



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

PROCEDIMIENTO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL LUCRO CESANTE EN LOS MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS PROGRAMADOS DE PARQUES EÓLICOS

Autor

Pablo Latorre Martínez

Director

Julio Javier Melero Estela

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2016

PROCEDIMIENTO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL LUCRO CESANTE EN LOS MANTENIMIENTOS
PREVENTIVOS PROGRAMADOS DE PARQUES EÓLICOS

RESUMEN

La energía eólica sigue creciendo en el mundo y en el caso de España produce un 20% de la energía demandada. Sin embargo, los cambios en la legislación y un escenario de gran competitividad a nivel mundial han hecho que la creación de nuevos parques se haya estancado en nuestro país y que el futuro del sector pase por adaptarse y prestar más atención a la reducción de costes y a la mejora de la eficiencia. Dada la importancia que tienen los mantenimientos en el correcto funcionamiento de los parques eólicos, surge la necesidad de estudiar los costes asociados a los mismos, para reducirlos al mínimo posible. Entre estos costes o ineficiencias, se encuentra el lucro cesante por parada de los aerogeneradores debidas a labores de mantenimiento preventivo.

Una vez revisados los estudios publicados sobre el tema hasta la fecha, en este trabajo se han estudiado los parámetros velocidad del viento, precio de la energía, pérdidas de energía y coste del lucro cesante en el momento de las intervenciones de mantenimiento preventivo, sobre los datos históricos de diferentes parques eólicos de la Península Ibérica. Para ello se ha desarrollado un programa con el entorno matemático Matlab que permite localizar y registrar los parámetros de interés de los eventos objeto de estudio, con el fin de evaluar la importancia de cada uno de estos parámetros.

También se ha desarrollado otro programa que realiza la optimización de los eventos establecidos como "caso de estudio", buscando un intervalo de igual duración en un margen temporal de quince días naturales antes y después del momento de la intervención, que suponga una reducción de las pérdidas económicas asociados. Este programa ha permitido a su vez calcular la mejora conseguida por la optimización de cada intervención y el ahorro total por parque estudiado.

Por último se han evaluado los resultados obtenidos, se han elaborado las estadísticas correspondientes y se han sacado conclusiones aplicables de forma general a todos los parques eólicos, a fin de determinar si la reducción de costes, justifica un cambio en las políticas establecidas respecto a la gestión y programación de los mantenimientos.



DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./D^a. _____,

con nº de DNI _____ en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)
_____, (Título del Trabajo)

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, _____

Fdo: _____

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN	4
1.1. Contexto	4
1.2. Objeto.....	6
1.3. Justificación	7
2. METODOLOGÍA.....	9
2.1. Introducción	9
2.2. Datos de partida.....	10
2.3. Cálculo del lucro cesante.....	11
2.4. Algoritmo de cálculo de Matlab	13
2.5. Optimización de eventos.....	15
2.6. Filtrado de eventos para estudio	16
3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	18
3.1. Resultados de la evaluación de eventos registrados	20
3.2. Resultados de la optimización del lucro cesante	29
3.3. Resultados del estudio de la mejora energética	33
3.4. Resultados por tecnologías	35
3.5. Influencia de la velocidad del viento y el precio del mercado	38
4. CONCLUSIONES	41
5. BIBLIOGRAFÍA	42
ANEXO I	1
ANEXO II	11

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Contexto

La energía eólica instalada en el mundo creció un 44% en 2014, hasta situarse en 369.553 MW, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC) [1]. China, Estados Unidos, Alemania y España son los primeros productores mundiales. La potencia eólica instalada a 31 de diciembre de 2014 en España era de 22.986,5 MW y la energía producida fue de 51.138 GWh en dicho año, siendo la segunda fuente de generación eléctrica, con una cobertura del 20,4% de la demanda [2].

Sin embargo, 2014 pasará a la historia como el peor año del sector eólico español. La Reforma Energética alejó por completo a los inversores de España y fue la causa del parón, por la supresión de ayudas, y por el cambio del marco retributivo tanto para los parques existentes como para los nuevos proyectos, que permite modificar las condiciones económicas cada seis años sin que se conozca la metodología que se utilizará. La inseguridad jurídica que generó esta modificación retroactiva del marco normativo tuvo como consecuencia que no se instalasen todos los parques que estaban inscritos en el Registro de, y que el aumento en la potencia fuera tan solo de 27,48 MW, el menor crecimiento de los últimos 20 años. En consecuencia, si esta situación se mantiene en el tiempo se podría hablar, como se aprecia en la Figura 1, de un parque de aerogeneradores envejecido [2] con un mayor requerimiento de mantenimiento.

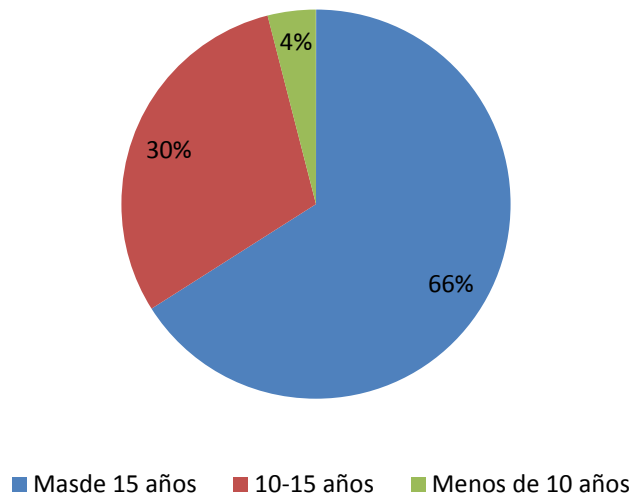


Figura 1. Antigüedad de los parques eólicos en el año 2014 [1]

En la Figura 2, se observa la disminución de la potencia instalada en España desde el año 2.007, cuando alcanzó su punto máximo, situándose en el año 2.014 prácticamente a cero.

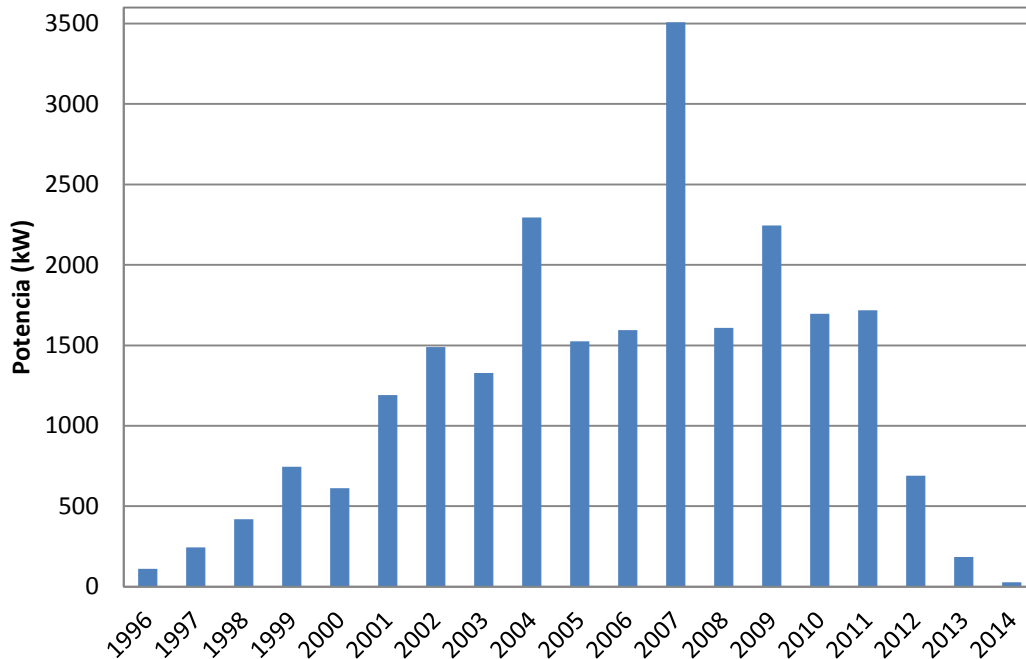


Figura 2. Evolución de la potencia instalada en España hasta el año 2014 (AEE).

En general, el futuro inmediato del sector pasa necesariamente por adaptarse a un nuevo escenario de mayor competitividad a nivel mundial. Dicho escenario estará sujeto a posibles variaciones de la regulación de cada país y, probablemente, sometido a una fuerte volatilidad. Se hace necesario adaptar las capacidades productivas, diversificar productos y clientes, flexibilizar la logística y mejorar los costes de operación y mantenimiento de los parques para alcanzar la máxima eficiencia operativa posible.

1.2. Objeto

El objeto del presente proyecto es conocer, analizar y evaluar la repercusión que tiene el denominado lucro cesante debido a las tareas de mantenimiento preventivo, sobre la eficiencia de los parques eólicos.

Se entiende por lucro cesante el coste de la energía que se ha dejado de producir durante el tiempo que el aerogenerador ha estado parado para realizar las labores de mantenimiento preventivo.

Mantenimiento preventivo es aquel mantenimiento con unas tareas concretas y planificadas previamente a su ejecución. Esto significa que se puede disponer de un margen temporal para situarlo en fechas adecuadas dentro del calendario, buscando así la parada del aerogenerador en periodos de bajo viento o bajo precio de la electricidad. De forma ideal este mantenimiento se debería hacer en periodos con velocidades de viento bajas en los que no se produjeran pérdidas energéticas asociadas. Sin embargo, la experiencia revela que sí que existen dichas pérdidas.

Por esta última cuestión, el objeto de este proyecto consistirá primero en analizar cómo se están realizando, en general, estas tareas de mantenimiento. Se revisarán las condiciones de velocidad de viento y de precio del mercado en las que se ejecutan, y si se están produciendo pérdidas por parada de producción. Posteriormente se propone un procedimiento de optimización para reducir las pérdidas económicas que acompañan a la pérdida de producción energética.

El proyecto se ha llevado a cabo en el área AIRE de Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos (CIRCE). Este área lleva más de 10 años trabajando en la mejora del mantenimiento de los parques eólicos con diferentes tareas post-construcción.

1.3. Justificación

El cambio retributivo de carácter retroactivo que se ha aplicado a los proyectos de energía eólica en explotación ha llevado a prestar mucha atención a la reducción de los costes de operación y mantenimiento.

Hasta la fecha se han realizado estudios en esta línea, atendiendo al coste nivelado de la energía (LCOE, *levelised cost of energy*), un parámetro para describir y comparar la economía subyacente de proyectos de energía. Para la energía eólica, el LCOE representa la suma de todos los costes de un sistema de energía eólica en pleno funcionamiento durante la vida útil del proyecto con los flujos financieros descontados a un año común. Los principales componentes del LCOE de los sistemas de energía eólica incluyen los costes de capital, costes de operación y mantenimiento y la producción de energía anual esperado [3]. Evaluar el coste de un sistema de energía eólica requiere una evaluación cuidadosa de todos estos componentes durante la vida del proyecto [3]. En particular, los costes fijos y variables y las operaciones de mantenimiento (O&M) son una parte importante del LCOE global de la energía eólica representando entre el 20% y el 25% del LCOE total de los sistemas de energía eólica actuales [4]. No obstante, los datos varían ampliamente, los informes están lejos de ser uniformes a través de los diferentes proyectos, en ocasiones no están disponibles y además se debe tener cuidado al extrapolar los costes históricos de operación, dados los cambios dramáticos en la tecnología de turbinas eólicas que se han producido en las últimas dos décadas. Así por ejemplo, desde el año 2.000 los costes de operación y mantenimiento parecen ser menores y ser más uniforme a través de los proyectos que en el caso de antes del año 2000 [4]. Esta disminución de costes de operación y pueden deberse al hecho de los proyectos más recientes utilizan turbinas más grandes, más sofisticados y tienen factores de capacidad más altos (reduciendo los costos fijos de operación y mantenimiento por unidad de energía producida).

Los costes de operación y mantenimiento fijos suelen incluir los seguros, administración, cuotas fijas de acceso a la red y de contratos de servicios para el mantenimiento programado. Los costes variables de O&M normalmente incluyen mantenimientos programados y no programados no cubiertos por contratos fijos, así como piezas de recambio y materiales, y otras medidas de mantenimiento. Las tareas de mantenimiento pueden ser pequeñas y frecuentes (sustitución de piezas pequeñas, los procedimientos de verificación periódicas, etc.), o grandes y poco frecuentes (reparación no programada de daños importantes o el reemplazo de componentes principales).

Datos correspondientes a siete países muestran que los costes de operación y mantenimiento representan entre el 11% y el 30% del LCOE total de la energía eólica terrestre dependiendo del país. La contribución más baja fue en los Estados Unidos y la más alta en Países Bajos. Los costes de las mejores prácticas de operación y mantenimiento están en el orden de 9 €/MWh en los Estados Unidos mientras que Europa parece tener una estructura de costes más alta, con las mejores prácticas de 12 a 13,5 €/MWh. Sin embargo, el promedio de los costes de O&M en Europa es más alto y alrededor de 18 €/MWh. No se han asumido cambios en la operación y mantenimiento en América del Norte en los últimos años, mientras que los costes de operación y mantenimiento en Europa comienzan a converger al nivel europeo de buenas prácticas [4].

En base a estos hechos, todo estudio o investigación destinada a la reducción de esos porcentajes de la O&M dentro del LCOE están justificados, más aún cuando no solo hablamos de costes para las compañías operadoras, sino también de mejora de tiempos de producción y, por tanto, de mejora de la eficiencia global del sistema. Esto permite una mayor cobertura de la demanda energética reduciendo así el impacto que el sistema eléctrico crea en nuestro entorno y contribuyendo a un modelo energético más sostenible.

En cuanto a publicaciones relacionada con la mejora en la operación y mantenimiento de parques eólicos hay abundantes líneas de investigación. En la actualidad se está estudiando la posibilidad de repotenciación de emplazamientos con altos regímenes de viento [5], se está estudiando en profundidad la mejora en los mantenimientos de parques off-shore, industria floreciente en Europa por los alta disponibilidad de viento, pero que a su vez tiene costes de O&M significativamente más altos que los parques en tierra debido a la dificultad para acceder y a los cableados (de un 14% a un 30% de los costes del ciclo de vida del proyecto [6]). Sin embargo, en España está tecnología está poco extendida por lo que no es aplicable.

También es demandado el estudio de modelos para encontrar la óptima estrategia de mantenimiento preventivo que minimice la potencia anual perdida y el coste teniendo en cuenta el comportamiento estocástico de la velocidad del viento, la fiabilidad, la duración de mantenimiento y la efectividad [7]; la mejora de la gestión de mantenimientos buscando el equilibrio económico entre mantenimientos preventivos y correctivos a través de sistemas de monitoreo de condiciones [8]; o la adaptación del software del sistema SCADA para que permita el monitoreo de condiciones de la máquina permitiendo así reducir los costes de O&M e incrementar la disponibilidad de las turbinas [9].

Pero a pesar de que se han contemplado todos estos aspectos involucrados en la reducción de costes, no hay estudios sobre el lucro cesante que implican los mantenimientos programados, en qué condiciones se dan y de qué potencial de optimización se está hablando. En base a la disponibilidad de datos históricos de producción, viento y registro de alarmas de SCADA y a la inexistencia de publicaciones en esta línea de investigación, este proyecto pretende abrir otra posibilidad en la mejora de la eficiencia global de los parques eólicos, para evaluar su posible interés.

2. METODOLOGÍA

2.1. Introducción

Hoy en día existen dos técnicas para mejorar las políticas de mantenimiento en los parques eólicos: el *Performance Monitoring (PM)*, y el *Condition Monitoring (CM)*.

Performance Monitoring

Esta técnica analiza la informa la información proporcionada por la máquina para conocer el funcionamiento de la misma, verificar los resultados de las acciones que se han llevado a cabo y predecir posibles nuevos fallos. En el caso del mantenimiento de parques eólicos, consiste en el análisis de los datos proporcionados por el SCADA, principalmente los datos de producción, de condiciones atmosféricas y de las alarmas registradas durante un determinado periodo, típicamente con periodicidad mensual. Esta técnica no implica una inversión adicional ya que los datos con los que se trabaja ya están disponibles y solo supone asignar el equipo humano para su seguimiento y análisis.

Condition Monitoring

Esta segunda técnica consiste en la monitorización de parámetros de interés en el funcionamiento de las máquinas (vibraciones, temperatura, etc.), para conocer en tiempo real las condiciones en las que están trabajando. El objetivo es identificar cambios importantes en estos parámetros que indiquen la posibilidad de fallo de algún componente. Forma parte del denominado mantenimiento predictivo. En este caso además de requerir un equipo técnico encargado atento al monitoreo para realizar cuanto antes las acciones correctivas pertinentes, se necesita una inversión en los sensores y equipos para poder implementar esta técnica.

2.2. Datos de partida

La información de la que se parte para realizar este trabajo es la que se obtiene del sistema SCADA de los aerogeneradores¹:

- Velocidad media del viento en cada diezminutal
- Potencia media en cada diezminutal
- Alarmas registradas

A esta información se le somete a un tratamiento donde se filtran de alarmas repetidas y se corrigen y regeneran datos de viento en caso necesario. Mediante una aplicación informática se realiza el cruce de información de las alarmas con los datos de producción obteniendo como resultado un archivo de texto con la producción y velocidad de viento en todos los diezminutales del periodo de estudio, donde quedan señaladas con una cifra negativa concreta todas las paradas de máquina ocurridas.

Se dispone archivos de los últimos años en este formato, provenientes del seguimiento de parques de la Península Ibérica con diferentes características. De todos ellos, se ha llevado a cabo un muestreo seleccionando dos años de datos de 55 parques, elegidos para cubrir un amplio rango de estudio:

- Parques *antiguos* (más de 7 años) y *nuevos* (menos de 7 años)
- Parques con emplazamiento *complejo* y *no complejo*²
- Parques con diferentes tecnologías:
 - o Paso fijo y paso variable
 - o Máquinas con multiplicadora o con transmisión directa
 - o Diferentes fabricantes

Estos archivos son la base de partida para este trabajo ya que contienen toda la información necesaria para localizar los eventos de mantenimientos preventivos realizados en cada máquina, pudiendo registrar los parámetros velocidad de viento, número de diezminutales y fecha de inicio y fin.

El volumen de datos diezminutales entre los que se localizan los eventos de mantenimiento es de más de 400 millones, los cuales hay que filtrar para registrar la información de interés, por lo que este hecho exige la utilización de herramientas de programación.

Cada evento encontrado se ha registrado y se le ha asignado un código para asociarlo a un parque eólico, al aerogenerador y al orden temporal en el cual ha ocurrido. Así pues, el evento 1.1.1, es el primer evento ocurrido dentro de los dos años de estudio en el aerogenerador nº1 del parque 1.

¹ Los datos han sido aportados por el Área Integral de Recursos Energéticos (AIRE) de CIRCE.

² Se considera terreno *complejo* a emplazamientos con relieves en su proximidad, régimen de turbulencias y altas velocidades.

Finalmente el total de eventos estudiados asciende a 54.892, base suficiente para dotar de rigor a los resultados del proyecto.

2.3. Cálculo del lucro cesante

Para calcular el lucro cesante es necesario conocer por un lado la potencia que se ha dejado de producir en cada parada de mantenimiento, y por otro el precio al que se habría pagado en el mercado la energía producida durante dicha parada.

Para el cálculo de la potencia media durante un evento se utilizará la curva de potencia del aerogenerador. Hay varias opciones para conseguir esta información: utilizar la curva de potencia aportada por el fabricante, utilizar la curva de potencia garantizada o emplear la curva histórica de cada aerogenerador resultado de las labores de *performance*.

En este caso, se ha determinado que la mejor opción ha sido calcular una media de las curvas histórica de cada parque con la que obtener después la energía perdida por la parada de la máquina durante el tiempo de intervención de mantenimiento. Estas curvas tienen asignada una potencia para cada velocidad de viento en bins de 0,5 m/s.

