



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

Departamento de Energía y Propulsión Marina

E. T. S. Náutica y Máquinas

Tesis doctoral

Investigación de
nuevas técnicas de mantenimiento
de parques eólicos

Doctorando: Ángel Martín Costa Rial

Director: José Antonio Orosa García

A Coruña 2012

Índice	
Prologo	9
Capítulo 1: Control de calidad aplicada a los parques eólicos	11
1.1. Introducción	13
1.2. Técnicas de mantenimiento	13
1.2.1. Preventivo	14
1.2.2. Predictivo	14
1.2.3. Diagnóstico (sistema experto)	14
1.2.4. Autónomo (TPM)	15
1.2.5. Proactivo	15
1.3. Líneas de investigación	15
1.3.1. Implantación de parques eólicos	16
1.3.2. Control de parques eólicos	18
1.3.3. Mantenimiento de parques eólicos	21
1.3.4. Red eléctrica	22
1.3.5. Conclusiones	23
1.4. Descripción del parque eólico objeto de estudio	25
1.4.1. Sistemas principales del parque eólico	25
1.4.2. Sistemas complementarios del parque eólico	32
1.5. Objetivos	35
1.6. Referencias	37
-----MANTENIMIENTO DE DIAGNÓSTICO-----	43
Capítulo 2: Nueva técnica de mantenimiento basada en VBA	43
2.1. Introducción	45
2.2. Materiales	47
2.3. Métodos	49
2.4. Resultados y discusión	49
2.5. Conclusiones	61
2.6. Referencias	62

-----MANTENIMIENTO PREDICTIVO-----	65
Capítulo 3: Nueva técnica de mantenimiento basada en costes	65
3.1. Introducción	67
3.2. Materiales y métodos	70
3.3. Resultados	80
3.4. Discusión	89
3.5. Conclusiones	92
3.6. Referencias	94
Capítulo 4: Nueva técnica de mantenimiento basada en temperatura	99
4.1. Introducción	101
4.2. Materiales y métodos	102
4.3. Temperaturas de multiplicador como parámetro de control	111
4.4. Conclusiones	119
4.5. Referencias	120
Capítulo 5: Nueva técnica de mantenimiento basadas en el clima	123
5.1. Introducción	125
5.2. Materiales y métodos	126
5.3. Resultados y discusión	127
5.4. Conclusiones	142
5.4. Referencias	145
Capitulo 6: Diseño de aerogeneradores en función del clima	147
6.1. Introducción	149
6.2. Materiales y Métodos	151
6.3. Resultados y discusión	155
6.4. Conclusiones	168
6.5. Referencias	169

-----MANTENIMIENTO AUTÓNOMO-----	171
Capítulo 7: Nueva técnica de mantenimiento basada en potencia reactiva	171
7.1. Introducción	173
7.2. Materiales y métodos	178
7.3. Resultados	181
7.4. Discusión	187
7.5. Conclusiones	193
7.6. Referencias	194
Capítulo 8. Conclusiones	197
Anexo I: Figuras y tablas	201
Anexo II: Trabajos derivados de la tesis	203
Agradecimientos	205

Prólogo

En los últimos años las energías renovables han sido propuestas como una solución al consumo de combustibles fósiles. En particular, la generación de energía eléctrica se ha incrementado de una forma espectacular en parques eólicos. Por todo esto, nuevas investigaciones que implementen la eficiencia de estos equipos y su mantenimiento correspondiente se hacen cada vez más necesarias.

Por otra parte, para conocer la marcha de un proceso y decidir si debemos realizar algún tipo de actuación es necesario definir los principales parámetros que nos permitan evaluar los resultados que se están obteniendo en el área de mantenimiento.

Para definir los datos más importantes se utilizan índices que han de ser precisos y cuantificados en base a la experiencia y la tasa de aprendizaje de las instalaciones estudiadas. Un indicador es un parámetro numérico que facilita la información sobre un factor crítico identificado en las instalaciones, en los procesos o en las personas respecto a la percepción de las mismas en cuanto a coste, calidad y plazos de desarrollo. Hay que tener cuidado en su elección puesto que corremos el riesgo de utilizar como tales una serie de números que no nos aporten ninguna información útil.

En los últimos años se han realizado diferentes estudios en cuanto a la aplicación de estos indicadores al mantenimiento y, en particular, a su implantación en la producción de energía eólica. Esto es debido a que son unas instalaciones relativamente nuevas en las que no se tiene la experiencia necesaria para haber definido un sistema de mantenimiento óptimo de las mismas.

Así mismo, puesto que la generación de energía en parques eólicos es dependiente de un factor natural y variable como es el viento, además de los índices que se puedan obtener de una instalación se hace necesario un análisis profundo del desarrollo de las gamas de mantenimiento y del comportamiento que tendrán los aerogeneradores con los futuros cambios meteorológicos para conseguir una buena eficiencia en los parques eólicos.

Se extrae de todo lo expuesto anteriormente que existe la necesidad de desarrollar unos algoritmos de predicción eficaces y así poder definir un nuevo

procedimiento a seguir a la hora de mejorar el mantenimiento de parques eólicos por medio de gráficos de control y el control estadístico de procesos. Éste será el principal objetivo de esta tesis.

Capítulo 1: Control de calidad aplicada a los parques eólicos

El presente capítulo muestra una breve reseña de los diversos tipos de mantenimiento que se realizan en los parques eólicos. Estas prácticas de mantenimiento se han analizado, comparado y discutido prestando una especial referencia al control estadístico de procesos, una de las herramientas más útiles empleados en el control de calidad.

La operación y el mantenimiento de este tipo de instalaciones representan la mayor parte de los costes que se enfrentan en su vida útil. Dado que reducirlas se vuelve cada vez de mayor interés, se deben de estudiar cuidadosamente las pautas de actuación a llevar a cabo tanto en los parques eólicos onshore como offshore.

Por último, es importante tener en cuenta que durante las paradas para el mantenimiento de estas máquinas no se produce energía y que, con la actual crisis energética, es esencial evitar paradas innecesarias. Por lo tanto, este tipo de estudios para mejorar la operación y mantenimiento de parques eólicos se han vuelto extraordinariamente significativos en los últimos años.

Para finalizar, se muestran las características del parque objeto de estudio y los objetivos fijados en función de las necesidades de investigación existentes.

1.1. Introducción

La energía renovable ha aumentado su atractivo en los últimos años como consecuencia de la actual crisis energética. Además, su utilización se ha vuelto más importante al tratar de reducir el consumo de los combustibles fósiles. A parte de la crisis económica, las regulaciones y leyes nacionales e internacionales insisten en mayores recortes en las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Por todo ello, las energías alternativas y renovables se están convirtiendo en elementos cada vez más esenciales [1-10] reflejándose esto con el continuo aumento de la potencia eólica instalada en España en los últimos diez años.

Quienes participan en los procesos y en la gestión de parques eólicos saben que su operación y mantenimiento implican la mayor parte de los costes. Los costes de la productividad y el mantenimiento influyen en gran medida en la viabilidad económica, por lo tanto se debe desarrollar una estrategia adecuada para una eficiente operación y mantenimiento de los mismos [11].

Con diversos grados de éxito, las diferentes políticas de mantenimiento han tratado de reducir los costes de operación y mantenimiento. En estas prácticas de mantenimiento es muy común la aplicación, entre otros, de los índices de costes [12]. A pesar de ello, debemos centrarnos en estos índices ya que pueden dar lugar a interpretaciones erróneas. En consecuencia, en el presente capítulo introductorio se han fijado como objetivos:

- 1º) Identificar las prácticas actuales de mantenimiento de parques eólicos.
- 2º) Realizar una revisión bibliográfica y su posterior clasificación en función de las prácticas de mantenimiento.

1.2. Técnicas de mantenimiento

La metodología ha consistido en una clasificación de los artículos científicos en función de los tipos de mantenimiento considerado para sistemas eólicos, los cuales se muestran a continuación:

1.2.1. Preventivo

Este tipo de mantenimiento también se le llama "mantenimiento planificado". Se lleva a cabo antes de que haya un fallo o avería bajo condiciones controladas. Durante los primeros años de operación, el fabricante suele proporcionar el momento adecuado para la realización de dichas tareas de mantenimiento a través de sus manuales técnicos.

A pesar de ello, en parques eólicos no se ha podido realizar dicho mantenimiento como conjunto pero sí en sus componentes aislados. En este sentido, a pesar de hoy en día no es posible, tras una serie de años de funcionamiento las instalaciones eólicas podrán ser analizadas dentro de este tipo de mantenimiento.

1.2.2. Predictivo

Este tipo de mantenimiento busca en todo momento determinar el funcionamiento técnico (mecánico y eléctrico) real de la maquinaria del parque durante su vida útil [13]. Esto implica el empleo de mediciones sistemáticas de los parámetros más importantes de los equipos [14]. El soporte técnico del mantenimiento es la aplicación de algoritmos matemáticos añadidos a las operaciones de diagnóstico. Estos algoritmos juntos pueden proporcionar información sobre el estado del equipo [15] y su objetivo es reducir el tiempo de inactividad para el mantenimiento preventivo y así minimizar los costes de mantenimiento. Este será la principal de las familias de mantenimiento a implementar en esta tesis.

1.2.3. Diagnóstico (sistema experto)

Los sistemas expertos tratan de actuar como filtros automáticos para el tratamiento de los datos del viento. Esta función es muy importante debido a la gran cantidad de datos disponibles en cualquier parque eólico [16]. El capítulo 2 muestra un ejemplo de mantenimiento de diagnóstico donde los datos son filtrados por medio de MS Excel.

1.2.4. Autónomo (TPM)

El Mantenimiento Productivo Total (del inglés de Total Productive Maintenance, TPM) y la gestión de la calidad total estudian el rendimiento de los parques eólicos y sobre todo el apoyo a las prácticas de participación de los empleados. Se investiga empíricamente mediante análisis de regresión múltiple [17]. En el último de los capítulos de esta tesis se muestra un ejemplo de nuevo sistema de mantenimiento autónomo para el control de energía reactiva de parques eólicos.

