea del parque de energía de Schneebergerhof



El pequeño pueblo de Schneebergerhof en Renania-Palatinado es una vez más el emplazamiento para un proyecto de referencia. 5 turbinas eólicas y un campo fotovoltaico producen más de 36 millones de kWh de energía limpia al año. La mayor parte se debe a la nueva Enercon E-126. La casa de máquinas, el hub y los rotores, con un diámetro de 126 m, se han montado a una altura de 140 m. La turbina proporcionará energía limpia y económica a más de 5000 hogares (con una ocupación de 3 personas/hogar) con una producción de más de 18 GWh al año, lo cual supone 20 veces la producción anual de la E-40 de 0,5 MW.

La historia del primer aerogenerador de Willenbacher es legendaria.

Inspirado por la idea de una producción limpia de energía, comenzó a trabajar en la E-40 cuando tenía 26 años y llegó a poner en riesgo la relación con su padre. “Quería tomar una postura clara. Pero cuando mi padre supo que la máquina costaba casi 1 millón de marcos alemanes, se puso totalmente en contra del proyecto; él quería salvarme de cometer un ‘estúpido error’” recuerda Willenbacher. Finalmente, su padre observó lo serio de la idea de su hijo y lo rápido que éste se había asegurado la financiación, que cambió de opinión y apoyó incondicionalmente los esfuerzos de su hijo. Así, ahora Willenbacher contempla juwi y Schneebergerhof con sus 5 aerogeneradores y el

campo de paneles fotovoltaicos como si fuese él también su progenitor. El sistema conjunto genera más de 36 GWh de energía limpia al año. La mayor contribución viene de la Enercon E-126.

Imagen 7: Instalación de la máquina Enercon E-126



La E-126 no es el primer ejemplo de repotenciación en Schneebergerhof.

La turbina eólica pionera de Willenbacher, la Enercon E-40 (0,5 MW de potencia), ya fue anteriormente sustituida por una E-66 (1,8 MW) en 2003. La E-126 (6 MW) ha tenido ahora su turno para reemplazar otra E-66 (1,5 MW) en la zona, que era una de las primeras de su clase cuando fue instalada en Schneebergerhof en 1997.

Esta ubicación en la frontera del distrito de Donnersberg ejemplifica no sólo los agigantados pasos tecnológicos que se han dado en energía eólica, sino también el potencial de la repotenciación. Hermann Albers, presidente de la Asociación Alemana de Energía Eólica (BWE), reconoce un “increíble potencial para aumentar la productividad y la aceptación de la eólica” en la repotenciación. Su credo: una repotenciación sensata y bien concebida - es decir, potentes máquinas en buenos emplazamientos - nos permitirá generar una energía significativamente más limpia usando menos máquinas que nunca antes. Por ejemplo, en Renania-Palatinado, un estudio llevado a cabo por juwi reveló que en 2030 como muy tarde, las renovables podrían cubrir en 100 % de las necesidades de energía en este Estado Federal. La energía eólica es la principal

contribuyente en esta ecuación, con una generación superior al 40 % respecto del total. Actualmente, esta contribución oscila en torno al 8 %, consistente en la generación de aproximadamente 1000 aerogeneradores. “Para lograr este enorme incremento, la última medida que deberíamos tomar sería aumentar el número de máquinas. Todo lo contrario: con un programa de repotenciación sensato, podemos de hecho reducir a la mitad el número de máquinas hasta 500 y aún así generar muchas veces más energía que la que se produce actualmente”, explica Willenbacher. Si esto es cierto para Renania-Palatinado, también lo es para Alemania en conjunto.

Hay ciertamente más que suficientes buenas localizaciones para parque eólicos, casi es todas las regiones. El director ejecutivo de juwi Fred Jung también cree que los parques eólicos offshore centralizados no hacen más que fortalecer el monopolio de las compañías energéticas.

Imagen 8: Foto aérea durante la repotenciación



Con una tarifa de feed-in alta, así como con mayores costes de ensamblaje y costes de mantenimiento para expandir la red, por ejemplo, los parques marítimos son una carga para el consumidor. “La energía eólica terrestre ha sido capaz de competir con la energía convencional durante un largo periodo de tiempo y aún dispone de un enorme potencial - para la creación de valor regional, sobre todo”, dice Jung. “Toda turbina eólica, sistema solar o de bioenergía que produce energía on-site está generando ingresos por impuestos de alquiler y negocio para la región, así que estimula la economía. Esto sólo puede funcionar con un concepto descentralizado”.

La E-126 de Enercon

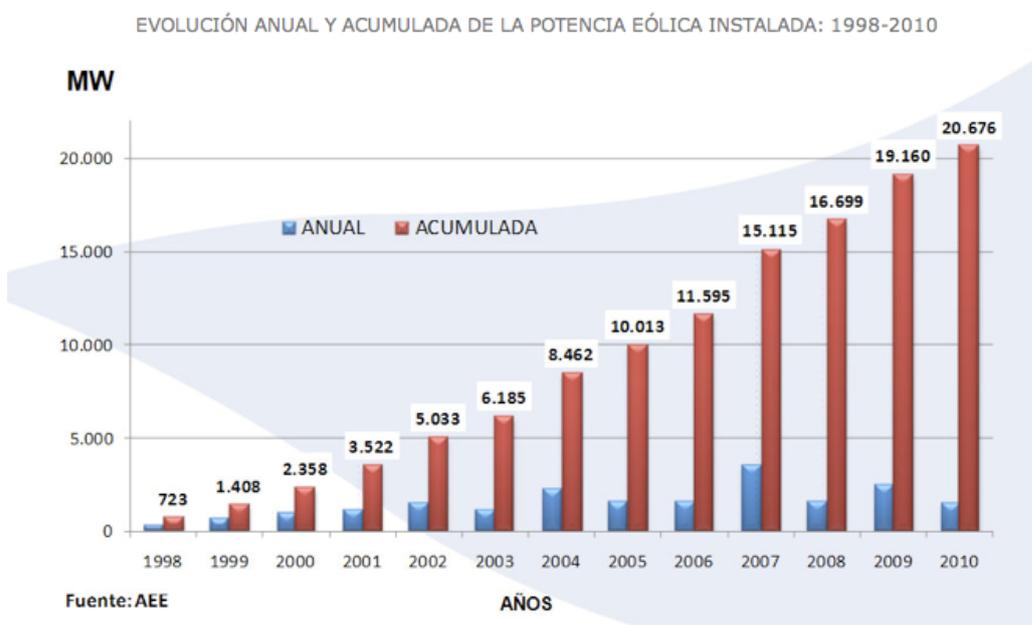
La E-126 es la turbina eólica más potente construida por el fabricante Enercon (con sede en Aurich, Baja Sajonia). El prototipo de esta máquina se puso en servicio en noviembre de 2007 en Emden (Frisia Oriental).

Capacidad	6 MW
Altura de buje	135 m
Diámetro de rotor	126 m
Producción anual de energía	De 18 a 20 GWh

1.4. Perspectivas de la repotenciación en España: estimación del potencial repotenciable

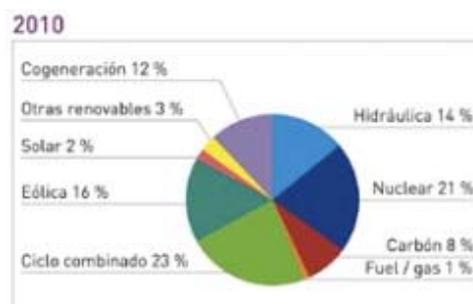
La situación de la energía eólica en nuestro país ha experimentado un fuerte crecimiento en los últimos años, siendo mayor que cualquier otro tipo de energía renovable, llegando a alcanzar a finales de 2010 los 20.676 MW de potencia instalada. España es el tercer país tras Estados Unidos y Alemania. Además en el mix energético nacional es la tercera tecnología en potencia instalada, solamente por detrás del ciclo combinado y la hidráulica.

Gráfico 7: Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada : 1998-2010



La energía eólica cubrió en 2010 el 16 % de la demanda según datos de la REE, como se muestra en el gráfico. Además evitó en ese año la emisión de casi 30 millones de toneladas de CO₂ y la importación de combustibles fósiles por valor de 1.900 millones de euros. En 2008 se produce el récord histórico eólico del 43% de la demanda, produciéndose a las 05:00 y cubriendo con 9.253 MW eólicos y 21.264 MW de demanda total.

Gráfico 8: Cobertura de la demanda



A raíz de la evolución tecnológica que se ha venido produciendo en los últimos años, con la tendencia hacia un mayor tamaño de máquinas y un incremento del rendimiento de las mismas, se abre la oportunidad en este momento de la repotenciación (repowering), de sustituir, antes de alcanzar el final de la vida útil, los aerogeneradores de primera generación por los actuales, obteniendo un incremento de prestaciones muy importante.

De esta manera, la instalación de nueva tecnología permite lograr un mejor aprovechamiento de los emplazamientos. La posibilidad de rediseñar un parque, permitiendo la optimización del espacio ocupado, aprovechando el conocimiento del recurso eólico durante la operación del parque antiguo e instalando tecnología más moderna, redundará en conseguir un aumento de la eficiencia de los aerogeneradores y por ende un mayor número de horas equivalentes. Como se observa en la tabla, los mejores emplazamientos con el mejor recurso son las que primero se ocuparon, todo el valle del Ebro, Galicia, la zona del estrecho...

Tabla 4: Potencia instalada por comunidades autónomas

POTENCIA INSTALADA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS 2009-2010
LA POTENCIA EÓLICA TOTAL INSTALADA ALCANZA LOS 20.676,04 MW

COMUNIDAD AUTÓNOMA	TOTAL 01/01/2011	En 2010	Tasa de variación 2010/2009 (%)	% sobre total	Nº de parques
Castilla y León	4.803,82	917,02	23,59%	23,23%	204
Castilla-La Mancha	3.709,19	6,00	0,16%	17,94%	121
Galicia	3.289,33	54,80	1,69%	15,91%	150
Andalucía	2.979,33	139,41	4,91%	14,41%	130
Aragón	1.764,01	10,20	0,58%	8,53%	76
Comunidad Valenciana	986,99	0,00	0,00%	4,77%	30
Navarra	968,37	6,60	0,69%	4,68%	45
Cataluña	851,41	326,87	62,32%	4,12%	33
La Rioja	446,62	0,00	0,00%	2,16%	14
Asturias	355,95	0,00	0,00%	1,72%	15
País Vasco	153,25	0,00	0,00%	0,74%	7
Murcia	189,91	37,60	24,69%	0,92%	11
Canarias	138,92	0,00	0,00%	0,67%	47
Cantabria	35,30	17,45	97,76%	0,17%	3
Baleares	3,65	0,00	0,00%	0,02%	3
TOTAL	20.676,04	1.515,95	7,9%	100,0%	889

Fuente: **AEE**

Otros aspectos importantes a considerar es la reducción de los costes de mantenimiento por unidad de energía generada de unas instalaciones antiguas que pueden tener problemas técnicos e incluso de seguridad.

La incidencia ambiental será reducida considerablemente, ya que se disminuye el número de máquinas con una velocidad de rotación menor y consiguiendo una mejor integración en el entorno. Además también se reduce el impacto acústico. Todo esto repercute en una distribución del impacto paisajístico.

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; es lo que se denomina sobreinstalación, que permite aprovechar mas eficientemente las redes de evacuación cuando los vientos no son elevados).

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

Esta información se organiza preferentemente por rangos, ya que para realizar el análisis no representa gran diferencia. Estos datos, actualizados a 31 de diciembre de 2008, para una potencia total instalada de 17.095 MW, no nos interesa analizar el potencial más reciente ya que los aerogeneradores están nuevos, aun no se han amortizado y por lo tanto no se plantean como potencial repotenciable en la actualidad, los datos se presentan en la siguiente Tabla 5.

Tabla 5: Características de los parques eólicos españoles

Antigüedad	Potencia instalada (ya repotenciada) en MW	Potencia Máquinas
> 15 años (anteriores a 12/1993)	52 (5)	P < 500 kW
10 < año < 15 (entre 01/1994 y 12/1998)	782 (0)	299 MW: P < 500 kW 483 MW: 500 < P < 750
5 < año < 10 (entre 01/1998 y 12/2003)	5.401 (0)	60 MW: P < 500 kW 3865 MW: 500 < P < 750 1446 MW: P > 750 kW
< 5 años (posteriores a 01/2004)	8.860 (0)	P > 750 kW

Como se observa en la Tabla 5, los parques con más de 15 años son los que tienen los mejores emplazamientos y las máquinas con menor potencia. Por tanto, existe un gran parque de aerogeneradores repotenciables. Los parques entre 10 y 15 años, a día de hoy están más cerca de 15 que de 10 y las máquinas están obsoletas, también podría ser interesante repotenciarlos. Por tanto el potencial eólico en que a priori sería interesante repotenciar ya sería de 834 MW, tratando toda la potencia instalada como un mismo parque.

Y los 5.401 MW que tienen casi 10 años de antigüedad habría que estudiar cada parque para ver si merece la pena realizar la repotenciación.

Ante el gran avance experimentado por la tecnología en los últimos años, hacia unas máquinas de mayor tamaño y un incremento del rendimiento de las mismas, se ha demostrado que

aparece una oportunidad muy interesante de sustitución de las máquinas antiguas, antes de agotar su vida útil, por otras nuevas.

En conclusión, hay unos 834 MW en España para los que se podría proceder a la repotenciación en este momento y otros 5.000 MW que podrían repotenciarse a partir de 5 años. Por lo tanto existe un gran potencial repotenciable que afectará positivamente en el sistema eléctrico español, produciendo mayor porcentaje de generación renovable y mejor ayuda de los nuevos parques a mantener la estabilidad en la red, ya que las nuevas máquinas resisten huecos de tensión, dan estabilidad de frecuencia...

Y por otro lado, se abre la puerta de un nuevo mercado dentro del sector eólico que España debe aprovechar para ser pionera en el mismo, dicho nuevo mercado no solo abarca el realizar el proyecto de repotenciación y llevarlo a cabo, sino también un nuevo mercado de compra venta de aerogeneradores usados, reciclaje de materiales de los mismos, transporte,...

1.5. Medio Ambiente

En la última década existe una creciente preocupación por el cuidado del medioambiente y, en particular, por la emisión de gases de efecto invernadero principales causantes del calentamiento global. Este interés se está viendo plasmado en la proliferación de acuerdos internacionales que intentan establecer unas bases que permitan frenar este fenómeno.

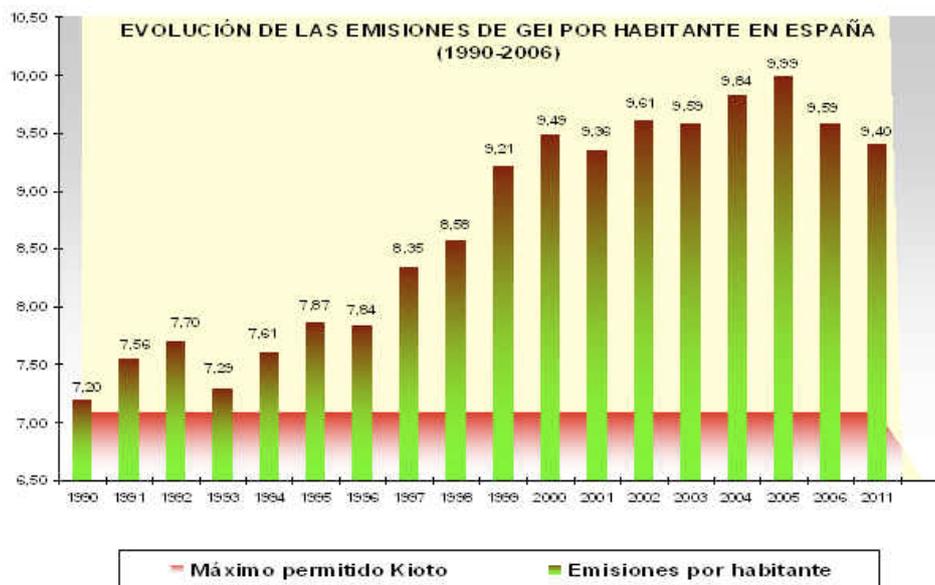
Dentro de los más importantes, cabe destacar el Protocolo de Kyoto que fue asumido por España y la Unión Europea en 1997 en el ámbito de Naciones Unidas y trata de frenar el cambio climático. Uno de sus objetivos es contener las emisiones de los gases que aceleran el calentamiento global, y, hasta la fecha, ha sido ratificado por 163 países. Este acuerdo impone para 39 países que se consideran desarrollados, ya que no afecta a los países en vías de desarrollo como Brasil, India o China, la contención o reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero.

Para llevar a cabo esta reducción de emisiones según el Protocolo de Kyoto, se tomaron como base las generadas en el año 1990, de forma, que los países que acatan el Protocolo deberán reducir sus emisiones en un 8%. Para verificar el cumplimiento se medirá la media de emisiones desde el año 2008 hasta el 2012.

La Unión Europea se ha comprometido a reducir sus emisiones también en un 8%. Cada estado miembro define en el Plan Nacional de Asignación (PNA) el reparto de los derechos de emisión correspondientes.

En concreto a España se le consentiría un aumento en sus emisiones del 15%, partiendo como base de lo emitido en 1990. El problema para España radica en que, hasta la crisis, estas emisiones han aumentado en torno al 50%, lo que complicaba en gran medida el cumplimiento del Protocolo de Kyoto, pero ahora, a causa de la crisis se ha producido una reducción considerable en las emisiones debido a que el consumo de energía ha disminuido y gracias a esto estamos más cerca del Protocolo de Kyoto. No obstante, no se ha de perder de vista que se trata de un efecto transitorio.

Gráfico 9: Evolución de las emisiones de GEI por habitante en España



Al hilo de las propuestas presentadas por la Comisión Europea en enero de 2007, todos los Jefes de Estado y de Gobierno se han comprometido a reducir las emisiones de la UE en un 20 % de aquí a 2020, o en un 30 % si hubiera un acuerdo internacional, y a que, también para esa fecha, el 20 % de la energía proceda de fuentes renovables y la eficiencia energética aumente en un 20%.

En diciembre de 2007, la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático reunió en Bali a líderes de todo el mundo con el objetivo de iniciar negociaciones con vistas a un acuerdo internacional relativo al cambio climático en el período posterior a 2012, año en que vence el Protocolo de Kyoto.

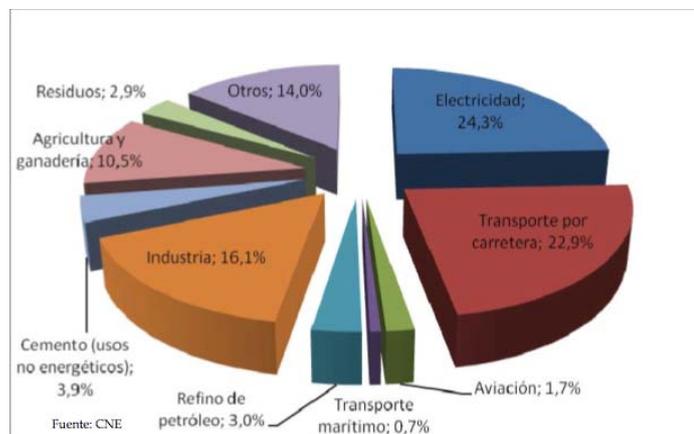
En dicha cumbre se ha acordado un compromiso de reducción de emisiones entre las potencias más fuertes a nivel mundial. Este acuerdo, aunque no obliga a cumplir objetivos específicos, cuenta con el apoyo de Estados Unidos.