Por otro lado, son necesarios los precios de venta de la energía, información pública disponible a través de la web del operador del mercado OMIE [9]. Son precios horarios y expresados en €/MWh, por lo que se ha asignado un mismo valor a grupos de seis diezminutales coincidiendo con las horas.

Datos: Precio España Mes: Mayo Año: 2015 Ámbitos: Mensual

05/2015 - Contratación horaria mercado diario - Datos: Precio España (EUR/MWh)

		Hora															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Dia	01	43.49	35.5	35.2	35.2	30.6	30.6	30.6	30	30.6	35.3	35.2	35.4	35.5	36.8	32.5	30
	02	50.9	41.77	38	37.1	36.9	36.7	37.4	38	41.15	43	45.12	44.71	42	41.6	37	30
	03	33.1	30.2	27	27	26.87	27	27.23	27	29.14	32.89	40.07	40.2	40.23	40.23	40.09	30
	04	52.2	50.5	44.29	42.55	40.74	41.91	50.9	54.1	58.57	60.1	58.57	55.1	51.4	41.6	39.25	30
	05	24	21.22	17.08	14.95	21	27.13	37.7	47.02	54.6	54.74	55.08	54.74	54.6	54.23	50.67	40
	06	57	55	49.31	47	47	52.04	58.1	61.01	65.69	64.69	62.01	61.59	63.1	63.1	63.1	60
	07	56	53.1	49.31	47	44.02	44.02	49.1	51.72	57.98	58.5	55.1	53.1	53.12	49.2	42.1	40
	08	34	28.91	27	25	22.05	23.55	30	37.7	39.25	41.7	39.02	38	37.7	37.7	35.68	30
	09	56.57	53	51.9	51.71	51.01	51.4	51.9	52.1	55.83	57.98	57.98	57.98	56.77	55.68	55.1	50
	10	48.88	48.36	45.1	45.1	41.29	41.29	41.29	37.63	38	37.63	40.13	42.4	41.29	41.2	37.63	30
	11	53.85	49.06	45.1	45.1	43.98	47.6	51.65	56	59.23	58.86	57.6	56.83	56.5	56.7	54	50
	12	51.37	49.06	46.39	45.1	46.91	49.01	52.97	57.6	60.99	60.1	59	57.6	57	55.79	54	50
	13	49.06	45.13	43.98	42.81	43.98	44.25	49.82	50.7	55.1	56.1	56.2	55.1	52.6	51.36	48.2	40
	14	55.19	50	45.1	43.5	41	44	47.6	51.61	55.48	56.63	56.1	55.19	52.2	50.56	42.1	30
	15	31.4	30	29.3	29.4	29.4	31	33.74	39.5	49.1	50.1	50	50.6	52	50.1	48.27	40
	16	43	39.5	33	32.6	31.4	30.6	30.6	29.9	32.4	37.6	33	33.85	33.35	39.3	36.22	30
	17	29.6	23.2	18.2	16.2	15.3	18.2	19.9	18.2	23.2	26.85	28.74	31.1	33.1	39.5	36.92	20
	18	51	47.9	45.1	43.1	41.97	47.1	51	51	55.48	56.5	56.02	55.48	55.48	55.1	54.37	50

Figura 3. Captura de la página web de OMIE. Precios horarios de mercado.

En la Figura 3 se presenta una captura tomada de la página web de OMIE [10]. En el espacio de "resultados del mercado" se puede seleccionar mes y año de los datos de interés, que en este caso son los precios de contratación horaria del mercado diario español. La información se presenta en

una tabla con los días del mes y la hora del día para las filas y las columnas respectivamente. Los diferentes colores de la tabla indican rangos de precio, variando desde azul oscuro para los precios más bajos a rojo para los valores más altos. En la propia página web se da la opción de exportar las tablas a Excel.

2.4. Algoritmo de cálculo de Matlab

Toda la información que interviene en el procedimiento es necesario gestionarla de forma automática debido a su volumen. Para ello se ha desarrollado un algoritmo de Matlab específico para este estudio cuyo funcionamiento se describe a continuación:

1. En primer lugar importa todos los datos:
 - Archivos.txt con los datos diezminutales de viento y potencia o código de alarma, de los meses de estudio.
 - Curva de potencia media del parque a tratar
 - Precios de venta del mercado para el periodo de estudio
2. En segundo lugar encuentra el código de alarma de mantenimiento programado, indicada en el dato de potencia de los archivos.txt, y guarda la fecha de inicio, cuenta los diezminutales seguidos marcados y calcula la velocidad media del viento y el precio medio en ese intervalo.
3. Con este dato de velocidad media se acude a la curva de potencia media del parque, y realiza una interpolación lineal para obtener la potencia media que se podría haber generado en el tiempo en que se lleva a cabo el mantenimiento. Un ejemplo de curva media del parque se muestra en la figura 4.

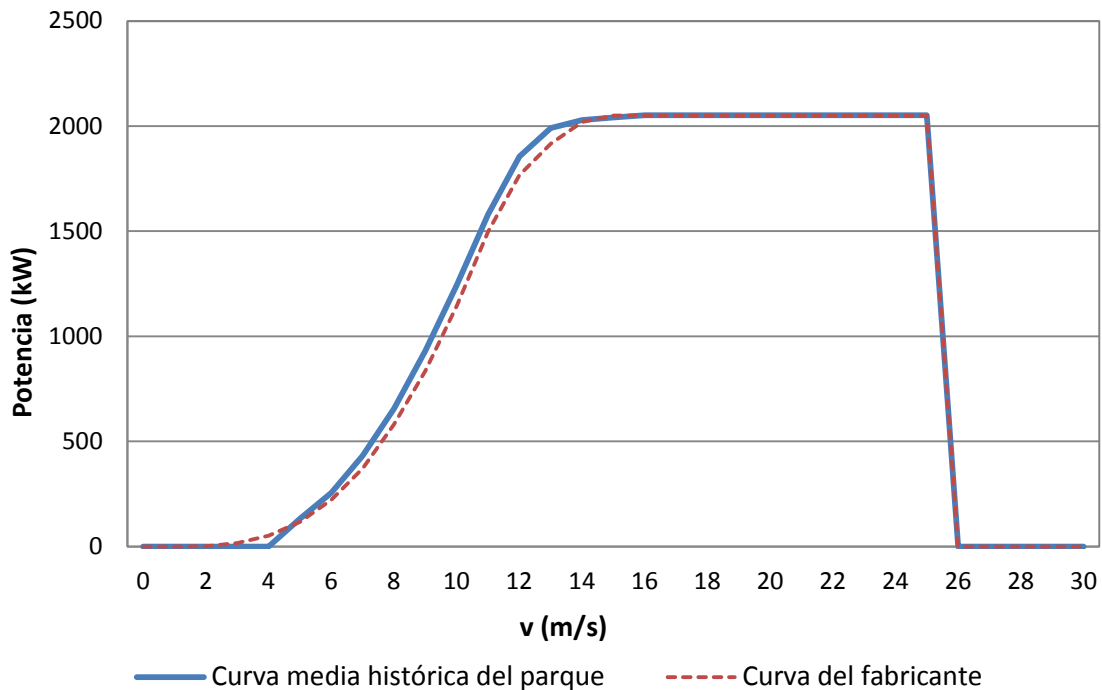


Figura 4. Ejemplo de curva media histórica de un parque frente a una curva de fabricante.

Entrando a la gráfica de la Figura 4 con la velocidad media de un evento, $v_m(i)$, obtenemos la potencia media (en kW) que no se ha generado en el mismo evento, $P(i)$, con la siguiente fórmula:

$$P(i) = P_{inf} + (P_{sup} - P_{inf}) * (v_m(i) - v_{inf}) / (v_{sup} - v_{inf}) \quad (1)$$

Donde v_{inf} es el bin de velocidad inferior, v_{sup} el bin superior y P_{inf} y P_{sup} las potencias correspondientes a las velocidades anteriores.

4. Con esta potencia perdida se calcula la energía perdida como:

$$E_{perdida}(MWh) = P(i) * N / 6000 \quad (2)$$

Donde N es el número de diezminutales del evento y 6000 es la relación para pasar de diezminutales a horas y de kW a MW.

5. Por último pérdida económica del lucro cesante de una parada de aerogenerador es la energía media perdida por el precio medio en ese intervalo de tiempo.

$$Pérdida\ económica = E_{perdida} * Precio_{medio} \quad (3)$$

6. Así procede el programa con todas las alarmas de mantenimiento preventivo registradas.

Como se aprecia en la figura 4, hay una leve desviación entre la curva que entrega el fabricante y la curva histórica, especialmente en el arranque y en la zona de transición a la potencia nominal. Sin embargo, a pesar de resultar una curva más extraña, es la curva histórica la que representa realmente el comportamiento de los aerogeneradores del parque.

2.5. Optimización de eventos

Cada uno de los eventos registrados con una pérdida económica asociada se puede optimizar buscando un intervalo de tiempo de la misma duración para parar la máquina, y cuyo lucro cesante calculado según las ecuaciones (2) y (3), sea inferior. Es decir, si se puede encontrar otro momento de menor velocidad de viento, o menor precio de la energía (o ambas) que suponga una mejora para el operador del parque.

Como es sabido, existen mantenimientos preventivos de carácter obligatorio que se tienen que realizar según recomendación del fabricante o el contrato de mantenimiento del proyecto. Es por ello que se tienen que programar en un mes concreto, y en base a esto se ha establecido un margen temporal para la optimización de un evento de 15 días naturales antes y después de la fecha de inicio de una intervención de mantenimiento. Debido a que hay cerca de 14.000 eventos para optimizar, de nuevo se necesitan métodos automáticos de cálculo. Por ello, se ha desarrollado otro algoritmo que hace un barrido de todos los intervalos del mismo tiempo que el evento a optimizar realizando los siguientes cálculos:

1. Chequea que el intervalo de tiempo está dentro del horario de trabajo
2. Chequea que no se ha reprogramado otro mantenimiento en este intervalo anteriormente.
3. Calcula la energía que se perdería en ese intervalo en caso de parar la máquina y su coste asociado multiplicando por el precio de mercado en dicho periodo.
4. Compara la pérdida económica con la pérdida del evento a optimizar y calcula la mejora producida.
5. Si no hay mejora pasa al siguiente intervalo temporal posible y en caso contrario guarda la mejora.
6. Compara esta mejora conseguida en todos los intervalos de tiempo posibles y guarda el mejor caso.
7. Calcula la mejora económica total y la mejora energética conseguible en un parque, según el filtrado de pérdida económica mínima introducida.

Para dar los resultados en términos relativos de mejora el programa realiza los siguientes cálculos:

$$Mejora(i) = Pérdida(i) - Pérdida_{opt}(i) \quad (4)$$

$$Mejora_{total} = \sum_i^n Mejora(i) \quad (5)$$

$$Mejora(\%) = \left(1 - \frac{\sum_i^n Pérdida_{opt}(i)}{\sum_i^n Pérdida(i)}\right) * 100 \quad (6)$$

A la hora de considerar o no un evento para optimizar, resulta razonable establecer un límite para la pérdida mínima requerida para plantearse mover de su programación un mantenimiento planificado. Por ello se ha planteado realizar el estudio de optimización para varios límites de lucro cesante mínimo asociado a un mantenimiento, para luego comparar los resultados y establecer cuál sería el mejor criterio a seguir. Los límites que se han establecido son 10€, 20€, 30€ y 40€.

2.6. Filtrado de eventos para estudio

CASOS DE ESTUDIO

Para considerar como "caso de estudio", es decir un caso susceptible de mejora, a un evento registrado por el algoritmo y señalado en las alarmas como mantenimiento preventivo, se han establecido una serie de criterios. Si dichos criterios no se cumplen, el evento en cuestión es descartado para su posterior optimización. Los criterios y su justificación se exponen a continuación.

Número de diezminutales

El número de diezminutales ha de ser mayor que tres, es decir, intervenciones de duración menor a media hora se descartan. Un ejemplo de tales intervenciones podría ser el chequeo programado de extintores, evento de parada cuya programación no merece la pena alterar por su corta duración.

Del mismo modo, una intervención de una duración superior a 300 diezminutales tampoco se considera para estudio, ya que este intervalo de tiempo tan grande, no es un mantenimiento programado sino que se considera que se ha iniciado un correctivo, una actuación que no puede demorarse, a raíz de algo encontrado en el preventivo.

Velocidad de viento

El criterio de velocidad de viento es excluyente por sí mismo ya que los límites de funcionamiento de la máquina para vientos inferiores a la velocidad de arranque y superiores a la velocidad de parada de emergencia, hacen que una parada del aerogenerador fuera de esos márgenes de velocidad de viento, no tenga una pérdida económica asociada.

Pérdidas energéticas y precio de mercado

Para las pérdidas de energía asociadas a un evento no se ha determinado un límite. Lo mismo sucede para el precio de la energía en el mercado mayorista. Se considera que si el producto de ambos factores, que es la pérdida económica, supera un cierto límite establecido para plantear la reorganización de la programación del mantenimiento, no hay que establecer un mínimo para ninguna de las dos variables por separado.

OTRAS RESTRICCIONES

Horario

Una vez considerado un evento como "caso de estudio", el momento al que se mueva la intervención para ahorrar costes y mejorar la eficiencia, debe cumplir con el horario de trabajo del equipo humano que la debe realizar. Se ha determinado un horario típico de 8:00h a 22:00h.

Sábados y domingos

Igual que sucede con el horario, se ha decidido respetar los sábados y domingos, teniendo en cuenta que hablamos de mantenimientos programados y no de correctivos o emergencias.

Simultaneidad

Se ha considerado que la dotación para llevar a cabo una labor de mantenimiento es de un solo equipo de técnicos, de manera que sólo se podrá trabajar en un aerogenerador del parque al mismo tiempo. De este modo cuando un intervalo de tiempo con bajos vientos, que suponga una mejora en las pérdidas, ya haya sido llenado con una intervención, no se podrá mover la siguiente intervención a optimizar al mismo intervalo, tendrá que ir a continuación.

3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Una vez procesada la información, el algoritmo genera una tabla de los eventos con la siguiente información: nº de evento, nº de aerogenerador, fechas de inicio y fin, velocidad media de viento, precio medio de la energía, pérdidas energéticas asociadas y coste del lucro cesante.

Un fragmento de los archivos de salida del programa con eventos característicos seleccionados se puede ver en la tabla 1 (las fechas fin se han omitido por motivos de confidencialidad):

Tabla 1. Ejemplo de información de salida de eventos registrados

Código Evento	Duración del evento (diezminutales)	Fecha de inicio del evento	Velocidad media del viento (m/s)	Precio medio (€/MWh)	Pérdidas energéticas (MWh)	Pérdida económica (€)
1.1.1	21	20/06/2013 11:20	14.33	53.31	2.65	141.12
1.1.2	1	26/07/2013 8:50	4.70	59.70	0.00	0.24
1.1.3	27	10/04/2015 10:40	5.76	57.46	0.46	26.52
1.2.1	12	06/06/2013 9:00	3.92	69.45	0.00	0.00
1.2.2	2	10/02/2014 10:20	6.90	55.39	0.06	3.41
1.2.3	8	10/04/2015 10:40	13.00	2.63	2.77	7.27
2.1.1	32	16/09/2014 12:40	4.63	49.76	0.08	4.12
2.1.2	846	20/11/2014 18:50	6.35	51.66	38.29	1977.97
2.1.3	29	09/04/2015 10:30	5.04	56.03	0.31	17.10
2.2.1	39	15/07/2014 8:30	8.61	60.10	0.56	33.66
2.2.2	12	17/04/2015 10:40	10.75	61.1125	1.30	79.49

En este ejemplo se observan eventos de dos parques (primer número del código), correspondientes a dos máquinas de cada uno (segundo número del código). En ellos se pueden encontrar duraciones entre 1 hasta 846 diezminutales, es decir, entre 10 minutos y casi 6 días. Los mantenimientos programados no duran más de una jornada laboral por lo que una parada de 6 días no puede ser nunca un mantenimiento preventivo, de la misma forma tampoco existen mantenimientos programados inferiores a la media hora, de ahí las restricciones impuestas por duración. Dado que solo los eventos de entre 4 y 300 diezminutales se consideran para optimización, las pérdidas tanto energéticas como económicas que suponen los eventos fuera de los límites, no se contabilizan para el cómputo total. El número total de eventos considerados es de 23.776 y en total en estos eventos se producen unas pérdidas de 8.13MWh y con un coste asociado de 309,29 €.

Como se puede observar, algunos costes son prácticamente despreciables. La razón puede estar en la baja velocidad de viento (evento 1.2.1 señalado en morado), o en el bajo precio de la energía a pesar de no tener pérdidas despreciables (como el evento 1.2.3 marcado en verde).

Se comprueba además la disparidad del lucro cesante final debido a las variables que influyen: duración, velocidad de viento y precio. Más adelante se verá la forma de abordar esta amplitud del rango de cara a la optimización.

3.1. Resultados de la evaluación de eventos registrados

De cada parque estudiado se ha obtenido una tabla como la tabla 1 con la clasificación de los eventos registrados y su información. En una tabla resumen que se adjunta como ANEXO I a la presente memoria, se recogen todos los resultados de los parques. A continuación se presenta la información más relevante del conjunto del estudio.

NÚMERO DE EVENTOS

En total para este estudio se han registrado 54.892 eventos con alarma en el sistema SCADA de cada máquina, relativa a mantenimiento preventivo. De estos, 23.761 son los considerados realmente como paradas de mantenimiento, lo que supone 8,54 eventos por aerogenerador y año.

Del total de intervenciones consideradas como preventivo, el 59,44% (es decir 23.761) tienen pérdidas energéticas asociadas a los mismos. Este dato viene a confirmar que más de la mitad de los mantenimientos preventivos suponen la parada de la máquina cuando podría estar produciendo.

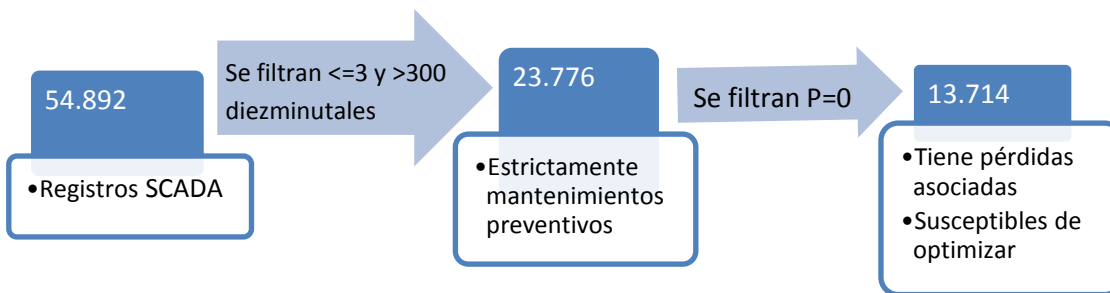


Figura 5. Evolución del número de eventos en el procedimiento

Este proceso de filtrado se ha realizado con todos los parques de modo que se pueden estudiar los eventos ocurridos según diferentes criterios: Fabricantes (Grupo 1 al 5), antigüedad, tipo de terreno, regulación de velocidad y transmisión de potencia en el rotor.

Fabricantes

Según los fabricantes de los aerogeneradores de los parques estudiados se pueden establecer 5 grupos. Dentro de ellos hay diferentes características.