1.2.5. Proactivo

Este mantenimiento se basa en los principios de solidaridad, cooperación, iniciativa, conciencia de sí mismo y trabajo en equipo, de modo que todos los involucrados directa o indirectamente en la gestión de mantenimiento deben ser conscientes de los problemas de mantenimiento. Es decir, técnicos, profesionales, ejecutivos y gerentes tienen que ser conscientes de todos estos problemas para llevar a cabo las actividades de mantenimiento. Cada individuo, desde su cargo o función dentro de la organización, debe actuar en consecuencia y asumir un papel en los problemas de mantenimiento de una manera oportuna y eficiente.

El mantenimiento proactivo implica tener un plan de operaciones que debe ser incluido en el Plan Estratégico de la Organización. Este mantenimiento a su vez debe proporcionar informes a la gestión sobre la marcha de las actividades, logros, éxitos y errores.

La importancia de la conservación se ha incrementado debido a su papel en el mantenimiento y la mejora de la disponibilidad del sistema, la seguridad y la calidad del proceso. Para apoyar esta función, el concepto de mantenimiento ha sufrido varios cambios importantes que han tenido en cuenta muchas consideraciones proactivas basadas principalmente en un proceso de previsión que normalmente permite la selección de la mejor acción para realizar tareas de mantenimiento [18].

1.3. Líneas de investigación

Una forma objetiva de ver las cuestiones actuales de interés en el tema del mantenimiento de parques eólicos es mediante la búsqueda en una base de datos científica como Scopus o Science Direct, entre otras. Esta búsqueda se ha realizado

en dichas bases de datos sobre las publicaciones científicas que presentan, en todo momento, los términos “Wind Power” y “Maintenance” y alguno de los siguientes "Wind Turbines", "Wind Farm", "Wind Energy", "Costs", "Condition Monitoring", "Maintenance Cost", "Maintainability" y "Operation and Maintenance".

A continuación, citamos un resumen sobre las publicaciones más importante de los últimos cinco años incluyendo los artículos publicados en este tema durante el año 2012. Dicho resumen ha considerado los temas más importantes por medio del número de citas que han tenido, puesto que se supone que son los temas de mayor impacto.

1.3.1. Implantación de parques eólicos

Sobre la denominada implantación de parques eólicos se ha encontrado trabajos de investigación sobre criterios políticos [37] y tecnológicos [44].

El primero de los trabajos, por orden de mayor número de referencias, es el [37]. En él se analiza la aceptabilidad y la evaluación de parques eólicos en relación a su ubicación. Para ello, se ha realizado una encuesta entre miembros de la Waddenvereniging, una organización ecologista para la protección de la región de Frisia. Los resultados de dicha encuesta han mostrado una contraposición entre los ecologistas, quienes consideran que hay lugares adecuados para los aerogeneradores en esta zona sensible, y el organismo que la implanta debido a que la disposición espacial elegida por este último se ha centrado únicamente en una evaluación de factores políticos.

Por otra parte, la implantación de parques eólicos ha sido analizada desde un punto de vista meteorológico por nuevos investigadores [44]. En dicho trabajo se muestra que la circulación de los océanos es una causa y consecuencia de la interacción de fluidos a escala que van desde milímetros a más de 10000 km. Además, se indica que aunque el campo de viento produce una entrada de energía grande para el océano todos menos el 10% parece disiparse a unos 100 m de la superficie del mar.

Una vez definido el potencial energético existente, posteriores trabajos de investigación [20] han reflejado el potencial de crecimiento de la energía eólica marina por medio de una extrapolación de las tendencias históricas de la industria

eólica offshore. Sus resultados han mostrado un aumento de la producción del 7% para el año 2050, lo que implica un aumento significativo en el número de puestos de trabajo para el mantenimiento de las instalaciones existentes. En este mismo sentido, estudios centrados en el coste de operación y mantenimiento de parques eólicos marinos [21] han mostrado que éste es aproximadamente dos veces el equivalente de los parques eólicos en tierra, lo cual obligará a la realización de un estudio de las estrategias específicas de mantenimiento a realizar ante tales condiciones.

Dentro de las principales estrategias de mantenimiento para la optimización de parques eólicos, cabe destacar el trabajo [31]. El presente trabajo refleja el estado del arte de esta industria y se realiza una recopilación de datos sobre las posibles dificultades y cuestiones relativas a la fiabilidad y el mantenimiento de aerogeneradores offshore. La base de datos obtenida ha reflejado el interés existente en la recopilación de datos para una mejor comprensión del comportamiento real de los aerogeneradores offshore en el medio marino.

Por otra parte, recientes trabajos de investigación [38] han reflejado el éxito del mantenimiento predictivo y proactivo de los aerogeneradores offshore. En particular, se ha prestado un gran interés al tiempo de inactividad de la turbina eólica debido a fallos de rodamientos en el generador y el multiplicador.

En dicho trabajo se ha reflejado cómo el empleo de sensores de vibración es costoso y requiere un sofisticado software de análisis de datos. Por este motivo, se han investigado enfoques alternativos que no requieran sensores adicionales.

Por último, el artículo [46] analiza el impacto ambiental real de esta tecnología teniendo en cuenta el ciclo de vida. La implementación de la norma ISO 14040 [ISO. ISO 14040. Gestión ambiental - Evaluación del ciclo de vida - Principios y marco. Ginebra, Suiza. Organización Internacional de Normalización, 1998] ha permitido llevar a cabo un estudio para cuantificar el impacto global de un aerogenerador y cada uno de sus componentes.

Con la aplicación de esta metodología se discuten todas las fases del ciclo de vida de un aerogenerador desde la instalación hasta la parada por envejecimiento, por así decirlo, con respecto a la fabricación de los componentes principales (a través de la incorporación de criterios de corte), transporte a los parques eólicos, después de la

instalación, puesta en marcha, mantenimiento y el final desmantelamiento y la separación del material de desecho y su tratamiento.

1.3.2. Control de parques eólicos

La investigación sobre el control de operación de parques eólicos se ha estructurado en los últimos años en la búsqueda de nuevos algoritmos de control, el empleo de la estadística y la función de densidad de fallos y la monitorización (CMS) de las principales variables del parque.

Dentro de los ítems a mejorar por medio de los nuevos algoritmos de control cabe destacar el interés no sólo de mejorar la producción de potencia del propio parque sino también la optimización de la operación del mismo para la reducción de su mantenimiento.

Cabe destacar el trabajo de investigación [42], dado que revisa las diferentes técnicas, metodologías y algoritmos desarrollados para monitorizar la práctica de los aerogeneradores, así como la detección precoz de fallos para evitar que un fallo repentino de los aerogeneradores acabe en cualquier situación catastrófica. Sus resultados han indicado que, para proteger al aerogenerador en funcionamiento, es de vital importancia la implementación del sistema de monitoreo de condición (CMS) y el sistema de detección de fallos (FDS).

Dentro de la búsqueda de mejores algoritmos se ha llegado a definir, recientemente, un algoritmo genético mejorado [27] para la optimización de las palas de aerogeneradores cumpliendo múltiples objetivos. Los resultados obtenidos en este trabajo han reflejado el interés en el análisis periódico de algoritmos de control para la optimización de parque eólicos.

Otro ejemplo de ello ha sido el artículo [32], el cual presenta el desarrollo de un algoritmo de muestreo del ángulo de pala para optimizar la producción de potencia ante la variabilidad de la misma a alta velocidad.

Por otra parte, el trabajo de investigación [39] se ha centrado en el empleo de un algoritmo para la conversión de la energía eólica que reduzca significativamente la tensión mecánica del aerogenerador en comparación con las técnicas convencionales. El resultado ha sido una respuesta dinámica suave tanto de par como de velocidad del aerogenerador, sufriendo todo el sistema menos tensión mecánica

que cuándo se utilizan técnicas convencionales. Como conclusión final, cabe esperar que el empleo de esta técnica mejore los requisitos de mantenimiento y tiempo medio entre fallos de futuros parques eólicos.

Dentro de los diferentes algoritmos de control se han encontrado la familia de algoritmos centrados en la función de densidad de probabilidad. Varios estudios han sido publicados en la literatura científica relacionada con las energías renovables que ha propuesto el uso de una variedad de modelos de probabilidad para describir la distribución de frecuencias de la velocidad del viento.

El trabajo de investigación [43] ha demostrado que la función de densidad de probabilidad (PDF) de la velocidad del viento es importante en varias aplicaciones de la energía eólica. En este sentido, se han analizado los diferentes tipos de regímenes de viento en base a una extensa serie de modelos (unimodales, bimodales, bitangencial, etc).

Trabajos de investigación simultáneos [45] han mostrado el interés de la probabilidad de densidad de fallos a la hora de analizar el mantenimiento de los componentes de los generadores eólicos. En este caso práctico se ha demostrado que los métodos frecuentemente aplicados en el proceso de monitorización de vibraciones en línea y sistemas de diagnóstico no tienen relación con los fallos hasta justo antes de la avería. En consecuencia, se ha propuesto un método basado en el espectro de curtosis que ha ofrecido los mejores resultados del estudio al detectar la existencia de grietas en los dientes de un engranaje planetario varias semanas antes del fallo del mismo engranaje.

La última de las familias de criterios de control más estudiadas en los últimos años ha sido el estudio de variables monitorizadas (CMS). Diversos casos prácticos como [36] han reflejado cómo un sistema de monitoreo de condición (CMS) ha permitido el aprovechamiento del potencial de la energía eólica mediante aerogeneradores reduciendo al mínimo el tiempo de inactividad. El mantenimiento basado en CMS ha demostrado ser, en comparación con el mantenimiento programado y correctivo, más conveniente en muchos aspectos aunque con algunas desventajas. El coste del diseño y la instalación de la CMS es considerable en comparación con otros métodos para el mantenimiento. A pesar de ello, a largo plazo la CMS ofrece beneficios que superan con creces los costes. Los parámetros más

importantes son la identificación de los componentes más sensibles, menos sensibles y los asociados a los costes de reemplazo de ciertos componentes que deben ser considerados en el diseño de la CMS. En este estudio, se ha hecho un intento de evaluar la viabilidad de la CMS y definir los parámetros importantes en el diseño de la arquitectura del sistema y su instalación. El único propósito es poner de relieve el papel de la CMS como una opción viable para la mejor tasa de interés y el aumento de la producción que reduzca el tiempo de inactividad del convertidor de energía eólica.