Debido al déficit de derechos, los distintos países han de planificar su estrategia de cobertura ya sea a través de instalaciones con una capacidad menor de contaminación, sumideros o distintos mecanismos de flexibilidad. Dentro de este conjunto de medidas, las energías renovables jugarían un papel básico debido a que a lo largo de su vida útil apenas generan emisiones.

Además, como su propio nombre indica, son renovables, es decir, se producen de forma continua y son inagotables a escala humana que es una de las mayores desventajas de los combustibles fósiles que son la fuente principal de energía primaria hasta el momento.

Entre los sectores que más emisiones generan en España se encuentra en primer lugar el de la electricidad, por ello es muy importante el desarrollo de tecnologías limpias que permitan reducir esta cuota.

Gráfico 10: Emisiones de GEI por sectores



Teniendo en cuenta esta reflexión, se puede concluir apuntando que las energías renovables son una fuente de ventajas, tanto si nos basamos en las tendencias más actuales del sector como si nos fijamos en las preocupaciones que ocupan a los gobiernos del mundo y a la sociedad. El desarrollo de estas tecnologías y su inclusión en la cesta energética de los distintos países protagonizarán un papel protagonista en la evolución hacia un sector eléctrico más seguro, eficiente y respetuoso con el medio ambiente.

2. LEGISLACIÓN ESPAÑOLA EN MATERIA DE REPOTENCIACIÓN.

1.6. Análisis de la legislación actual.

En los últimos años se ha vivido un enorme crecimiento de las energías renovables en España. Éste logro, viene motivado principalmente por una serie de medidas legales muy exitosas, que logran crear el marco legal adecuado para impulsar este tipo de tecnologías.

Un punto de inflexión vino con el RD 661/2007, que es el principal documento legal existente en materia de renovables, donde se estableció un sistema de compensación económica a través de primas, y unos cupos de potencia. Si bien el documento es muy claro en muchos aspectos, y tiene muchas cosas buenas, deja, en nuestra opinión, algunos flecos sueltos, sobre todo en el tema que nos ocupa, la repotenciación de parques eólicos. Además, que la compleja organización del aparato estatal español ha propiciado el surgimiento de legislación en paralelo de carácter autonómico. En resumen, en materia de repotenciación se manejan los siguientes documentos:

A nivel estatal:

- RD 661/2007
- Decreto ley 6-2009 (registro de preasignación de retribución)
- Ley de impacto ambiental
- P.O. SEIE (Procedimientos de Operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares).

A todo esto hay que sumar las diversas normativas autonómicas que están surgiendo (por ejemplo en Galicia o en Canarias), además las municipales que sean de obligado cumplimiento.

La única referencia clara y directa en toda la normativa española a nivel estatal (luego se comentará a nivel autonómico), se encuentra en la Disposición Transitoria Séptima del RD 661/2007, que transcribo a continuación:

“Disposición transitoria séptima. Repotenciación de instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva anterior al 31 de diciembre de 2001.

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.

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. En caso contrario, el titular de la instalación deberá realizar una nueva solicitud de acceso, en los términos previstos en el título IV del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.”

En el apartado 1 quedan determinadas las instalaciones que podrán realizar repotenciación, entendiéndose como ello percibir prima y mantenerse en el régimen especial, y son aquellas con fecha de inscripción definitiva anterior al 31 de diciembre de 2001.

Se entiende por repotenciación “una modificación sustancial cuyo objeto sea la sustitución de sus aerogeneradores por otros de mayor potencia, en unas condiciones determinadas”. Este apartado resulta un tanto obtuso en cuanto a que no se hace una referencia más clara de esas “condiciones determinadas”, con lo que se entiende que se refiere a modificaciones que no afecten gravemente el entorno ni aumenten la superficie del parque.

Por tanto, será importante considerar la fecha de puesta en marcha, de igual manera que se hará con otros factores como la tecnología. La repotenciación sin ajustarse a estas características, es decir, con fecha de inscripción posterior a dicha fecha, no percibirá posible prima alguna.

Según se determina en el apartado 2: “se establece como 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 considerara a los efectos del límite establecido en el artículo 38.2”. De esta manera, se establece un objetivo de potencia de 2.000 MW adicionales a los 20.155 MW que es el objetivo del citado RD para el 2010. Entendiendo que si una instalación con fecha de inscripción anterior al 31/12/2001 se amplía de 15 MW a 25 MW, el adicional es 10 MW.

En el apartado 3 se establece la cuantía de la prima: “Para estas instalaciones, mediante acuerdo del consejo de Ministros, previa consulta con las Comunidades Autónomas, podrá determinarse el derecho a una prima adicional, especificada para cada instalación, máxima de 0,7 c€/kWh, a percibir hasta el 31 de diciembre de 2017”. Esta prima es por tanto discrecional, cuya tramitación, en general, será lenta.

Las instalaciones deberán cumplir ciertos requisitos, recogidos en el apartado 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”.

A la hora de incrementar la potencia de cada instalación al repotenciar, se debe tener en cuenta el apartado 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. En caso contrario, el titular de la instalación deberá realizar una nueva solicitud de acceso, en los términos previstos en el título IV del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica." Es decir, en el caso de que la potencia no supere en más de un 40% la potencia instalada, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema.

Por lo tanto, y a modo de resumen, se puede concluir que hay dos maneras de hacer repotenciación, una, más salvaje y arriesgada, consiste en dismantelar un parque y hacer uno nuevo, con todos los trámites desde el principio. La segunda manera consistiría en aquellos que cumplen la características (puesta en marcha anterior al 31 de diciembre de 2001, pues sustituir las máquinas por tecnología más moderna y concentrada (mayores equipos), incluyendo un aumento de potencia del 40%.

1.7. Repotenciación vs. Trámite nuevo. Ventajas e inconvenientes.

Éstas son las principales barreras de la tramitación de proyectos de repotenciación:

- Existe una excesiva regulación (estatal, autonómica, insular y local), en ocasiones "arbitraria" y en otras "obsoleta".
- Todo ello lleva a conflictos de "competencia" entre administraciones, y a legislación redundante o contradictoria.
- La aplicación estricta de la normativa por parte de las administraciones públicas es en ocasiones no favorable al desarrollo (mayor voluntad y flexibilidad).
- Dificultades para la aplicación del Silencio Administrativo.
- Problemas "regulatorios" relativos al acceso a red.
- Plazos de las autorizaciones concedidas por cada uno de los organismos que entran en contradicción.
- Necesidad de presentar avales en distintas administraciones para perseguir el mismo fin.

- Falta de seguridad jurídica en cuanto al marco retributivo aplicable.

Todo esto se puede resumir en que hay plazos de autorización excesivamente largos, con trámites complicados y que pueden resultar dificultosos. Esto, combinado con la volatilidad del marco jurídico en España en el tema de las primas deriva en dificultad para consecución de financiación, e incluso incremento en los costes financieros.

1.8. Conclusiones sobre legislación

1.8.1. Propuestas de mejora de la legislación

Clarificar claramente los trámites a presentar.

Hacer una legislación nacional y suprimir la legislación autonómica.

- Eliminar la necesidad de obtención de preasignación a los proyectos de repotenciación.
- Las administraciones públicas deben estar implicadas en la dinamización de los proyectos de repotenciación de parques eólicos existentes.
- El silencio administrativo debe aplicar en todos los procedimientos de autorización aplicables a estos proyectos.
- Eliminar trabas "administrativas" relativas al acceso a la red.
- Se debe eliminar la necesidad de presentar avales en distintas administraciones con el mismo objeto.
- Se deben simplificar los procedimientos administrativos para la obtención de autorizaciones de las distintas administraciones.
- Necesidad de dotar de seguridad jurídica al marco retributivo aplicable. Éste, además, debe favorecer la eficiencia.

1.8.2. Ventajas de repotenciar. ¿Simplificación de los trámites legales?

En este apartado extenderemos las conclusiones aprendidas sobre legislación. ¿Merece la pena repotenciar? Por supuesto depende de factores económicos, es decir, nada tiene sentido si no es rentable, pero digamos que en el supuesto de que fuera suficientemente rentable, la idea de repotenciar es intuitivamente buena. Se mejora la tecnología, con las ventajas que ello cuenta, que son principalmente la colocación de aerogeneradores más grandes (menor ocupación del terreno), de tecnología más avanzada (con las consiguientes ventajas sobre el sistema eléctrico) y las ventajas medioambientales (que son las inherentes a una energía renovable, y el uso de emplazamientos ya utilizados (no invasión de nuevos terrenos) y de tecnología más respetuosa con las aves.

Además, iremos más allá diciendo que creemos que la repotenciación no solo es recomendable, sino necesaria, para el desarrollo ulterior de la eólica, y puede ser un dinamizador de la economía generada en torno a este sector.

Las ventajas de la repotenciación se resumen en:

- Integración en red
- 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 y más amigables de cara al sistema eléctrico.
- Comportamiento de aerogeneradores nuevos frente a incidencias en la red (cortocircuito, microcortes, problemas de frecuencia), conforme a los requerimientos de los sistemas eléctricos.
- Se incrementa la posibilidad de incorporación de potencia eólica adicional frente al caso 0 (no repotenciación de parques existentes). En caso de hueco de tensión, no se produciría la pérdida de potencia instantánea de este parque obsoleto que va en contra de la estabilidad del sistema.
- Posibilidad de participación activa en la regulación eléctrica para contribuir a la estabilidad del sistema.
- Mejor adaptabilidad de los sistemas de control de parque en los sistemas de control del Operador del Sistema.

Mejora de la eficiencia energética:

Dado que los mejores emplazamientos (de mayor y mejor recurso) están ocupados por las máquinas más ineficientes, la sustitución de éstas revertirá en un mejor aprovechamiento de dichos emplazamientos, y por lo tanto una mayor producción eólica a misma potencia total instalada.

- Tecnología más avanzada y con mayor rendimiento (mejoras aerodinámicas en el diseño de palas, mejoras en los sistemas de control, velocidad y paso variables).

- Mayor altura de buje (incremento de la velocidad del viento a la altura de buje).

- Incremento de la densidad energética de los emplazamientos. Reducción del territorio ocupado por unidad de energía producida.

Otras ventajas:

- Mejora de la integración paisajística y medioambiental en general.

- Incremento de la actividad económica local y nacional/ europea (realización de inversiones). Para el mismo incremento de actividad, el coste en primas para el sistema, será del orden del 50% al que correspondería a un parque nuevo.

- Reducción de los costes de generación eléctrica en los sistemas insulares.

Por lo tanto, a los dos niveles principales (es decir, a nivel de inversor y propietario de un parque, y a nivel del Estado y REE), parece que es beneficioso.

A nivel de propietario:

- Una mayor producción (mayor eficiencia).

- Una mayor potencia instalada (hasta un 40% más).

- Una mayor vida del parque.

- Una prima extra que compensa los sobrecostes (teóricamente hasta 0,7 c€/kWh).

Los trámites burocráticos se acortan, debido a que ya 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. En este aspecto la legislación tampoco es muy clara, pero en

cualquier caso, sería más rápido que instalar uno nuevo, porque además durante la espera para los permisos de obra, el parque podría estar produciendo con las máquinas antiguas.

A nivel del Estado:

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

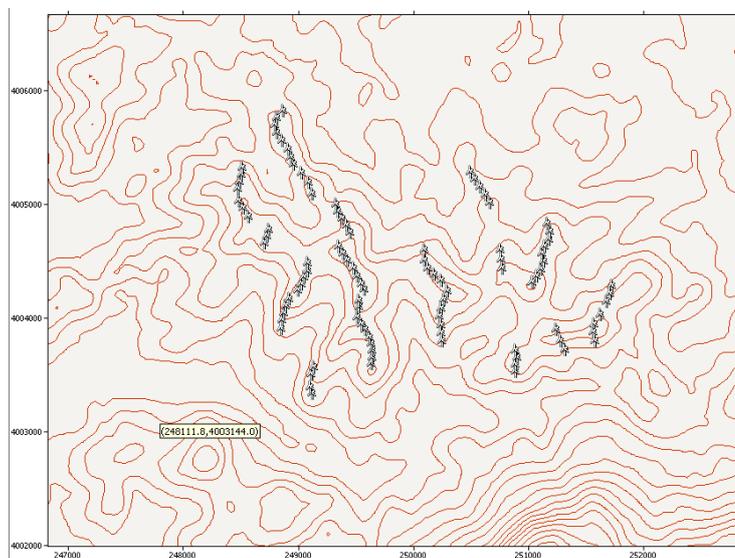
No obstante, se reincide en la idea de que hace falta una legislación más firme y concreta en materia de repotenciación, en cuanto a los trámites exactos que conllevaría, a si hace falta o no un nuevo estudio de impacto ambiental, a cuáles son los requisitos para poder cobrar la prima extra del cupo de RD 661/2007 para 2.000 MW, y en general, en cuanto a lo que sería la revisión de los contratos y las licencias y autorizaciones.

3. ESTUDIO DE REPOTENCIACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO CONCRETO

1.9. Descripción del parque

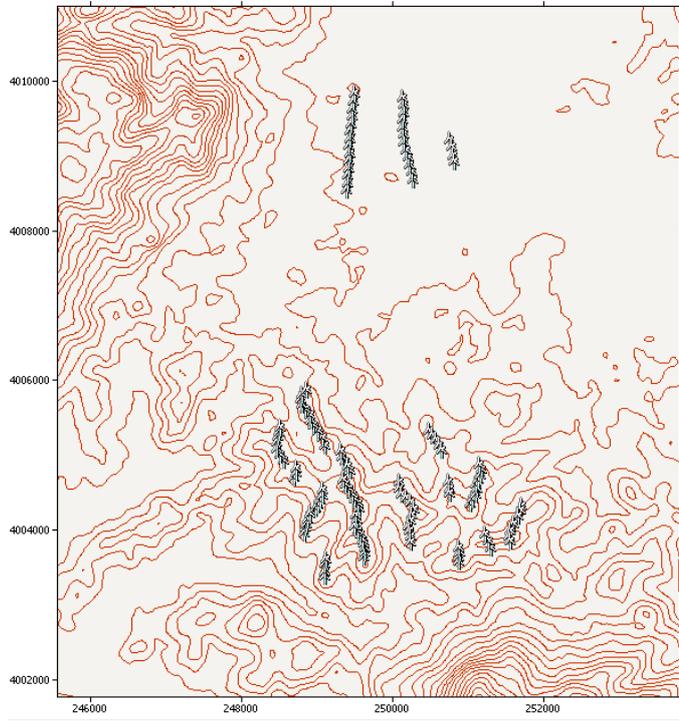
El parque elegido para la realización del proyecto está situado en la provincia de Cádiz, en el término municipal de Tarifa. Dicho parque tiene una potencia de 30 MW con un total de 100 aerogeneradores de 300kW cada uno, el modelo del aerogenerador es el DESA AE-30 de 300 kW. El parque se puso en marcha en 1998 con 80 máquinas instaladas, ampliándose más tarde a 100, aumentando la potencia instalada de 24,6 MW a 30 MW.

Imagen 9: Distribución de los aerogeneradores del
parque



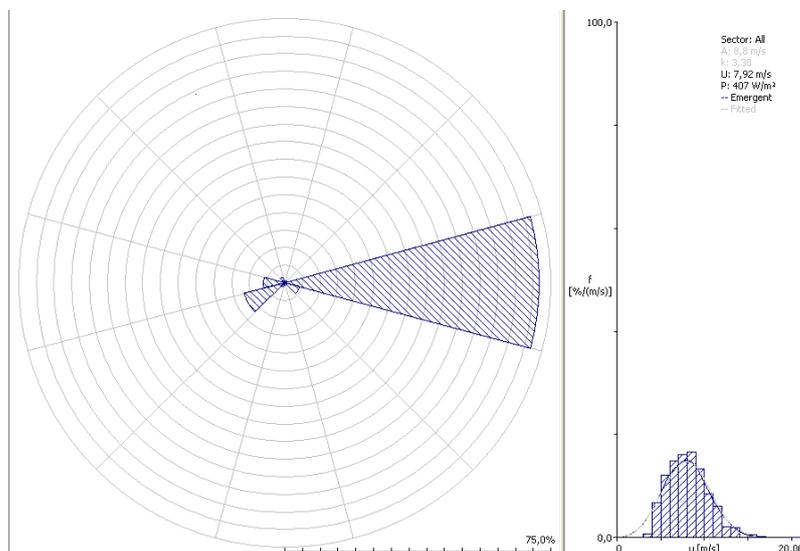
A la hora de estudiar el rendimiento del parque, debe de tenerse en cuenta otro parque situado al norte del mismo. Aunque su influencia es mínima, se ha tenido en cuenta en los cálculos realizados con el programa WAsP. El parque adyacente cuenta con 30 turbinas del modelo Made 750 kW.

Imagen 10: Distribución de aerogeneradores del parque adyacente



Es una zona que dispone de unas horas equivalentes entre 2.200 y 2.500, con un viento muy característico proveniente fundamentalmente de una única dirección. Los datos de viento proceden de una estación meteorológica de Tarifa, y se extrapolan a nuestro parque eólico con el uso del WAsP. Los datos utilizados en el programa son medias mensuales en periodos de 10 minutos.

Imagen 11: Rosa de los vientos y distribución de Weibull



Para el cálculo de la producción del parque se utiliza el programa WAsP, pero como no se encuentran las curvas de potencia de las máquinas de ambos parques (elegido y adyacente) debido a que son máquinas muy antiguas, se buscan similares de igual potencia, y las elegidas son, el aerogenerador BONUS 300 kW en lugar del DESA AE-30 para el parque elegido y el aerogenerador NEG-Micon 750 kW en lugar del Made 750 kW para el parque adyacente, ya que tanto sus características como su rendimiento son bastante similares.

Los datos obtenidos de producción anual son de 60 GWh, con un porcentaje de pérdidas por efecto estela del 8,65 %, una velocidad media en máquina de 6,36 m/s y una densidad de potencia media de 218 W/m². Con estos datos, las horas equivalentes del parque ascienden a 2000.

1.10. Alcance de repotenciación

La repotenciación de un parque eólico supone la sustitución de máquinas antiguas y de escasa potencia por otras más modernas, eficientes, y de mayor potencia. La consecuencia de ello es la reducción del 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

incremento 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.

Teniendo en cuenta estas condiciones, la repotenciación del parque eólico va a llevarse a cabo suponiendo dos escenarios: manteniendo la potencia actual de 30 MW, o aumentando un 40% su potencia. El 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 inviable la repotenciación de más de un 40%.

1.11. Elección de las máquinas a instalar

Asumiendo los dos escenarios planteados, manteniendo la potencia de 30 MW o aumentando hasta 42 MW, van a realizarse simulaciones con máquinas de diferentes fabricantes para buscar la configuración óptima del parque.