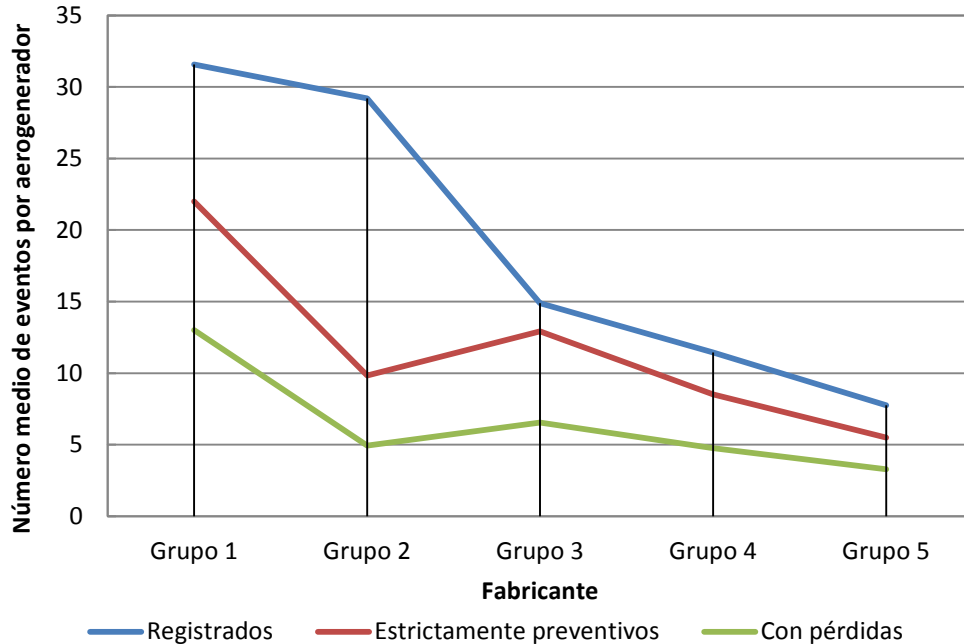


Figura 6. Número de eventos anuales por aerogenerador según fabricante

En la Figura 6 se comprueba que el número medio de eventos por aerogenerador de cada tipo, varía mucho según el fabricante. En el Grupo 1 un 30% de los registros se descartan, y de los restantes un 60% tienen pérdidas, es el fabricante que más eventos con pérdidas económicas tiene. Sin embargo contrasta con el Grupo 2, en el cual la mayoría de los registros son descartados por ser de muy poca duración, y de los restantes la mitad no se tendrían que optimizar ya que no tienen pérdidas. En el Grupo 3 el filtrado ha eliminado muy pocos eventos (el 13%) considerándose casi todos para estudio. En los Grupos 4 y 5 destaca el bajo número de mantenimientos y que esto no implica que aquellos con pérdidas sean notablemente inferiores.

Tipo de regulación de potencia

Dentro de esta clasificación podemos encontrar aerogeneradores de paso fijo y de paso variable. Para diferenciar ambas tecnologías se ha comprobado la forma de la curva de potencia media de cada parque, y se han considerados máquinas de paso variable aquellas que mantienen la potencia nominal en velocidades de viento superiores a una velocidad determinada. Se han encontrado parques con tecnología de regulación de dos velocidades (con dos generadores) y se han considerado dentro del grupo de paso fijo.

En los sistemas de paso fijo cuando el viento es demasiado elevado, el diseño aerodinámico de las palas incrementa las turbulencias del flujo de aire, limitando con ello la potencia. Por el contrario,

los sistemas de paso variable tienen la posibilidad de variar el ángulo de paso de pala (pitch) a lo largo de su eje longitudinal para controlar la potencia según las condiciones del viento, maximizando la eficiencia aerodinámica del rotor. Este sistema permite una extracción de potencia nominal para velocidades de viento superiores a la nominal, permitiendo además contar con un sistema de seguridad frente a vientos con alta velocidad.

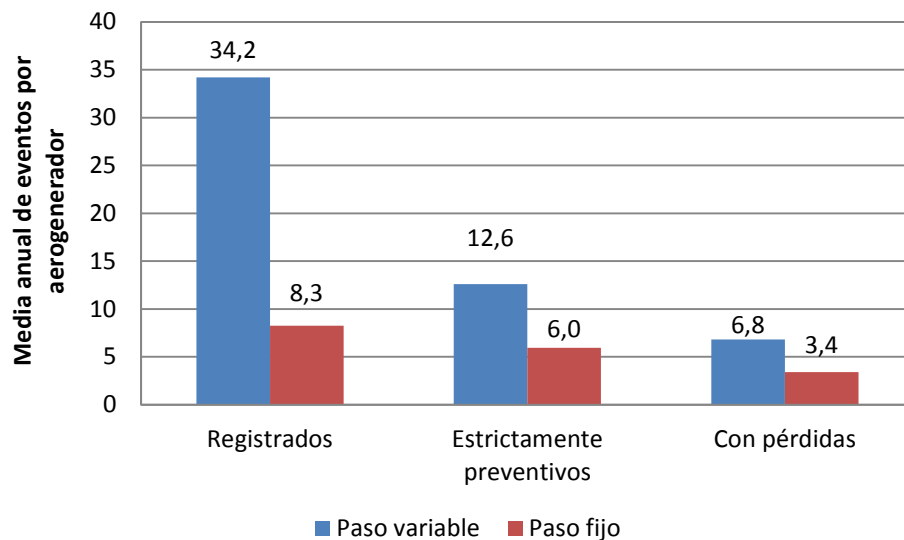


Figura 7. Número de eventos anuales por aerogenerador según su sistema de regulación de potencia.

Como se observa se registran muchas más intervenciones (muchas desechadas por su corta duración) en los aerogeneradores de paso variable que en los de paso fijo. Esto se debe a que los aerogeneradores de paso variable son de mayor complejidad y tienen por tanto una mayor acción preventiva. En consecuencia también hay más paradas que producen una pérdida de producción por la parada de una máquina. Tanto para parques viejos como nuevos, los eventos que suponen pérdidas respecto al número de preventivos son algo más del 50%.

Antigüedad

Para esta clasificación se han establecido como parques viejos aquellos que empezaron a operar hace más de 7 años. Vemos que en los parques con aerogeneradores más antiguos se registran muchos menos eventos, y por lo tanto también se podrían optimizar menos. Esto a priori, llama la atención ya que se esperaba encontrar que los aerogeneradores que tienen más años tienen unas mayores necesidades de mantenimiento.

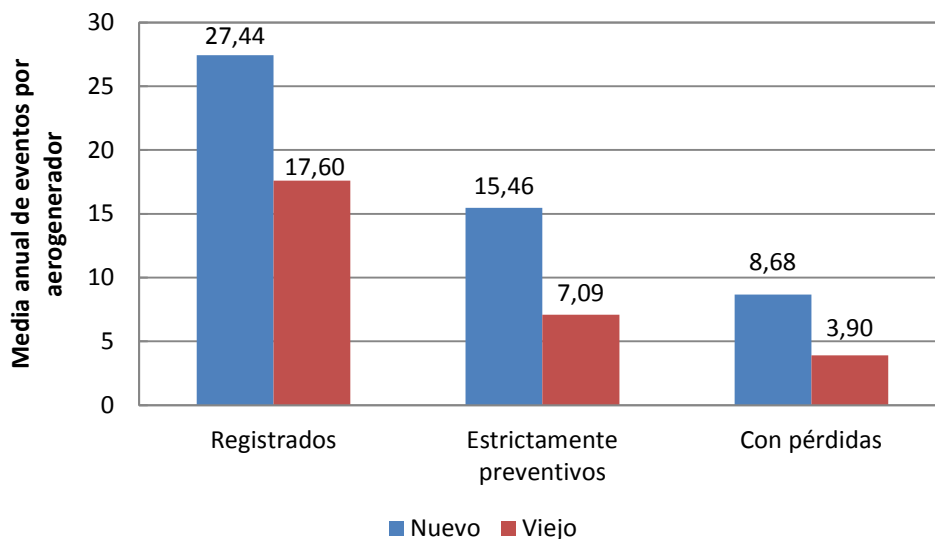


Figura 8. Número de eventos anuales por aerogenerador según su antigüedad.

Analizando más a fondo el origen de este comportamiento se llega a la conclusión de que las máquinas más antiguas tenían una tecnología diferente a las máquinas que se están instalando ahora. Así, si se analiza las diferentes tecnologías, paso fijo/paso variable y Direct Drive/Gear Box, para los parques nuevos y viejos, se observa claramente que en el mantenimiento de las máquinas son más críticos sus sistemas que los años de funcionamiento. Se ha elegido la representación de los eventos estrictamente preventivos para realizar este análisis:

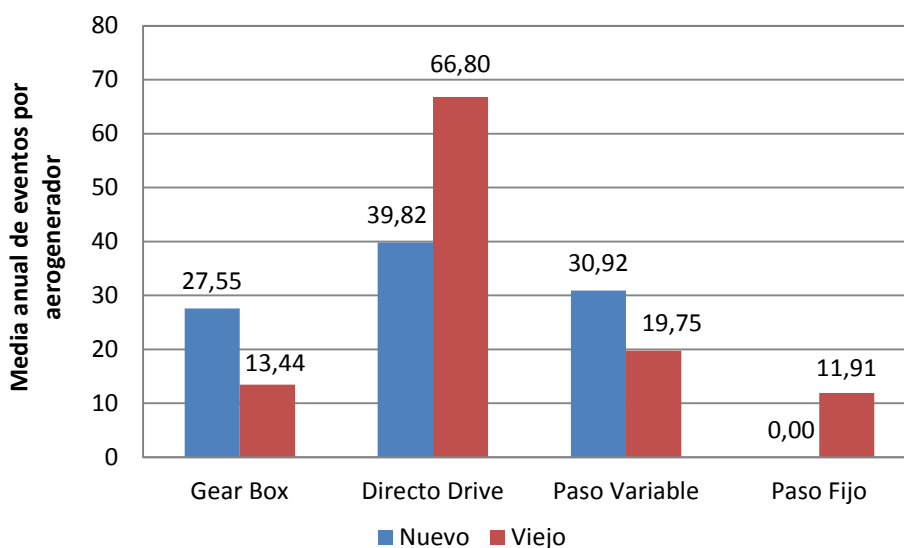


Figura 9. Número de mantenimientos preventivos anuales por aerogenerador según antigüedad y tecnología.

Se puede ver que los aerogeneradores antiguos o eran de paso fijo o tenían un paso variable con un mecanismo más sencillo que requiere menos mantenimiento preventivo. En cuanto a la multiplicadora, los equipos viejos disponen de menos sensores por lo que al no tener información se realiza un mantenimiento mínimo de la misma. Si bien en el estudio parece ser algo ventajoso

en la máquina, es peligroso ya que conlleva un mayor índice de fallo de multiplicadoras, que serán contados como correctivos pero que sin duda causarán más daños y pérdidas. Estos dos factores hacen que el número de mantenimientos en los aerogeneradores viejos sean inferiores a los nuevos. También puede verse en la gráfica como en los aerogeneradores con transmisión de transmisión directa o *direct drive*, la mejora de la tecnología ha disminuido su necesidad de mantenimiento.

Después del análisis de este punto, si bien el resultado es que un aerogenerador nuevo necesita más demanda de mantenimiento preventivo, esto no debe ser considerado como que el aerogenerador nuevo tiene más deficiencias sino como que la experiencia nos ha llevado a máquinas más sofisticadas y a programar más mantenimientos preventivos, lo que está evitando roturas de componentes principales y por tanto aumentando la disponibilidad de los parques.

Tipo de terreno

Se han diferenciado en este caso dos tipos de terreno: *complejo* y *no complejo*. Se considera terreno *complejo* a aquellos emplazamientos con relieves en su proximidad, régimen de turbulencias y altas velocidades. Terreno *no complejo* son los restantes emplazamientos, zonas llanas con baja variación de velocidades.

Si se clasifica por fabricantes, para eliminar la influencia del tipo de tecnología, se observa que no hay una diferencia significativa entre un tipo u otro de terreno, por lo que se puede concluir que el terreno y sus condiciones no influyen sobre tareas de mantenimiento especiales. Este hecho tiene su explicación en que los mantenimientos preventivos tienen un carácter standard para cada modelo de aerogenerador, y no se adaptan al tipo de emplazamiento. Un emplazamiento más crítico no tiene un preventivo diferente, pero lo que sí que sucede es que la duración de los mismos es mayor por necesitar más acciones o acciones más profundas en cada revisión, y en más correctivos.

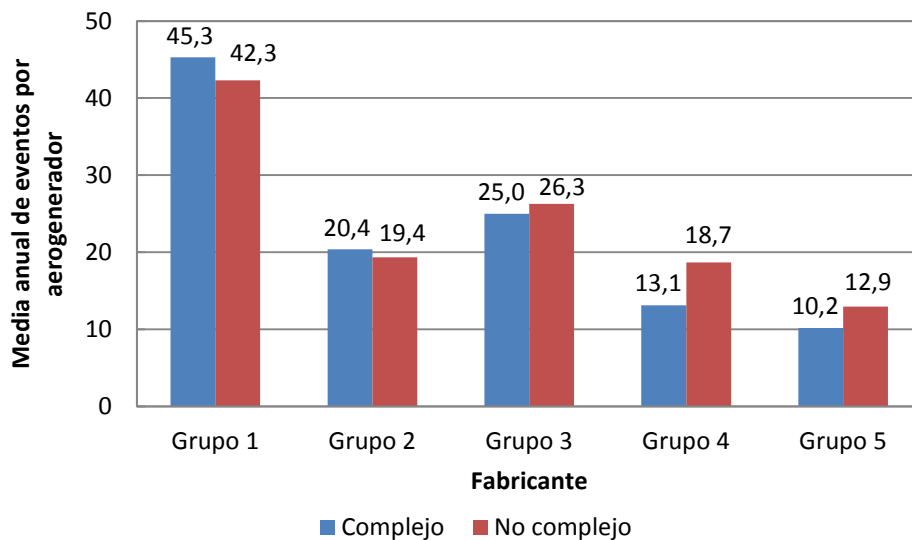


Figura 10. Número de mantenimientos preventivos anuales por aerogenerador según fabricante y tipo de terreno.

Tal y como se ha comentado se comprueba que para un mismo fabricante, hay casos en los que el terreno complejo conlleva más intervenciones de preventivo, y hay casos (los que menor número de registros tenían) en los que no es así. No se puede llegar a ninguna conclusión al respecto.

VELOCIDAD MEDIA

La velocidad media del viento durante las labores de mantenimiento registradas, cuya duración está dentro de los límites establecidos para su optimización (esto es entre 30 minutos y 50 horas), es de 5,13 m/s.

Esta velocidad media es superior a la velocidad de arranque de los aerogeneradores. Según las curvas históricas de potencia, la velocidad de viento mínima para que los generadores estén en producción es de 5 m/s.

En la Figura 11 se puede apreciar la distribución de la frecuencia de las velocidades medias de parada de todos los eventos estudiados, así como la inversa de su acumulada:

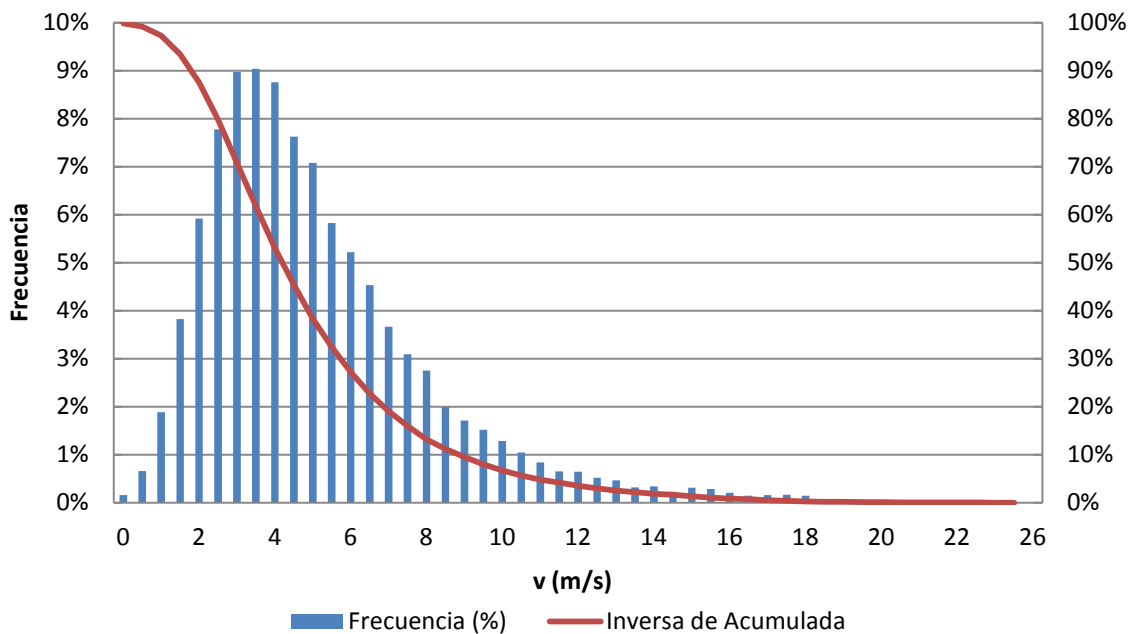


Figura 11. Frecuencia de la velocidad media de los eventos de preventivo e inversa de la frecuencia acumulada.

Esta gráfica refleja que gran parte de los mantenimientos preventivos (el 38,29% del total), se está realizando a velocidades medias de viento superiores a la velocidad de arranque, parando entonces los aerogeneradores en producción para realizar las labores necesarias. Teniendo en cuenta que la potencia extraíble del viento es proporcional a la potencia cúbica de su velocidad, desviaciones de la velocidad por encima de la media, estarán causando pérdidas energéticas evitables más importantes cuanto mayor sea dicha desviación.

PÉRDIDAS ENERGÉTICAS

Para dar una visión global de los resultados obtenidos, se ha calculado el promedio anual de pérdidas energéticas por parque, promedio anual por aerogenerador, pérdidas por MW instalado y año y pérdidas por evento de mantenimiento registrado. En todo caso son pérdidas evitables y por lo tanto de los eventos “caso de estudio”. En la Tabla 2 se muestran los resultados:

Tabla 2. Resultados de pérdidas energéticas causadas por los mantenimientos preventivos.

	Pérdidas
Promedio anual por parque	119,74 MWh/año
Promedio anual por máquina	4,73 MWh/año
Por MW instalado	5,27 MWh/MW*año
Por evento	0,55 MWh/evento*año

Extrapolando la energía desechada por MW instalado, en España se estaría hablando de 121,16 *GWh* al año, lo que equivale al 0,24% de la energía eólica generada en España en 2014 (AEE).

PRECIO MEDIO DE VENTA

El precio medio de venta de la energía durante las intervenciones de mantenimiento analizadas, es de 53,13 €/MWh. Este precio es superior al precio medio de venta de la energía en el periodo estudiado (01/06/2013 a 31/05/2015) que resulta de 45,06 €/MWh, pero esto es lógico ya que el precio por la noche es más bajo y los mantenimientos preventivos se hacen por el día. Por ello se ha calculado el precio medio de venta de la energía durante el periodo de estudio, pero sólo en el horario fijado para la posible optimización de la programación (de 8:00h a 22:00h). Este resulta de 49,06 €/MWh. También es inferior al obtenido durante las labores, lo que quiere decir que atendiendo a la evolución del precio del mercado y a la previsión de la oferta y la demanda se podrían mejorar los costes del lucro cesante en los parques.

En la Figura 12 se puede ver la distribución de la frecuencia de los precios medios de venta de energía durante los eventos estudiados, y cómo la mayor parte de ellos (en rojo) están entre los percentiles 25 y 75 de la distribución de precios del mercado en horario de optimización durante los dos años de estudio.