Con la información obtenida por medio de la monitorización de los aerogeneradores se ha investigado el mantenimiento basado en la condición (CMS) para reducir los costes de operación, mantenimiento y de generación de energía eólica [28]. Como cabe esperar, el mantenimiento existente para la generación de energía por medio del CMS analiza los componentes de los aerogeneradores por separado, es decir, las decisiones de mantenimiento se realizan con respecto a los componentes individuales en lugar de todo el sistema.

Por otra parte, es interesante resaltar que el CMS se ve condicionado por criterios económicos a la hora de realizar el mantenimiento. Por ejemplo, cuando una turbina ha sido parada por mantenimiento puede resultar más rentable reemplazar al mismo tiempo varios componentes que muestran un alto riesgo de avería. En este sentido, el trabajo [28] ha empleado el valor umbral de probabilidad de fallo en los generadores eólicos. Para ello, se ha utilizado el CMS y los valores de la probabilidad de fallo a nivel de componentes y se han tomado las decisiones óptimas. Además, se ha desarrollado un método de simulación para evaluar el coste de la política de CMS mostrando una reducción de los costes de mantenimiento.

Dado el interés en combinar CMS y parámetros económicos, el trabajo [33] ha demostrado cómo el CMS puede reducir al mínimo los costes generales de mantenimiento. En este sentido, las investigaciones hasta la fecha sólo se habían centrado en determinar el mantenimiento óptimo para un sólo componente. Por ello, en este estudio se ha investigado el control de varios componentes considerando, simultáneamente, la dependencia económica entre los mismos. Sus resultados han mostrado cómo optimizar el coste de sustitución preventiva de un componente por

medio de una política multi-componente del sistema a través de un algoritmo numérico que ha evaluado los costes de CMS para multi-componentes.

Trabajos recientes sobre CMS [34] han reflejado el alto coste de mantenimiento y monitorización de los aerogeneradores. Dicho coste ha sido más importante con el aumento del tamaño de la turbina y con su ubicación en lugares remotos como, por ejemplo, en el mar. Dado que las técnicas convencionales de monitorización tales como la vibración, lubricación y análisis de aceite del generador requieren el despliegue de una variedad de sensores y técnicas de análisis de cálculo intensivo, en el presente capítulo se describe un control CMS de la turbina eólica basado en la velocidad de rotación para la detección de fallos. Los resultados han mostrado cómo las curvas características de fallos pueden ser extraídas con un reducido tiempo de cálculo.

Una vez definida la manera de obtener algoritmos de control basados en CMS más trabajos de investigación [41] han demostrado la manera de optimizar el mantenimiento considerando el estado de degradación de sus componentes. Dicho enfoque se aplica a la inspección basada en el mantenimiento periódico y al mantenimiento en línea que, a su vez, se basa en sistemas CMS. El estudio se ha realizado sobre un aerogenerador para comparar las tres estrategias de mantenimiento: la inspección visual, la inspección con una técnica de monitoreo de condición (por ejemplo, la ecografía o termografía) y el control del estado de conexión (por ejemplo, fibra óptica). Los resultados han mostrado que la supervisión del estado en línea es la estrategia óptima de mantenimiento. También se ha indicado que, en otros casos, el mantenimiento basado en la inspección puede llegar a ser un poco más beneficioso.

1.3.3. Mantenimiento de parques eólicos

La tercera rama de investigación es el propio mantenimiento de parques eólicos en base a sus costes y, en particular, la optimización de intervalos de mantenimiento.

En este sentido, el trabajo de investigación [29] ha mostrado que la operación y mantenimiento contribuyen de manera significativa al coste de la energía eólica offshore. En particular, este artículo realiza un estudio donde los costes son

evaluados en un aerogenerador con un sólo componente. En él se incluyen los gastos ocasionados por las inspecciones, reparaciones y la pérdida de producción en el modelo. Los costes obtenidos han permitido comparar dos estrategias de mantenimiento diferentes con y sin la inclusión de averías en las inspecciones periódicas. Por último, se ha evaluado la influencia de parámetros importantes tales como la tasa de fracaso, la fiabilidad de las inspecciones, los intervalos de inspección y la regla de decisión para las reparaciones.

En el trabajo de investigación [40] se ha realizado un plan de optimización de costes para una MicroGrid modelado por medio del uso de datos reales. El MicroGrid considerado en este trabajo consta de un aerogenerador, una micro turbina, un generador diesel, un generador fotovoltaico, una pila de combustible y la batería de almacenamiento. Por otra parte, dicho modelo ha considerado parámetros tales como los costes de las emisiones (NO_x, SO₂ y CO₂), los costes iniciales, los costes de operación y costes de mantenimiento. Además, también se ha considerado el ingreso diario y el gasto de la energía vendida o comprada.

Otros trabajos se han centrado en un modelo de optimización del estudio del intervalo de mantenimiento del multiplicador de aerogenerador para la maximización de los beneficios relativos a los componentes por unidad de tiempo [22].

Por último, se han comentado los trabajos de investigación en energía eólica centrados en la producción de energía eléctrica. Así, en el trabajo de investigación [35] se muestra la gestión de la energía para el funcionamiento de un sistema de generación aislado. En particular, se analiza el funcionamiento óptimo de una turbina eólica, una unidad de energía solar, una pila de combustible y una batería. Los resultados han demostrado que un control adecuado del sistema permite una gestión óptima de la generación y control de carga.

1.3.4. Red eléctrica

Como orientación sobre la situación actual a la hora de producir energía eléctrica a la red, el trabajo de investigación [30] muestra los estrictos códigos de red eléctrica impuestas por los operadores del sistema y cómo estas han dado lugar a productos de gran tamaño de los fabricantes de aerogeneradores. También se muestra cómo cada turbina debe cumplir con esas regulaciones y que en un parque eólico

existen diferentes opciones de operación como conjunto. En consecuencia, este documento describe cómo unidades generadoras de energía renovable se pueden simplificar para reducir los costes de producción, disminuir el mantenimiento y aumentar la fiabilidad.

1.3.5. Conclusiones

En los últimos 10 años se ha observado un aumento constante en el número de artículos publicados sobre el mantenimiento de parques eólicos, ver figura 1.0. La disminución en el año 2012 se podría haber debido a que no todos los artículos se registran, en la base de datos Scopus, el año en curso antes de su fin. Como es evidente, éste es un tema de gran interés porque aún no estamos en 2013 y hay elementos que se incluirán en el próximo año.

De esta revisión se puede concluir que el control estadístico del proceso y el diagnóstico son medidas importantes para el mantenimiento predictivo y preventivo, que a su vez se basan en el mantenimiento basado en condición. A pesar de que varias técnicas de mantenimiento se utilizan en la industria convencional, incluyendo los dos parques eólicos onshore y offshore, estos siguen un comportamiento particular y una forma característica de diagnóstico y pronóstico. Por lo tanto, se hace necesario conocer el comportamiento y adelantarnos con el máximo tiempo posible al *modus operandi* de estas instalaciones. Los costes de parada y el mantenimiento son muy caros, por lo tanto, un buen diagnóstico y una buena toma de decisiones en cuanto al mantenimiento ayudará a reducir los costes de mantenimiento y un aumento en su "tiempo de producción".