Las máquinas elegidas son de tres de los fabricantes más importantes actualmente, como son Vestas, Siemens, y Enercon. En la siguiente tabla aparecen las turbinas estudiadas:

Tabla 6: Máquinas seleccionadas

Modelo	Fabricante	Potencia (MW)
V80	Vestas	2
V90	Vestas	3
E82	Enercon	2
E70	Enercon	2,3
SWT 2,3-93	Siemens	2,3
SWT 3,6-107	Siemens	3,6

Vestas Wind System es una sociedad danesa con más de 30 años de experiencia en el sector eólico en los que ha instalado más de 40000 turbinas en todo el mundo. Las principales características de sus máquinas V80 y V90, de 2 y 3 MW respectivamente, pueden verse en las siguientes tablas.

Tabla 7: Vestas V80 y V90

V80		V90	
Potencia	2 MW	Potencia	3 MW
Diámetro de rotor	80 m	Diámetro de rotor	90 m
Área de barrido	5027 m ²	Área de barrido	6362 m ²
Altura torre	67m	Altura torre	80 m
Velocidad viento inicio	4 m/s	Velocidad viento inicio	4 m/s
Velocidad viento paro	25 m/s	Velocidad viento paro	25 m/s
Generador	Asíncrono	Generador	Asíncrono

Desde 1980, Siemens lleva desarrollando turbinas y cuenta con más de 7000 instaladas. En los últimos tiempos se ha dedicado al desarrollo de aerogeneradores de gran potencia, culminado con el lanzamiento de una turbina de 6 MW. En este caso, las turbinas estudiadas son la SWT 2-3 MW y la SWT 3,6 MW, cuyas características principales aparecen a continuación:

Tabla 8: Siemens SWT-2,3 y SWT- 3,6

SWT-2,3-93		SWT-3,6-107	
Potencia	2,3 MW	Potencia	3,6 MW
Diámetro de rotor	93 m	Diámetro de rotor	107 m
Área de barrido	6800 m ²	Área de barrido	9000 m ²
Altura torre	80 m	Altura torre	80 m
Velocidad viento inicio	4 m/s	Velocidad viento inicio	3-5 m/s
Velocidad viento paro	25 m/s	Velocidad viento paro	25 m/s
Generador	Asíncrono	Generador	Asíncrono

Enercon es la mayor empresa alemana de construcción de aerogeneradores. Fundada en 1984 cuenta con 17000 turbinas instaladas en más de 30 países. En las siguientes tablas pueden verse las características de sus máquinas E82 y E70, de 2 y 2,3 MW.

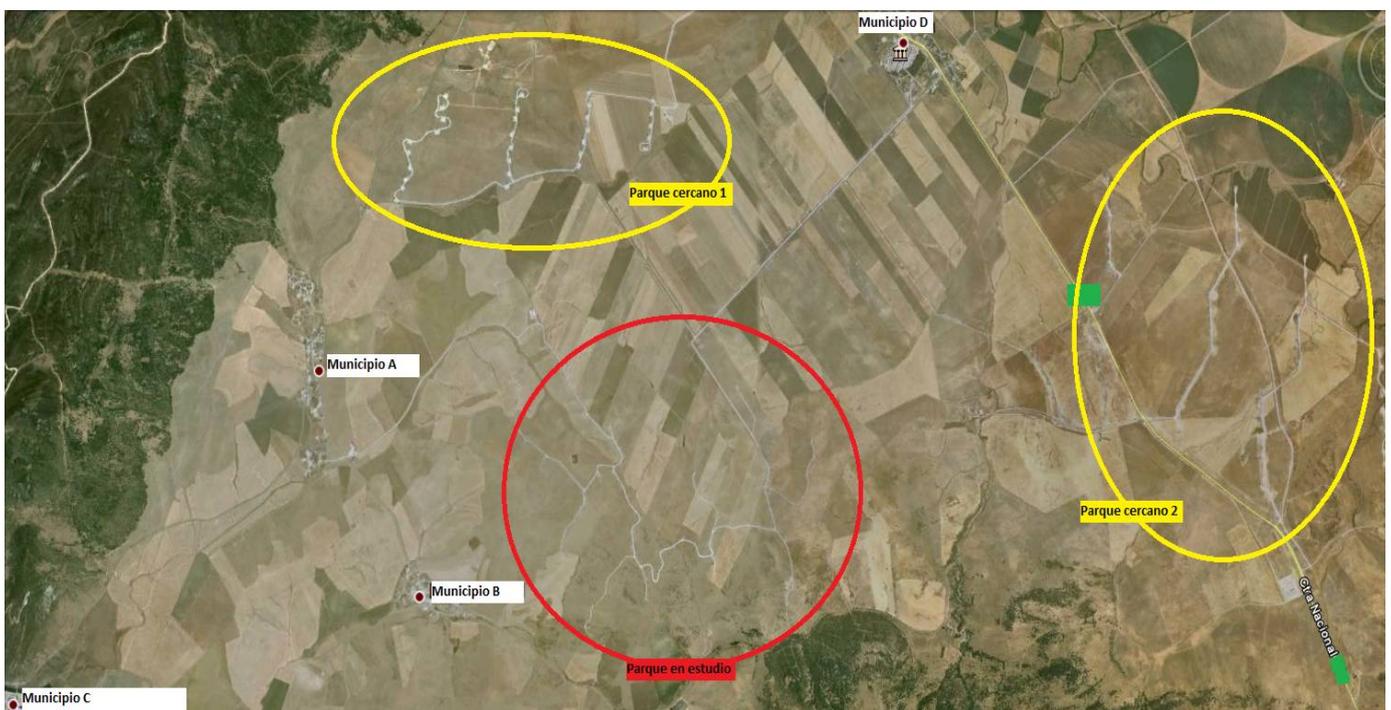
Tabla 9: Enercon E82 y E70

E82		E70	
Potencia	2 MW	Potencia	2,3 MW
Diámetro de rotor	82 m	Diámetro de rotor	71 m
Área de barrido	5281 m ²	Área de barrido	3959 m ²
Altura torre	100 m	Altura torre	80 m
Velocidad viento inicio	3-5 m/s	Velocidad viento inicio	3-5 m/s
Velocidad viento paro	28-34 m/s	Velocidad viento paro	28-34 m/s
Generador	Síncrono con acoplamiento directo	Generador	Accionamiento directo

Las simulaciones se han realizado con el programa WASP, tomando como datos de viento los obtenidos en la estación meteorológica de tarifa. Los diferentes aerogeneradores fueron colocados respetando los caminos ya existentes, para minimizar la obra a realizar, y por tanto el coste. También se tuvo en cuenta el parque eólico situado al norte del estudiado, con objeto de ver la posible influencia de éste sobre la producción final. El parque situado al oeste se encuentra demasiado alejado como para interferir en la producción.

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

Imagen 12: Vista aérea



Para cada uno de los casos, se realizaron varias configuraciones hasta alcanzar la óptima, maximizando la producción y reduciendo al mínimo las pérdidas. Se hicieron simulaciones para cada una de las 6 máquinas, tanto para el caso de mantener la potencia del parque en 30 MW, como para incrementarla hasta los 42 MW.

A la potencia neta obtenida con el programa WASP, se le debe de aplicar una serie de factores de corrección.

- Disponibilidad del parque: 0,97
- Pérdidas eléctricas: 0,97
- Adaptación curva de potencia: 0,95
- Protección avifauna: 0,99
- Paradas mantenimiento: 0,995
- Degradación de palas: 0,99

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

Las horas equivalentes de un parque es un factor que mide la productividad:

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

La media de horas equivalentes en España se sitúa en 2500 horas, aunque en zonas como Galicia o Tarifa estas horas ascienden a unas 2800.

Los resultados obtenidos aparecen en las siguientes tablas:

Tabla 10: Parque 30 MW

Modelo	Fabricante	Turbinas	Altura hub (m)	Potencia neta (GWh)	Potencia neta corregida (GWh)	Wake loss (%)	Mean speed (m/s)	Power density (W/m ²)	Horas equivalentes
V80-2MW	Vestas	15	67	89,190	77,746	1	7,51	341	2591.525
V90-3MW	Vestas	10	80	86,436	75,345	0,58	7,79	379	2511.504
E82-2MW	Enercon	15	100	123,271	107,454	0,53	8,08	413	3581.791
E70-2,3MW	Enercon	13	80	80,953	70,566	0,33	7,79	379	2352.189
SWT-2,3MW	Siemens	13	80	107,470	93,680	1,03	7,72	369	3122.673
SWT-3,6MW	Siemens	8	80	94,410	82,296	0,63	7,80	380	2743.199

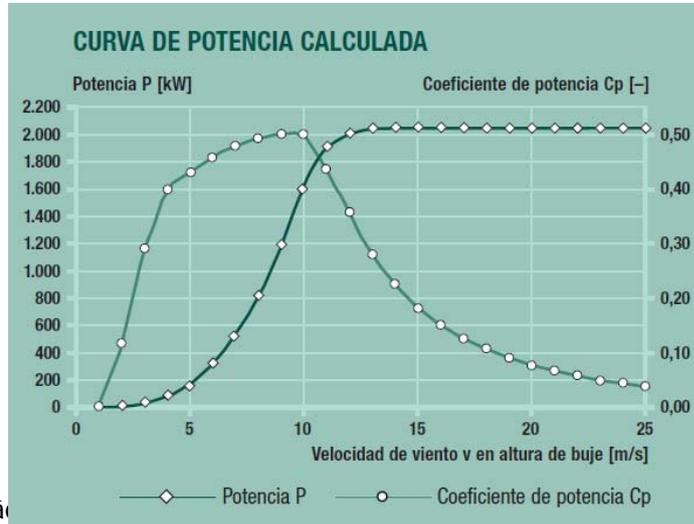
Tabla 11: Parque 42 MW

Modelo	Fabricante	Turbinas	Altura hub (m)	Potencia neta (GWh)	Potencia neta corregida (GWh)	Wake loss (%)	Mean speed (m/s)	Power density (W/m ²)	Horas equivalentes
V80-2MW	Vestas	21	67	115,708	103,427	5,74	7,43	330	2462.551
V90-3MW	Vestas	14	80	120,182	107,426	1,28	7,79	379	2557.768
E82-2MW	Enercon	21	100	168,623	150,725	1,96	8	407	3588.702
E70-2,3MW	Enercon	18	80	108,134	96,657	1,35	7,72	368	2301.359
SWT-2,3MW	Siemens	18	80	148,399	132,648	1,61	7,73	371	3158.290
SWT-3,6MW	Siemens	11	80	125,411	112,100	0,82	7,70	366	2669.053

En este caso las máquinas E-82 de Enercon, y la SWT-2,3 de Siemens superan claramente estas horas medias. Debe de tenerse en cuenta que los datos de viento utilizados en la simulación con WASP son medias mensuales de los obtenidos en la estación meteorológica de Tarifa, de manera que se tienen en cuenta velocidades de viento entre 6 y 9 m/s.

La máquina Enercon E-82, es la que genera la mayor producción. Fijándose en la curva de potencia, puede verse que la velocidad de viento óptima es de 8-10 m/s, y en la tabla se observa que la velocidad de viento media para esa máquina corresponde con 8 m/s, de ahí su gran rendimiento.

Gráfico 11: Curva potencia E82



Esta máquina es más barata que la E82, pero su altura de buje es más elevada. Además la altura del hub es de 100 metros, lo que también incrementa el coste.

Por otro lado, la máquina de Siemens SWT - 2,3 MW también tiene una producción de más de 3000 horas, aunque los resultados se encuentran más cercanos a las medias. Cuenta con la ventaja de que al el número de máquinas a instalar es menor, al tener una potencia de 2,3 MW, y la altura del hub es de 80 metros. Estos factores influyen positivamente en la minimización del impacto ambiental del parque, sobre todo visual.

Además, el precio de la máquina Siemens es menor, ya que, como se ha comentado antes, la Enercon tiene un sobre coste al no llevar multiplicadora y tener una altura de torre mayor.

En cuanto a las V80 y V90 de Vestas, son las máquinas mas baratas, aunque sus horas equivalentes son menores.

En la siguiente tabla aparecen los precios de las turbinas, teniendo en cuenta el precio por MW instalado, y el coste de la altura de la torre. Se considera al pasar de una altura de torre de 80 metros a 100 metros, el coste de la misma aumenta en 40.000 € por MW instalado.

Tabla 12: Precios turbinas. Parque 30 MW

Modelo	Fabricante	Turbinas	Altura hub	Precio turbina (€/MW)	Precio turbinas parque (€)	Sobre coste total altura (€)	Precio total turbina (€)
V80-2MW	Vestas	15	67	900.000	27.000.000	0	27.000.000
V90-3MW	Vestas	10	80	950.000	28.500.000	0	28.500.000
E82-2MW	Enercon	15	100	1.150.000	34.500.000	1.200.000	35.700.000
E70-2,3MW	Enercon	13	80	1.150.000	34.385.000	0	34.385.000
SWT-2,3MW	Siemens	13	80	1.050.000	31.395.000	0	31.395.000
SWT-3,6MW	Siemens	8	80	1.050.000	30.240.000	0	30.240.000

Tabla 13: Precios turbinas. Parque 42 MW

Modelo	Fabricante	Turbinas	Altura hub	Precio turbina (€/MW)	Precio turbinas parque (€)	Sobre coste total altura (€)	Precio total
V80-2MW	Vestas	21	67	900.000	37.800.000	0	37.800.000
V90-3MW	Vestas	14	80	950.000	39.900.000	0	39.900.000
E82-2MW	Enercon	21	100	1.150.000	48.300.000	1.680.000	49.980.000
E70-2,3MW	Enercon	18	80	1.150.000	47.610.000	0	47.610.000
SWT-2,3MW	Siemens	18	80	1.050.000	43.470.000	0	43.470.000
SWT-3,6MW	Siemens	11	80	1.050.000	41.580.000	0	41.580.000

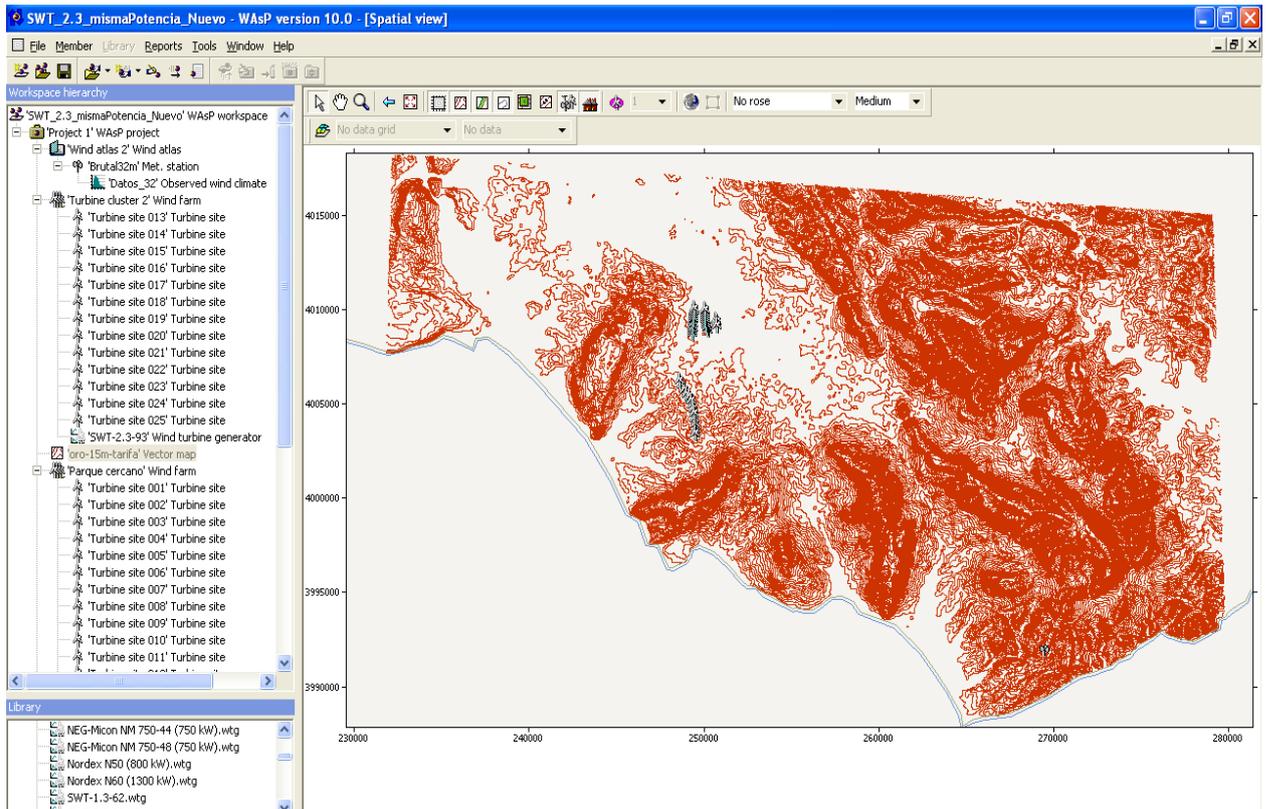
Teniendo en cuenta estas consideraciones, se intenta llegar a un equilibrio entre las condiciones técnicas y económicas de las turbinas, siendo la máquina elegida la Siemens SWT-2,3 MW, tanto para el caso de mantener la potencia del parque en 30 MW, como en el de aumentar un 40% hasta los 42 MW.

1.12. Optimización de la nueva configuración

1.12.1. Parque 30 MW

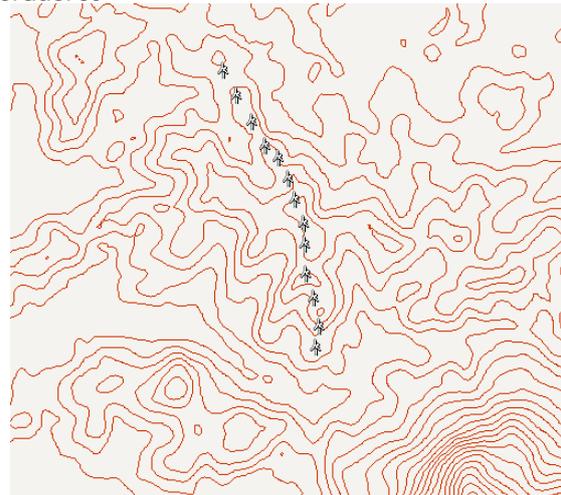
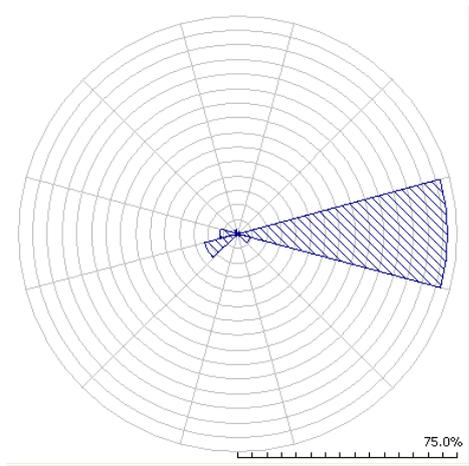
Se requieren 13 máquinas Siemens SWT-2,3 MW para alcanzar los 30 MW totales en el parque. La siguiente imagen da una visión global del programa WASP, donde puede verse el parque estudiado, el parque situado al norte, así como la torre de medida de viento situada en Tarifa.