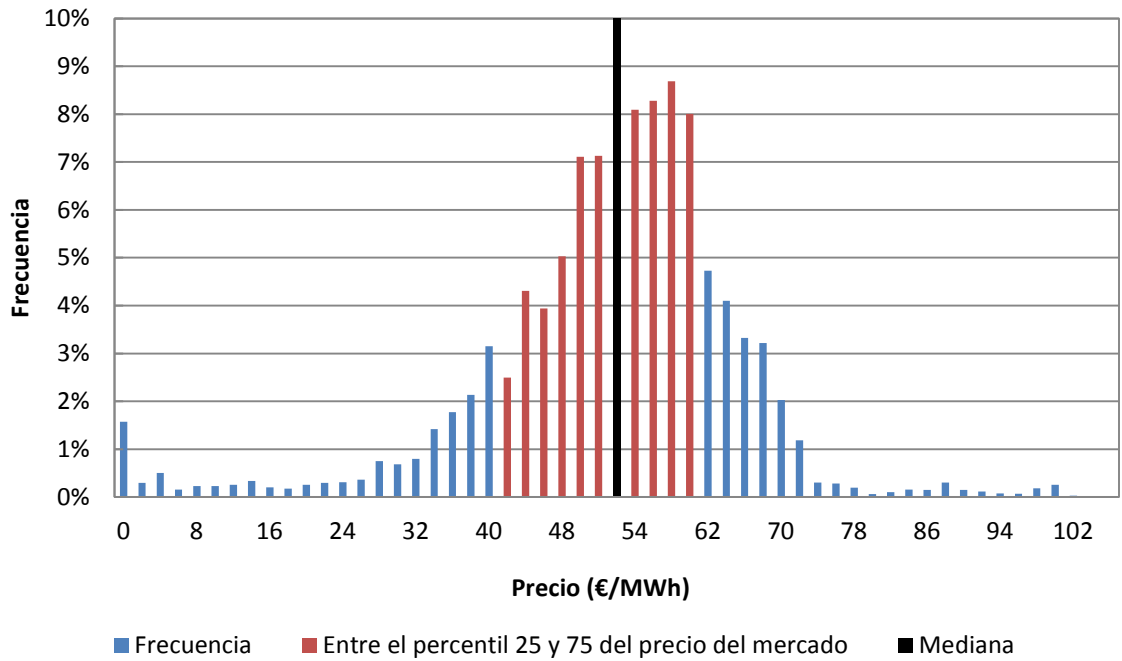


Figura 12. Distribución de frecuencia del precio medio de los eventos de mantenimiento preventivo.

COSTES ECONÓMICOS

Al igual que con las pérdidas se han calculado las pérdidas económicas medias por parque y año, pérdida media por aerogenerador y año, pérdida por MW instalado y año y pérdida económica incurrida por evento. En la Tabla 3 se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 3. Pérdidas económicas causadas por los mantenimientos preventivos.

	Costes
Media anual por parque	5.583,19 €/año
Media anual por máquina	220,60 €/año
Por MW instalado	245,77 €/MW*año
Por evento	24,82 €/evento*año

Si al igual que se ha hecho anteriormente, se extrapolan las pérdidas económicas (evitables) por unidad de potencia instalada, se obtiene que en España se dejan de ganar 5.649.499,4 € al año.

3.2. Resultados de la optimización del lucro cesante

Los eventos de mantenimiento preventivo que van a ser optimizados son los 13.714 que quedan después del filtrado. Como ya se ha planteado anteriormente el criterio de optimización consiste en encontrar, en los 15 días naturales anteriores o posteriores de la fecha de inicio de una intervención de mantenimiento, un intervalo de tiempo de la misma duración de parada de la máquina, cuyo coste del lucro cesante, sea inferior.

Dado el amplio rango de valores lucro cesante asociado a un evento, se han planteado cuatro escenarios diferentes en función del límite de coste mínimo que se establezca para la ejecución del programa de optimización. Los límites considerados han sido 10€, 20€, 30€ y 40€. En la tabla 4 se presentan el ejemplo de exportación de resultados del algoritmo creado para la optimización automática, coincidente con la tabla de eventos seleccionados del apartado 3.

Tabla 4. Ejemplo de salida de eventos optimizados con límite de 10€

Código	Nº Diezmin.	Velocidad media (m/s)	Pérdidas (MWh)	Precio medio (€/MWh)	Pérdida económica (€)	Mejora económica (€)	Mejora energética (MWh)
1.1.1	21	14.33	2.65	53.31	141.12	141.12	2.65
1.1.2	1	4.70	0.00	59.70	0.24	0.00	0.00
1.1.3	27	5.76	0.46	57.46	26.52	26.52	0.46
1.2.1	12	3.92	0.00	69.45	0.00	0.00	0.00
1.2.2	2	6.90	0.06	55.39	3.41	0.00	0.00
1.2.3	8	13.00	2.77	2.63	7.27	0.00	0.00
2.1.1	32	4.63	0.08	49.76	4.12	0.00	0.00
2.1.2	846	6.35	38.29	51.66	1977.97	0.00	0.00
2.1.3	29	5.04	0.31	56.03	17.10	17.10	0.31
2.2.1	39	8.61	0.56	60.10	33.66	33.15	0.55
2.2.2	12	10.75	1.30	61.1125	79.49	79.49	1.30

La Tabla 4 corresponde a los ejemplos mostrados en la Tabla 1, dejando en gris aquellos eventos que han sido filtrados y por tanto excluidos de la posible optimización, y añadiendo los resultados de la misma en dos nuevas columnas a la derecha. En concreto los resultados mostrados corresponden a los del primer escenario, desechando para optimizar los eventos con un coste inferior a 10€. De este modo se observa que la mejora económica de los eventos 1.2.3 y 2.1.1 queda a cero (señalados en rojo). Cabe destacar que en la mayoría de los casos la mejora económica conseguida es igual al lucro cesante del evento, pero en algunos (como el 2.2.1) no es posible optimizar el 100% del coste del lucro cesante asociado al mantenimiento. Es decir, no se ha conseguido encontrar un intervalo de tiempo para reprogramar la intervención, en el que el aerogenerador haya estado parado completamente por bajas velocidades de viento.

La Tabla 5 presenta los resultados obtenidos para los diferentes escenarios de pérdida económica mínima.

Tabla 5. Mejoras económicas y energéticas de los eventos seleccionados según el límite de pérdida económica mínima.

Código Evento	Límite de 10 €		Límite de 20 €		Límite de 30 €		Límite de 40 €	
	Mejora económica (€)	Mejora energía (MWh)	Mejora económica (€)	Mejora energía (MWh)	Mejora económica (€)	Mejora energía (MWh)	Mejora económica (€)	Mejora energía (MWh)
1.1.1	141.12	2.65	141.12	2.65	141.12	2.65	141.12	2.65
1.2.3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1.1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.1.3	17.10	0.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2.1	33.15	0.55	33.66	0.56	33.66	0.56	0.00	0.00
2.2.2	79.49	1.30	79.49	1.30	79.49	1.30	79.49	1.30
TOTAL	297.38	5.26	280.79	4.97	254.28	4.51	220.61	3.95

Se observa cómo a medida que el límite de pérdida económica para optimizar es más restrictivo, la mejora conseguida es menor. Merece destacar el caso del evento 2.2.1, en el que para un límite de 10€ no era posible ahorrar el 100% del coste, mientras que al limitar a 20€ sí que se consigue. Esto se debe a que al descartar casos despreciables, hay más huecos libres dentro del calendario de mantenimientos para optimizar eventos con altos costes, dándose casos de parques en los que bajo el segundo escenario se consigue una mejora superior a la conseguida en el primero.

Se puede observar que la mejora de eficiencia total para estos eventos seleccionados sería de 297,38€ y supondría producir 5,26 *MWh* más.

En este ejemplo la mejora económica relativa sería:

$$Mejora (\%) = \left(1 - \frac{11,91}{309,29^3} \right) * 100 = 96,15\% \quad (7)$$

De igual forma se podrían realizar cálculos equivalentes con las potencias para obtener cuanto se podría mejorar la eficiencia operativa en cuanto a potencia que se deja de producir.

³ Se recuerda que 309,29€ es la pérdida económica total de estos eventos (Tabla 1)

RESULTADOS PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS

En el Anexo I se pueden encontrar las tablas completas con los promedios de los parámetros de interés de cada uno de los parques estudiados. Sin embargo, a continuación se presentan los valores más relevantes y sus conclusiones.

Para generalizar el estudio cualquier parque hay que hablar en términos relativos. Dicho de otro modo, determinar cuál es el potencial de mejora en cuanto al lucro cesante y de qué porcentaje de intervenciones se está hablando.

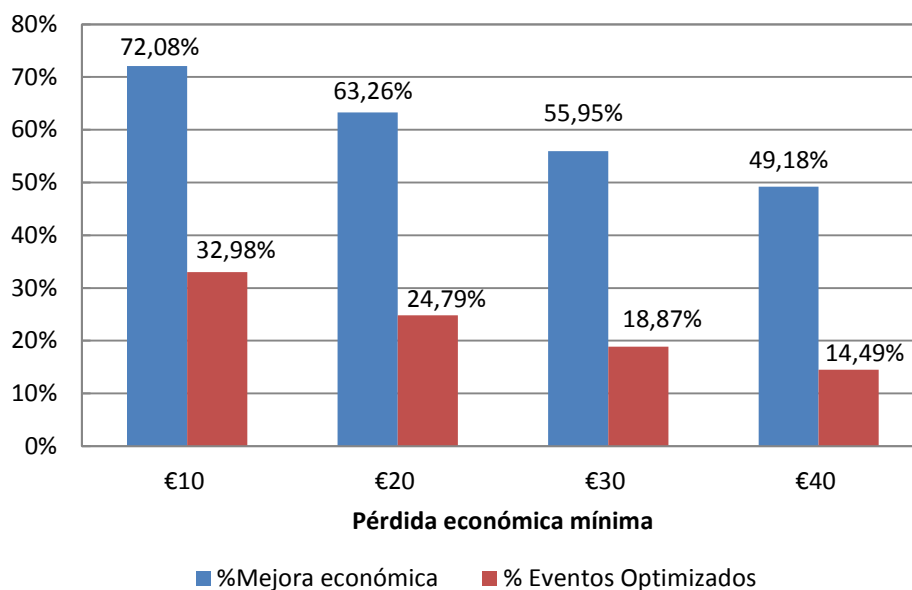


Figura 13. Mejora económica relativa a las pérdidas económicas totales, eventos optimizados frente al total de eventos de mantenimiento preventivo.

En la figura 13 se presentan los resultados de mejora económica y eventos optimizados que son los resultados más relevantes del estudio. Pueden extraerse las siguientes conclusiones:

- Si se programaran mejor los mantenimientos que tienen un lucro cesante superior a 10€, moviendo en el calendario el 33% de las actuaciones de preventivo, se ahorraría un 72% del lucro cesante derivado de dichas paradas.
- En el caso de solo reprogramar los mantenimientos con una pérdida superior a 20€, moviendo el 25% de las intervenciones que se realizan, se ahorraría un 63% del lucro cesante asociado a las mismas.
- En el caso de un límite de pérdida económica de 30€, al reprogramar el 19% de las intervenciones se mejoraría un 56% del lucro.
- Por último, estableciendo un límite de 40€ para la mínima pérdida, solo con mover un 14,5% de las intervenciones se ahorraría casi la mitad de los costes del lucro cesante asociado a todas las intervenciones de preventivo.

La representación del porcentaje de eventos optimizados para cada criterio, refleja cómo el descenso del primer límite de 10€ al de 20€ es mayor que en los siguientes saltos. Esto nos indica que al restringir más la pérdida mínima para plantear optimización, se ahorra menos pero se reducen en mayor medida el número de eventos a reprogramar.

Este estudio está realizado con una base de datos de 55 parques, dentro de los cuales hay diferentes tecnologías. Una forma de que los resultados se puedan extrapolar para que sea posible hacerse una idea de los resultados para un determinado territorio o una empresa propietaria, es expresar la mejora por unidad de potencia instalada y por evento optimizado.

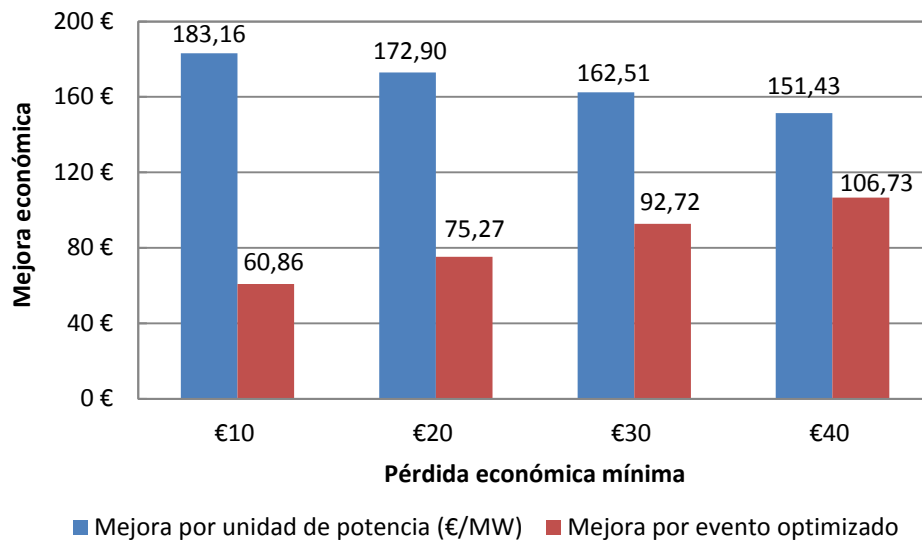


Figura 14. Mejora conseguida por unidad de potencia instalada y por evento optimizado según el escenario elegido.

Lo ideal sería encontrar un punto de equilibrio entre ahorro relativo a conseguir y entre el número de eventos a cambiar en la programación de los mismos, con el fin de determinar cuál de los anteriores escenarios podría ser más adecuado para su implantación. Sin embargo, no se sabe cuál sería el coste de implantación, lo cual es un factor importante para llegar a alguna conclusión.

Por ejemplo si se implantara un límite de 30€, al tomar la mejora conseguida por unidad de potencia instalada, y multiplicando por la potencia eólica instalada en España (22.986,5MW) se obtendría que planteando una reordenación del 18,14% de los mantenimientos objeto de estudio, se podrían ahorrar 3.735.614,36 € al año en el parque eólico español.

3.3. Resultados del estudio de la mejora energética

La mejora de eficiencia energética es consecuencia del cambio en la programación de los mantenimientos, aunque este cambio se haya realizado optimizando desde el punto de vista económico. La optimización de eficiencia energética se deja como posible línea de investigación.

Sin embargo, se puede estudiar esta mejora de la eficiencia ligada a la mejora en la programación, y en la figura 15 se muestran las mejoras energéticas conseguidas con el procedimiento desarrollado, también en función de los escenarios presentados anteriormente.

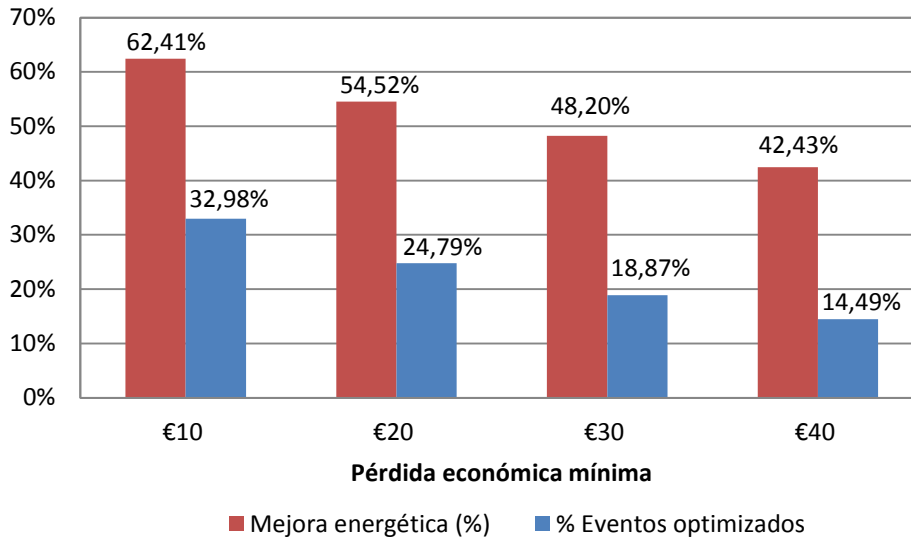


Figura 15. Mejora energética anual y mejora relativa a las pérdidas energéticas totales.

Si representamos a la vez, los porcentajes ahorrados en costes económicos y en energía producida, vemos que las curvas tienen prácticamente la misma forma, son paralelas pero hay una diferencia porcentual de 10 puntos aproximadamente.

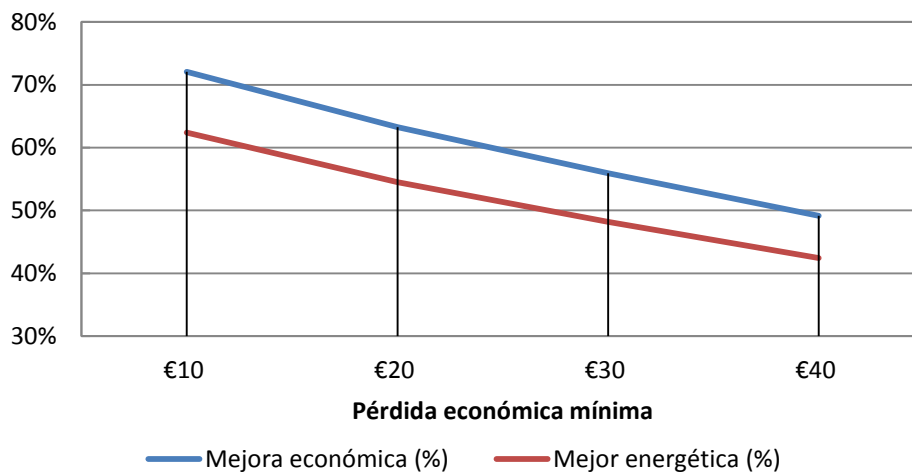


Figura 16. Mejora económica relativa frente a mejora energética.

Esto quiere decir que al optimizar respecto a las pérdidas económicas y no respecto a las energéticas, el *precio de venta* es un factor que modifica el resultado y si se optimizara respecto a la energía perdida los resultados serían diferentes.

Si como se ha hecho antes, se extrapola el ahorro por MW instalado al resto del parque español, se obtiene que para el escenario de límite 30€, se podrían producir 66.256,73 *MWh* más al año (un 0,13% de la producción eólica en España). Esta energía al ser de origen renovable estaría ahorrando 15.901 *tCO₂* emitidas a la atmósfera (las emisiones del sistema eléctrico español en 2013 fueron de 0,24 *tCO₂/MWh* según REE [11]).

Es obligado decir que bajo cada escenario de optimización, hay eventos que se desprecian ya que actuar sobre ellos conllevaría un coste mayor a la mejora que se podría obtener. Estos eventos despreciados son consecuencia de unas pérdidas que se consideran un *error* en la optimización.

Con el límite de 10€ comienza a desecharse la reorganización de paradas programadas cuya velocidad de viento comienza a ser productiva, conlleva un error del 7,5% de las pérdidas de energía. Con el límite de 40€ se descarta reprogramar paradas cuya velocidad media de viento comienza a ser lucrativa, esto conlleva un error del 32,3% de las pérdidas energéticas.

3.4. Resultados por tecnologías

De igual modo que se ha analizado la influencia de los tipos de tecnologías utilizadas en los diferentes parques estudiados en el número de eventos, también es posible estudiar su influencia en las mejoras posibles resultado de la optimización. Las clasificaciones son: Fabricantes (Grupo 1 al 5), antigüedad y regulación de velocidad.

Fabricantes

Se han clasificado los parques en los mismos cinco grupos anteriores.