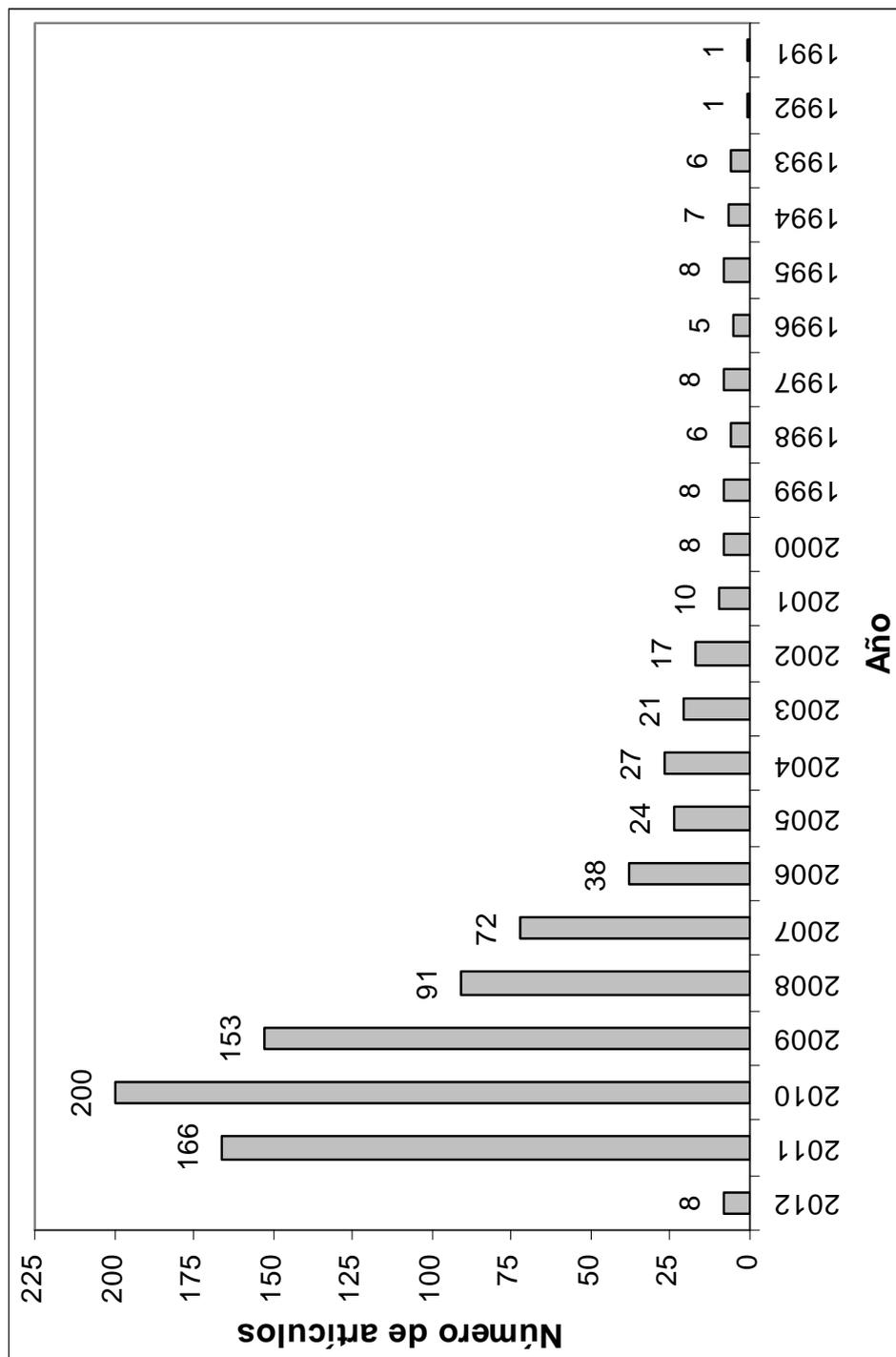


Figura 1.0. Artículos por año en el mantenimiento de parques eólicos.

1.4. Descripción del parque eólico objeto de estudio

A continuación se realiza una descripción del parque objeto de estudio. En primer lugar se realizará una descripción de los sistemas principales mientras que, en la siguiente sección, se ha realizado una descripción de los sistemas complementarios.

1.4.1. Sistemas principales del parque eólico

El aerogenerador empleado en el parque eólico objeto de estudio está dotado de un generador asíncrono de dos velocidades, 1500/1000 r.p.m. y de 660/180 kW de potencia nominal accionado por una aeroturbina de eje horizontal constituida por tres palas de 21 m de longitud y ángulo de calaje fijo a través de un multiplicador de velocidad y conectado directamente a la red eléctrica, tal y como se muestra en la figura 1.1.

La góndola está constituida por un chasis, soporte del conjunto multiplicador y rodamiento delantero, acoplamiento, generador, moto reductores por el giro góndola, rodamiento corona, pinzas de freno de seguridad del rotor, pinzas de freno del sistema de orientación y central hidráulica. Además, sobre el eje de baja velocidad se encuentra calado el buje de acoplamiento de las palas.

Para su orientación cara al viento cada aerogenerador dispone de una veleta que le orienta a partir de velocidades de viento bajas. Ésta actúa como elemento de gobierno de un servo eléctrico que detecta el error de paralelismo entre el eje longitudinal de la góndola y la dirección del viento. Además, cuando este error se mantiene durante un tiempo determinado acciona, a través del sistema de control, la liberación del freno góndola y posteriormente a través de un arranque suave por medio de dos moto reductores eléctricos que actúan sobre una rueda dentada que la orientan correctamente para obtener el máximo rendimiento de la energía eólica incidente.

El rotor de aerogenerador tiene dos velocidades de giro de forma que una vez acoplado a la red eléctrica (690 V / 50 Hz), sometido a velocidades de viento reducidas gira a 17 rpm y, si el viento se incrementa, pasa a girar a 25,5 rpm.

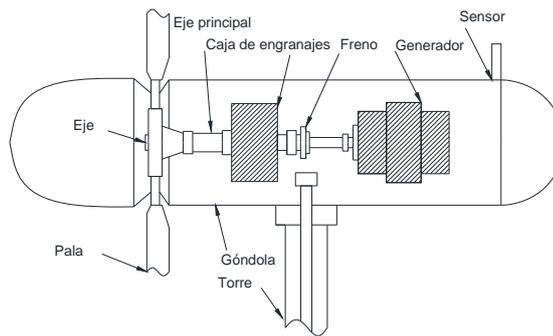


Figura 1.1. Componentes del aerogenerador.

El rendimiento de cada elemento que compone un aerogenerador se puede apreciar en la Figura 1.2 obteniendo un rendimiento máximo del conjunto es del 48%.

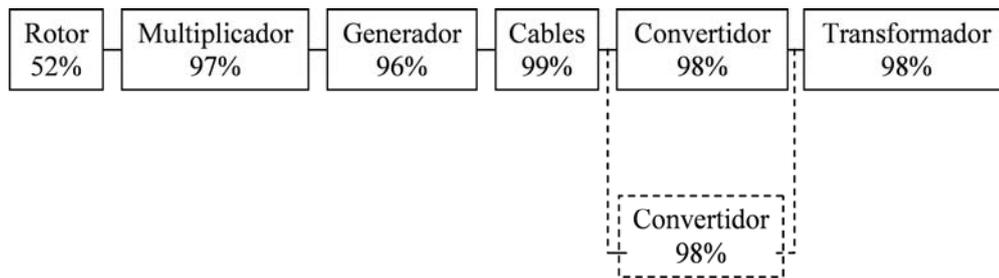


Figura 1.2. Rendimiento de cada elemento del aerogenerador.

Para iniciar la descripción del parque eólico se comenzará con el análisis de las palas. La pala está construida como una estructura autosoportada que consiste en dos válvulas montadas alrededor de dos largueros principales que se extienden desde el extremo de la raíz hasta la punta. Su perfil es aerodinámico para un mayor aprovechamiento de la energía eólica.



Figura 1.3. Palas de aerogenerador con aerofreno.

El control de la potencia máxima generada se efectúa por el método de entrada en pérdidas de las palas. En caso de velocidad excesiva de rotación por funcionamiento incorrecto del aerogenerador o velocidad de viento excesiva, el primer elemento de parada que actúa por seguridad es el sistema de aerofrenos. Estos aerofrenos son de acción automática. Situados en los extremos de las palas se abren cuando la velocidad del rotor supera las 28 r.p.m y su reposición es automática a través del sistema de control. Al abrirse se colocan a 90° de la cuerda de la pala ofreciendo una resistencia aerodinámica suficiente para reducir la velocidad de giro a un nivel aceptable sin producir daños en la máquina.

En ese momento entraría en funcionamiento uno de los electro frenos de pinzas de accionamiento eléctrico contra reacción de muelles situado junto al eje de salida del multiplicador (eje de alta velocidad) que ejerce su par de frenado sobre un disco calado sobre dicho eje. Todo ello con el fin de producir la parada total.

El sistema freno rotor sirve como freno del rotor en situación normal conjuntamente con los aerofrenos (paso fijo) o de manera aislada en las paradas de emergencia. En la mayoría de los aerogeneradores estudiados en este trabajo este sistema está formado por dos pinzas electromecánicas que frenan sobre un disco solidario con el eje rápido.

Además, es posible variar el de ángulo ataque de cada pala de manera independiente por medio de servo cilindros oleo hidráulicos capaces de hacer girar

cada pala 90°. Con esta función el aerogenerador puede variar la posición de la pala respecto al viento y por consiguiente aprovechar al máximo su energía.

La energía transformada por las palas es transportada por el buje (Figura 1.4) y el eje principal (Figura 1.5) hacia el multiplicador.

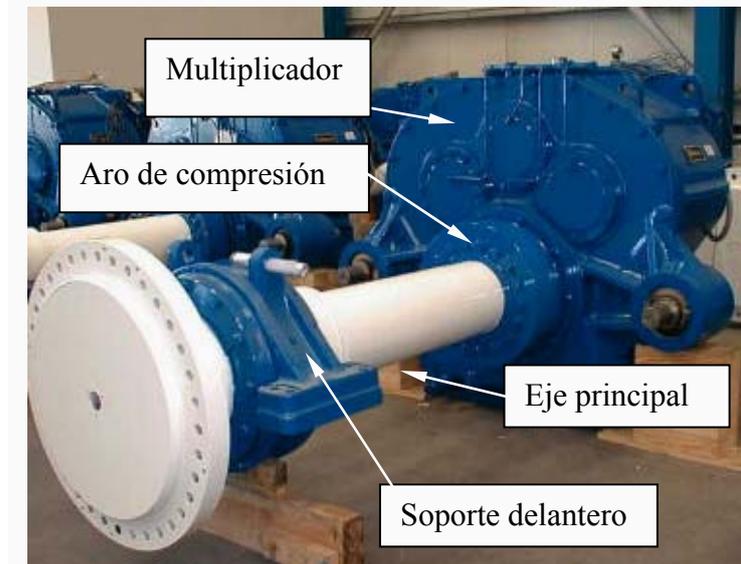


Figura 1.4. Eje principal.



Figura 1.5. Buje de aerogenerador.

La función del llamado multiplicador es la de transformar la velocidad del movimiento de entrada del rotor (25,5 rpm) limitado por velocidad en punta de pala a

una velocidad adecuada para el funcionamiento del generador (1.500 rpm), véase la figura 1.6.



Figura 1.6. Multiplicadores.

Los más habituales son ejes paralelos o planetarios que suelen constar de tres etapas. Tiene un circuito de lubricación con aceite que es impulsado por una bomba hacia los inyectores, engranajes y rodamientos. El aceite se refrigera en un radiador instalado a la salida de la bomba dado que no debe superar su temperatura los 85 °C. Además, en el circuito de aceite se tiene una sonda de nivel y un detector de caudal para asegurar que en el multiplicador se mantienen las condiciones de lubricación adecuadas.