Imagen 13: Mapa WASP



Tal como se observa en la rosa de los vientos, el viento de la zona proviene casi en su totalidad del este. Es por este motivo por el cual la disposición óptima de los aerogeneradores corresponde a una disposición lineal, de manera que las pérdidas por interferencia del resto de los aerogeneradores es muy baja.

Imagen 14: Rosa de los vientos. Disposición aerogeneradores



En la imagen 14, aparece una relación con todas las turbinas del parque, donde puede verse la velocidad de viento media que reciben y la energía producida por cada uno de ellos. Las variaciones entre turbinas son mínimas.

Imagen 15: Lista turbinas

Settings	Site list	Statistics	WF Power curve								
Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]		
Turbine site 013	248804.2	4005664.0	60.2	0.0	-2.4	80.0	7.69	8.281	8.210		
Turbine site 014	248956.0	4005406.0	60.8	0.0	-2.4	80.0	7.61	8.076	7.995		
Turbine site 015	249092.3	4005156.0	75.2	0.1	-2.4	80.0	7.66	8.191	7.927		
Turbine site 016	249228.7	4005031.0	75.4	0.2	-2.3	80.0	7.53	7.880	7.766		
Turbine site 017	249396.5	4004613.0	105.0	0.4	-2.0	80.0	7.82	8.592	8.491		
Turbine site 018	249331.5	4004829.0	88.3	0.2	-2.2	80.0	7.66	8.199	8.094		
Turbine site 019	249637.7	4003327.0	74.1	2.7	0.3	80.0	7.78	8.496	8.417		
Turbine site 020	249580.9	4003622.0	94.3	2.0	-0.4	80.0	7.92	8.855	8.796		
Turbine site 021	249504.7	4003863.0	105.0	1.5	-1.0	80.0	7.97	8.975	8.923		
Turbine site 022	249483.0	4004375.0	105.0	0.7	-1.7	80.0	7.80	8.553	8.462		
Turbine site 023	249497.4	4004158.0	105.0	1.0	-1.5	80.0	7.93	8.878	8.822		
Turbine site 024	249603.6	4003122.0	61.3	3.1	0.7	80.0	7.47	7.711	7.686		
Turbine site 025	248677.9	4005928.0	51.3	0.1	-2.4	80.0	7.54	7.905	7.883		

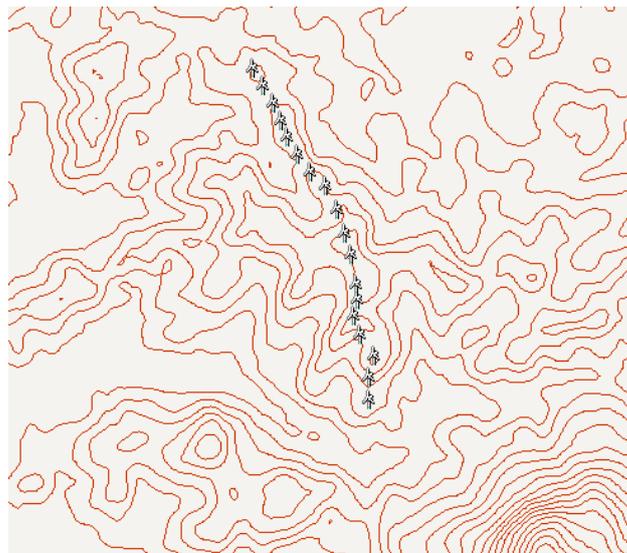
Además, con esta disposición, pueden aprovecharse los caminos ya existentes, aunque deberán llevarse a cabo modificaciones para adaptarlos a las nuevas máquinas, tal como se verá más adelante.

1.12.2. Parque 42 MW

En el caso de que la opción elegida sea repotenciar un 40% más, llegando a los 42 MW instalados, el número de máquinas Siemens SWT-2,3 requeridas es de 18. Las mismas argumentaciones realizadas para el caso anterior, parque de 30 MW, son aplicables a éste. La configuración óptima es de nuevo la lineal, con las máquinas colocadas más cerca unas de otras, pero respetando la distancia de tres diámetros de rotor entre ellas.

Imagen 16: Disposición aerogeneradores

Imagen 17:



En la siguiente imagen aparece la lista de las turbinas, con los datos de viento y producción de cada una de ellas.

Imagen 18: Lista turbinas

Settings	Site list	Statistics	WF Power curve								
Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]		
Turbine site 013	248770.2	4005771.0	60.1	0.0	-2.4	80.0	7.70	8.297	8.162		
Turbine site 014	248839.5	4005617.0	60.2	0.0	-2.4	80.0	7.68	8.258	8.124		
Turbine site 015	249092.3	4005156.0	75.2	0.1	-2.4	80.0	7.66	8.191	7.899		
Turbine site 016	249228.7	4005031.0	75.4	0.2	-2.3	80.0	7.53	7.880	7.759		
Turbine site 017	249396.5	4004613.0	105.0	0.4	-2.0	80.0	7.82	8.592	8.486		
Turbine site 018	249331.5	4004829.0	88.3	0.2	-2.2	80.0	7.66	8.199	8.091		
Turbine site 019	249606.0	4003324.0	75.6	2.8	0.4	80.0	7.80	8.562	8.494		
Turbine site 020	249529.1	4003709.0	91.8	1.8	-0.6	80.0	7.82	8.608	8.475		
Turbine site 021	249508.9	4004017.0	100.0	1.2	-1.2	80.0	7.99	9.015	8.777		
Turbine site 022	248590.3	4006086.0	60.0	0.1	-2.3	80.0	7.56	7.951	7.877		
Turbine site 023	249497.4	4004158.0	105.0	1.0	-1.5	80.0	7.93	8.878	8.754		
Turbine site 024	249603.6	4003122.0	61.3	3.1	0.7	80.0	7.47	7.711	7.681		
Turbine site 025	248677.9	4005928.0	51.3	0.1	-2.4	80.0	7.54	7.905	7.773		
Turbine site 035	248890.4	4005471.0	60.4	0.0	-2.4	80.0	7.60	8.039	7.881		
Turbine site 036	249444.4	4004416.0	105.0	0.6	-1.8	80.0	7.78	8.494	8.404		
Turbine site 037	249647.4	4003517.0	105.0	2.2	-0.2	80.0	8.13	9.355	9.188		
Turbine site 038	248978.0	4005317.0	61.1	0.0	-2.4	80.0	7.53	7.874	7.698		
Turbine site 039	249467.5	4003878.0	105.0	1.3	-1.1	80.0	7.99	9.018	8.876		

Del mismo modo que en el caso anterior, el camino existente puede ser aprovechado, realizando las pertinentes modificaciones.

1.13. Infraestructuras del parque. Estudio y modificaciones a realizar

Al repotenciar un parque eólico hay que sustituir las máquinas nuevas por las máquinas obsoletas, dado que las nuevas máquinas modernas son más grandes las cimentaciones de las máquinas antiguas no sirven para los nuevos aerogeneradores. Sin embargo, cuando se realiza la repotenciación hay que intentar colocar las máquinas en la pauta del parque anterior, es decir, el parque antiguo tiene su camino hecho, por lo tanto las nuevas máquinas hay que ponerlas en puntos de ese camino para poder aprovechar parte de las infraestructuras, como puede ser el propio camino, las zanjas para los cables, etc...

El camino se dimensiona en función del tamaño de la Nacelle, ya que es la parte más ancha del aerogenerador y también la más pesada. Como la nueva máquina será de mayor tamaño que la anterior una modificación a realizar será la ampliación del camino en función de la máquina a instalar. También se puede dar el caso de que al instalar menos máquinas se deje de utilizar parte del camino y habrá que restaurarlo si ya no se sigue alquilando ese terreno.

Las zanjas para los cables van al lado del camino y se pueden reutilizar tal y como están, sin embargo, los cables que van por ellas seguramente habrá que cambiarlos ya que las intensidades y las tensiones que tienen que soportar no serán las mismas.

Otro aspecto a tratar será la restauración de los terrenos afectados por pistas, tendidos, plataformas, y otras obras o estructuras del mismo.

Para repotenciar será necesario remodelar en muchas ocasiones por completo los parques.

Imagen 19: Desmantelamiento de un aerogenerador usado



1.13.1. Obra civil

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

La torre correspondiente, de 80 m de altura, se podría descomponer de forma genérica en 4 tramos de las siguientes características:

Tabla 14: Tramos torre

	Longitud (mm)	Diám. Inf. (mm)	Diám. Sup. (mm)	Peso (ton.)
Inferior	12.050	4.036	3.810	46
Intermedio 1	17.930	3.810	3.494	56
Intermedio 2	24.772	3.494	2.781	57
Superior	25.247	2.781	2.314	41

Las palas son de tipo B45 y de una longitud de 45 m. Su peso podría rondar las 10 toneladas.

La nacelle tiene una longitud en torno a los 10 m, una altura cercana a los 5 m y un peso en torno a las 82 toneladas.

1.13.2. Caminos

El ancho requerido para los caminos es de 5-6 m. No es necesario ampliar hasta 9 m dado que se empleará grúa telescópica en lugar de grúa de cadenas. Los motivos de esta elección son varios: requiere menos superficie adicional y presenta mayor ritmo de montaje. En ocasiones, su escasez en el mercado puede suponer un problema, pero dado el contexto actual de menor ritmo de expansión de la eólica que en años anteriores, no sería un inconveniente.

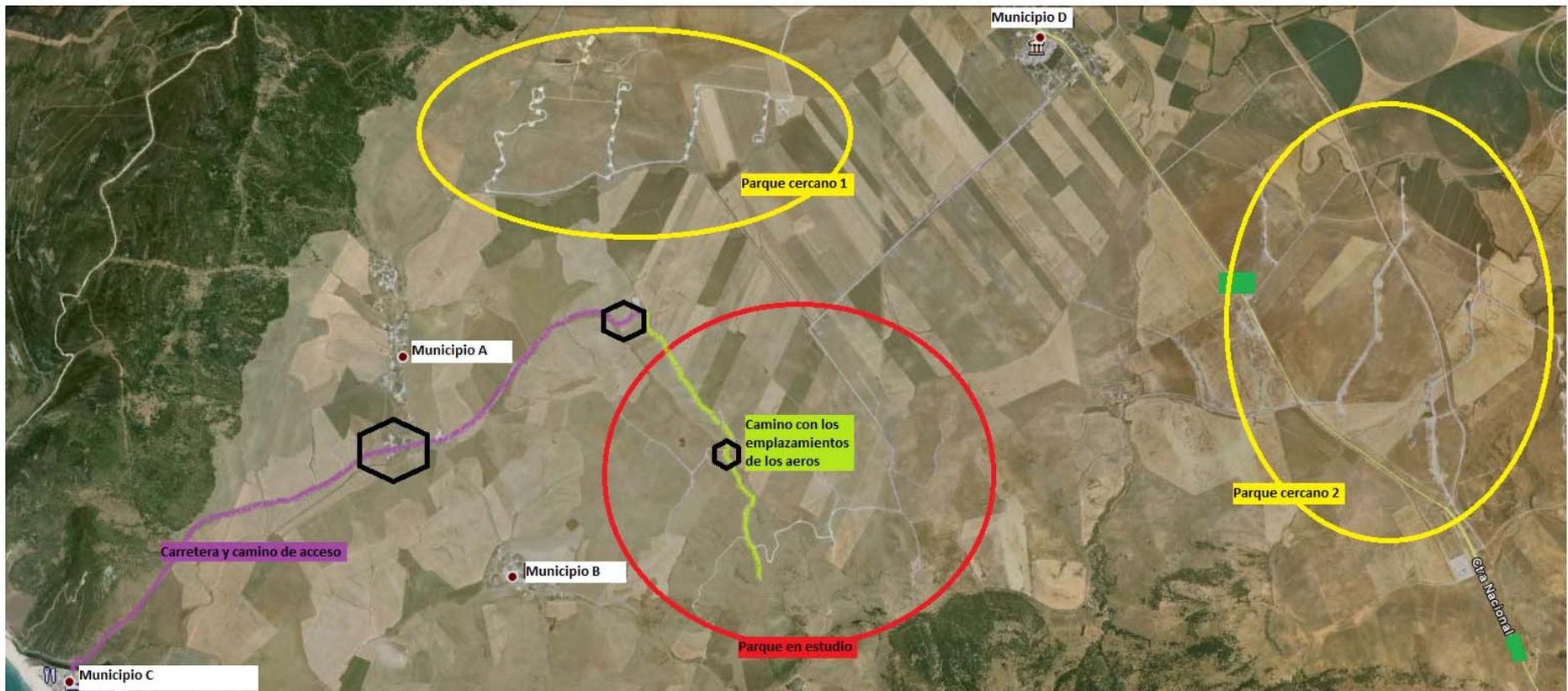
Puesto que en algunas zonas el camino ya existente no llega al ancho mínimo, se realizará un ensanchamiento de 1 m hacia cada lado a lo largo de él, desde el municipio A (véase imagen 18) hasta la ubicación de la última turbina. Es decir, los 1849,33 m del camino desde el municipio A hasta la entrada al parque más los 3234,95 m a lo largo de los cuales se disponen las máquinas. En total 5084,28 m de camino · 2 m de ampliación = 10.168,56 m².

Se considerará que el firme está adecuado para soportar la máxima carga (el elemento más pesado en nuestro caso será la góndola, de 82 toneladas) y el continuo paso de camiones. Los viales habrán de tener un espesor de zahorra artificial para asegurar un firme adecuado.

Para una correcta maniobrabilidad sobre el terreno, y para una máquina de tamaño similar a las SWT-2,3 MW se requieren longitudes mínimas de recta de 60 m y radios de curvatura mayores a 35 m. La pendiente ha de ser menor del 12 % en rectas y del 7 % en curvas.

La disposición en planta del parque y alrededores se muestra en la imagen 18. El parque estudiado en el presente proyecto se encuentra rodeado por un círculo rojo. Los parques cercanos están indicados en amarillo, aunque a la hora de considerar pérdidas por estela sólo va a ser considerable el efecto del "Parque cercano 1", al encontrarse dentro del radio de afección de 2 km. El acceso al parque para la repotenciación se producirá por carretera desde el Municipio C hasta el Municipio A, y desde el Municipio A se tomará un camino hasta los emplazamientos definitivos (ver ruta en morado en la figura). Se ha descartado el acceso desde el Municipio D debido a unas mayores exigencias en cuanto a obra civil y adecuación de accesos.

Imagen 20: Vista aérea del parque y alrededores



Aparte de la adaptación a una anchura suficiente para la grúa, las principales actuaciones de adecuación de viales serán la remodelación de puntos críticos (indicados con hexágonos negros en la figura) del camino ya existente para permitir el paso de los componentes de la nueva máquina y la creación de zonas de giro y de recogida.

Solución de conflictos en puntos críticos:

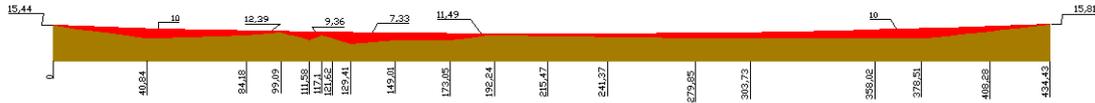
- Creación de nuevo camino en el municipio A: debido a la falta de lugares de giro adecuados para el transporte de la nueva maquinaria, se trazará un camino de 434,43 m de longitud y 7 m de ancho con el trazado que muestra la imagen 19. Se ha tratado de encontrar un trazado con el mayor aprovechamiento de terrenos de linde entre parcelas y suelo con uso no agrícola, para así minimizar por un lado los costes de compra/alquiler del terreno y por otro los riesgos potenciales a la hora de realizar la evaluación de impacto ambiental.

Imagen 21: Trazado del nuevo camino para transporte de los elementos constructivos



El perfil de dicho camino se puede observar en la figura a continuación:

Imagen 22: Perfil del camino a construir.

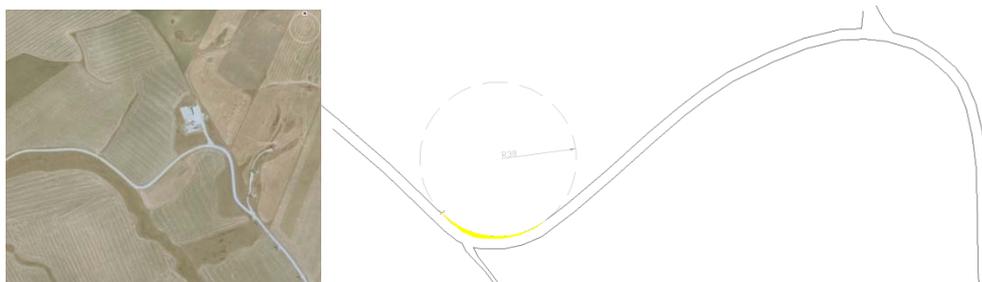


La cantidad de tierra a terraplenar se calcula a través del área roja comprendida entre el perfil actual y el perfil con el camino ya finalizado. Esta área toma un valor de 945,80 m². Multiplicando por los 7 m de ancho que se le conferirá al camino, se obtiene el volumen de tierras a colocar, que asciende a 6620,6 m³.

- Ensanchamiento de curvas:

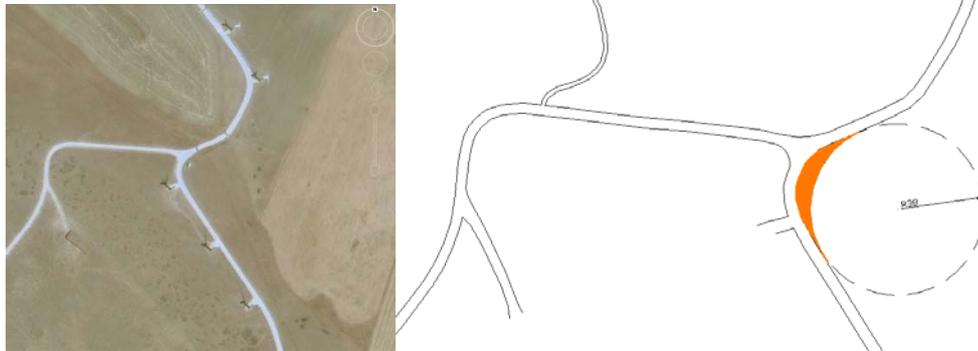
A la entrada del parque, cerca de la subestación, se encuentra una curva cuyo radio no es el suficiente como permitir una adecuada maniobrabilidad. Es necesario aumentar la superficie en un valor de 51,47 m². Con esto se logra asegurar un radio de giro de 38 m.

Imagen 23: Curva 1



Una segunda curva en la zona de alineación de los emplazamientos requiere una ampliación de 275,08 m².

Imagen 24: Curva 2



- Creación de zona de giro para paso de transporte: se ejecutará al final de la alineación, siendo su superficie tratada igual que los caminos internos. Con 3.800 m² sería suficiente.

1.13.3. Montaje

Para la realización de la instalación de los aerogeneradores seleccionados, es imprescindible habilitar un área reservada a esta tarea.