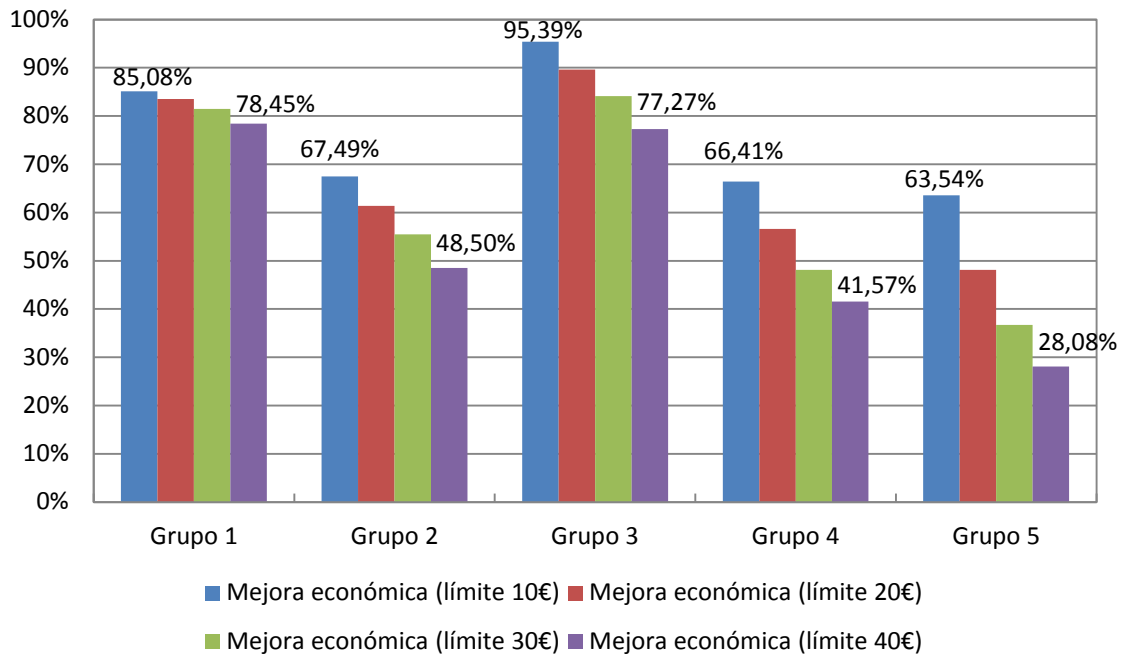


Figura 17. Resultados de la optimización por grupos de fabricantes y escenario de optimización.

La Figura 17 nos muestra que hay una tecnología que destaca (Grupo 3), que podría ahorrar entre un 77% y un 95% del lucro cesante según la estrategia de optimización que siguiera. En gran medida es así porque el porcentaje de eventos que tienen un coste elevado es mayor que en el resto de tecnologías. También se aprecia la escasa variación en el Grupo 1 al cambiar de escenario, lo que indica que los costes por parada no son muy dispares unos de otros.

Antigüedad

Al igual que en el análisis de registro de eventos, diferenciamos en *parques antiguos* que llevan en producción más de 7 años, y los *parques nuevos*.

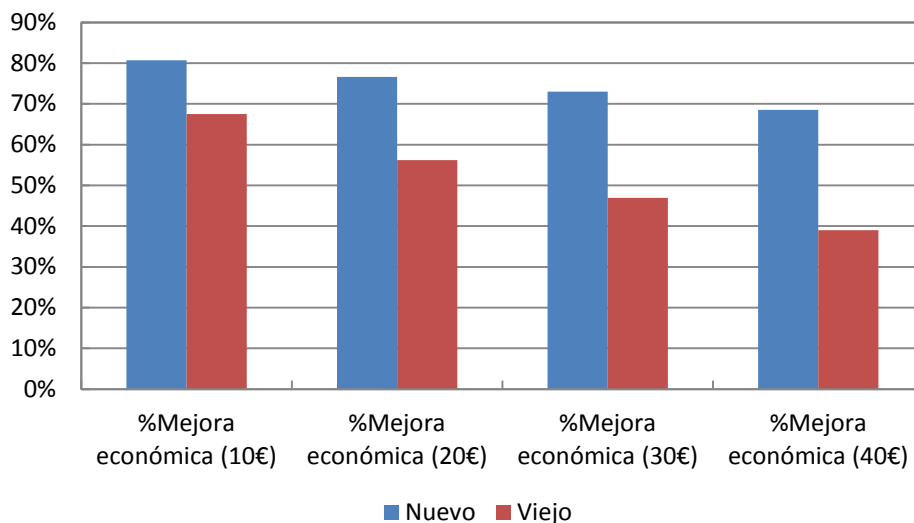


Figura 18. Mejora económica y porcentaje de eventos según la antigüedad y el escenario de optimización elegido.

Observando la figura 18 podemos interpretar que en los parques nuevos suele haberse implantado nuevas tecnologías y aerogeneradores de mayor potencia, por ello al margen de que se hagan más labores de mantenimiento preventivo, cada parada de un aerogenerador de gran potencia con velocidades de viento productivas, conlleva pérdidas energéticas y costes económicos mayores. Es por ello que haya diferencia importante por antigüedad, que se va pronunciando a medida que restringimos el mínimo coste para optimizar.

Regulación de potencia

Al diferenciar entre tecnologías de regulación de potencia, se observan también mayores porcentajes de ahorro y de eventos optimizados para el caso de *paso variable* como puede verse en la figura 19.

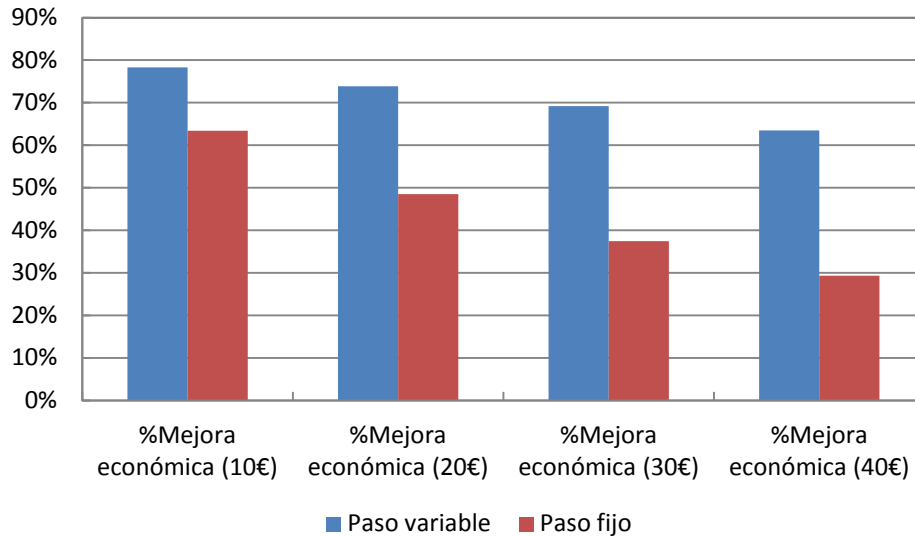


Figura 19. Mejora económica y porcentaje de eventos según el sistema de regulación de potencia y el escenario de optimización elegido.

Esto está relacionado en parte con el hecho de que para la tecnología de paso variable hay un mayor porcentaje de eventos que tienen la suficiente relevancia como para plantear su optimización, debido a que hablamos de máquinas de mayor potencia.

La conclusión que se extrae es que merece más la pena realizar el esfuerzo de programar mejor los mantenimientos, en parques nuevos con tecnología de paso variable, que de paso fijo. Esto se debe en parte a que los aerogeneradores con tecnología de paso variable, más modernos y que permiten la regulación de velocidad y el control de potencia, tienen potencias nominales superiores, y su parada con velocidad de viento superior a la de arranque tiene, en consecuencia, un mayor coste.

3.5. Influencia de la velocidad del viento y el precio del mercado

Como se explica en el apartado 2.3 “Cálculo del lucro cesante”, el coste asociado a un evento viene determinado por su duración, la velocidad del viento, y el precio del mercado al que se pagaría la energía no producida. En base a esto, se ha querido determinar cuál de los parámetros tiene más influencia, si la velocidad de viento o el precio del mercado, de cara a prestar más atención si a uno u a otro a la hora de realizar la previsión de costes para llevar a cabo una correcta programación de los mantenimientos.

Si se representa la frecuencia con la que aparece un evento con una determinada velocidad en un rango de $0,5m/s$ y de un precio en un rango de $2€$, se obtiene un mapa de puntos sobre los ejes que son la velocidad y el precio respectivamente presentado en la figura 20.

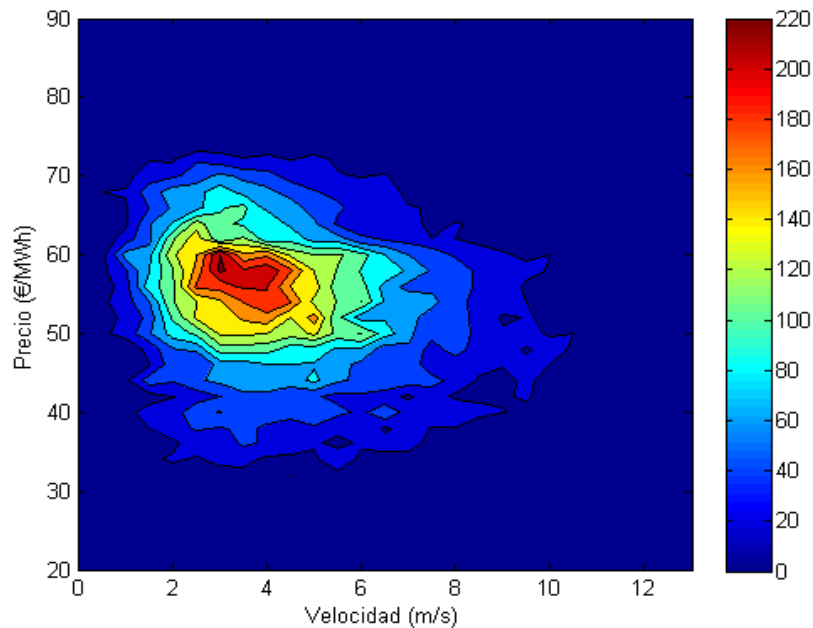


Figura 20. Frecuencia de eventos frente a su velocidad media de viento y su precio medio del mercado.

Se observa que la mayoría de los eventos se concentran en torno a una velocidad de $3m/s$ y a un precio de $58€$. Sin embargo, si se representan solo los eventos que se han optimizado con un coste mínimo del evento de $10€$, el pico se desplaza a una velocidad de $6m/s$ (se eliminan todos los que o bien tienen velocidades bajas, precio bajo o ambos).

Comparando las dos gráficas haciendo cortes a diferentes velocidades, se observa cómo de influyente es el precio respecto a la velocidad de viento, a la hora de descartar eventos para su optimización. Las figuras 21, 22, 23 y 24 presentan algunos cortes.

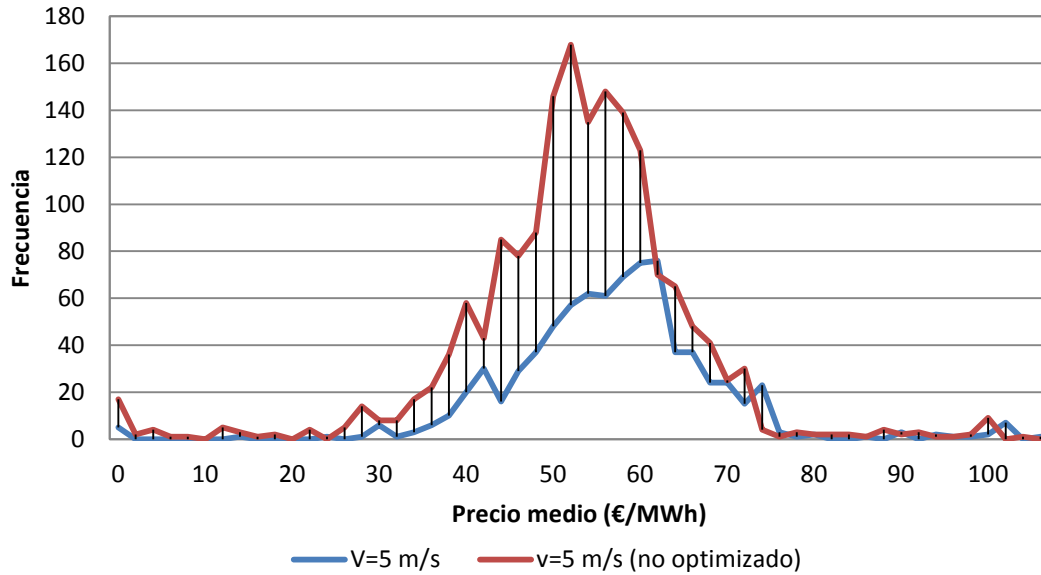


Figura 21. Frecuencia de aparición de eventos con una velocidad media de 5 m/s, optimizados y no optimizados, respecto a su precio medio del mercado.

A la velocidad media de 5 m/s, por debajo de un precio de 65€ solo se optimizan la mitad de los eventos o menos. Se deduce que el precio es influyente.

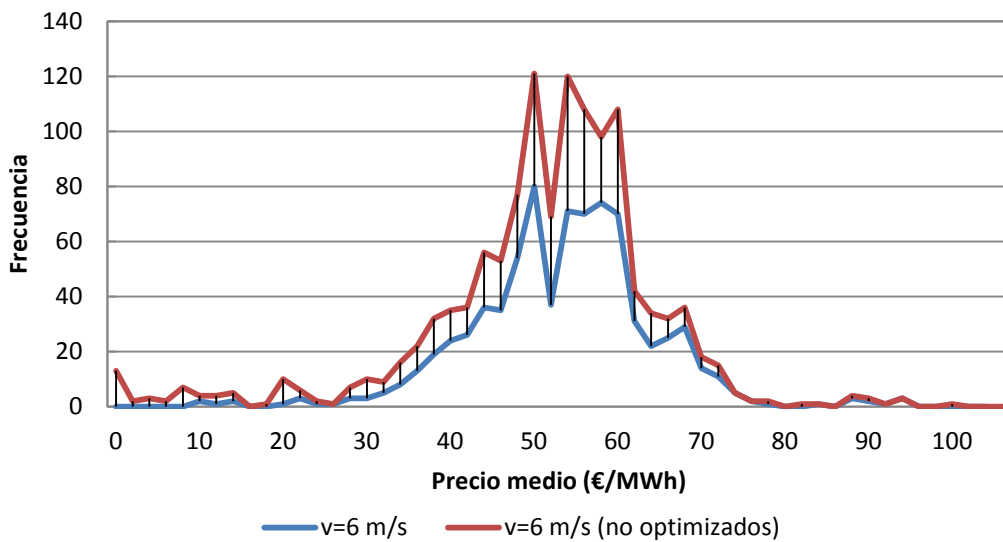


Figura 22. Frecuencia de aparición de eventos con una velocidad media de 6 m/s, optimizados y no optimizados, respecto a su precio medio del mercado.

A una velocidad de viento de 6 m/s también se observa que la línea de frecuencia de eventos optimizados se ajusta mejor a la de eventos existentes a precios superiores a 60€.

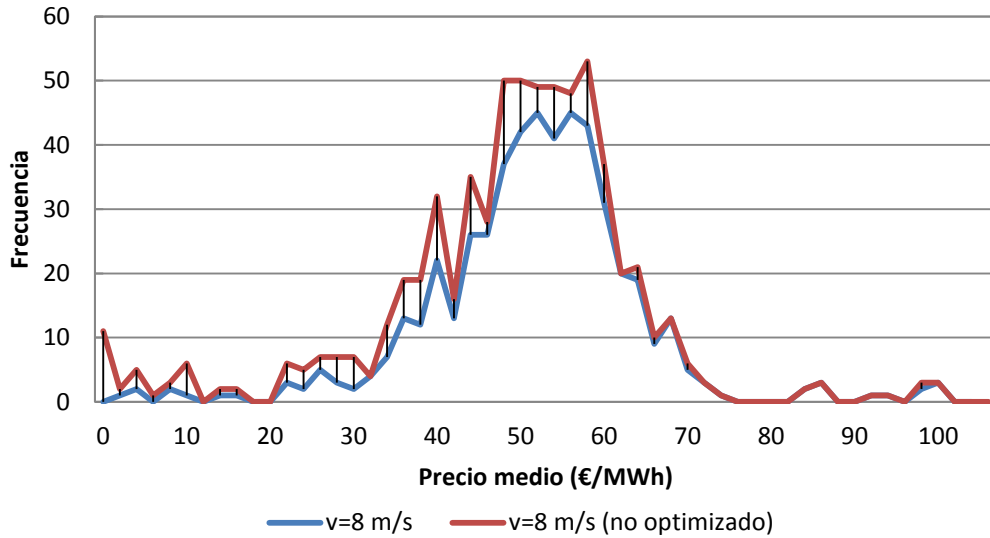


Figura 23. Frecuencia de aparición de eventos con una velocidad media de 8 m/s, optimizados y no optimizados, respecto a su precio medio del mercado.

La misma tendencia se observa con una velocidad de 8 m/s, hay diferencias entre el número de eventos que se optimizan y el total sobre todo a precios inferiores a 45€.

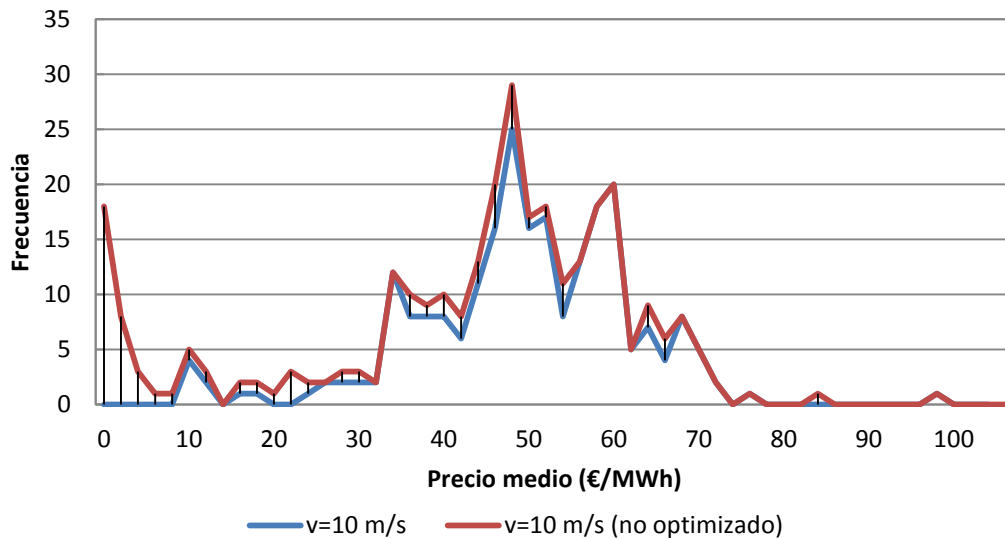


Figura 24. Frecuencia de aparición de eventos con una velocidad media de 8 m/s, optimizados y no optimizados, respecto a su precio medio del mercado.

No sucede ya lo mismo a velocidades más altas, donde las dos gráficas se ajustan bien independientemente del precio, lo que quiere decir que el precio ya no es influyente. Lo mismo sucede en cortes a velocidades de viento superiores.