Tras el multiplicador, la energía llega al generador eléctrico cuya función es la de convertir la energía mecánica en energía eléctrica a una tensión de salida 690 V. En particular, el generador estudiado en esta tesis tiene un doble devanado estático con:

2 pares de polos de 1.000 rpm hasta 180 kW (SG)

3 pares de polos de 1.500 rpm hasta 660 kW (LG).

Tras el generador llegamos al trafo y al cuadro de potencia. La función del trafo es la de elevar la tensión de la energía eléctrica generada hasta el nivel de Media Tensión del parque (20 ó 30 kV) y así permitir la conexión del aerogenerador a la red eléctrica.

La función del cuadro de potencia es la de alojar los dispositivos de protección y maniobra en el nivel de 690 V y tensiones inferiores. En su parte superior aloja el cuadro de control con el autómata. Por otra parte, también encontramos al sistema de compensación de reactiva como encargado de variar el factor de potencia del aerogenerador para acercarlo lo máximo posible al valor establecido.

La infraestructura eléctrica consiste en un tendido subterráneo en Media Tensión (20 ó 30 kV) cuya función es la de transportar la energía generada en los aerogeneradores hasta la subestación de transformación. Dichos aerogeneradores se agrupan en circuitos en serie de varias unidades, tal y como se puede observar en la figura 1.7.

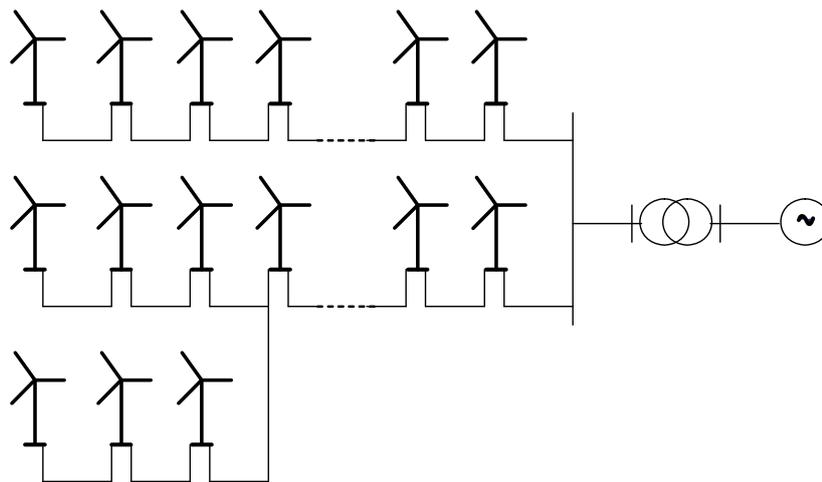


Figura 1.7. Esquema de un parque eólico.

Tras los aerogeneradores encontramos las subestaciones. Dichas subestaciones están encargadas de realizar transformaciones de tensión, de frecuencia, del número de fases o la conexión de dos o más circuitos. Dentro del recinto del edificio de una subestación podemos encontrar una sala de control, despachos de personal, una sala de celdas de Alta Tensión, un taller de

mantenimiento y un almacén. En la figura 1.8 se puede apreciar la zona en donde están situados los transformadores necesarios para estas instalaciones.



Figura 1.8. Subestación típica de parque eólico.

Las subestaciones eólicas están interconectadas entre sí, tal y como se puede apreciar en el ejemplo de la Figura 1.9.

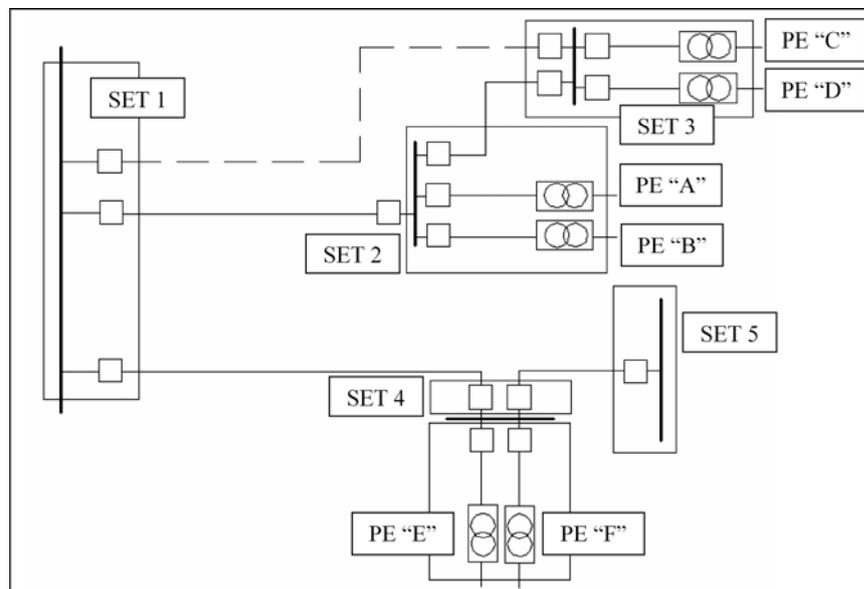


Figura 1.9. Conexiones entre subestaciones de producción eólica.

1.4.2. Sistemas complementarios del parque eólico

A continuación se describen los equipos complementarios del parque eólico objeto de estudio. Iniciaremos la descripción por medio de la torre meteorológica. Su principal misión es la de recoger medidas fiables de velocidad y dirección de viento, presión y temperatura en el emplazamiento en el que se encuentra el parque, véase la figura 1.10.



Figura 1.10. Torre metereológica.

Se puede decir que su objetivo es el de permitir la evaluación del potencial eólico del parque una vez instalado y realizar la comprobación de la caracterización del emplazamiento.

Otro objetivo es el de permitir la evaluación del comportamiento de los aerogeneradores a partir de la medida de viento no afectada por el propio parque y la densidad de aire con datos reales de presión y temperatura obteniendo como resultado la curva de potencia de cada aerogenerador. Habitualmente existen varias alturas de medición siendo la altura superior coincidente con la altura del buje del aerogenerador.

El sistema de comunicación interno del parque es el que comunica los aerogeneradores y las torres meteorológicas (MET) con el sistema de control, figura 1.11. Además, el tendido es subterráneo compartiendo zanja con la conducción de Media Tensión.

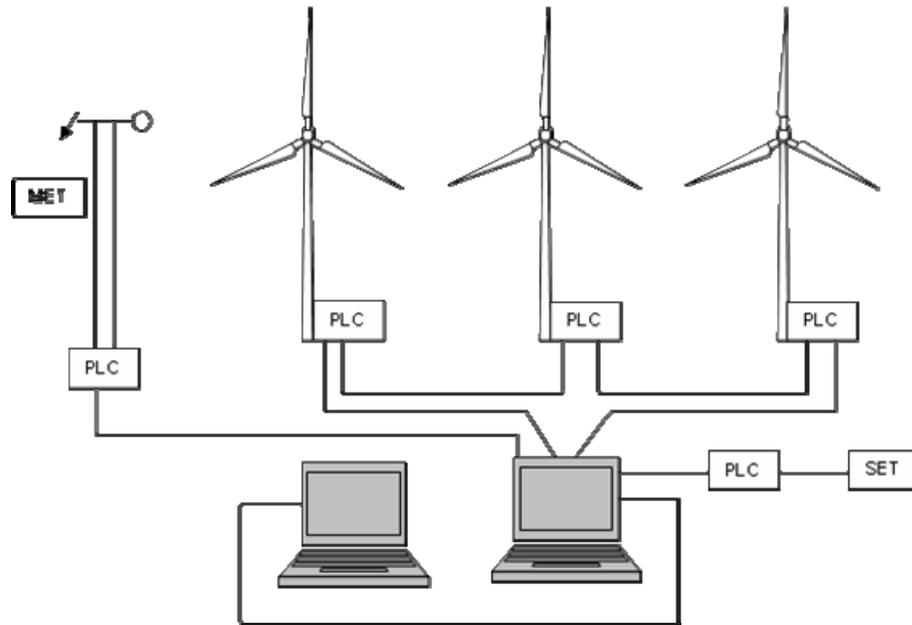


Figura 1.11. Conexión del PLC, MET y Sistema de control

La veleta y el anemómetro tienen la misión de dar señales al sistema de control del aerogenerador de la velocidad viento detectada (anemómetro) y de la diferencia de paralelismo entre la dirección de viento y el eje longitudinal de la góndola (veleta). Están instalados en la parte superior trasera de la góndola, Figura 1.12.



Figura 1.12. Anemómetro.

El anemómetro del aerogenerador es de cazoletas y suministra la información necesaria de velocidad de viento para orientar el aerogenerador, para el arranque del generador eléctrico o su parada si ésta sobrepasa los 26 m/s. La medida de la

velocidad de viento del anemómetro de la góndola no es exacta puesto que se encuentra perturbada por las palas. La señal del anemómetro se utiliza para determinar la secuencia de funcionamiento a seguir: orientación, arranque, acoplamiento, etc. y en el caso de los aerogeneradores de paso variable para determinar el ángulo de paso.

Por otra parte, la señal de la veleta se utiliza para determinar la correcta orientación de la góndola al viento. La veleta da una señal (derecha o izquierda) que, en función de la desalineación que encuentra con el sistema de control, actúa sobre los moto reductores de giro góndola.

Este sistema permite la orientación de la góndola para enfrentar el rotor a la dirección del viento y permanecer en ella. Está constituido por moto reductores de giro de góndola (figura 1.13), rodamiento de corona (figura 1.14) y freno de giro de góndola.

Los moto reductores engranan sobre el rodamiento corona orientando la góndola de acuerdo con la señal recibida desde el autómata. Varias pinzas (4) de freno retienen frenada la góndola una vez está orientada, véase la figura 1.15.

La función del grupo hidráulico es la de proporcionar presión suficiente para accionar el circuito de aerofrenos (paso fijo), el sistema de variación de ángulo de palas y pinzas de freno. Está constituido por un depósito de aceite, una bomba hidráulica, electro válvulas y presostatos.



Figura 1.13. Motorreductor de giro góndola.