- Creación de zonas de maniobra para el montaje de los aerogeneradores: actualmente existe ya zonas de aproximadamente 12 m x 8 m en cada posición. Habría que ampliarlas hasta 40 m x 40 m, que suele ser el área habitual requerida para máquinas de en torno a 2-2,5 MW de potencia. Se necesitarían 13 zonas para el caso de una repotenciación sin aumento de potencia del parque, lo que supondría una ampliación de 19.552 m². Para la repotenciación con un 40 % de aumento en potencia instalada, serían 18 zonas y 27.072 m².

El montaje de las turbinas va a venir condicionado por el peso de la nacelle y la altura de la torre, 82 ton y 80 m respectivamente. Se necesitará una grúa principal (500-600 ton) y una grúa de retenida (120-140 ton). En este caso, se ha escogido como grúa principal una telescópica.

Imagen 25: Guía con pluma telescópica



El montaje se realizaría con 1 solo equipo, al tratarse de un parque con implantación en línea. Habría de realizarse en condiciones de viento < 7 m/s. Con el uso de la grúa telescópica ya mencionada, se podrían instalar a un ritmo de 3 aerogeneradores/semana. Por su parte, el cableado interno podría realizarse a un ritmo de 2 máquinas/semana.

1.13.4. Cimentaciones

Las cimentaciones que se suelen construir como soporte a máquina de en torno a los 2 MW actualmente suelen tener unas dimensiones de 15 m x 15 m en superficie y 2,5 m en profundidad. Esto supone una cantidad de tierra a excavar de 562 m³/máquina.

Las necesidades materiales para cada cimentación son de 26.921 kg de hierro y 294 m³ de hormigón.

Es importante tener en cuenta que la red de tierra ha de instalarse a la hora de realizar la cimentación. Para ello, se clavan una serie de picas en puntos medios de los laterales de la zapata, que posteriormente son unidos mediante cable de cobre.

En la imagen 24, pueden apreciarse diferentes etapas en el proceso de cimentación:

Imagen 26: Proceso cimentación



A modo de resumen, a continuación se cuantifican las principales actuaciones relativas a la obra civil para cada uno de los casos considerados:

Tabla 15: Resumen obra civil

CASO	Máquinas	Ampliación camino existente	Nuevo camino	Ensanchamiento curvas	Zona de giro	Zonas de montaje	Cimentaciones		
							excavación	hierro	hormigón
Repot. Hasta 30 MW	13	10168,56 m ²	6620,6 m ²	326,55 m ²	3800 m ²	19522 m ²	7306 m ³	349,97 ton	3822 m ³
Repot. Hasta 42 MW	18					27072 m ²	10116 m ³	484,58 ton	5292 m ³

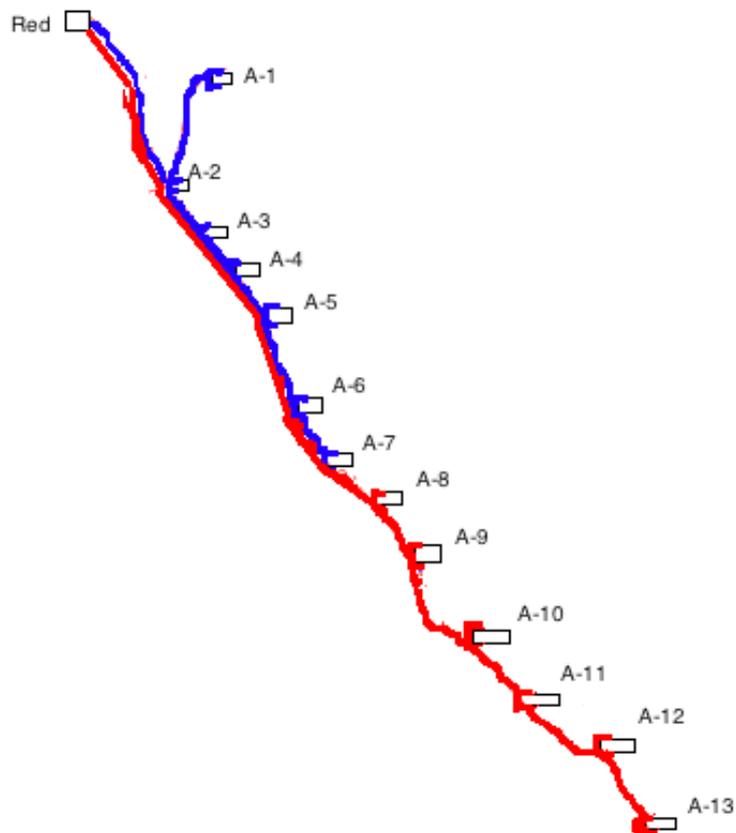
1.14. Cálculo del tipo de celdas a instalar y de las dimensiones de los cables

1.14.1. Para el parque con la misma potencia

La distribución eléctrica constará de dos circuitos separados formando así dos grupos de aerogeneradores, como en éste caso se utilizan 13 aerogeneradores SIEMENS de 2,3 MW, hay un circuito de 7 aerogeneradores (es el más cercano a la estación de la red) y un segundo circuito de 6 aerogeneradores, como se observa en la figura.

Como la distribución se hace siguiendo las pautas del camino existente, las zanjas están ya hechas y se van a aprovechar, en el circuito-1 (6 aerogeneradores) solo va a haber un cable en la zanja, y en el circuito-2 (7 aerogeneradores) va a haber dos cables en la zanja, excepto en el tramo A1-A2.

Gráfico 12: Distribución del cableado



Siendo OL1P (Final de rama), OL1L1P (Protección con la línea de atrás) y OL2L1P (unión de dos líneas en una máquina), las celdas se van a clasificar, atendiendo a la distribución del gráfico anterior, de la siguiente manera:

Tabla 16: Tipos de celda para cada aerogenerador

Aerogenerador	Tipo de celda
A 1	OL1P
A 2	OL2L1P
A 3	OL1L1P
A 4	OL1L1P
A 5	OL1L1P
A 6	OL1L1P
A 7	OL1P
A 8	OL1L1P
A 9	OL1L1P
A 10	OL1L1P
A 11	OL1L1P
A 12	OL1L1P
A 13	OL1P

La zanja existente tiene un metro de profundidad y en los tramos donde haya que poner más de un cable en la misma zanja, éstos irán separados a una distancia $d = 0,2$ m.

Se supone que el terreno tiene una temperatura de $35\text{ }^{\circ}\text{C}$, una resistividad térmica de $1,5\text{ K.m/W}$, el cable estará enterrado directamente a un metro de profundidad y se va a respetar un $\cos\phi = 0,9$.

El cable elegido para la red eléctrica en nuestro parque eólico será el HEPRZ1-HEPR 20 Kv debido a sus características.

Tabla 17: Características cable EPR

CARACTERÍSTICAS ESTÁNDAR

Tresbolillo, a 1m de profundidad
Terreno a 25°C
Resistividad térmica del terreno $1,5\text{ K.m/W}$
Temperatura del conductor $90\text{ }^{\circ}\text{C}$

Tabla 18: Secciones de cable según las intensidades máximas

AL EPROTENAX-H COMPACT 12/20 Kv (HEPRZ1-HEPR)

SECCIÓN	R máx a 105°C Ω/Km	X a 50 Hz Ω/Km	I _{nom}
70 mm ² Al	0,591	0,122	180
95 mm ² Al	0,427	0,116	215
120 mm ² Al	0,34	0,112	245
150 mm ² Al	0,277	0,109	275
185 mm ² Al	0,221	0,106	315
240 mm ² Al	0,17	0,103	356
300 mm ² Al	0,136	0,099	410

Para calcular las secciones de cada tramo atendiendo a la distribución del gráfico anterior, se han de calcular las intensidades de los mismos, utilizando los 20Kv del cable elegido:



- Para el tramo A13-A12, recordando que cada aerogenerador tiene una potencia de 2,3 MW (2300kW) :

$$\boxed{} = \boxed{} = 73,79 \text{ A}$$

Ésta intensidad es la real, pero las intensidades nominales que aparecen en la tabla de los cables no son las capacidades reales , así que hay que calcular diversas correcciones:

- Para cables enterrados en terrenos con temperatura del mismo distinta de 25 °C, 35°C en éste caso, el coeficiente de corrección és 0,94.
- Para cables enterrados directamente o en conducciones en terrenos de resistencia térmica, 1,5 k.m/w en éste caso, el coeficiente de corrección es 1.
- Para cables trifásicos o ternas de cables agrupados bajo tierra, separados d=0,2 m en éste caso, el coeficiente de corrección es 0,82. (éste coeficiente será solo válido para el circuito-2)

- Para cables enterrados en zanjas a diferentes profundidades, 1 m en este caso, el coeficiente de corrección es 1.
- 0,8 de margen de sobreprotección

Se aplican las correcciones pertinentes:

$$\text{Capacidad real} = 0,8 * 0,94 * 1 * 1 * 180 = 135,36 \text{ A}$$

Con ésta intensidad se elige una sección de 70 mm², ya que 135,36 A > 73,79 A

- Para el tramo A12-A11, será :

$$\boxed{} = 147,57 \text{ A}$$

Capacidad real = 0,8 * 0,94 * 180 = 135,36 A ⇒ como 135,36 A < 147,57 A necesitamos un cable de mayor tamaño,

$$\text{Capacidad real} = 0,8 * 0,94 * 215 = 161,68 \text{ A} \Rightarrow S = 95 \text{ mm}^2$$

Pero como AU > de 1,5 % se coge una sección superior para conseguir un AU ≤ 1,5 %

$$S = 95 \text{ mm}^2$$

Y así sucesivamente se obtiene las siguientes tablas:

Tabla 19: Secciones de cables en los distintos tramos del circuito-1

DATOS CIRCUITO-1			SECCIONES	
TRAMO	L(m)	I _{max} (A)	S(mm ²)	
A13-A12	207,82	73,79	70	
A12-A11	300,59	147,58	95	
A11-A10	252,49	221,37	185	
A10-A9	295,09	295,16	240	
A9-A8	217,48	368,94	300	
A8-RED	1679,79	442,73	400	

Tabla 20: Secciones de cables en los distintos tramos del circuito-2

DATOS CIRCUITO-2			SECCIONES
TRAMO	L(m)	$I_{\max}(A)$	S(mm ²)
A7-A6	225,57	73,79	70
A6-A5	226,65	147,58	120
A5-A4	185,01	221,37	240
A4-A3	284,74	295,16	300
A3-A2	299,34	368,94	400
A1-A2	292,66	73,79	70
A2-RED	225,54	442,73	600

Para el cálculo de la sección también se han tenido en cuenta las pérdidas en el cable como la caída de tensión en el mismo de la siguiente manera :

$$\frac{\Delta U}{U} \leq 1,5\%$$

Obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 21: Perdidas de carga circuito-1

TRAMO	AU	AP
A13-A12	0,584092014	56,70642066
A12-A11	1,25591481	237,0853343
A11-A10	1,291131212	356,8076351
A10-A9	1,389396616	481,6733625
A9-A8	1,280256093	554,925929
A8-SET	1,49308783	3798,315367

Tabla 22: Pérdidas de carga circuito-2

PERDIDAS CIRCUITO-2

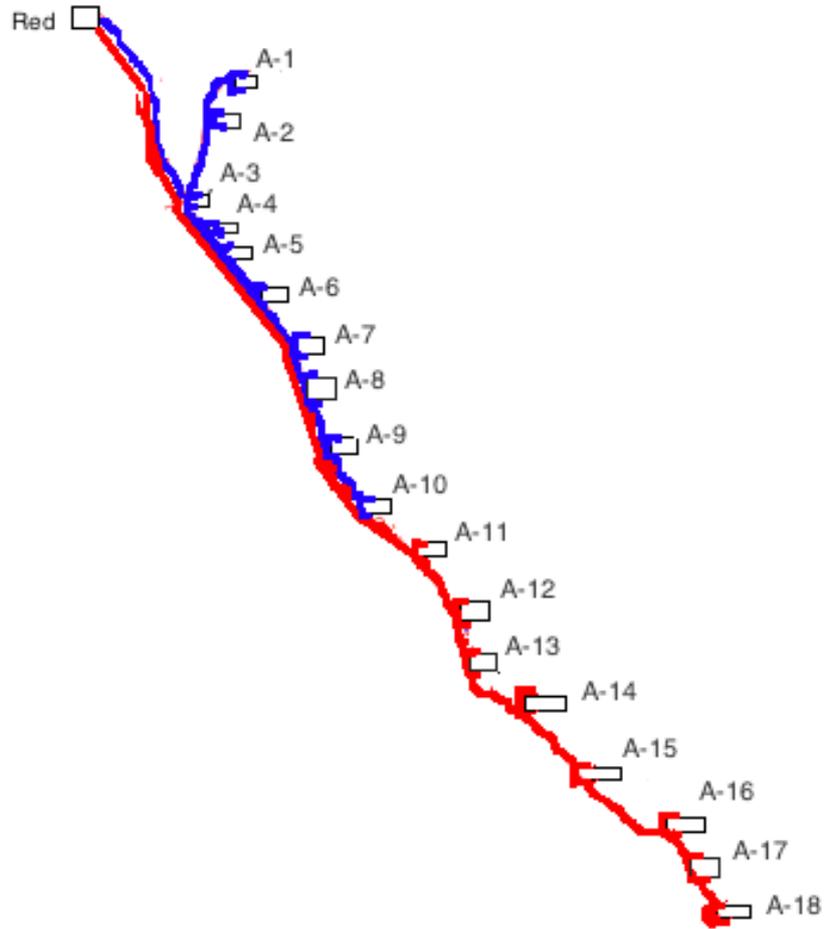
TRAMO	AU	AP
A7-A6	0,519939858	41,39796777
A6-A5	1,044766798	166,3518143
A5-A4	1,279284991	305,5502566
A4-A3	1,331434894	391,760481
A3-A2	1,444995187	513,5903941
A1-A2	0,822542052	79,85628034
A2-SET	1,23056093	583,4247414

1.14.2. Para el parque con un 40% más de potencia

La distribución eléctrica constará de dos circuitos separados formando así dos grupos de aerogeneradores, como en éste caso se utilizan 18 aerogeneradores SIEMENS de 2,3 MW, hay un circuito de 7 aerogeneradores (es el más cercano a la estación de la red) y un segundo circuito de 6 aerogeneradores, como se observa en la figura.

Como la distribución se hace siguiendo las pautas del camino existente, las zanjas están ya echas y se van a aprovechar, en el circuito-1 (8 aerogeneradores, color rojo en gráfico) solo va a haber un cable en la zanja, y en el circuito-2 (10 aerogeneradores, color azul en gráfico) va a haber dos cables en la zanja, excepto en el tramo A1-A2.

Gráfico 13: Distribución del cableado 40%



Siendo OL1P (Final de rama), OL1L1P (Protección con la línea de atrás) y OL2L1P (unión de dos líneas en una máquina), las celdas se van a clasificar, atendiendo a la distribución del gráfico anterior, de la siguiente manera:

Tabla 23: Tipos de celda para cada aerogenerador II

Aerogenerador	Tipo de celda
A 1	OL1P
A 2	OL1L1P
A 3	OL2L1P
A 4	OL1L1P
A 5	OL1L1P
A 6	OL1L1P
A 7	OL1L1P
A 8	OL1L1P
A 9	OL1L1P
A 10	OL1P
A 11	OL1L1P
A 12	OL1L1P
A 13	OL1L1P
A 14	OL1L1P
A 15	OL1L1P
A 16	OL1L1P
A 17	OL1L1P
A 18	OL1P

Los resultados obtenidos para éste caso al ampliar el número de aerogeneradores a 18 para obtener un 40% más de potencia, que es lo que establece la ley, se observan en las siguientes tablas:

Tabla 24: Secciones de cables en los distintos tramos del circuito-1 II

DATOS CIRCUITO-1			SECCIONES	
TRAMO	L(m)	$I_{max}(A)$	S(mm ²)	
A18-A17	151,99	73,79	70	
A17-A16	192,04	147,58	95	
A16-A15	221,63	221,37	185	
A15-A14	119,16	295,16	240	
A14-A13	303,90	368,94	300	
A13-A12	295,48	442,73	400	
A12-A11	104,10	516,52	500	
A11-SET	1878,80	590,31	600	

Tabla 25: Secciones de cables en los distintos tramos del circuito-2 II

DATOS CIRCUITO-2			SECCIONES	
TRAMO	L(m)	$I_{max}(A)$	S(mm ²)	
A10-A9	226,38	73,79	70	
A9-A8	308,66	147,58	120	
A8-A7	283,20	221,37	240	
A7-A6	152,20	295,16	300	
A6-A5	225,56	368,94	400	
A5-A4	310,40	442,73	500	
A4-A3	185,01	516,52	600	
A3-A2	425,30	147,58	120	
A2-A1	267,87	73,79	70	
A3-SET	808,16	737,89	800	

Y las pérdidas:

Tabla 26: Pérdidas de carga circuito-1 II

PERDIDAS CIRCUITO-1		
TRAMO	AU	AP
A18-A17	0,427255946	41,48694959
A17-A16	0,960097958	184,1353196
A16-A15	1,389117195	393,3760713
A15-A14	0,812492409	299,3932789
A14-A13	1,444366728	596,5249841
A13-A12	1,409671313	668,1460091
A12-A11	0,579421251	320,4016365
A11-SET	1,4804738	4942,654269

Tabla 27: Pérdidas de carga circuito-2 II

PERDIDAS CIRCUITO-2

TRAMO	AU	AP
A10-A9	0,521280998	41,54916008
A9-A8	1,421491236	226,6024163
A8-A7	1,483706555	345,9026649
A7-A6	1,041592434	322,9231815
A6-A5	1,086497636	387,0179256
A5-A4	1,447876083	589,9427213
A4-A3	1,00681963	478,6046536
A3-A2	1,447652729	267,1426925
A2-A1	0,455893177	42,06413886
A3-SET	1,49870128	1734,74929

1.15. Valorización/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.

1.15.1. Reutilización: venta de aerogeneradores usados

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

En el anexo IV se puede ver una lista de empresas a nivel mundial que ya se dedican a comercializar con los aerogeneradores usados, así como al desmantelamiento, transporte y montaje de los mismos.

Para los países 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 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 los países industriales altamente poblados, la potencia eléctrica en los países en desarrollo se suministra a menudo vía 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. 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 de esas turbinas no presenta 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 pueden llevar a cabo todos los trabajos necesarios al desmontar la planta (lo que reduce los costes).

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

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

1.15.2. Reciclaje

Otra opción es el reciclado de los aerogeneradores desmantelados 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.

1.15.2.1. Recuperación térmica y material para la industria cementera

Sin embargo empieza a haber alguna empresa que se atreve a hacer algo con las palas del rotor. Geocycle ha desarrollado un proceso para el reciclaje sostenible de palas.

El servicio comienza con el primer corte y recogida de las palas del rotor en el emplazamiento del parque eólico. Así se ahorra el intensivo coste asociado a las cargas pesadas y se evita el solicitar un permiso de transporte especial. Mediante la monitorización de la cadena de suministro y la utilización segura, limpia y completa del material de las palas del rotor en el proceso de elaboración del cemento, se garantiza la seguridad de la eliminación al 100 % y se protege de las prácticas de deposición ilegal, que podrían representar una amenaza a la reputación corporativa. La plena incorporación de las cenizas de la palas en la matriz del *clinker* (recuperación de material), así como el uso del contenido de energía térmica de las palas (recuperación térmica) ahorra recursos naturales mediante la sustitución de materias primas (como la arena) y de combustibles fósiles. Dado que las palas del rotor literalmente sustituyen a combustibles fósiles, hay una reducción comprobada de las emisiones de CO₂. Al mismo tiempo, cualquier tipo de residuos (como residuos de la combustión) son evitados por el co-procesamiento de las palas.