Como conclusión se puede decir que el precio del mercado, solo influye en los bajos costes del lucro cesante en un rango de velocidades de viento que va de los 5 m/s a los 10 m/s, y cuando este es menor al precio medio del mercado (alrededor de 50 €/MWh)

4. CONCLUSIONES

Con el objetivo de dar una visión global de este estudio y poder hacer un análisis de los datos obtenidos se han resumido los principales resultados en una serie de puntos:

- El 59,44% de los mantenimientos preventivos que actualmente se realizan, suponen paradas de aerogenerador en las que se estaría produciendo energía.
- La velocidad media del viento durante las labores de mantenimiento preventivo registradas es de 5,13 m/s realizándose el 38,29% de los mantenimientos, con velocidades medias de viento superiores a la velocidad de arranque, parando así los aerogeneradores en producción.
- Realizando los mantenimientos preventivos según la política de operación actual se están dejando de producir una media de 4,73 MWh por aerogenerador al año; lo que supone una pérdida de 220,60€ por aerogenerador al año.
- Según la política de optimización de las propuestas en el proyecto se ha estimado que se podría reducir esta pérdida económica entre un 50% y un 72%, actuando sobre el 15% al 33% de los eventos de mantenimiento que se realizan.
- Reprogramando las actuaciones de preventivo que suponen un coste de lucro cesante superior a 30€ se podrían ahorrar 3.735.614,13€ al año en el parque eólico español, produciendo 66.256,73 MWh más al año.
- La capacidad de mejorar la eficiencia operativa y conseguir ahorro con cambios en la política de mantenimiento, depende del tipo de tecnología. Es mayor la repercusión que tiene en los parques nuevos con tecnología más moderna y mayor potencia nominal.
- El factor *velocidad del viento* determina que el lucro cesante asociado a un mantenimiento preventivo sea relevante, a excepción de aquellos que se realizan en un rango de velocidades entre 5 y 10 m/s, donde un bajo *precio del mercado* es influyente.

A la vista de los resultados podemos concluir que es conveniente un cambio en las políticas de operación y mantenimiento de parques eólicos, atendiendo mejor a la programación de los mantenimientos preventivos. En base a una previsión de la velocidad del viento y a la evolución de los precios del mercado se puede optimizar la programación de las intervenciones para incurrir en menos paradas de los aerogeneradores y producir una energía que hoy en día no se está generando. Un programa automático de optimización, similar al desarrollado para este estudio, junto con sistemas de predicción de velocidad y precio de energía pueden contribuir a un sistema eólico más competitivo, dentro un sector energético que demanda grandes cambios.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Global Wind Energy Council, "*Global Wind Report 2014 - Annual market update*".
- [2] AEE, "Eólica 2015. Anuario de la Asociación Empresarial Eólica".
- [3] International Renewable Energy Agency, "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series," *Volume 1: Power Sector Issue 5/5*, 2012.
- [4] I. El-Thalji, J. P. Liyanage, "On the operation and maintenance practices of wind power asset. A status review and observations," *Journal of Quality in Maintenance Engineering Vol.18 No.3*, 2012.
- [5] A. Colmenar, S. Campiñez, C. Perez, F. Mur, "Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs," *Renewable and Sustainable Energy Reviews 41* 319–337, 2015.
- [6] R. Martin, I.Lazakis, S.Barbouchi, L. Johanning, "Sensitivity analysis of offshore wind farm operation and maintenance cost and availability," *Renewable Energy 85* 1226-1236, 2015.
- [7] S. Carlos, A. Sánchez, S. Martorell, I. Marton, "Onshore wind farms maintenance optimization using a stochastic model" *Mathematical and Computer Modelling 57* 1884–1890, 2013.
- [8] J. Nilsson, L. Bertling, "Maintenance Management of Wind Power Systems Using Condition Monitoring Systems—Life Cycle Cost Analysis for Two Case Studies," *IEEE Transactions on energy conversion, Vol.22, NO.1*, 2007.
- [9] W. Yang a, R. Court, J. Jiang, "Wind turbine condition monitoring by the approach of SCADA data analysis", *Renewable Energy 53* 365-376, 2013.
- [10] OMIE, <http://www.omie.es/resultados-del-mercado>, 08-2015.
- [11] Red Eléctrica de España, "Informe del sistema eléctrico español 2014".

ANEXO I-RESULTADOS COMPLETOS

En este anexo se muestran las tablas con los valores medios de los parámetros más importantes del proyecto, para todos los parques estudiados. También se presentan las distribuciones de frecuencias de los parámetros de interés de todos los eventos de mantenimiento preventivo analizados en este estudio.

Tabla A4. Datos completos de mejora económica para todos los parques de estudio.

PARQUE EÓLICO	Pérdida económica	Eventos Totales	Eventos optimizables	Pérdida mínima de 10€				Pérdida mínima de 20€				Pérdida mínima de 30€				Pérdida mínima de 40€			
				Mejora económica (€)	%	Eventos optim.	%	Mejora económica (€)	%	Eventos optim.	%	Mejora económica (€)	%	Eventos optim.	%	Mejora económica (€)	%	Eventos optim.	%
Parque Nº 1	42040.40	1726	891	32287.35	76.80%	335	37.60%	32209.87	76.62%	294	33.00%	31857.17	75.78%	267	29.97%	31142.41	74.08%	241	27.05%
Parque Nº 2	2857.93	1025	194	2378.80	83.23%	60	30.93%	2128.83	74.49%	41	21.13%	1879.86	65.78%	31	15.98%	1417.57	49.60%	18	9.28%
Parque Nº 3	1694.07	1453	380	1074.96	63.45%	34	8.95%	835.22	49.30%	19	5.00%	667.43	39.40%	12	3.16%	533.21	31.47%	8	2.11%
Parque Nº 4	20700.12	282	143	19135.19	92.44%	125	87.41%	19091.44	92.23%	121	84.62%	18806.95	90.85%	110	76.92%	18557.77	89.65%	103	72.03%
Parque Nº 5	13887.51	366	241	9250.33	66.61%	107	44.00%	9081.22	65.39%	95	39.42%	8817.01	63.49%	84	34.85%	8403.89	60.51%	74	30.71%
Parque Nº 6	16189.48	602	407	15954.78	98.55%	194	47.67%	15732.12	97.17%	177	43.49%	15166.88	93.68%	151	37.10%	14550.00	89.87%	132	32.43%
Parque Nº 7	832.40	257	128	686.20	82.44%	32	25.00%	431.70	51.86%	14	10.94%	213.28	25.62%	5	3.91%	146.05	17.55%	3	2.34%
Parque Nº 8	7270.72	851	344	1071.31	14.73%	52	15.12%	615.50	8.47%	20	5.81%	271.82	3.74%	7	2.03%	170.45	2.34%	4	1.16%
Parque Nº 9	13203.19	520	372	12055.76	91.31%	125	33.60%	11822.02	89.54%	111	29.84%	11519.30	87.25%	99	26.61%	11075.04	83.88%	86	23.12%
Parque Nº 10	3470.01	641	454	2645.11	76.23%	104	22.91%	1928.42	55.57%	51	11.23%	1548.32	44.62%	36	7.93%	907.07	26.14%	18	3.96%
Parque Nº 11	1903.07	376	221	1001.94	52.65%	51	23.08%	548.11	28.80%	16	7.24%	319.88	16.81%	7	3.17%	179.07	9.41%	3	1.36%
Parque Nº 12	11726.69	692	520	11246.70	95.91%	164	31.54%	10869.53	92.69%	138	26.54%	10385.67	88.56%	118	22.69%	9740.41	83.06%	101	19.42%
Parque Nº 13	3653.77	472	379	3024.96	82.79%	114	30.08%	2164.07	59.23%	57	15.04%	1627.65	44.55%	35	9.23%	1080.20	29.56%	19	5.01%
Parque Nº 14	4088.33	394	316	3187.54	77.97%	114	36.08%	2613.97	63.94%	72	22.78%	1974.05	48.29%	45	14.24%	1331.74	32.57%	26	8.23%
Parque Nº 15	15186.18	370	272	11355.74	74.78%	124	45.59%	11217.19	73.86%	104	38.24%	11066.29	72.87%	99	36.40%	10711.03	70.53%	89	32.72%
Parque Nº 16	3243.73	604	463	2454.72	75.68%	103	22.25%	1492.54	46.01%	38	8.21%	1101.96	33.97%	22	4.75%	896.12	27.63%	16	3.46%
Parque Nº 17	2304.33	1092	180	1886.81	81.88%	63	35.00%	1508.56	65.47%	38	21.11%	1123.83	48.77%	23	12.78%	784.72	34.05%	13	7.22%
Parque Nº 18	47093.87	1156	719	27843.36	59.12%	305	42.42%	27393.36	58.17%	274	38.11%	26542.73	56.36%	242	33.66%	26668.93	56.63%	211	29.35%
Parque Nº 19	17836.69	1074	904	8747.62	49.04%	255	28.21%	7751.46	43.46%	167	18.47%	6619.30	37.11%	114	12.61%	5844.15	32.76%	84	9.29%
Parque Nº 20	5160.96	639	474	3973.87	77.00%	154	32.49%	2941.42	56.99%	76	16.03%	2214.30	42.90%	43	9.07%	1630.63	31.60%	26	5.49%
Parque Nº 21	8095.28	354	310	7520.55	92.90%	125	40.32%	7253.84	89.61%	99	31.94%	6773.87	83.68%	79	25.48%	6386.43	78.89%	68	21.94%
Parque Nº 22	9016.77	496	316	6623.00	73.45%	140	44.30%	6296.92	69.84%	106	33.54%	5582.96	61.92%	75	23.73%	4923.75	54.61%	56	17.72%
Parque Nº 23	42524.07	848	536	34617.32	81.41%	260	48.51%	34598.52	81.36%	243	45.34%	34705.33	81.61%	228	42.54%	34375.97	80.84%	18	3.36%
Parque Nº 24	6323.82	840	553	3961.18	62.64%	162	29.29%	2896.73	45.81%	84	15.19%	1775.51	28.08%	38	6.87%	934.47	14.78%	14	2.53%
Parque Nº 25	163.98	374	314	34.80	21.22%	3	0.96%	0.00	0.00%	0	0.00%	0.00	0.00%	0	0.00%	0.00	0.00%	0	0.00%
Parque Nº 26	6278.95	947	638	3562.09	56.73%	149	23.35%	2413.84	38.44%	64	10.03%	1751.44	27.89%	37	5.80%	1132.35	18.03%	19	2.98%
Parque Nº 27	7665.10	621	492	5285.34	68.95%	175	35.57%	4417.01	57.62%	104	21.14%	3593.28	46.88%	70	14.23%	3066.12	40.00%	52	10.57%
Parque Nº 28	2161.47	121	55	1597.94	73.93%	26	47.27%	1545.87	71.52%	24	43.64%	1422.13	65.79%	18	32.73%	1351.69	62.54%	16	29.09%
Parque Nº 29	10293.54	516	295	8676.76	84.29%	74	25.08%	8471.50	82.30%	60	20.34%	8329.74	80.92%	54	18.31%	8176.36	79.43%	49	16.61%
Parque Nº 30	1423.81	597	344	1007.57	70.77%	38	11.05%	775.55	54.47%	22	6.40%	531.89	37.36%	12	3.49%	362.30	25.45%	7	2.03%
Parque Nº 31	2458.80	494	323	1931.85	78.57%	71	21.98%	1440.18	58.57%	34	10.53%	1195.83	48.63%	23	7.12%	1026.90	41.76%	18	5.57%
Parque Nº 32	26689.89	1218	762	21008.04	78.71%	295	38.71%	20381.17	76.36%	256	33.60%	19572.67	73.33%	216	28.35%	18467.42	69.19%	184	24.15%
Parque Nº 33	26230.26	11406	1360	22504.14	85.79%	400	29.41%	21602.29	82.36%	320	23.53%	20777.88	79.21%	272	20.00%	18925.65	72.15%	216	15.88%
Parque Nº 34	11961.56	723	504	9646.26	80.64%	198	39.29%	9062.65	75.76%	148	29.37%	7985.45	66.76%	102	20.24%	7078.36	59.18%	74	14.68%
Parque Nº 35	22909.93	1067	581	20170.45	88.04%	242	41.65%	19689.56	85.94%	206	35.46%	19270.13	84.11%	183	31.50%	18762.81	81.90%	154	26.51%

PARQUE EÓLICO	Pérdida económica	Eventos Totales	Eventos optimizables	Pérdida mínima de 10€				Pérdida mínima de 20€				Pérdida mínima de 30€				Pérdida mínima de 40€			
				Mejora económica (€)	%	Eventos optim.	%	Mejora económica (€)	%	Eventos optim.	%	Mejora económica (€)	%	Eventos optim.	%	Mejora económica (€)	%	Eventos optim.	%
Parque Nº 36	9608.07	1030	719	6434.31	66.97%	170	23.64%	5715.83	59.49%	121	16.83%	4804.19	50.00%	85	11.82%	3908.58	40.68%	60	8.34%
Parque Nº 37	7273.72	307	254	7204.79	99.05%	117	46.06%	6807.86	93.60%	89	35.04%	6451.28	88.69%	74	29.13%	5958.29	81.92%	60	23.62%
Parque Nº 38	4729.89	304	191	2818.97	59.60%	77	40.31%	2459.23	51.99%	52	27.23%	2059.45	43.54%	35	18.32%	1893.16	40.03%	30	15.71%
Parque Nº 39	5747.19	625	513	5189.14	90.29%	138	26.90%	4451.35	77.45%	84	16.37%	3894.97	67.77%	62	12.09%	3203.89	55.75%	42	8.19%
Parque Nº 40	14706.83	726	532	10843.55	73.73%	224	42.11%	10140.95	68.95%	171	32.14%	9170.34	62.35%	127	23.87%	7898.52	53.71%	89	16.73%
Parque Nº 41	3452.16	196	162	3410.53	98.79%	46	28.40%	3275.38	94.88%	37	22.84%	3166.94	91.74%	34	20.99%	2995.06	86.76%	28	17.28%
Parque Nº 42	47947.00	1036	646	34418.63	71.78%	311	48.14%	34396.45	71.74%	283	43.81%	34248.76	71.43%	258	39.94%	33670.21	70.22%	237	36.69%
Parque Nº 43	10019.47	1961	846	7143.01	71.29%	203	24.00%	6112.01	61.00%	121	14.30%	5213.63	52.03%	84	9.93%	3953.15	39.45%	48	5.67%
Parque Nº 44	3463.44	186	94	817.77	23.61%	30	31.91%	625.87	18.07%	16	17.02%	447.11	12.91%	9	9.57%	386.35	11.16%	7	7.45%
Parque Nº 45	3414.49	330	178	1017.48	29.80%	45	25.28%	679.52	19.90%	22	12.36%	421.43	12.34%	11	6.18%	193.32	5.66%	4	2.25%
Parque Nº 46	8253.93	5057	865	3984.23	48.27%	103	11.91%	3449.17	41.79%	68	7.86%	2902.24	35.16%	46	5.32%	2444.42	29.62%	33	3.82%
Parque Nº 47	15633.21	682	493	15272.15	97.69%	216	43.81%	14700.34	94.03%	180	36.51%	14009.72	89.62%	152	30.83%	13158.61	84.17%	124	25.15%
Parque Nº 48	11309.17	2211	686	6190.83	54.74%	148	21.57%	5728.98	50.66%	115	16.76%	4901.23	43.34%	82	11.95%	3751.63	33.17%	49	7.14%
Parque Nº 49	9377.73	1309	510	4617.99	49.24%	112	21.96%	4060.84	43.30%	74	14.51%	3541.34	37.76%	53	10.39%	3079.16	32.83%	40	7.84%
Parque Nº 50	4401.81	590	394	3645.38	82.82%	144	36.55%	2699.81	61.33%	73	18.53%	2002.87	45.50%	42	10.66%	1434.43	32.59%	26	6.60%
Parque Nº 51	4657.47	367	207	4363.94	93.70%	88	42.51%	4081.81	87.64%	68	32.85%	3662.35	78.63%	49	23.67%	3409.04	73.20%	41	19.81%
Parque Nº 52	7126.58	803	272	5057.90	70.97%	113	41.54%	4720.99	66.24%	90	33.09%	4181.15	58.67%	69	25.37%	3263.33	45.79%	43	15.81%
Parque Nº 53	9961.88	575	327	3412.43	34.25%	67	20.49%	2925.45	29.37%	34	10.40%	2748.46	27.59%	27	8.26%	2530.55	25.40%	21	6.42%
Parque Nº 54	9573.86	1184	358	7593.54	79.32%	134	37.43%	7158.67	74.77%	101	28.21%	6786.18	70.88%	82	22.91%	6282.92	65.63%	68	18.99%
Parque Nº 55	4953.02	199	144	4832.02	97.56%	61	42.36%	4636.22	93.60%	48	33.33%	4489.59	90.64%	42	29.17%	4239.80	85.60%	35	24.31%
PARQUE EÓLICO	Pérdida económica	Eventos Totales	Eventos optimizables	Mejora económica (€)	%	Eventos optim.	%	Mejora económica (€)	%	Eventos optim.	%	Mejora económica (€)	%	Eventos optim.	%	Mejora económica (€)	%	Eventos optim.	%
Total del estudio (2 años)	614151.6	54892	23776	457678.9	72.08%	7520.0	32.98%	432048.9	63.26%	5540	24.11%	406095.0	55.95%	4380.00	18.87%	378395.5	49.18%	3305.0	14.49%
Media del estudio por parque	11166.39	998.04	432.29	8321.43	-	136.73	-	7855.44	-	100.73	-	7383.55	-	79.64	-	6879.92	-	60.09	-

*Marcadas en color las casillas con mejoras inferiores a dos veces la desviación típica de la mejora económica de los parques estudiados.

Tabla A2. Datos completos de mejora energética de los parques de estudio.