Figura 1.14. Rodamiento corona.

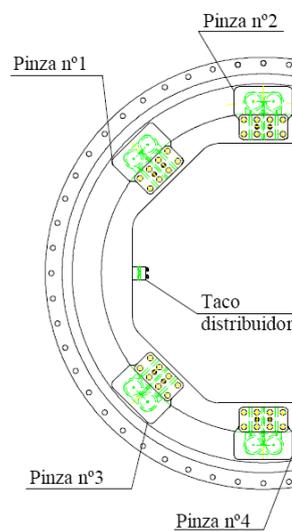


Figura 1.15. Disposición de pinzas de freno

1.5. Objetivos

Tal y como se ha mostrado al inicio de este capítulo, las investigaciones más recientes sobre la optimización de parques eólicos y, en particular su mantenimiento, tratan de buscar nuevos algoritmos de operación de los mismos.

El primer objetivo fijado para esta tesis doctoral ha sido el de obtener un nuevo algoritmo de control basado en las condiciones climáticas bajo las cuales suceden cada tipo de averías. De esta manera, sería posible predecir averías en un parque eólico real por medio de la predicción climática.

El segundo objetivo ha sido presentar una optimización de las tareas de mantenimiento por medio de la programación y con ello el desarrollo de una metodología óptima para la realización de un análisis de control de calidad en un parque eólico.

Como tercer objetivo se buscará demostrar que los fallos están relacionados con determinados índices de mantenimiento.

Como cuarto objetivo, una vez definido el procedimiento de análisis por gráficas de control, ha surgido la necesidad de definir los nuevos índices a emplear. En este sentido, se ha buscado como objetivo el desarrollo de un nuevo sistema de monitoreo de condición con un nuevo índice basado en la temperatura del multiplicador de aerogeneradores.

Como quinto objetivo se ha buscado mejorar la producción de energía eléctrica en parques eólicos por medio de nuevas técnicas de control.

El sexto y último objetivo fijado ha sido el estudio del efecto del futuro clima de la región sobre las condiciones de operación y diseño de turbinas eólicas.

1.6. Referencias

- [1] Red Eléctrica Española, Annual Report 2001
http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2001.pdf.
(Accedido 30/12/2012)
- [2] Red Eléctrica Española, Annual Report 2002
http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2002.pdf.
(Accedido 30/12/2012)
- [3] Red Eléctrica Española, Annual Report 2003
http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2003_v2.pdf.
(Accedido 30/12/2012)
- [4] Red Eléctrica Española, Annual Report 2004
http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2004_v02.pdf.
(Accedido 30/12/2012)
- [5] Red Eléctrica Española, Annual Report 2005
http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2005.pdf.
(Accedido 30/12/2012)
- [6] Red Eléctrica Española, Annual Report 2006
http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2006.pdf.
(Accedido 30/12/2012)
- [7] Red Eléctrica Española, Annual Report 2007
http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2007_v3.pdf.
(Accedido 30/12/2012)
- [8] Red Eléctrica Española, Annual Report 2008
http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2008_v4.pdf.
(Accedido 30/12/2012)
- [9] Red Eléctrica Española, Annual Report 2009
http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2009.pdf.
(Accedido 30/12/2012)
- [10] Red Eléctrica Española, Annual Report 2010
http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2010.pdf.
(Accedido 30/12/2012)

- [11] Krokoszinski, H.-. 2003, "Efficiency and effectiveness of wind farms-keys to cost optimized operation and maintenance", *Renewable Energy*, vol. 28, no. 14, pp. 2165-2178.
- [12] Orosa, J.A., Oliveira, A.C. & Costa, A.M. 2010, "New procedure for wind farm maintenance", *Industrial Management and Data Systems*, vol. 110, no. 6, pp. 861-882.
- [13] Carnero, M. 2006, "An evaluation system of the setting up of predictive maintenance programmes", *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 91, no. 8, pp. 945-963.
- [14] Curcuru, G., Galante, G. & Lombardo, A. 2010, "A predictive maintenance policy with imperfect monitoring", *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 95, no. 9, pp. 989-997.
- [15] Zhao, Z., Wang, F.-., Jia, M.-. & Wang, S. 2010, "Predictive maintenance policy based on process data", *Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems*, vol. 103, no. 2, pp. 137-143.
- [16] Sainz, E., Llombart, A. & Guerrero, J.J. 2009, "Robust filtering for the characterization of wind turbines: Improving its operation and maintenance", *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 9, pp. 2136-2147.
- [17] Konecny, P.A. & Thun, J.-. 2011, "Do it separately or simultaneously - An empirical analysis of a conjoint implementation of TQM and TPM on plant performance", *International Journal of Production Economics*, vol. 133, no. 2, pp. 496-507.
- [18] Muller, A., Suhner, M.-. & Iung, B. 2008, "Formalisation of a new prognosis model for supporting proactive maintenance implementation on industrial system", *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 93, no. 2, pp. 234-253.
- [19] Zhao, Z.-., Ling, W.-., Zillante, G. & Zuo, J. 2012, "Comparative assessment of performance of foreign and local wind turbine manufacturers in China", *Renewable Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 424-432.
- [20] Esteban, M. & Leary, D. 2012, "Current developments and future prospects of offshore wind and ocean energy", *Applied Energy*, vol. 90, no. 1, pp. 128-136.

-
- [21] Bian X, Li G, Fu Y. 2011. "Study on offshore wind farm maintenance strategies optimization", *Advanced Materials Research*, DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.347-353.795
- [22] Deng M-, Yu Y-, Chen L, Zhao H-. 2011, "Optimal maintenance interval for wind turbine gearbox", *Applied Mechanics and Materials*, DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMM.130-134.112
- [23] Zhen C, Zhang Y. 2011, "Fault diagnosis for wind turbines based on vibration signal analysis", *Advanced Materials Research*, DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.354-355.458
- [24] Song L, Fan Q. 2011, "The design and implementation of a video surveillance system for large scale wind farm", *Advanced Materials Research*, DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.361-363.1257
- [25] Jiang H, Zhao Y, Li Y. 2011, "Problems and solutions of wind energy development and utilization in coral reefs", *Advanced Materials Research*, DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.347-353.3529
- [26] Leung, D.Y.C. & Yang, Y. 2012, "Wind energy development and its environmental impact: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 1, pp. 1031-1039.
- [27] Wang L, Wang T-, Luo Y. 2011, "Improved non-dominated sorting genetic algorithm (NSGA)-II in multi-objective optimization studies of wind turbine blades", *Applied Mathematics and Mechanics*, vol. 32, no. 6, pp. 739-48
- [28] Tian, Z., Jin, T., Wu, B. & Ding, F. 2011, "Condition based maintenance optimization for wind power generation systems under continuous monitoring", *Renewable Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 1502-1509.
- [29] Nielsen, J.J. & Sørensen, J.D. 2011, "On risk-based operation and maintenance of offshore wind turbine components", *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 96, no. 1, pp. 218-229.
- [30] Pican, E., Omerdic, E., Toal, D. & Leahy, M. 2011, "Direct interconnection of offshore electricity generators", *Energy*, vol. 36, no. 3, pp. 1543-1553.
- [31] Hameed, Z., Vatn, J. & Heggset, J. 2011, "Challenges in the reliability and maintainability data collection for offshore wind turbines", *Renewable Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 2154-2165.

- [32] Villa, L.F., Reñones, A., Perán, J.R. & De Miguel, L.J. 2011, "Angular resampling for vibration analysis in wind turbines under non-linear speed fluctuation", *Mechanical Systems and Signal Processing*, vol. 25, no. 6, pp. 2157-2168.
- [33] Tian, Z. & Liao, H. 2011, "Condition based maintenance optimization for multi-component systems using proportional hazards model", *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 96, no. 5, pp. 581-589.
- [34] Yang, W., Tavner, P.J., Crabtree, C.J. & Wilkinson, M. 2010, "Cost-effective condition monitoring for wind turbines", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 1, pp. 263-271.
- [35] Morais, H., Kádár, P., Faria, P., Vale, Z.A. & Khodr, H.M. 2010, "Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming", *Renewable Energy*, vol. 35, no. 1, pp. 151-156.
- [36] Hameed, Z., Ahn, S.H. & Cho, Y.M. 2010, "Practical aspects of a condition monitoring system for a wind turbine with emphasis on its design, system architecture, testing and installation", *Renewable Energy*, vol. 35, no. 5, pp. 879-894.
- [37] Wolsink, M. 2010, "Near-shore wind power-Protected seascapes, environmentalists' attitudes, and the technocratic planning perspective", *Land Use Policy*, vol. 27, no. 2, pp. 195-203.
- [38] Watson, S.J., Xiang, B.J., Yang, W., Tavner, P.J. & Crabtree, C.J. 2010, "Condition monitoring of the power output of wind turbine generators using wavelets", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 3, pp. 715-721.
- [39] González, L.G., Figueres, E., Garcerá, G. & Carranza, O. 2010, "Maximum-power-point tracking with reduced mechanical stress applied to wind-energy-conversion-systems", *Applied Energy*, vol. 87, no. 7, pp. 2304-2312.
- [40] Mohamed, F.A. & Koivo, H.N. 2010, "System modelling and online optimal management of MicroGrid using Mesh Adaptive Direct Search", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 398-407.
- [41] Besnard, F. & Bertling, L. 2010, "An approach for condition-based maintenance optimization applied to wind turbine blades", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 1, no. 2, pp. 77-83.

- [42] Hameed, Z., Hong, Y.S., Cho, Y.M., Ahn, S.H. & Song, C.K. 2009, "Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 1, pp. 1-39.
- [43] Carta, J.A., Ramírez, P. & Velázquez, S. 2009, "A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis. Case studies in the Canary Islands", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 5, pp. 933-955.
- [44] Ferrari R, Wunsch C. 2008, "Ocean circulation kinetic energy: Reservoirs, sources, and sinks", *Annual Review of Fluid Mechanics*, DOI: 10.1146/annurev.fluid.40.111406.102139
- [45] Barszcz, T. & Randall, R.B. 2009, "Application of spectral kurtosis for detection of a tooth crack in the planetary gear of a wind turbine", *Mechanical Systems and Signal Processing*, vol. 23, no. 4, pp. 1352-1365.
- [46] Martínez, E., Sanz, F., Pellegrini, S., Jiménez, E. & Blanco, J. 2009, "Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine", *Renewable Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 667-673.