Imagen 27: Almacenamiento de palas en desuso.



Introducción

Durante casi dos décadas, la industria de la energía eólica alemana ha tenido un éxito notable. Sin embargo, esto también significa que muchas de las turbinas eólicas de primera generación llegarán al final de su vida útil en los próximos años, o pueden ser elegibles para la repotenciación prematuramente por motivos económicos o ecológicos. Para muchos componentes de los aerogeneradores - como la torre, por ejemplo - ya hay métodos de reciclaje viables en uso. Sin embargo, la situación de las palas de materiales reforzados de fibra en desuso no tiene las mismas perspectivas de futuro.

"Reciclaje de palas de aerogeneradores - ¿Realidad o Ficción" - la revista DEWI ya planteó esta cuestión en su edición de febrero de 2009 (nº 34). Con la entrada en vigor de la Guía Técnica para el Glosario de Residuos Domiciliarios (TASi) en junio de 2005, el vertido de material reforzado de fibra - hasta entonces un método de eliminación común - ya no está permitido en Alemania. La principal razón para la prohibición de eliminación es el alto contenido en carbono y con ello la carga térmica de alrededor del 30 %. El límite para una eliminación por vertedero es del 6% de carbono orgánico total.

Debido a la falta de opciones viables, se emplearon una serie de métodos, algunos de los cuales resultaron ser bastante cuestionables. Es el caso de la desintegración, muy intensiva en cuanto a producción de polvo, de las palas por pesadas cortadoras o trituradoras móviles. Según opiniones de algunos expertos, no existían métodos sostenibles disponibles en ese momento.

El desafío del reciclaje de la pala del rotor

El material compuesto de una pala del rotor hace que separación al final del tiempo de vida sea muy difícil y costosa en términos energéticos. Además, sólo unas pocas máquinas son aptas para el aplastamiento de una pala, y en estos procesos es muy importante la elevada abrasión.

El mayor reto de un reciclaje de pala profesional es el polvo GRP (plástico reforzado con vidrio, *Glass Reinforced Plastic*) que surge durante el proceso de trituración. De acuerdo con la información de la asociación profesional de la química, el polvo GRP presenta un riesgo potencial.

Proyecto - "La utilización sostenible de las palas del rotor"

En 2008 Geocycle lanzó el proyecto *"Aprovechamiento sostenible de las palas del rotor"* en la planta de cemento Lägerdorf. El objetivo del proyecto era desarrollar un método de eliminación

que, en consonancia con el espíritu verde de la energía eólica, pudiese garantizar la utilización completa, tanto física como energéticamente, y a gran escala de los componentes plásticos reforzados con fibra en el proceso de producción de cemento *clinker*.

Imagen 28: Palas pre-cortadas



En los últimos dos años, Geocycle ha desarrollado en colaboración con la Zajons Logistik Entsorgungsgesellschaft mbH un nuevo proceso que garantiza un completo reciclaje térmico y material de las palas en desuso. La utilización de la gran cantidad de cenizas de las palas como un correctivo del silicio en la composición de *clinker* en la producción de cemento y también la sustitución de los combustibles fósiles contribuyen a la protección de los recursos naturales.

Se evita cualquier tipo de residuos (como residuos de la combustión) debido al co-procesamiento en la planta de cemento. Al mismo tiempo, utilizar este material en el proceso del cemento, reduce las emisiones de CO₂ y por lo tanto ayuda a reducir el calentamiento global.

En mayo de 2010, la primera pala fue procesada en la nueva planta construida por Zajons en Melbeck y utilizada en la planta de cemento Lägerdorf.

Opción de reciclaje innovadora

Ya durante las primeras conversaciones con los representantes de la industria de la energía eólica se hizo evidente que, con el fin de satisfacer las necesidades de los clientes, el proceso de reciclaje tendría que empezar en el propio emplazamiento de la turbina eólica o el lugar de almacenamiento de las palas usadas. Todas las partes involucradas en los proyectos trabajaron en conjunto para encontrar una solución de reciclaje real.

Para evitar transportes con permiso especial, se rompen los componentes de fibra compuestos de gran escala en fragmentos más pequeños ya en el emplazamiento o en el almacenamiento intermedio mediante una técnica de corte móvil similar al procedimiento de desmantelamiento del hormigón.

La humidificación de la zona de corte asegura una reducción máxima del polvo generado. Las virutas y el material de corte residual se recogen y son devueltos al flujo de material de la pala en la planta de tratamiento.

Después de esta etapa preparatoria, los fragmentos tienen una longitud de 10 m y se envían a la planta de reciclaje en Melbeck por camión o tren sin ningún tipo de permiso especial para el transporte.

En la plataforma, las palas son transportadas desde el lugar de almacenamiento al área de pre-trituración de la planta a través de un dispositivo mecánico de transporte. Después, unas sierras automatizadas cortan las palas o segmentos de palas en trozos de aproximadamente 1 m de longitud.

Dos unidades trituradoras específicas aplastan los componentes en un sistema encapsulado en pedazos con una longitud de arista < 50 mm.

Los metales ferrosos y no ferrosos se separan automáticamente del flujo de material mediante imanes y dispositivos de corrientes parásitas.

Un segundo flujo de combustible con una cierta humedad actúa como material para la homogeneización y une el polvo fino generado durante el proceso de trituración. Como consecuencia, las emisiones de polvo se reducen al mínimo durante todas las transferencias de material resultantes y todos los requisitos ambientales, de salud y seguridad se cumplen.

El sustituto producido de esta manera se transporta en camiones a la planta de cemento en Lägerdorf, se vierte en una sala de almacenamiento y, posteriormente, es llevado a los alimentadores de tornillo y cintas transportadoras hasta el calcinador.

El contenido de energía térmica de la corriente de residuos de la pala se utiliza como sustitutivo de combustible a alrededor de 900 °C durante el proceso de calcinación de la materia prima en la pre-calcinación.

Imagen 29: Fracción triturada



El contenido en energía térmica útil de una pala es de 14 MJ/kg, aproximadamente la mitad de la hulla. Esto significa que cada tonelada de pala sustituye alrededor de media tonelada de hulla.

Además, las cenizas acumuladas de las palas se van junto con la materia prima calcinada a la zona de sinterización del horno de cemento. La materia prima y las cenizas reaccionan entre sí en torno a 1450 °C para formar componentes minerales específicos. Para proveer al *clinker* de una correcta calidad, se necesita una composición exacta de sílice, hierro, calcio y óxido de aluminio. También, que las propiedades químicas de las materias primas y las cenizas estén adecuadamente equilibradas. Las palas tienen un contenido de cenizas muy alto, alrededor del 50 %. Esta ceniza se compone principalmente de sílice y óxido de calcio, y esto permite preservar recursos naturales como la tiza y la arena.

Finalmente, el *clinker* se muele junto con el cemento normal y una pequeña cantidad de yeso. La calidad de este cemento no difiere en nada de otras formas de cemento y puede utilizarse por ejemplo para la construcción de nuevas cimentaciones o torres.

Conclusión

Al iniciar el proceso de reciclaje ya en el propio emplazamiento del parque eólico, se evita un alto coste por transporte especial o de carga pesada. Asimismo, los gastos logísticos y administrativos se pueden ver reducidos.

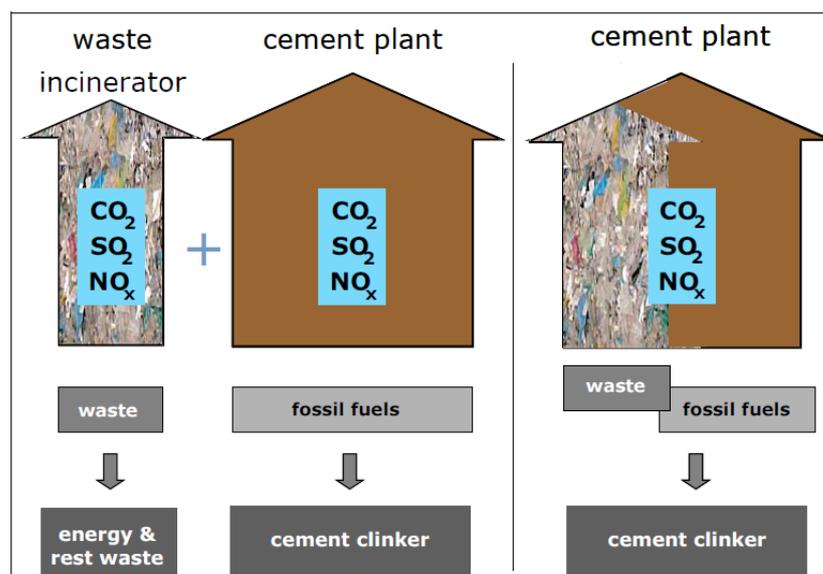
Con el control de la cadena de suministro y la utilización segura, limpia y completa de la pala en la planta de cemento Holcim, se garantiza la seguridad de reciclaje al 100%.

Por otro lado, la protección de los conocimientos adquiridos y la experiencia de nuestros clientes quedan garantizadas a través de acuerdos de confidencialidad mutua.

La plena incorporación de las cenizas en la matriz del *clinker*, así como el uso del contenido térmico del material de la pala, ahorra recursos naturales en forma de una sustitución de materias primas y de combustibles fósiles.

Sustituyendo de combustibles fósiles por fracciones de residuos, se puede conseguir una reducción significativa de las emisiones de CO₂ (ver gráfico inferior).

Gráfico 14: Reducción de residuos de combustibles y de emisiones con la nueva tecnología



Dado que se separan los metales férricos y no férricos adecuados para el reciclaje, se puede aspirar a un grado máximo de utilización óptima. Teniendo en cuenta que se evita cualquier tipo de residuos (como residuos de la combustión) con el nuevo procedimiento, se cierra el ciclo material de las palas del rotor. Se previene así la contaminación adicional del medio-ambiente, suponiendo una contribución significativa a la sostenibilidad por el bien de las generaciones venideras.

1.15.2.2. Integración arquitectónica de las palas usadas

Joel H. Goodman presenta en un artículo diferentes esquemas arquitectónicos que incorporan en su concepto estructuras de palas de aerogeneradores usados. Indica además las cargas y soportes necesarios para la ingeniería estructural.

Se planea que muchos miles de palas de rotor de polímero reforzado con vidrio, no termoplástico sean reemplazados tras 15-25 años de uso. Ésta sería la fuente de elementos estructurales para este tipo de arquitectura.

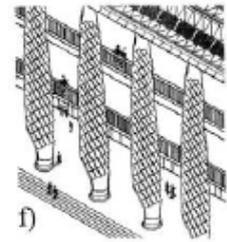
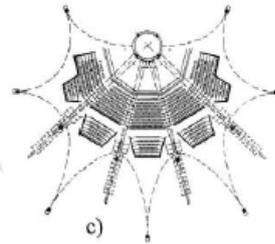
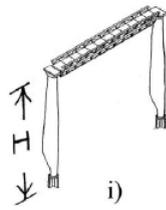
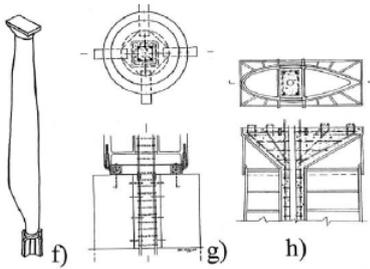
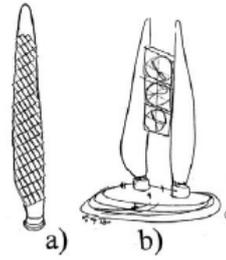
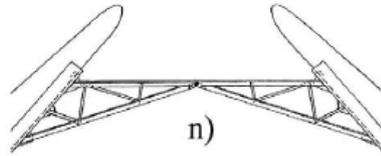
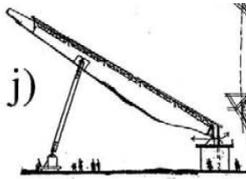
Se realizaron estudios con palas de fibra de vidrio modificadas de longitudes entre 34 y 70 m, incluyendo casos como: miembros estructurales para edificios e instalaciones de colectores solares (paneles fotovoltaicos y energía solar de concentración), columnas con cargas de compresión, y vigas con cargas de flexión transversales.

Los objetivos consistían en identificar proyectos para análisis y evaluaciones ingenieriles del valor del rescate de las palas y compararlo con los crecientes costes de los materiales estructurales convencionales; así como evitar la deposición en vertederos de fragmentos de fibra de vidrio peligrosos.

El documento finalmente concluye exponiendo que los sistemas eléctricos con colector solar construidos conjuntamente con cimentaciones y palas de aerogeneradores usados en o cerca de parques eólicos conectados a red repotenciados con turbinas de mayor tamaño podría complementar y equilibrar la generación eléctrica eólica y solar.

En el gráfico 15 se muestra una serie de posibles aplicaciones.

Gráfico 15: Posibles estructuras con reutilización de palas de aerogeneradores usados. j) vigas de tejado inclinadas; n) vigas de tejado para marco hastial; a) poste de señalización con paneles FV; b) combinación con pequeños aerogeneradores; f) columna con núcleo de hormigón; g) conexión en la base de la columna; h) columna con capitel abierto; i) dos columnas soportando una viga de luz completa; c) teatro al aire libre con techo de carpa tensionada colgando de 4 vigas de palas radiales; f) columnata de palas con paneles FV



4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Sobre cualquier intención de mejora medioambiental o tecnológica ha de preponderar la rentabilidad de la inversión. La repotenciación no sólo 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 de parques.

En este epígrafe se va a hacer un análisis económico de la viabilidad de la repotenciación, en términos económicos y técnicos. Se plantearán tres escenarios principales, con diversos supuestos de financiación y de productividad del parque. Los tres principales escenarios son:

- No repotenciar.
- Repotenciación a misma potencia (30 MW).
- Repotenciación a 42 MW. Se produce un aumento de la potencia (de un 40%) conforme al máximo permitido en R.D. 661/2007.

El parque fue construido en 1998, con lo cual se encuentra en su decimocuarto año de vida, con 11 más por delante. En el caso del repowering, la vida se extiende otros 25 años.

1.16. Estudio de la producción del parque

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 escogió fue el estudio a través de simulaciones mediante el programa WAsP, a partir de valores reales medios mensuales de viento. El software WAsP tiene en cuenta pérdidas por estela.

Así, obtenemos que para el actual parque de Tahivilla, con sus 100 pequeños aerogeneradores:

Tabla 28: Producción del parque actual (30 MW).

Site description	U [m/s]	Gross [MWh]	Net. [MWh]
Turbina 01	5,85	576,59	560,38
Turbina 02	5,88	586,39	566,10
Turbina 03	5,99	614,82	593,66
Turbina 04	6,01	618,14	594,11
Turbina 05	5,97	608,65	585,94
Turbina 06	6,13	652,72	545,76
Turbina 07	6,12	647,06	530,59
Turbina 08	5,97	606,73	490,38
Turbina 09	6,78	837,53	764,90
Turbina 10	6,35	711,79	637,40
Turbina 11	6,36	714,95	661,77
Turbina 12	6,09	638,43	606,18
Turbina 13	6,04	625,77	595,39
Turbina 14	6,03	621,08	579,97
Turbina 15	6,04	625,60	588,02
Turbina 16	6,09	638,97	609,93
Turbina 17	6,19	667,64	648,29
Turbina 18	6,07	630,84	610,88
Turbina 19	6,12	645,21	621,65
Turbina 20	6,18	661,75	637,97
Turbina 21	6,53	761,51	730,33
Turbina 22	6,36	713,38	680,56
Turbina 23	6,39	722,83	693,66
Turbina 24	6,33	708,82	687,93
Turbina 25	6,06	633,12	580,94
Turbina 26	6,20	670,03	564,76
Turbina 27	6,22	674,14	561,94
Turbina 28	6,38	723,82	705,46
Turbina 29	6,28	691,82	654,02
Turbina 30	6,18	664,95	610,30
Turbina 31	6,15	655,36	592,27
Turbina 32	6,13	653,21	582,27
Turbina 33	6,08	640,75	566,26
Turbina 34	6,36	720,92	634,58
Turbina 35	6,38	726,35	645,38
Turbina 36	6,34	714,40	639,72
Turbina 37	6,34	711,29	625,37
Turbina 38	6,23	678,49	606,48
Turbina 39	6,21	672,19	606,28
Turbina 40	6,29	693,95	636,85
Turbina 41	6,22	675,97	618,57
Turbina 42	6,08	638,27	580,84
Turbina 43	6,08	642,26	586,12
Turbina 44	6,15	655,42	633,72
Turbina 45	6,16	658,60	633,81
Turbina 46	6,46	740,03	696,23
Turbina 47	6,47	743,51	679,13
Turbina 48	7,21	961,79	915,30
Turbina 49	7,06	919,46	860,57
Turbina 50	6,74	826,75	756,98
Turbina 51	6,68	810,34	733,09
Turbina 52	6,86	860,77	778,18

Turbina 53	6,85	856,05	769,13
Turbina 54	6,85	856,33	769,97
Turbina 55	6,95	886,98	808,21
Turbina 56	6,98	895,39	813,63
Turbina 57	6,82	847,05	767,01
Turbina 58	6,53	765,24	671,69
Turbina 59	6,52	762,56	670,66
Turbina 60	6,53	767,43	679,02
Turbina 61	6,54	771,31	684,61
Turbina 62	6,54	771,10	685,51
Turbina 63	6,49	755,77	672,25
Turbina 64	6,44	740,77	659,60
Turbina 65	6,86	858,73	791,56
Turbina 66	6,66	801,52	748,49
Turbina 67	6,60	787,41	741,00
Turbina 68	6,48	752,30	705,65
Turbina 69	6,36	718,64	679,80
Turbina 70	6,18	668,17	625,17
Turbina 71	6,41	733,34	697,92
Turbina 72	6,50	761,44	726,11
Turbina 73	6,15	662,85	626,58
Turbina 74	6,22	681,86	649,01
Turbina 75	6,30	702,06	671,40
Turbina 76	6,29	699,94	673,52
Turbina 77	6,36	716,82	698,95
Turbina 78	6,40	729,42	718,45
Turbina 79	6,41	731,16	695,00
Turbina 80	6,45	743,68	708,43
Turbina 81	6,04	625,76	557,41
Turbina 82	6,12	646,58	568,59
Turbina 83	6,37	717,19	629,76
Turbina 84	6,38	718,34	630,16
Turbina 85	6,70	811,33	698,39
Turbina 86	6,43	733,85	608,95
Turbina 87	6,35	712,52	590,52
Turbina 88	6,28	692,14	569,23
Turbina 89	6,15	657,12	526,40
Turbina 90	6,09	641,64	526,61
Turbina 91	6,14	661,05	590,53
Turbina 92	6,14	660,08	576,93
Turbina 93	6,17	666,74	584,76
Turbina 94	6,46	744,77	678,54
Turbina 95	6,72	821,64	753,57
Turbina 96	6,67	807,54	743,28
Turbina 97	6,49	758,72	693,64
Turbina 98	6,42	736,59	659,58
Turbina 99	6,43	737,40	657,54
Turbina 100	6,52	761,46	673,46
Total-->			65.433,29

El segundo caso, repotenciar a 30 MW.