PARQUE EÓLICO	Pérdidas Energéticas (MWh)	Eventos Totales	Eventos con pérdidas	Pérdida mínima de 10€				Pérdida mínima de 20€				Pérdida mínima de 30€				Pérdida mínima de 40€			
				Mejora energética (MWh)	%	Eventos optim.	%	Mejora energética (MWh)	%	Eventos optim.	%	Mejora energética (MWh)	%	Eventos optim.	%	Mejora energética (MWh)	%	Eventos optim.	%
Parque Nº 1	884.85	1726	461	603.79	68.24%	335	72.67%	600.26	67.84%	294	63.77%	593.63	67.09%	267	57.92%	581.28	65.69%	241	52.28%
Parque Nº 2	66.58	1025	106	45.86	68.89%	60	56.60%	41.24	61.94%	41	38.68%	36.34	54.58%	31	29.25%	27.95	41.98%	18	16.98%
Parque Nº 3	39.88	1453	105	15.50	38.85%	34	32.38%	10.45	26.19%	19	18.10%	12.78	32.05%	12	11.43%	10.05	25.20%	8	7.62%
Parque Nº 4	419.71	282	153	378.40	90.16%	125	81.70%	379.62	90.45%	121	79.08%	373.73	89.05%	110	71.90%	369.31	87.99%	103	67.32%
Parque Nº 5	291.50	366	147	170.34	58.44%	107	72.79%	167.32	57.40%	95	64.63%	161.20	55.30%	84	57.14%	153.10	52.52%	74	50.34%
Parque Nº 6	311.05	602	247	302.14	97.14%	194	78.54%	297.97	95.79%	177	71.66%	288.55	92.77%	151	61.13%	273.26	87.85%	132	53.44%
Parque Nº 7	23.77	257	76	15.41	64.81%	32	42.11%	9.32	39.20%	14	18.42%	4.11	17.27%	5	6.58%	2.71	11.41%	3	3.95%
Parque Nº 8	35.69	851	193	21.50	60.23%	52	26.94%	11.80	33.07%	20	10.36%	5.21	14.59%	7	3.63%	3.38	9.47%	4	2.07%
Parque Nº 9	265.34	520	194	239.73	90.35%	125	64.43%	235.43	88.73%	111	57.22%	229.09	86.34%	99	51.03%	218.27	82.26%	86	44.33%
Parque Nº 10	78.47	641	284	48.41	61.70%	104	36.62%	34.74	44.28%	51	17.96%	27.44	34.98%	36	12.68%	15.41	19.64%	18	6.34%
Parque Nº 11	34.94	376	129	18.84	53.93%	51	39.53%	10.27	29.40%	16	12.40%	5.99	17.16%	7	5.43%	3.32	9.51%	3	2.33%
Parque Nº 12	255.69	692	255	238.18	93.15%	164	64.31%	219.35	85.79%	138	54.12%	201.61	78.85%	118	46.27%	189.45	74.09%	101	39.61%
Parque Nº 13	73.72	472	257	53.94	73.18%	114	44.36%	39.33	53.35%	57	22.18%	29.99	40.69%	35	13.62%	19.44	26.37%	19	7.39%
Parque Nº 14	87.33	394	239	55.71	63.79%	114	47.70%	44.36	50.79%	72	30.13%	32.99	37.77%	45	18.83%	21.60	24.73%	26	10.88%
Parque Nº 15	318.85	370	172	206.90	64.89%	124	72.09%	212.79	66.74%	104	60.47%	210.16	65.91%	99	57.56%	200.25	62.80%	89	51.74%
Parque Nº 16	63.34	604	222	43.77	69.11%	103	46.40%	26.52	41.86%	38	17.12%	18.99	29.98%	22	9.91%	15.30	24.16%	16	7.21%
Parque Nº 17	46.73	1092	117	35.05	75.01%	63	53.85%	27.97	59.86%	38	32.48%	21.79	46.64%	23	19.66%	15.20	32.53%	13	11.11%
Parque Nº 18	882.14	1156	416	477.58	54.14%	305	73.32%	469.85	53.26%	274	65.87%	459.21	52.06%	242	58.17%	459.51	52.09%	211	50.72%
Parque Nº 19	278.41	1074	481	159.81	57.40%	255	53.01%	140.90	50.61%	167	34.72%	118.00	42.38%	114	23.70%	103.59	37.21%	84	17.46%
Parque Nº 20	108.82	639	330	66.84	61.42%	154	46.67%	51.58	47.40%	76	23.03%	40.97	37.65%	43	13.03%	30.05	27.61%	26	7.88%
Parque Nº 21	149.96	354	190	133.34	88.92%	125	65.79%	130.02	86.70%	99	52.11%	120.77	80.54%	79	41.58%	113.44	75.65%	68	35.79%
Parque Nº 22	212.39	496	228	107.86	50.78%	140	61.40%	107.63	50.68%	106	46.49%	91.32	42.99%	75	32.89%	82.37	38.78%	56	24.56%
Parque Nº 23	933.42	848	355	505.43	54.15%	260	73.24%	490.66	52.57%	243	68.5%	487.25	52.20%	228	64.23%	486.78	52.15%	18	5.07%
Parque Nº 24	144.44	840	387	65.79	45.55%	162	41.86%	52.43	36.30%	84	21.71%	30.80	21.32%	38	9.82%	20.73	14.35%	14	3.62%
Parque Nº 25	3.24	374	90	0.65	19.91%	3	3.33%	0.00	0.00%	0	0.00%	0.00	0.00%	0	0.00%	0.00	0.00%	0	0.00%
Parque Nº 26	106.65	947	418	73.16	68.60%	149	35.65%	50.55	47.40%	64	15.31%	42.64	39.98%	37	8.85%	30.58	28.67%	19	4.55%
Parque Nº 27	156.89	621	392	96.33	61.40%	175	44.64%	81.07	51.67%	104	26.53%	65.74	41.90%	70	17.86%	60.35	38.47%	52	13.27%
Parque Nº 28	43.99	121	40	29.14	66.24%	26	65.00%	28.48	64.74%	24	60.00%	26.33	59.86%	18	45.00%	24.74	56.24%	16	40.00%
Parque Nº 29	217.50	516	117	174.46	80.21%	74	63.25%	170.84	78.55%	60	51.28%	166.90	76.74%	54	46.15%	162.29	74.61%	49	41.88%
Parque Nº 30	28.11	597	198	16.29	57.93%	38	19.19%	11.97	42.59%	22	11.11%	9.55	33.97%	12	6.06%	6.56	23.35%	7	3.54%
Parque Nº 31	49.24	494	159	37.45	76.07%	71	44.65%	28.26	57.39%	34	21.38%	22.42	45.54%	23	14.47%	18.87	38.33%	18	11.32%
Parque Nº 32	600.74	1218	452	330.26	54.98%	295	65.27%	322.63	53.71%	256	56.64%	317.55	52.86%	216	47.79%	295.97	49.27%	184	40.71%
Parque Nº 33	710.37	11406	726	425.95	59.96%	400	55.10%	419.65	59.07%	320	44.08%	397.17	55.91%	272	37.47%	357.41	50.31%	216	29.75%
Parque Nº 34	307.20	723	303	199.89	65.07%	198	65.35%	188.31	61.30%	148	48.84%	164.85	53.66%	102	33.66%	142.53	46.39%	74	24.42%
Parque Nº 35	431.16	1067	350	319.53	74.11%	242	69.14%	318.94	73.97%	206	58.86%	309.55	71.80%	183	52.29%	303.27	70.34%	154	44.00%

PARQUE EÓLICO	Pérdidas Energéticas (MWh)	Eventos Totales	Eventos con pérdidas	Pérdida mínima de 10€				Pérdida mínima de 20€				Pérdida mínima de 30€				Pérdida mínima de 40€			
				Mejora energética (MWh)	%	Eventos optim.	%	Mejora energética (MWh)	%	Eventos optim.	%	Mejora energética (MWh)	%	Eventos optim.	%	Mejora energética (MWh)	%	Eventos optim.	%
Parque Nº 36	186.27	1030	312	135.47	72.73%	170	54.49%	118.82	63.79%	121	38.78%	99.50	53.41%	85	27.24%	80.83	43.39%	60	19.23%
Parque Nº 37	131.17	307	163	129.63	98.82%	117	71.78%	122.28	93.22%	89	54.60%	116.06	88.48%	74	45.40%	106.55	81.23%	60	36.81%
Parque Nº 38	96.13	304	133	46.12	47.98%	77	57.89%	44.08	45.86%	52	39.10%	36.09	37.54%	35	26.32%	33.67	35.03%	30	22.56%
Parque Nº 39	132.59	625	273	75.65	57.06%	138	50.55%	68.43	51.61%	84	30.77%	64.75	48.83%	62	22.71%	67.66	51.03%	42	15.38%
Parque Nº 40	308.53	726	383	172.22	55.82%	224	58.49%	166.61	54.00%	171	44.65%	144.94	46.98%	127	33.16%	124.60	40.38%	89	23.24%
Parque Nº 41	73.51	196	76	42.75	58.15%	46	60.53%	47.08	64.04%	37	48.68%	44.53	60.58%	34	44.74%	40.91	55.65%	28	36.84%
Parque Nº 42	969.56	1036	415	548.15	56.54%	311	74.94%	538.38	55.53%	283	68.19%	545.45	56.26%	258	62.17%	550.55	56.78%	237	57.11%
Parque Nº 43	374.21	1961	600	138.85	37.10%	203	33.83%	114.54	30.61%	121	20.17%	92.67	24.77%	84	14.00%	71.45	19.09%	48	8.00%
Parque Nº 44	74.98	186	75	14.90	19.87%	30	40.00%	11.21	14.95%	16	21.33%	7.92	10.56%	9	12.00%	6.88	9.18%	7	9.33%
Parque Nº 45	37.96	330	135	19.30	50.85%	45	33.33%	12.82	33.76%	22	16.30%	7.75	20.41%	11	8.15%	3.65	9.62%	4	2.96%
Parque Nº 46	119.19	5057	244	82.78	69.45%	103	42.21%	72.38	60.73%	68	27.87%	62.03	52.05%	46	18.85%	53.14	44.58%	33	13.52%
Parque Nº 47	300.57	682	302	251.23	83.58%	216	71.52%	241.95	80.50%	180	59.60%	236.74	78.77%	152	50.33%	221.86	73.81%	124	41.06%
Parque Nº 48	281.16	2211	334	111.48	39.65%	148	44.31%	100.18	35.63%	115	34.43%	92.62	32.94%	82	24.55%	67.68	24.07%	49	14.67%
Parque Nº 49	246.82	1309	202	90.97	36.86%	112	55.45%	79.48	32.20%	74	36.63%	68.73	27.84%	53	26.24%	59.48	24.10%	40	19.80%
Parque Nº 50	89.29	590	318	66.42	74.38%	144	45.28%	48.61	54.44%	73	22.96%	37.12	41.57%	42	13.21%	26.75	29.96%	26	8.18%
Parque Nº 51	84.51	367	142	74.83	88.55%	88	61.97%	70.27	83.15%	68	47.89%	63.24	74.83%	49	34.51%	58.94	69.74%	41	28.87%
Parque Nº 52	200.15	803	160	101.32	50.62%	113	70.63%	97.43	48.68%	90	56.25%	86.40	43.17%	69	43.13%	65.57	32.76%	43	26.88%
Parque Nº 53	440.76	575	164	88.19	20.01%	67	40.85%	65.36	14.83%	34	20.73%	56.74	12.87%	27	16.46%	51.72	11.73%	21	12.80%
Parque Nº 54	209.55	1184	207	146.91	70.10%	134	64.73%	138.64	66.16%	101	48.79%	132.86	63.40%	82	39.61%	123.50	58.93%	68	32.85%
Parque Nº 55	152.91	199	87	85.13	55.67%	61	70.11%	83.06	54.32%	48	55.17%	81.9280973	53.58%	42	48.28%	76.86	50.26%	35	40.23%
PARQUE EÓLICO	Pérdidas Energéticas (MWh)	Eventos Totales	Eventos con pérdidas	Mejora energética (MWh)	%	Eventos optim.	%	Mejora energética (MWh)	%	Eventos optim.	%	Mejora energética (MWh)	%	Eventos optim.	%	Mejora energética (MWh)	%	Eventos optim.	%
Total del estudio (2 años)	13171.96	54892.00	13714.00	8135.51	62.41%	7520.00	54.21%	7674.14	54.52%	5540.00	39.42%	7202.70	48.20%	4380.00	30.87%	6710.56	42.43%	3305.00	23.71%
Media del estudio por parque	239.49	998.04	249.35	147.92	62.41%	136.73	54.21%	139.53	54.52%	100.73	39.42%	130.96	48.20%	79.64	30.87%	122.01	42.43%	60.09	23.71%

Tabla A3. Datos completos de velocidad y precio medios de todos los parques de estudio.

PARQUE EÓLICO	Velocidad media de viento (m/s)	Precio medio (€/MWh)
Parque Nº 1	4.71	54.78
Parque Nº 2	5.24	54.03
Parque Nº 3	3.53	52.91
Parque Nº 4	6.07	53.91
Parque Nº 5	5.13	53.63
Parque Nº 6	4.98	54.95
Parque Nº 7	6.07	47.14
Parque Nº 8	6.07	50.59
Parque Nº 9	4.61	53.66
Parque Nº 10	6.22	52.73
Parque Nº 11	5.72	53.78
Parque Nº 12	4.56	53.63
Parque Nº 13	6.53	53.56
Parque Nº 14	7.01	53.92
Parque Nº 15	5.17	53.99
Parque Nº 16	4.46	54.51
Parque Nº 17	5.13	54.63
Parque Nº 18	5.27	56
Parque Nº 19	4.53	53.72
Parque Nº 20	5.89	51.8
Parque Nº 21	4.85	54.2
Parque Nº 22	6	54.1
Parque Nº 23	5.69	48.79
Parque Nº 24	5.62	54.75
Parque Nº 25	3.27	52.76
Parque Nº 26	5.44	54.24
Parque Nº 27	6.18	55.23
Parque Nº 28	6.05	49.03
Parque Nº 29	3.74	52.16
Parque Nº 30	4.76	57.44
Parque Nº 31	4.49	55.64
Parque Nº 32	4.88	53.56
Parque Nº 33	5.32	48.28
Parque Nº 34	6.28	50.82
Parque Nº 35	4.79	56.6
Parque Nº 36	4.09	54.09
Parque Nº 37	4.91	56.19
Parque Nº 38	6.04	52.7
Parque Nº 39	4.62	52.16
Parque Nº 40	5.94	54.91
Parque Nº 41	4.26	53.67
Parque Nº 42	5.81	53.42
Parque Nº 43	6.1	38.22
Parque Nº 44	8.46	51.52
Parque Nº 45	7.24	50.08
Parque Nº 46	3.14	54.62
Parque Nº 47	4.8	53.05
Parque Nº 48	4.67	52.15
Parque Nº 49	4.18	52.67
Parque Nº 50	8.54	54.11
Parque Nº 51	6.62	57.75
Parque Nº 52	4.73	52.4
Parque Nº 53	4.87	51.85
Parque Nº 54	5.09	54.76
Parque Nº 55	5.17	56.39
MEDIA	5.34	53.13

DISTRIBUCIONES DE FRECUENCIA DE LOS PARÁMETROS MÁS RELEVANTES

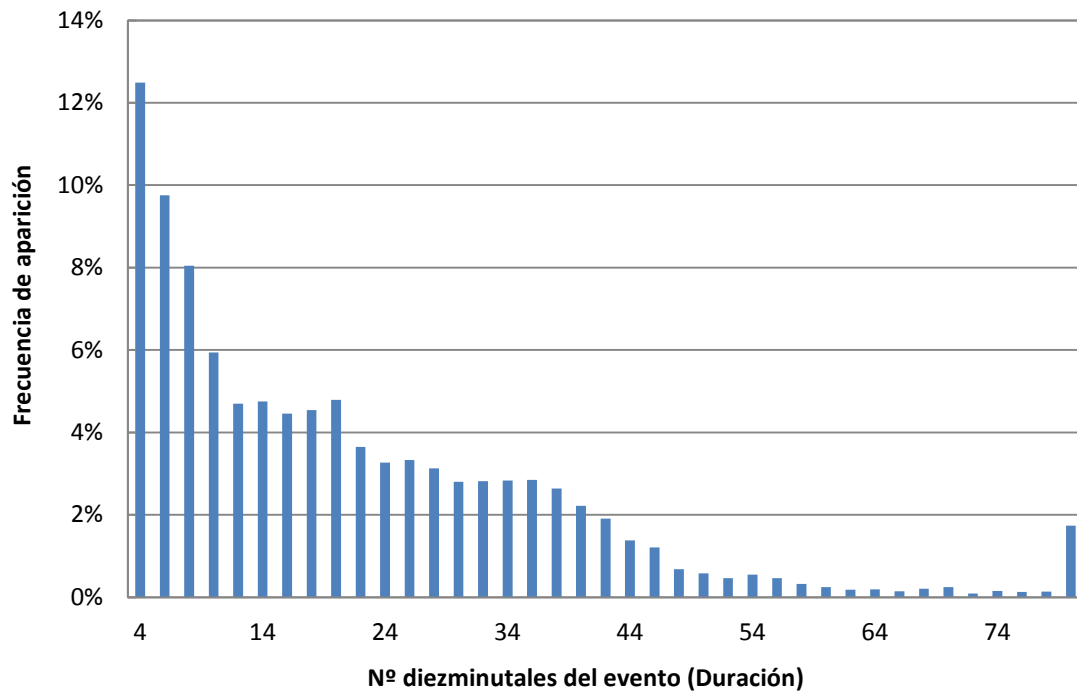


Figura A1. Distribución de frecuencia de la duración de los eventos de mantenimiento preventivo considerados.

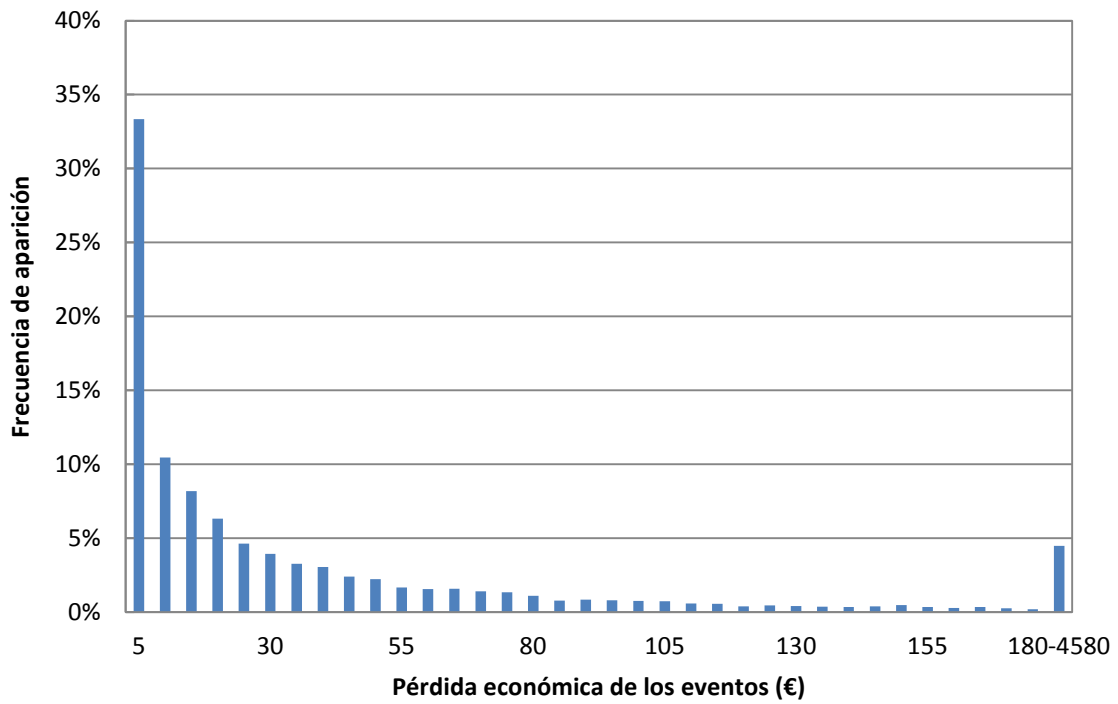


Figura A2. Distribución de frecuencia del lucro cesante de los eventos de mantenimiento preventivo.

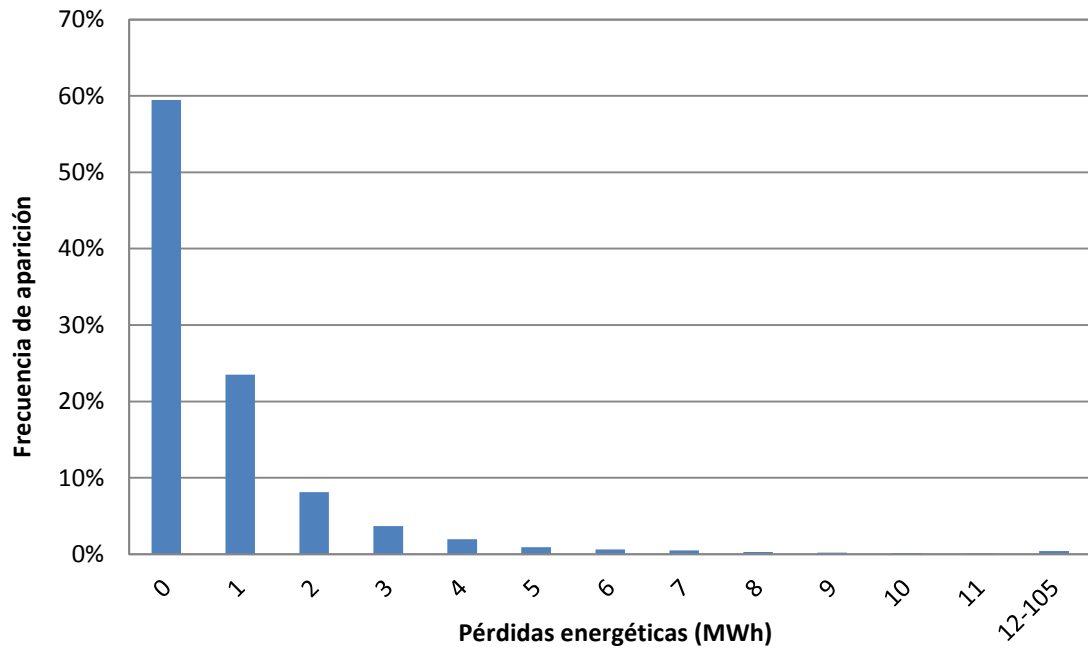


Figura A3. Distribución de frecuencia de las pérdidas energéticas de los eventos de mantenimiento preventivo.