-----MANTENIMIENTO DE DIAGNÓSTICO-----

Capítulo 2: Nueva técnica de mantenimiento basada en VBA

En la actualidad los estudiantes de ingeniería necesitan el estudio de algún tipo de lenguaje de programación que les permita automatizar fácilmente los problemas más habituales. Además, resulta de especial interés el obtener una representación gráfica, tal y como se suele hacer en ingeniería.

En el presente capítulo se muestra una manera óptima de realizar el análisis de control de calidad. En particular, se muestra un estudio sobre el desarrollo de la metodología para la realización de un análisis de control de calidad en centrales de potencia como puede ser a bordo de un buque y en tierra.

A bordo, el presente capítulo muestra un ejemplo de programación rápida de tareas de mantenimiento mientras que en tierra analiza parques eólicos por medio de gráficos de control. En este estudio se emplearán los índices derivados de los indicadores definidos por la norma UNE EN15341: 2008 como algoritmos de CMS para definir qué índice se debe de tener en cuenta y los costes relacionados. Los resultados han mostrado que Visual Basic para Aplicaciones es el lenguaje más adecuado para operaciones que permitan reducir el tiempo de programación. Además, es compatible con los limitados recursos disponibles en el lugar de trabajo y el tiempo transcurrido en la solución de un estudio de mantenimiento típico se reduce respecto al tiempo requerido en el método clásico.

2.1. Introducción

Como es bien sabido en la actualidad existe una cierta tendencia a emplear los recursos de software privados para realizar aplicaciones de control tales como gráficos de control de calidad. A pesar de ello, cuando un ingeniero marino intenta resolver los problemas habituales en su lugar de trabajo, este se encuentra con que no puede depender de licencias y problemas relacionados que dificulten su funcionamiento.

Hoy en día, para definir un proceso y decidir si realizar cambios o identificar cualquier aspecto en particular, se deben de definir un conjunto de parámetros que nos permitan evaluar los resultados que se obtienen. En este sentido, un sistema de procesamiento de la información es el que convierte los datos en información útil para la toma de decisiones. Un ejemplo de aplicación de gráficos de control de mantenimiento es la energía eólica. En este sentido, trabajos de investigación recientes han mostrado diferentes modelos para la vigilancia de parques eólicos. En particular, algunos de estos modelos emplean la velocidad del viento como entrada para predecir la potencia de salida de un parque eólico centrándose los datos reales de la muestra. Estos trabajos se basan en los estudios estadísticos de la energía eólica y, en particular, en gráficos de control para analizar las características del viento de una región de trabajo y detectar datos anormales o atípicos.

Antes de iniciar un estudio de control estadístico de procesos (SPC) es necesario definir los indicadores del mismo. Un indicador es un parámetro numérico que proporciona información sobre servicios críticos identificados en los procesos o las personas respecto a las expectativas o percepciones de las mismas en términos de tiempos de coste, calidad y plazo. La experiencia y la tasa de aprendizaje de las instalaciones de estudio definen los indicadores que deben ser precisos y cuantificados. A pesar de ello, se debe de tener cuidado cuando la elección del indicador puesto que se corre el riesgo de utilizar una serie de números que no nos proporcionan ninguna información útil.

En caso de que el sistema de información sea el papel, como es el caso de la toma de datos en la hoja de parte es deseable desarrollar pequeñas aplicaciones informáticas para el cálculo de estos indicadores.

Cuando se emplea un Sistema de Gestión de Mantenimiento Computarizado (CMMS) el cálculo de estos indicadores es a menudo mucho más rápido. Una ventaja adicional es que, una vez automatizado, puede generar informes con cierta frecuencia con un mínimo esfuerzo. En los últimos años se han realizado varios estudios sobre la aplicación de estos indicadores para el mantenimiento y, en particular, la producción de energía eólica.

Los ordenadores aceptan información escrita de forma manual, leída desde escáneres, máquinas de explotación o detalles importados de otras bases de datos informáticas. Además, como se ha concluido en trabajos de investigación recientes, un equipo de recogida de información en tiempo real puede detectar cambios muy sutiles en un proceso e incluso advertir a tiempo evitando fallos en el proceso antes de que ocurran. El modelo de análisis realizado en dichos estudios incluía el proceso de explotación, responsable de generar el producto, y un proceso de medición, responsable de generar información sobre la calidad. La evaluación del proceso conduce a la toma de decisiones inteligentes para mejorar la calidad.

Actualmente, para automatizar la calidad de la generación de información existe una cierta tendencia a aplicar recursos privados de software sobre gráficos de control de calidad que pueden ayudar a resolver problemas típicos de ingeniería. Sin embargo, cuando un ingeniero marino trata de desempeñar su trabajo a bordo de un buque o en una central eléctrica, éste no puede depender de las licencias y los problemas relacionados con el software a utilizar. En consecuencia, los ingenieros deben aplicar el lenguaje de programación más adecuado para desarrollar sus propias aplicaciones de acuerdo con las condiciones particulares de cada sala de máquinas.

Hoy en día los recursos de software en ingeniería están limitados a aplicaciones típicas y, en consecuencia, muestran limitaciones para el uso profesional. Una posible respuesta a estas restricciones consiste en enseñar un lenguaje de programación diferente en los estudios técnicos. Por ejemplo, se sabe que en carreras como física se estudia Pascal o Fortran y que, en matemáticas se emplea el software Matemática. Finalmente, los ingenieros tienden a emplear C cuyas aplicaciones son utilizadas para resolver normalmente por medio de Matlab. Todas estas soluciones no son las adecuadas para ingenieros marinos que deben trabajar en sitios con recursos muy limitados a diferencia de un ingeniero generalista.

Por ejemplo, el software debe ser fácil de usar y adaptar teniendo en cuenta los cambios que podrían ser planteados en una central eléctrica o un barco. Bajo las condiciones habituales de trabajo, el PC de la central eléctrica no muestra la posibilidad de instalar un software como Matlab, por lo que, el ingeniero marino suele utilizar recursos limitados como MS Excel y Access para continuar con sus tareas en ese mismo lugar en cualquier momento. Por otra parte, hay que tener en cuenta que un ingeniero marino rara vez permanece en el mismo buque o instalación de potencia, por lo que debe de estar formado para iniciar su trabajo a partir de cero en un período de tiempo limitado.

2.2. Materiales

Como se ha indicado anteriormente, los principales lenguajes de programación en ingeniería son C y Visual Basic. En este sentido, en 2004 The MathWorks afirmó que MATLAB estaba siendo utilizado por más de un millón de personas en el ámbito industrial y académico. MATLAB es un recurso de software de cálculo numérico y, además, es un lenguaje de programación creado por The MathWorks que permite una manipulación sencilla de matrices, diseño de funciones e implementación de algoritmos, la creación de interfaces de usuario y la interacción con otros programas en diferentes idiomas.

Otra opción que se ha planteado a la hora de realizar este estudio ha sido el empleo de Visual Basic (VB). VB es un lenguaje de programación de alto nivel que evolucionó a partir de la versión anterior de DOS llamado Basic. Basic significa “Beginners' All-purpose Symbolic Instruction Code” y, como su propio nombre indica, es muy fácil de asimilar debido al hecho de que sus códigos se ven como en el Idioma Inglés.

En los últimos años Microsoft Visual Basic para Aplicaciones (VBA) se ha mostrado como un código de programación integrado diseñado para permitir a los investigadores construir soluciones personalizadas usando toda la potencia de Microsoft Visual Basic. Las personas que usan las aplicaciones que alojan VBA pueden automatizar, ampliar las funciones de la aplicación y acortar el ciclo de desarrollo de las soluciones de ingeniería personalizadas. El VBA es un lenguaje

muy simple para interactuar con Excel, es fácil de usar y puede ser fácilmente utilizado por estudiantes.

La principal diferencia entre el Visual Basic para Aplicaciones (VBA) [1-5] con respecto al antiguo Basic es que es un lenguaje de programación visual y orientado a sucesos. En Basic, la programación se realiza en un código de sólo texto que se ejecuta en forma secuencial, mientras que en la programación de Visual Basic se realiza en un código gráfico. En el viejo Basic tenemos que escribir los códigos de programación para cada objeto gráfico que se desea mostrar en la pantalla, incluyendo su posición y su color. Sin embargo en Visual Basic sólo se tiene que arrastrar y soltar cualquier objeto gráfico en cualquier lugar. Además, se puede cambiar el color en cualquier momento utilizando las propiedades de Windows. Por otro lado, cada objeto tiene que ser programado de forma independiente para poder dar respuesta a las acciones de los usuarios.

Una vez considerados los principales recursos de software que podrían ser empleado se ha buscado la validación de la viabilidad de VBA en base a su reducido tiempo de programación debido al empleo de macros implementado en Microsoft Excel.

En nuestro caso, se ha realizado un estudio más profundo para mejorar el proceso de control de calidad y el desarrollar herramientas para ser empleados en diferentes aplicaciones de Ingeniería Marina tanto a bordo de buques como en tierra.

El software a desarrollar debe automatizar el diseño de gráficos de control que detecten desviaciones de una magnitud especificada en un intervalo de tiempo aceptable. En una aplicación típica el usuario debe especificar una media objetivo y la desviación de la magnitud que se detecta, la cual es normalmente ofrecida por el fabricante.