Tabla 29: Producción de repotenciación a 30 MW.

Sitedescription	U (m/s)	Gross (MWh)	Net AEP (MWh)
Turbina 01	7,69	8.281	8.210
Turbina 02	7,61	8.076	7.995
Turbina 03	7,66	8.191	7.927
Turbina 04	7,53	7.880	7.766
Turbina 05	7,82	8.592	8.491
Turbina 06	7,66	8.199	8.094
Turbina 07	7,78	8.496	8.417
Turbina 08	7,92	8.855	8.796
Turbina 09	7,97	8.975	8.923
Turbina 10	7,8	8.553	8.462
Turbina 11	7,93	8.878	8.822
Turbina 12	7,47	7.711	7.686
Turbina 13	7,54	7.805	7.882
Total-->			107.471

Y el tercero, repotenciar con un 40% más de potencia, hasta 42 MW.

Tabla 30: Producción de repotenciación a 42 MW

Sitedescription	U (m/s)	Gross (MWh)	Net AEP (MWh)
Turbina 01	7,7	8.297	8.162
Turbina 02	7,68	8.258	8.124
Turbina 03	7,66	8.191	7.899
Turbina 04	7,53	7.880	7.759
Turbina 05	7,82	8.592	8.486
Turbina 06	7,66	8.199	8.091
Turbina 07	7,8	8.562	8.494
Turbina 08	7,82	8.608	8.475
Turbina 09	7,99	9.015	8.777
Turbina 10	7,56	7.951	7.877
Turbina 11	7,93	8.878	8.754
Turbina 12	7,47	7.711	7.681
Turbina 13	7,54	7.905	7.773
Turbina 14	7,6	8.039	7.881
Turbina 15	7,78	8.494	8.404
Turbina 16	8,13	9.355	9.188
Turbina 17	7,53	7.874	7.698
Turbina 18	7,99	9.018	8.876
Total-->			148.399

Un resumen de los valores, en producción anual, se puede ver en la siguiente tabla:

Tabla 31: Producción del parque para cada escenario.

Escenario	Potencia instalada	Producción anual estimada (MWh)	Horas equivalentes
Sin repotenciar	30	65.433,29	2.181,11
Repotenciación 30 MW	30	107.471,00	3.582,37
Repotenciación 42 MW	42	148.399,00	3.533,31

Se observa que la opción de repotenciar resulta muy atractiva con estos primeros datos. La mejor tecnología, y la mayor altura de buje, se traducen en un mejor aprovechamiento del viento, subiendo enormemente las horas equivalentes. No obstante, para una mejor comprensión y una mayor profundidad del estudio, se considerarán número de horas equivalentes mucho menores.

1.17. Estudio de la inversión necesaria para la repotenciación

Debido a la poca experiencia en repotenciación en España, y a la ausencia de *know-how* específico de las estructuras existentes que se pueden aprovechar (p.ej. los caminos, aparamenta eléctrica,...) se ha considerado una posición conservadora, optando por unos costes estimados altos, equivalentes a los de un parque eólico nuevo.

Tabla 32: Costes aproximados de las dos posibles instalaciones.

Inversión	Porcentaje total	Parque de 30 MW	Parque de 42 MW
Aerogeneradores	73,02%	31.500.000 €	44.100.000 €
Infraestructura eléctrica	10,84%	4.676.253 €	6.546.754 €
Obra civil	7,36%	3.175.021 €	4.445.029 €
Otros costes de inversión	8,78%	3.787.592 €	5.302.629 €
		Total	60.394.412 €
		€/MW	1.437.962 €

1.18. Estudio de la producción restante del parque actual

Como ya hemos mencionado, al parque le restan once años de vida. Partimos de la base de que ya se ha producido el pago de la inversión inicial, con lo que los años que restan son de beneficios. Vemos la productividad del parque, a 2.180 horas anuales, y sus 30 MW. El beneficio neto es después de impuestos y descontados los gastos de explotación.

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

Tabla 33: Producción y beneficio restante de la configuración actual.

----	Año	Energía (MWh)	Precio energía (€/MWh)	Ingresos brutos	Gastos de explotación	Beneficio Neto
Año 14	2011	65.400,00	73,228	4.789.111,20 €	690.000,00 €	2.662.377,84 €
Año 15	2012	65.400,00	73,228	4.789.111,20 €	741.750,00 €	2.610.627,84 €
Año 16	2013	65.400,00	73,228	4.789.111,20 €	797.381,25 €	2.554.996,59 €
Año 17	2014	65.400,00	73,228	4.789.111,20 €	857.184,84 €	2.495.193,00 €
Año 18	2015	65.400,00	73,228	4.789.111,20 €	921.473,71 €	2.430.904,13 €
Año 19	2016	65.400,00	73,228	4.789.111,20 €	990.584,24 €	2.361.793,60 €
Año 20	2017	64.092,00	61,2	3.922.430,40 €	1.074.783,90 €	1.670.917,38 €
Año 21	2018	62.810,16	61,2	3.843.981,79 €	1.166.140,53 €	1.524.646,73 €
Año 22	2019	61.553,96	61,2	3.767.102,16 €	1.265.262,47 €	1.371.709,04 €
Año 23	2020	60.322,88	61,2	3.691.760,11 €	1.372.809,78 €	1.211.422,30 €
Año 24	2021	59.116,42	61,2	3.617.924,91 €	1.489.498,61 €	1.043.048,83 €
Año 25	2022	57.934,09	61,2	3.545.566,41 €	1.616.105,99 €	865.790,49 €
						22.803.427,77 €

Si añadimos un valor residual del parque de un 2%, vemos que la cifra a batir es de prácticamente 23.000.000 €. Además, obtenemos un VAN de 16.064.600 €, y con una inversión inicial de cero, teniendo en cuenta los gastos, nos queda un TIR de un 22%.

1.19. Análisis de sensibilidad

En este apartado veremos la rentabilidad de la repotenciación en diversos escenarios. La primera tabla corresponde a un escenario financiado al 100% por medio de un crédito al 6% en 8 años. La segunda a un escenario donde la repotenciación se hace completamente con fondos propios. En cada tabla aparecen dos parámetros más para el análisis de sensibilidad, que son la potencia instalada (30 MW a misma potencia, o 42 MW, con un incremento del 40%, como permite el R.D.661/2007) y las horas equivalentes (calculadas en 3.500 aproximadamente por el por el WASP), que para cálculo del riesgo añadimos cifras menores (2500, 2750, 3000 y 3250). Además, se contará con una plantilla que tendrá en cuenta las diversas opciones (mercado regulado o feed-in tariff), y se elegirá la más adecuada. El R.D.661/2007 además regula una prima extra de 0,7 c€/kWh hasta diciembre de 2017 para parques que hayan efectuado repotenciación, y que también se ha tenido en cuenta. Por último, y a efectos del VAN, el WACC considerado es del 7,24%.

Tabla 34: Estudio de los diferentes escenarios.

Escenario	Potencia (MW)	Horas equivalentes	Inversión inicial	Inversión financiada	€/MW	TIR	VAN	Ingresos
1	30	2500	43.138.866 €	53.638.866 €	1.787.962 €	5,65%	-5.703.875,71 €	107.894.152,56 €
2	30	2750	43.138.866 €	53.638.866 €	1.787.962 €	6,65%	-2.172.172,60 €	117.076.767,82 €
3	30	3000	43.138.866 €	53.638.866 €	1.787.962 €	7,60%	1.359.530,51 €	126.259.383,07 €
4	30	3250	43.138.866 €	53.638.866 €	1.787.962 €	8,53%	4.891.233,62 €	135.441.998,33 €
5	30	3500	43.138.866 €	53.638.866 €	1.787.962 €	9,43%	8.422.936,73 €	144.624.613,59 €
6	42	2500	60.394.412 €	75.394.412 €	1.795.105 €	5,65%	-7.985.425,99 €	151.057.813,59 €
7	42	2750	60.394.412 €	75.394.412 €	1.795.105 €	6,65%	-3.041.041,64 €	163.913.474,94 €
8	42	3000	60.394.412 €	75.394.412 €	1.795.105 €	7,60%	1.903.342,72 €	176.769.136,30 €
9	42	3250	60.394.412 €	75.394.412 €	1.795.105 €	8,53%	6.847.727,07 €	189.624.797,66 €
10	42	3500	60.394.412 €	75.394.412 €	1.795.105 €	9,43%	11.792.111,42 €	202.480.459,02 €

Escenario	Potencia (MW)	Horas equivalentes	Inversión inicial	€/MW	TIR	VAN	Ingresos
11	30	2500	43.138.866 €	1.437.962 €	8,01%	2.330.437,32 €	104.744.152,56 €
12	30	2750	43.138.866 €	1.437.962 €	9,15%	5.862.140,43 €	113.926.767,82 €

13	30	3000	43.138.866 €	1.437.962 €	10,25%	9.393.843,54 €	123.109.383,07 €
14	30	3250	43.138.866 €	1.437.962 €	11,31%	12.925.546,65 €	132.291.998,33 €
15	30	3500	43.138.866 €	1.437.962 €	12,36%	16.457.249,76 €	141.474.613,59 €
16	42	2500	60.394.412 €	1.437.962 €	8,01%	3.262.612,25 €	146.647.813,59 €
17	42	2750	60.394.412 €	1.437.962 €	9,15%	8.206.996,60 €	159.503.474,94 €
18	42	3000	60.394.412 €	1.437.962 €	10,25%	13.151.380,95 €	172.359.136,30 €
19	42	3250	60.394.412 €	1.437.962 €	11,31%	18.095.765,31 €	185.214.797,66 €
20	42	3500	60.394.412 €	1.437.962 €	12,36%	23.040.149,66 €	198.070.459,02 €

1.20. Financiación y comentarios finales

Como conclusiones generales, puede apuntarse que un proyecto de repotenciación está sometido a los mismos riesgos y a similares ratios económicos que un proyecto eólico nuevo. Una ventaja reside en la reutilización de estructuras existentes, abaratando costes, como la línea de evacuación o los caminos. Otra sería la enorme 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 el flujo de caja, en nuestro caso pasa de 11 años más, a 25 años.

Las horas equivalentes resultan de una importancia crucial; marcan la frontera de la viabilidad económica. Para las horas equivalentes calculadas con WASP, los resultados finales son:

Tabla 35: Resultados de los diferentes escenarios tratados

Potencia (MW)	¿Repotenciado?	Financiado	Inversión total	€/MW	TIR	VAN	Ingresos netos
30	NO	NO	- €	- €	22,39%	10.291.900,60 €	22.803.427,77 €
30	SI	SI	53.638.866 €	1.787.962 €	9,43%	8.422.936,73 €	144.624.613,59 €
42	SI	SI	75.394.412 €	1.795.105 €	9,43%	11.792.111,42 €	202.480.459,02 €
30	SI	NO	43.138.866 €	1.437.962 €	12,36%	16.457.249,76 €	141.474.613,59 €
42	SI	NO	60.394.412 €	1.437.962 €	12,36%	23.040.149,66 €	198.070.459,02 €

Obviamente es más ventajoso hacer el parque con fondos propios. El caso más favorable de los estudiados es el no financiado, con 42 MW, ya que ofrece la TIR más alta de todas (12,36 %), y también el mayor VAN (23 M€), con unos ingresos netos a lo largo de los 25 años de 198 M€. Vemos que la opción de dejarlo es interesante también, aunque menos. Ello es debido a que el parque es relativamente joven, la repotenciación resulta más interesante cuanto más viejo es el parque, en

este se podría estudiar la posibilidad de esperar un poco, si bien los números demuestran que ya es rentable.

5. CONCLUSIONES

El gran avance que ha experimentado la tecnología en el sector eólico, con máquinas cada

vez más potentes y eficientes, presenta la posibilidad de introducir estas nuevas máquinas en parques antiguos que aún no han llegado al final de su vida útil. La opción de repotenciar, puede ser una opción viable. El análisis realizado en este proyecto permite llegar a conclusiones relevantes sobre repotenciación.

La repotenciación de un parque eólico permite una mejor integración en la red eléctrica. La tecnología más avanzada de las nuevas máquinas permite una mejor respuesta para fenómenos como huecos de tensión o variaciones de frecuencia, así como una mejor gestión de la potencia evacuada. El sistema de control más moderno y avanzado de las nuevas máquinas, hace más sencilla su adaptabilidad al operador del sistema, y garantizan una mayor estabilidad del mismo.

Las ventajas técnicas y de adaptabilidad al sistema no son las únicas que proporciona la repotenciación. La sustitución de máquinas ineficientes, que ocupan emplazamientos con las mejores condiciones de viento, permite un mejor aprovechamiento del parque y del recurso. Adicionalmente, desde el punto de vista medioambiental, la reducción del número de máquinas y el menor ruido que éstas producen, reduce el impacto del parque.

Además, según establece el R.D.661/2007, existe la posibilidad de aumentar la potencia del parque hasta un 40 % sin tener que renovar los permisos. Este aspecto hace que no solo se reduzca el número de máquinas, sino que se aumente la potencia del parque y con ello la producción. Una legislación más amplia en el tema de repotenciación, que simplifique los procesos administrativos, que establezca una mayor diferencia con la construcción de parques nuevos, que defina claramente los trámites medioambientales y la política de retribución, es necesaria para impulsar la repotenciación de parques eólicos en España.

El aprovechamiento de los residuos del parque antiguo, sobre todo los aerogeneradores, puede aportar un valor añadido a la repotenciación, aumentando su rentabilidad. Cada vez son mayores las alternativas para estos residuos, desde vender directamente los aerogeneradores, descomponer las partes y buscar usos diferentes, hasta la combustión de las palas para producir calor y aprovechar las cenizas para fabricar cemento.

En este proyecto se ha analizado la rentabilidad económica de un proyecto de repotenciación específico. El factor más decisivo es sin duda el número de horas equivalentes. Por este motivo, debe de realizarse un gran esfuerzo en maximizar este factor. La financiación del proyecto es uno de los puntos clave y más costosos. Las condiciones de los préstamos ofrecidos por los bancos son muy exigentes, de manera que debe de buscarse la posibilidad de financiar el parque con otras alternativas, como fondos propios o socios y accionistas. Se obtienen valores muy interesantes de TIR y de VAN, sobre todo para parques de más de 15 años, con lo cual queda probado que además de sus ventajas tecnológicas, energéticas y medioambientales, la repotenciación tiene un claro valor añadido de tipo económico. Cabe señalar que el proyecto

estudiado cuenta con unas horas equivalentes altas, por encima de la media de la zona, lo cual puede repercutir positivamente en los resultados obtenidos.

Por todo esto, se puede concluir que la repotenciación es una buena opción desde el punto de vista medioambiental y de calidad de la red eléctrica, aunque se requieren unas horas equivalentes elevadas para que sea ventajosa para el inversor. Por lo tanto, una mejora en la legislación que favorezca la repotenciación, un acceso más sencillo a financiación, y teniendo en cuenta que las condiciones de riesgo son bajas gracias a trabajar sobre un parque ya existente y con un gran histórico de datos, daría un gran impulso a la repotenciación de parques eólicos.

Anexo I: Funcionamiento del sistema eléctrico español

OMEL, OPERADOR DEL MERCADO ESPAÑOL DE ELECTRICIDAD

En el año 1997 la ley del Sector Eléctrico 54/1997 crea la figura del operador del mercado, a quien encomienda el ejercicio de las funciones necesarias para realizar la gestión económica del sistema, referida al eficaz desarrollo del mercado de electricidad. Es en ese instante donde aparece la figura de OMEL, determinándose el objeto social y la actividad de la Sociedad, consistente en actuar como operador del mercado español de electricidad.

Desde 1998 la Sociedad es responsable de la gestión del sistema de oferta de compra y venta de energía eléctrica con las funciones descritas en dicha Ley y la realización de las liquidaciones y pagos y cobros correspondientes y, por consiguiente, incorporando los resultados de los mercados diario e intradiarios de electricidad. OMEL gestiona tanto el mercado español eléctrico como el portugués.

EL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD

El mercado de electricidad es el conjunto de transacciones derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones de los mercados diario e intradiario, mercado a plazos, y de la aplicación de los Procedimientos de Operación Técnica del Sistema. Los contratos bilaterales físicos realizados por vendedores y compradores se integran en el mercado de producción una vez finalizado el mercado diario.

Los agentes del mercado son las empresas habilitadas para actuar en el mercado de producción como vendedores y compradores de electricidad. Pueden actuar como agentes del mercado los productores, comercializadores de último recurso y comercializadores de electricidad así como los consumidores directos de energía eléctrica y las empresas o consumidores, residentes en otros países externos al Mercado Ibérico, que tengan la habilitación de comercializadores.

Los productores y los consumidores directos pueden acudir al mercado como agentes del mercado o celebrar contratos bilaterales físicos.

Un consumidor directo que quiera participar en el mercado de producción puede acceder a todas las posibilidades que este ofrece a cualquier otro demandante de energía, independientemente de su tamaño, si bien, si su objetivo es únicamente participar de una forma simple adquiriendo la energía que necesita consumir para cada uno de los días, su participación en el mercado es muy sencilla pudiendo realizar las adquisiciones para los días futuros que estime conveniente, y recibir la factura por la energía adquirida al mercado cada día.

La gestión económica del mercado de electricidad está encomendada al OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA - POLO ESPAÑOL, S.A.

PROCESOS DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN

Existen varias opciones para acudir a la compra-venta de electricidad. Se encuentran los llamados mercados diario e intradiario, en los cuales mediante existe un sistema de casación de las distintas ofertas de compra y venta. Este proceso es gestionado por el OMEL. Por otro lado, el OMIP, operador del sistema en Portugal, se encarga de gestionar los mercados de futuro, ofertas a largo plazo (semanas, meses, años...). Finalmente pueden establecerse contratos bilaterales entre productores y consumidores de electricidad.

El mercado diario es el mercado en el que se realizan la mayoría de las transacciones. En dicho mercado deben participar como oferentes todas las unidades de producción disponibles, que no estén vinculadas a un contrato bilateral físico, así como los comercializadores no residentes registrados como vendedores. La parte demandante en el mercado diario son los comercializadores de último recurso, comercializadores, consumidores directos y comercializadores no residentes registrados como compradores. El resultado garantiza que no se supera la capacidad máxima de interconexión con sistemas eléctricos externos considerando los contratos bilaterales físicos que afecten a las interconexiones internacionales.

Solución de las restricciones técnicas. Una vez celebrada la sesión del mercado diario y recibidas las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos nacionales, el operador del sistema evalúa la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro en la red de transporte. Si el resultado de la casación del mercado diario más las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos no respeta la capacidad máxima de intercambio entre sistemas eléctricos, o los requisitos de seguridad, el procedimiento de solución de restricciones técnicas modifica en el primer caso las compras o ventas desde sistemas eléctricos externos que provoquen el exceso de intercambio en la interconexión, y en el segundo caso la asignación de energía de las unidades de producción.