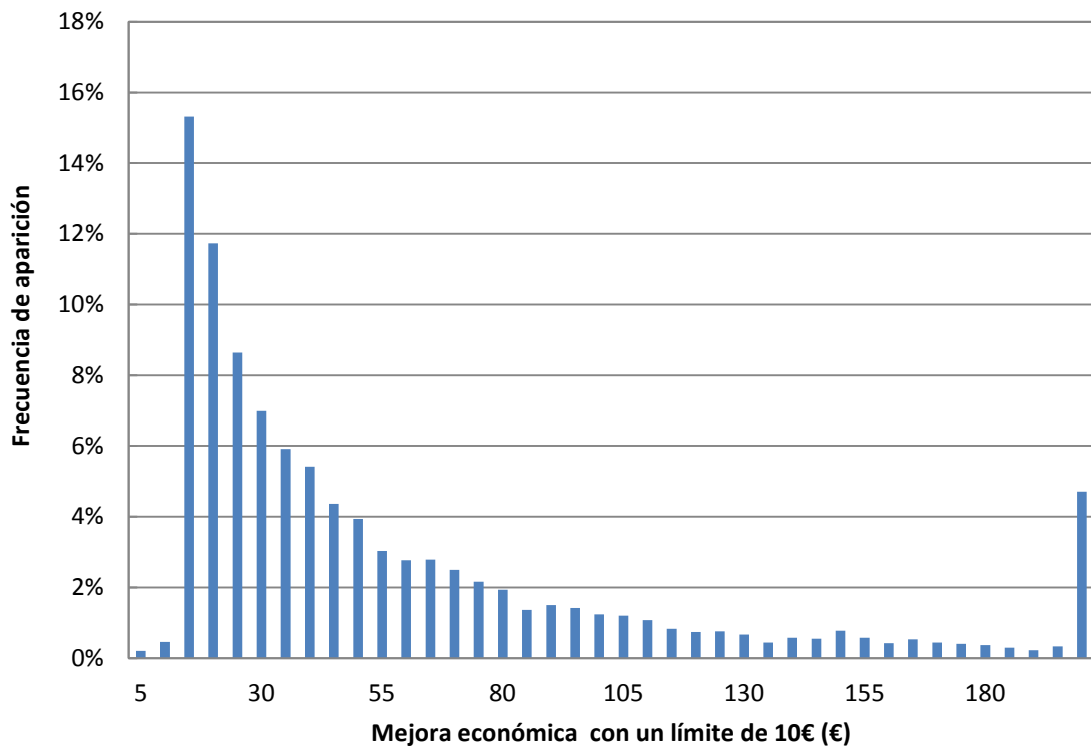


Figura A4. Distribución de frecuencia de la mejora económica de los eventos de mantenimientos preventivos optimizados, bajo el escenario de pérdida económica mínima de 10€.

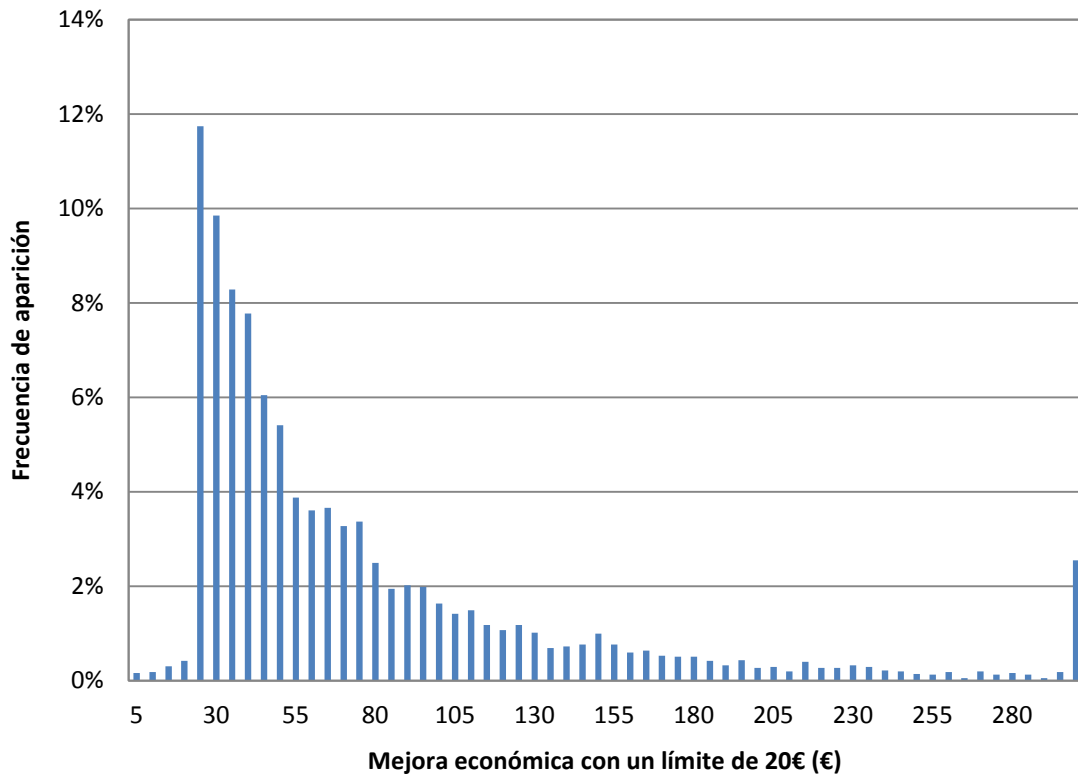


Figura A5. Distribución de frecuencia de la mejora económica de los eventos de mantenimientos preventivos optimizados, bajo el escenario de pérdida económica mínima de 20€.

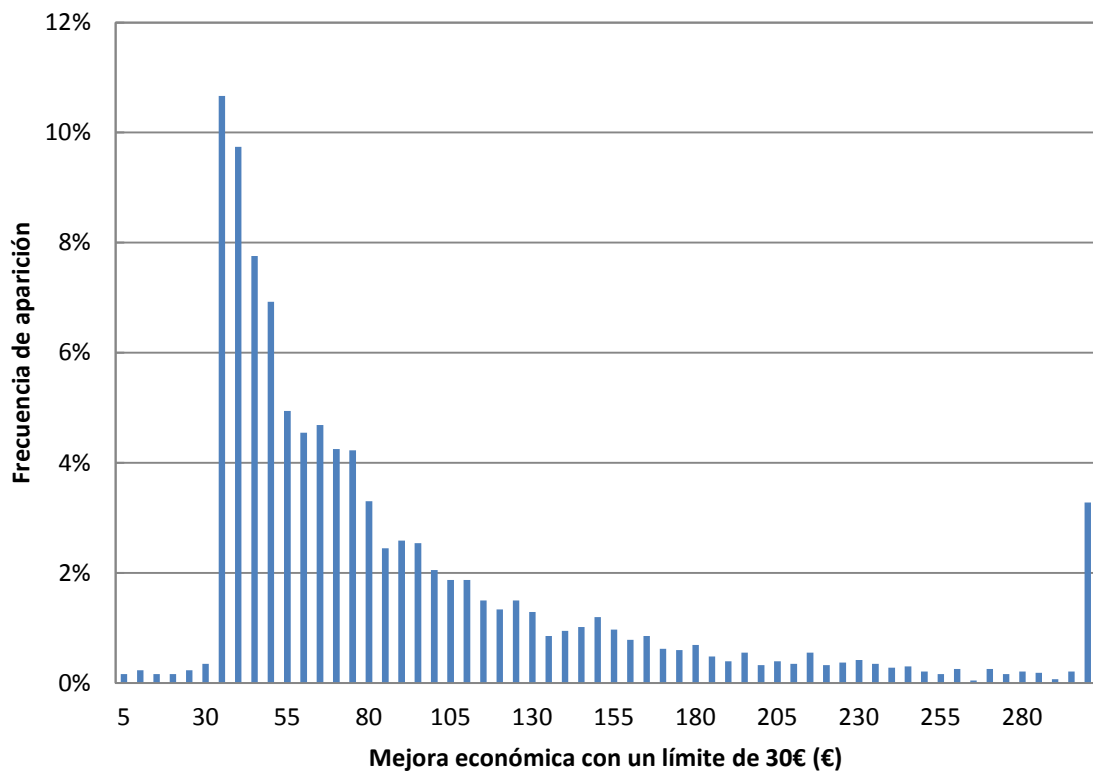


Figura A6. Distribución de frecuencia de la mejora económica de los eventos de mantenimientos preventivos optimizados, bajo el escenario de pérdida económica mínima de 30€.

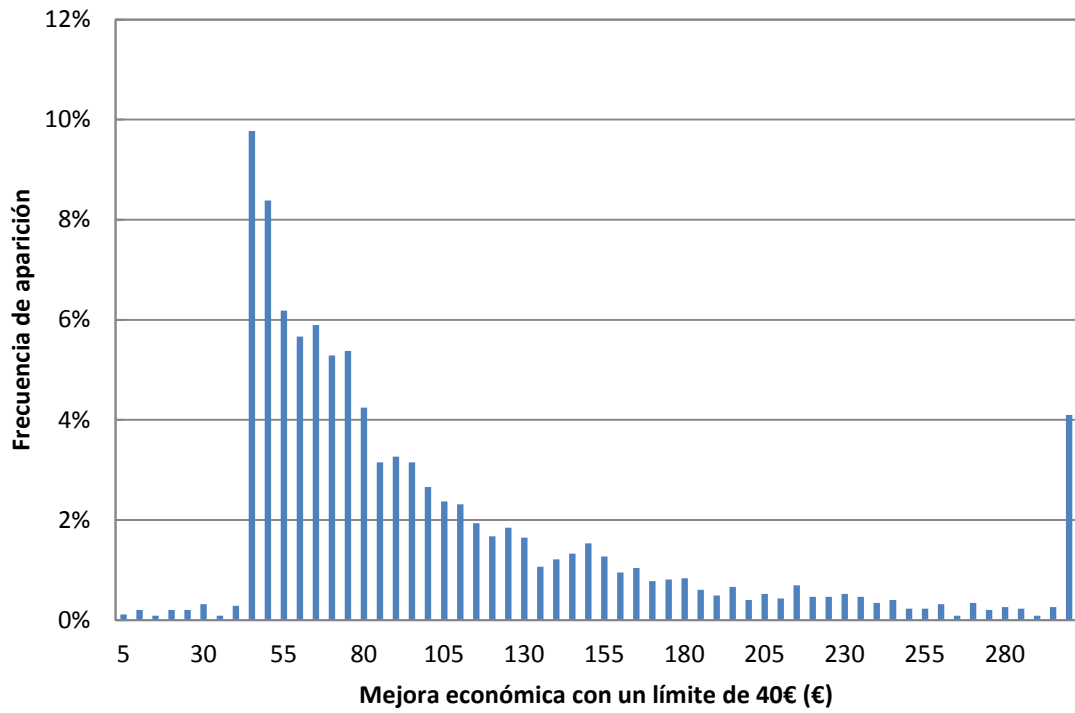


Figura A7. Distribución de frecuencia de la mejora económica de los eventos de mantenimientos preventivos optimizados, bajo el escenario de pérdida económica mínima de 40€.

ANEXO II- Código de Matlab para el filtrado de datos

```

%%((( PROGRAMA FILTRADO DATOS )))

%IMPORTAR FICHEROS

Nombre= input('Nombre del parque: ','s');% ingreso el archivo a leer
disp('...Cargando datos de ');
disp(Nombre);

WP=[];
date=[];

[BLOQUE DE IMPORTE DE DATOS DE VIENTO Y POTENCIA EN LA MATRIZ WP]

Num_col=size(WP,2); %Columnas de la matriz
Num_fil=size(WP,1); %Filas de la matriz
precios10=importfile_precio('precios_diezminutales.txt'); %Importe
precios OMIE
Curvaparque=importfile_curva('Curvaparque.txt'); %Importe curva de
potencia media

disp('...Filtrando datos');

%BÚSQUEDA DE EVENTOS DE PREVENTIVO

Num_even=0; %Inicializar variables
cont=0;
inicio=0;
perdidas=0;
sum_vel=0;
sum_precio=0;
Num_inic=[];
%Definición del registro y sus campos
e=struct('Evento',0,'Aero',0,'nDiezminutales',0,'Inicio',
00/00/000,'Fin', 00/00/0000,'Velocidad',0,'Perdidas',0,'Precio',0,
'Coste',0);

for col=3:2:Num_col %Barrido de todas las columnas "Potencia"
    fil=1;
while fil~=Num_fil %Barrido de todos los diezminutales
    if (WP(fil,col)>-132000)&&(WP(fil,col)<-120000) %Condición alarma
preventivo
        inicio=date(fil);
        while (WP(fil,col)>-132000)&&(WP(fil,col)<-120000)
            vel=WP(fil,col-1);
            if vel<0 %Salta lo huecos registrados con 9.999,99
                while vel<0
                    fil=fil+1;
                    vel=WP(fil,col-1);
                end
            end
            precio=precios10(fil);
            cont=cont+1;
            sum_precio=sum_precio+precio;
            sum_vel=sum_vel+vel;
            if fil==Num_fil
                break
            else

```

```

        fil=fil+1;
    end
    end
    Num_even=Num_even+1;           %Asigna número al evento
    vel_media=sum_vel/cont;       %Cálculo de la velocidad
media
    precio_medio=sum_precio/cont; %Cálculo del precio medio
    inf=floor(vel_media/0.5)+1;
    sup=floor(vel_media/0.5)+2;
    vel_inf=Curvaparque(inf,1);
    vel_sup=Curvaparque(sup,1);
    pot_inf=Curvaparque(inf,2);
    pot_sup=Curvaparque(sup,2);
    P_perd=pot_inf+(pot_sup-pot_inf)*(vel_media-vel_inf)/(vel_sup-
vel_inf); %Interpolación lineal para hallar potencia
    coste=P_perd*precio_medio*cont/6000; %Cálculo del coste
asociado
    %Almacenamiento de variables en el registro
    e(Num_even).Evento=Num_even;
    e(Num_even).Aero=(col-1)/2;
    e(Num_even).nDiezminutales=cont;
    e(Num_even).Inicio=inicio;
    e(Num_even).Fin=date(fil-1);
    e(Num_even).Perdidas=P_perd*cont/6000;
    e(Num_even).Velocidad=vel_media;
    e(Num_even).Precio=precio_medio;
    e(Num_even).Coste=coste;
    Num_inic(Num_even)=fil-cont;
    cont=0;
    sum_vel=0;
    sum_precio=0;
else
    fil=fil+1;
end
end
col=col+2;
end

```

%OPTIMIZACIÓN DE CASOS DE ESTUDIO

```

for h=10:10:40 %4 escenarios
    coste=0;
    contador=0;
    ultimo_ocupado=0;
    Ahorro_max=zeros(Num_even,1);
    Ahorro_E=zeros(Num_even,1);
    ocupado=zeros(Num_fil,1);
    for i=1:Num_even
        if e(i).nDiezminutales>3 && e(i).nDiezminutales<300 &&
e(i).Coste>h %Restricción de tiempo y coste mínimo
            if Num_inic(i)<2160 %2160=15 días. Si no existen esos 15 días
antes se a al primer día a las 8:00h
                x=49;
            else
                x=Num_inic(i)-2160;
            end
            while x<(Num_inic(i)+2160)&& x<=Num_fil-e(i).nDiezminutales
%Barrido de los 30 días naturales
                fecha=date(x);
            end
        end
    end
end

```



```

        if es_de_dia(x)==0 || ocupado(x)==1 %Restricción de horario
de trabajo y de simultaneidad
            x=x+1;
        else
            y=x;
            while y<x+e(i).nDiezminutales
                if es_de_dia(y)==1 && ocupado(y)==0
                    vel=WP(y,e(i).Aero*2);
                    while (vel>25 || vel<0)&& y<Num_fil
                        x=x+1;
                        y=y+1;
                        vel=WP(y,(e(i).Aero*2)-1);
                    end
                    if y==Num_fil
                        break
                    end
                    inf=floor(vel/0.5)+1;
                    sup=floor(vel/0.5)+2;
                    vel_inf=Curvaparque(inf,1);
                    vel_sup=Curvaparque(sup,1);
                    pot_inf=Curvaparque(inf,2);
                    pot_sup=Curvaparque(sup,2);
                    P_perd=pot_inf+(pot_sup-pot_inf)*(vel-
vel_inf)/(vel_sup-vel_inf); %Interpolacion
                    precio=precios10(y);
                    sum_precio=sum_precio+precio;
                    coste_10=P_perd*precio/6000;
                    coste=coste+coste_10;
                    sum_vel=sum_vel+vel;
                    if coste>e(i).Coste
                        x=x+1;
                        break
                    end
                    y=y+1;
                    contador=contador+1;
                else
                    x=x+71; %Se sale del horario de trabajo salta al día
siguiente
                break
            end
        end
        if contador==e(i).nDiezminutales
            vel_medio=sum_vel/contador;
            precio_medio=sum_precio/contador;
            inf=floor(vel_medio/0.5)+1;
            sup=floor(vel_medio/0.5)+2;
            vel_inf=Curvaparque(inf,1);
            vel_sup=Curvaparque(sup,1);
            pot_inf=Curvaparque(inf,2);
            pot_sup=Curvaparque(sup,2);
            P_perd=pot_inf+(pot_sup-pot_inf)*(vel_medio-
vel_inf)/(vel_sup-vel_inf);
            coste=P_perd*precio_medio*contador/6000;
            PE=P_perd*contador/6000;
            Ahorro=e(i).Coste-coste;
        end
        if Ahorro<0
            Ahorro=0;
        end
        coste=0;
        contador=0;

```

```

        sum_vel=0;
        sum_precio=0;
        if Ahorro> Ahorro_max(i,1) %Condición de óptimo ahorro
            Ahorro_max(i,1)=Ahorro;
            A_Energ=e(i).Perdidas-PE;
            Ahorro_E(i,1)=A_Energ;
            ultimo_ocupado=y-1;
            Inicios.fecha(i)=fecha;
        end
    end
    x=x+1;
end
end
Ahorro=0;
for j=(ultimo_ocupado-(e(i).nDiezminutales-1)):ultimo_ocupado
    if j>0
        ocupado(j)=1;
    else break
    end
end
end
Ahorro_total=0;
Ahorro_posible=0;
eventos=0;
cont_ahorro=0;
for i=1:Num_even %Suma de ahorro conseguido
    Ahorro_total=Ahorro_total+Ahorro_max(i);
    if Ahorro_max(i)>0
        cont_ahorro=cont_ahorro+1;
    end
end
end
for i=1:Num_even %Suma de eventos
    Ahorro_E_total=Ahorro_E_total+Ahorro_E(i);
end
end
for i=1:Num_even %Suma de base para ahorro relativo
    Ahorro_posible=Ahorro_posible+e(i).Coste;
end
end

%EXPORTAR A EXCEL

filename=[ 'Resultados_',Nombre,num2str( h ),'.xlsx' ];
A=struct2table(e);
B=array2table(Ahorro_max);
C=array2table(Ahorro_E);
A=[A B C];
writetable(A,filename);
xlRange=[ 'J',num2str(Num_even+2) ];
xlRange2=[ 'I',num2str(Num_even+2) ];
xlRange3=[ 'J',num2str(Num_even+3) ];
xlRange4=[ 'K',num2str(Num_even+2) ];
xlswrite(filename,Ahorro_total,1,xlRange);
xlswrite(filename,Ahorro_posible,1,xlRange2);
xlswrite(filename,cont_ahorro,1,xlRange3);
xlswrite(filename,Ahorro_E_total,1,xlRange4);
end

```

```
function [dia] = es_de_dia(fil)
```

```
%Asigna un 1 si se está dentro del horario de trabajo y un 0 en caso contrario
```

```
fin_de=rem(fil,1008);  
resto=rem(fil,144);  
if (resto>=49 && resto<121) &&(fin_de<=432 || fin_de>720)  
    dia=1;  
else  
    dia=0;  
end  
  
end
```