El mercado intradiario es un mercado de ajustes al que pueden acudir como demandantes y oferentes las unidades de producción, los comercializadores de último recurso, así como los comercializadores residentes y no residentes, y consumidores directos, que tengan la condición de agentes del mercado. En el caso de los compradores en el mercado diario, para poder acudir al mercado intradiario han de haber participado en la correspondiente sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico. En el caso de los productores deben haber participado

en la correspondiente sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico, o haber estado indisponible para su participación en el mercado diario y haber quedado disponible posteriormente.

Los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos tienen por objeto que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda. Los servicios complementarios de banda de regulación son incorporados al programa diario viable por el operador del sistema con posterioridad al mercado diario. Una vez celebrada cada una de las sesiones del mercado intradiario, el operador del sistema realiza la gestión en tiempo real mediante la utilización de servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos.

Mercado diario

Es el mercado en el que tienen lugar las transacciones de compra y venta de energía para el día siguiente en cada tramo horario. El cierre de ofertas para un determinado día tiene lugar a las 10:00 horas del día anterior. Previamente, antes de las 9:30, los operadores envían los contratos bilaterales.

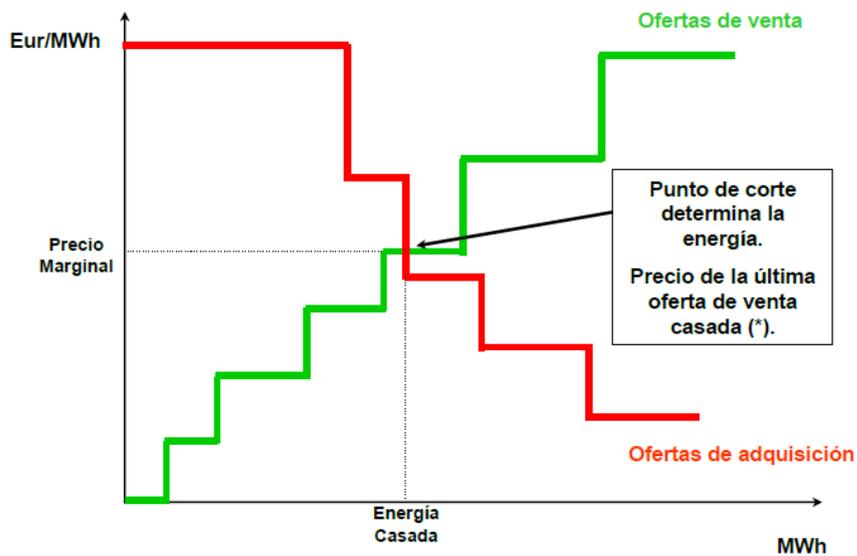
Dentro del mercado diario existen dos tipos de ofertas: simples y complejas. Las ofertas simples pueden ser tanto de venta como de compra, y hacen referencia a la energía ofertada en cada tramo horario. Las ofertas complejas solo son de venta, únicamente pueden llevarla a cabo las unidades de producción. Estas ofertas pueden ir acompañadas de unas determinadas condiciones (ingresos mínimos, variación de capacidad de producción, indivisibilidad y parada programada)

Una vez recibidas todas las ofertas, así como los contratos bilaterales y las ofertas de futuro entregadas por la OMIP, se lleva a cabo el proceso de casación.

El algoritmo de casación determina, a partir de las ofertas (de compra y de venta) de los agentes, el precio y las energías aceptadas a cada una de estas ofertas en cada uno de los periodos de programación del día siguiente. Este sistema ofrece una primera solución válida. En caso de que exista más de una solución válida, se lleva a cabo un proceso de optimización de la solución. El algoritmo asegura que el resultado del proceso de casación respeta los intercambios internacionales máximos establecidos por el operador del sistema.

Las ofertas de venta se ordenan de forma creciente, mientras que las de compra se colocan de manera decreciente. El punto de corte determina la energía casada y el precio marginal al que se paga la energía. Casarán su energía, y por tanto cobrarán por ella aquellos productores cuyas ofertas se encuentren por debajo de este punto de corte.

Gráfico 16: Estipulación del precio de venta de energía



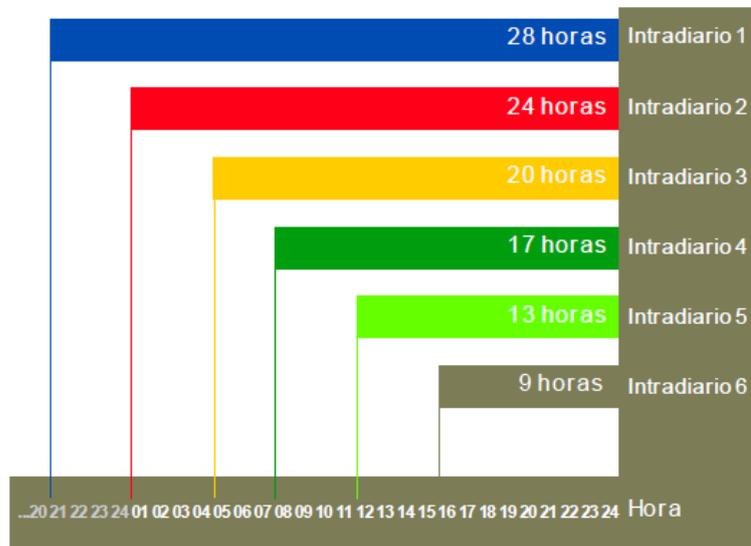
Una vez obtenido este resultado, se procede a verificar las ofertas realizadas, eliminando aquellas que no cumplan los requerimientos del sistema, y rehaciendo las curvas agregadas. Este proceso se repite cíclicamente hasta que se cumplen todos los requisitos del sistema. El precio marginal que resulte tras estas correcciones será el aplicado para las ventas y las compras de todos los operadores cuyas ofertas hayan sido casadas.

El resultado de la casación se da a conocer antes de las 11:00, y se abre un periodo de reclamaciones de 30 minutos. A las 14:00 se obtiene el plan para el día siguiente.

Mercado intradiario

Es un mercado de participación voluntaria diseñado para que puedan ofertarse los ajustes que los agentes necesiten sobre el programa horario. Pueden presentar ofertas de compra y/o venta todos los agentes habilitados para presentar ofertas en el Mercado Diario y que hayan participado en él (aunque no hayan casado), en contratos bilaterales, o que no lo hayan hecho por estar indisponibles. Los agentes enviarán las ofertas de sus unidades de oferta a partir de la apertura de la sesión hasta el cierre de ésta. Existen 6 sesiones a lo largo del día donde pueden realizarse estas ofertas.

Gráfico 17: Periodos mercado intradiario



Anexo II: El régimen especial

La sociedad española actual, en el contexto de la reducción de la dependencia energética exterior, de un mejor aprovechamiento de recursos energéticos disponibles y de una mayor sensibilización ambiental, demanda cada vez más la utilización de las energías renovables y la eficiencia en la generación de electricidad, como principios básicos para conseguir un desarrollo sostenible desde un punto de vista económico, social y ambiental.

Además, la política energética nacional debe posibilitar, mediante la búsqueda de la eficiencia energética en la generación de electricidad y la utilización de fuentes de energía renovables, la reducción de gases de efecto invernadero de acuerdo con los compromisos adquiridos con la firma del protocolo de Kyoto.

La creación del régimen especial de generación eléctrica supuso un hito importante en la política energética de nuestro país. Los objetivos relativos al fomento de las energías renovables y a la cogeneración, se recogen en el Plan de energías Renovables 2005-2010 y en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia energética en España (E4), respectivamente. A la vista de los mismos se constata que aunque el crecimiento experimentado por el conjunto del régimen especial de generación eléctrica ha sido destacable, en determinadas tecnologías, los objetivos planteados se encuentran aún lejos de ser alcanzados.

Desde el punto de vista de la retribución, la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima en los términos que reglamentariamente se establezcan, para cuya determinación pueden tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución a la mejora del medio ambiente, el ahorro de energía primaria, la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.

En este contexto se aprueba el 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 661/2007

El Real Decreto 661/2007 tiene como objetivo el establecimiento de un régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, sustituyendo al Real Decreto 436/2004.

Incluye además la determinación de una prima que complemente el régimen retributivo de las instalaciones con una potencia superior a 50 MW, así como a las instalaciones de co-combustión de biomasa o biogas en centrales térmicas del régimen ordinario, independientemente de su potencia.

Podrán acogerse a este régimen especial los siguientes productores:

- Productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.
- Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles: energía solar, eólica, geotérmica, de las olas, de las mareas, de las rocas calientes y secas, océanotérmica y de las corrientes marinas. Centrales hidroeléctricas con potencia inferior a 50 MW. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas o de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogas procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados.
- Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética como residuos sólidos urbanos o residuos que no supongan más del 50% de la energía primaria (medida por el PCI)

La condición de instalación de producción acogida al régimen especial será otorgada por la Administración competente para su autorización (CCAA o Ministerio de Industria).

Para que una instalación de producción pueda acogerse al régimen especial se deberá acreditar además del cumplimiento de los requisitos establecidos en el Real Decreto, las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación. Asimismo, deberá realizarse una evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida en su caso a la red. Deberá de establecerse la máxima potencia a entregar con el mínimo consumo compatible con el proceso, así como la mínima potencia a entregar compatible con el asociado al funcionamiento en régimen normal. En el caso de instalaciones híbridas se deberá justificar la energía que se transfiere a la red mediante el consumo de cada uno de los combustibles, su poder calorífico, los consumos propios asociados a cada combustible y los rendimientos de conversión de la energía térmica del combustible en energía eléctrica, así como la cantidad y procedencia de los distintos combustibles primarios que vayan a ser utilizados.

El proceso de inscripción en el régimen especial conlleva una serie de trámites legales para poder llevarse a cabo. Debe de presentarse en la Consejería de Industria el proyecto de la instalación, de manera que ésta otorgue la correspondiente autorización administrativa una vez evaluado el proyecto. Por su parte, debe de realizarse una declaración de impacto ambiental a

presentar en la Consejería de Medio Ambiente. El ayuntamiento correspondiente en cada caso será el encargado de otorgar la licencia de actividad, movimiento de tierras y licencia de obra, permisos necesarios para iniciar la construcción de la planta.

A parte de los permisos mencionados, deberá establecerse el punto de conexión a red, firmando un contrato de venta de electricidad con el distribuidor. Otro punto importante es el permiso de captación de agua y la autorización de vertido de residuos, requisitos imprescindibles para la puesta en marcha de la planta.

Una vez obtenidas las autorizaciones de las Consejerías y de los Ayuntamientos, así como el resto de permisos, se presenta la solicitud de inscripción en el régimen especial, que será evaluada por la administración competente.

La inscripción en el régimen especial otorga a los productores una serie de derechos:

- Conectar en paralelo su grupo de generadores a la red de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte.
- Transferir al sistema a trabes de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte su producción neta de energía eléctrica o energía vendida, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.
- Percibir por la venta, total o parcial, de su energía eléctrica generada neta, la retribución prevista en el régimen económico del real decreto 661/2007.
- Vender toda o parte de su producción neta a través de líneas directas.
- Prioridad en el acceso y conexión a la red eléctrica en los términos establecidos.

Para vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, los productores acogidos al régimen especial, deberán elegir una de las opciones siguientes:

- Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio hora.

- Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio hora.

A parte de esta retribución, los productores en régimen especial perciben un complemento por eficiencia, acreditando un rendimiento eléctrico equivalente superior al mínimo por tipo de tecnología y combustible; y un complemento por energía reactiva, por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Ambos complementos son independientes del tipo de retribución elegida por el productor, ya sea mediante tarifa regulada o por prima.

Anexo III: Compañías comerciales de turbinas usadas

Este apéndice 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.

Tabla 36: Compañías que venden turbinas eólicas usadas

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 Vindmølleformidling	Dinamarca	www.danishusedwindturbines.com	Exportaciones de aerogeneradores desde 30 kW hasta 1 MW
GFW	Alemania	www.naic.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

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Evolución de la potencia eólica instalada	5
Gráfico 2: Distribución de la capacidad eólica acumulada instalada en la UE-27 (2005). En porcentaje	8
Gráfico 3: Distribución de la capacidad eólica acumulada instalada en la UE-27 (2009). En porcentaje	8
Gráfico 4: Perspectivas del crecimiento del mercado eólico mundial. En MW	9
Gráfico 5: Evolución del parque eólico alemán	21
Gráfico 6: Efectos del repowering	22
Gráfico 7: Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada : 1998-2010	26
Gráfico 8: Cobertura de la demanda	27
Gráfico 9: Evolución de las emisiones de GEI por habitante en España	31
Gráfico 10: Emisiones de GEI por sectores	32
Gráfico 11: Curva potencia E82	49
Gráfico 12: Distribución del cableado	64
Gráfico 13: Distribución del cableado 40%	70
Gráfico 14: Reducción de residuos de combustibles y de emisiones con la nueva tecnología	81
Gráfico 15: Posibles estructuras con reutilización de palas de aerogeneradores usados. j) vigas de tejado inclinadas; n) vigas de tejado para marco hastial; a) poste de señalización con paneles FV; b) combinación con pequeños aerogeneradores; f) columna con núcleo de hormigón; g) conexión en la base de la columna; h) columna con capitel abierto; i) dos columnas soportando una viga de luz completa; c) teatro al aire libre con techo de carpa tensionada colgando de 4 vigas de palas radiales; f) columnata de palas con paneles FV	82
Gráfico 16: Estipulación del precio de venta de energía	98
Gráfico 17: Periodos mercado intradiario	99

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1:	Potencia eólica acumulada a nivel mundial por países (en MW)	7
Tabla 2:	Previsiones de crecimiento de la potencia instalada acumulada en la UE-27 (2020). En MW	11
Tabla 3:	Principales proyectos de repotenciación de la empresa Enel Green Power	16
Tabla 4:	Potencia instalada por comunidades autónomas.....	28
Tabla 5:	Características de los parques eólicos españoles	29
Tabla 6:	Máquinas seleccionadas	44
Tabla 7:	Vestas V80 y V90.....	45
Tabla 8:	Siemens SWT-2,3 y SWT- 3,6.....	45
Tabla 9:	Enercon E82 y E70.....	46
Tabla 10:	Parque 30 MW	48
Tabla 11:	Parque 42 MW	48
Tabla 12:	Precios turbinas. Parque 30 MW.....	50
Tabla 13:	Precios turbinas. Parque 42 MW.....	50
Tabla 14:	Tramos torre.....	56
Tabla 15:	Resumen obra civil	63
Tabla 16:	Tipos de celda para cada aerogenerador	65
Tabla 17:	Características cable EPR	65
Tabla 18:	Secciones de cable según las intensidades máximas	66
Tabla 19:	Secciones de cables en los distintos tramos del circuito-1	67
Tabla 20:	Secciones de cables en los distintos tramos del circuito-2	68
Tabla 21:	Perdidas de carga circuito-1.....	68

Tabla 22:	Pérdidas de carga circuito-2.....	69
Tabla 23:	Tipos de celda para cada aerogenerador II.....	71
Tabla 24:	Secciones de cables en los distintos tramos del circuito-1 II.....	71
Tabla 25:	Secciones de cables en los distintos tramos del circuito-2 II.....	72
Tabla 26:	Perdidas de carga circuito-1 II.....	72
Tabla 27:	Pérdidas de carga circuito-2 II.....	73
Tabla 28:	Producción del parque actual (30 MW).....	85
Tabla 29:	Producción de repotenciación a 30 MW.....	87
Tabla 30:	Producción de repotenciación a 42 MW.....	87
Tabla 31:	Producción del parque para cada escenario.	88
Tabla 32:	Costes aproximados de las dos posibles instalaciones.	88
Tabla 33:	Producción y beneficio restante de la configuración actual.....	89
Tabla 34:	Estudio de los diferentes escenarios.	90
Tabla 35:	Resultados de los diferentes escenarios tratados.....	91
Tabla 36:	Compañías que venden turbinas eólicas usadas.....	104

ÍNDICE IMÁGENES

Imagen 1:	Parque “Los Valles” antes de la repotenciación.....	15
Imagen 2:	Parque de “Los Valles” después de la repotenciación.....	15
Imagen 3:	Parque de Gamesa en la India repotenciado.....	17
Imagen 4:	Proyecto de repotenciación en Dinamarca: Siemens y el parque eólico Nørrekær Engel.....	18
Imagen 5:	Antes y después de la repotenciación en Alemania.....	20
Imagen 6:	Vista aérea del parque de energía de Schneebergerhof.....	23
Imagen 7:	Instalación de la máquina Enercon E-126.....	24
Imagen 8:	Foto aérea durante la repotenciación.....	25
Imagen 9:	Distribución de los aerogeneradores del parque.....	41

Imagen 10: Distribución de aerogeneradores del parque adyacente	42
Imagen 11: Rosa de los vientos y distribución de Weibull	43
Imagen 12: Vista aérea	46
Imagen 13: Mapa WASP	51
Imagen 14: Rosa de los vientos. Disposición aerogeneradores.....	52
Imagen 15: Lista turbinas	52
Imagen 16: Disposición aerogeneradores.....	53
Imagen 17: Lista turbinas	54
Imagen 18: Desmantelamiento de un aerogenerador usado.....	55
Imagen 19: Vista aérea del parque y alrededores	58
Imagen 20: Trazado del nuevo camino para transporte de los elementos constructivos	59
Imagen 21: Perfil del camino a construir.	60
Imagen 22: Curva 1	60
Imagen 23: Curva 2	61
Imagen 24: Guía con pluma telescópica	62
Imagen 25: Proceso cimentación	63
Imagen 26: Almacenamiento de palas en desuso.	76
Imagen 27: Palas pre-cortadas	78
Imagen 28: Fracción triturada	80

6. REFERENCIAS

Introducción

- juwi Wind GmbH http://www.juwi.com/wind_energy.html
- Siemens <http://www.siemens.com>
- Europe Wind Energy Association (EWEA), *"The current status of the Wind Industry; Industry Overview, Market Data, Employment, Policy"*.

Simulación parque concreto

- (software) WAsP (v10): *Wind Atlas Analysis and Application Program*, Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark

Infraestructuras y obra civil

- Sanchís, J.; *"Arquitectura del parque eólico"*; presentación en el Máster en Energías Renovables y Mercado Energético 2010-2011 de la Escuela de Organización Industrial, Madrid.
- (software) Autodesk AutoCAD (v2011)

Valorización y reciclaje

- Goodman, J.H.; *"Architectonic reuse of wind turbine blades"*; actas de la conferencia SOLAR 2010; American Solar Energy Society, 2010.
- Schmidl, E.; *"Recycling of Fibre-Reinforced Plastics Using the Example Of Rotor Blades"*; International Solid Waste Association, 2010.

Catálogos fabricantes aerogeneradores

- Enercon <http://www.enercon.de>
- Vestas <http://www.vestas.com>

- Siemens <http://www.siemens.com>

Mercado eléctrico

- Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) <http://www.omel.com>
- Cuéllar, Y.; *"Mercado energético"*; presentación en el Máster en Energías Renovables y Mercado Energético 2010-2011 de la Escuela de Organización Industrial, Madrid.

Legislación

- Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Decreto Ley 6-2009 (registro de pre-asignación de retribución)
- Ley de Impacto Ambiental
- P.O. SEIE (Procedimientos de Operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares).

Análisis económico

- 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.