2.3. Métodos

2.3.1. Control Estadístico de Proceso

Como se ha comentado anteriormente, los gráficos de control de procesos se calculan a partir de los datos en función del tiempo con los límites de control diseñados para alertar al investigador de los acontecimientos más allá de la variabilidad normal [6-10]. Todos los gráficos de control se pueden utilizar para estudios de Fase I, en los que los datos determinan la ubicación de los límites de control, y los estudios de Fase II, en la que los datos se comparan con unos límites de control preestablecidos por el fabricante.

El modelo más básico de gráfico de control se ha desarrollado originalmente en los años 1930 mediante la recogida periódica de datos y el trazado de éste en función del tiempo. Los límites de control se añaden a la zona para la señalización de las desviaciones inusualmente grandes de la línea central. Además, se emplean reglas de selección para detectar patrones inusuales.

2.4. Resultados y discusión

En la presente sección se muestra un estudio sobre el desarrollo de un recurso de software para crear un gráfico de control de atributos y, por lo tanto, derivar una herramienta de investigación para un rápido estudio de control de calidad basado en los resultados obtenidos. Como se ha explicado anteriormente, VBA ha sido seleccionado para este capítulo por su interesante sistema de programación de macros que puede ser implementado con MS Excel.

2.4.1. Estudio de un caso real a bordo

El principal problema a la hora de definir un control estadístico de procesos es definir las variables más importantes en el diseño del software. Tomando como referencia estudios anteriores [11-13] se ha desarrollado un estudio real a bordo de un buque.

2.4.1.1. Diseño del software

Esta sección muestra los pasos para el diseño y el uso adecuado de el programa:

- 1) Identificar las variables claves del proceso.
- 2) Establecer el intervalo de tiempo para recoger las muestras.
- 3) Recoger comentarios y agruparlos en subgrupos.
- 4) Introducir datos de cada grupo en los cuadros de entrada de datos y pulsar el botón para insertar datos. Este software automáticamente debe calcular los límites de control provisional. Estos límites, junto con la media, se deben reflejar en el gráfico.
- 5) Definir si el gráfico está fuera de control. Para ello, debemos tener en cuenta los siguientes puntos:
 - 5.1) Hay puntos fuera de los límites.
 - 5.2) Hay más de seis puntos consecutivos que ascienden o descienden.
 - 5.3) Hay más de ocho puntos consecutivos por encima o por debajo de la media.
 - 5.4) Las catorce filas de datos muestran un comportamiento de zigzag.
 - 5.5) Hay dos de cada tres puntos que se encuentran en línea recta.
- 6) Eliminar los grupos de datos causados por causas asignables. El software debe volver a calcular automáticamente y representar los límites de control.
- 7) Después del análisis, la gráfica de medias muestra los límites del gráfico de control si el proceso se considera “controlado”. Para ello, los límites de control deben encontrarse dentro de la zona delimitada por las especificaciones. Estas especificaciones son los valores característicos del producto para ser analizado cuando no se introducen en el programa datos de calibración. En este sentido, es posible obtener las especificaciones de un producto desconociendo los límites de control de un proyecto anterior.

La información de salida se obtiene a través del menú de impresión o la generación de un informe en formato MS Word. Este informe debe constar de tres gráficos de control y una tabla de datos que muestre los valores numéricos obtenidos.

La metodología comienza con la automatización del cálculo en MS Excel. Después de que el cálculo ha sido automatizado y se obtiene la solución general del

problema ya se podría generar la interfaz requerida. Esta pantalla ayudará a aquellos que no saben y quieren obtener la solución matemática del problema.

2.4.1.2. Resultados de la prueba

Una vez desarrollada la aplicación ésta ha sido probada en casos reales. En particular, se han tomado muestras de la evolución temporal de la temperatura de los gases de escape de un motor principal de un buque mercante. Esta temperatura es de especial interés debido a su relación con las actividades de mantenimiento y prevención de riesgos de trabajo en la sala de máquinas. Como consecuencia, esta temperatura ha sido medida en cada guardia con tres muestras por subgrupo. La temperatura media de cada subgrupo se ha representado en la figura 2.1 y se ha realizado un análisis para detectar puntos fuera de control. En nuestro caso práctico se ha encontrado un valor por encima del límite superior de control y, de acuerdo con la metodología de los gráficos de control, éste ha sido eliminado.

Una vez que este punto se ha eliminado los valores medios y límites de control se han vuelto a calcular automáticamente. Finalmente, podríamos considerar el proceso como controlado cuando los límites de control están dentro del área limitada por las especificaciones.

Una vez se ha desarrollado y probado la aplicación ésta ayudará a los ingenieros en la resolución de un gran número de problemas de gráficos de control en reducidos períodos de tiempo y les permitirá utilizar la mayor parte de su tiempo para comprender los resultados obtenidos a través del estudio de los gráficos.

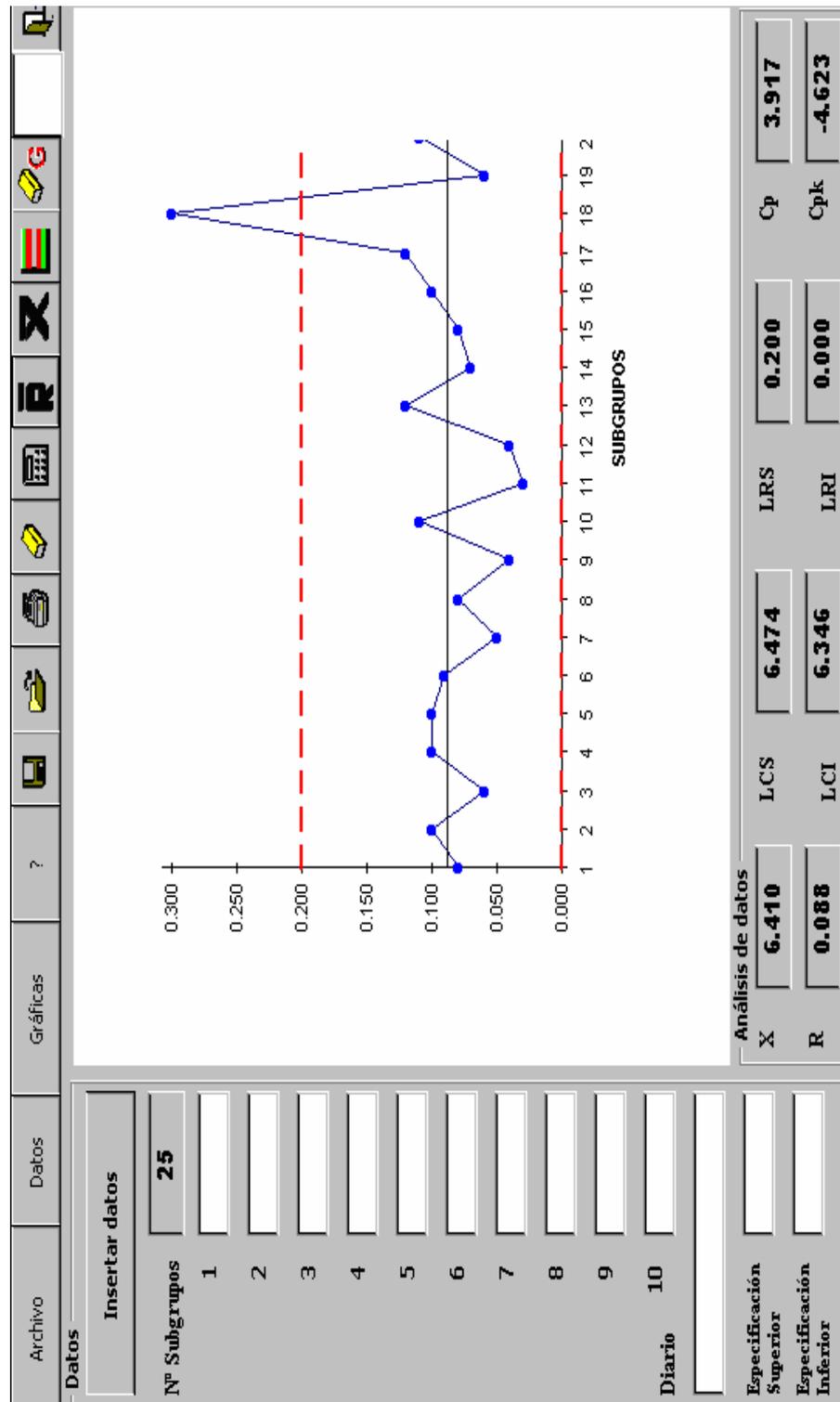


Figura 2.1. Corrección de gráfico de control.

2.4.2. Caso práctico en tierra

En esta sección se pretende realizar un estudio de SPC por medio de los principales indicadores de un parque eólico con los métodos de gráficos de control desarrollados anteriormente para definir el "consumo" de los recursos en cada proceso, el desempeño de la organización, el coste de la calidad obtenida y el procedimiento que debe seguirse en tiempo real de parques eólicos para mejorar el mantenimiento. Todo este proceso será con base a investigaciones previas sobre trabajos de mantenimiento de parques eólicos [14-19].

2.4.2.1. Los índices de costes de mantenimiento

Cuando se analizan las pérdidas externas en una estación de potencia se pueden obtener tres grupos; las pérdidas externas por el tiempo de inactividad, pérdidas externas de velocidad y las pérdidas externas de calidad. En particular, pocas causas de las pérdidas externas están influenciadas por la operación y mantenimiento de los parques eólicos. Por ejemplo, las pérdidas externas por inactividad son causadas por la inactividad planificada para el mantenimiento preventivo como pueden ser las auto-paradas por control y mantenimiento regular. El segundo grupo, las pérdidas por velocidad externas, sólo se presentan como pérdidas externas influenciadas por demasiadas entradas de la Operación y Mantenimiento debido a la velocidad del viento y es causada en los parques eólicos por las palas y las protecciones de sobrecarga. Finalmente, el último grupo denominado como pérdidas externas de calidad no presenta pérdidas externas influenciadas por la operación y mantenimiento.

Como consecuencia de esto, si se pretende poner en práctica la operación y planificación del mantenimiento es necesario realizar una planificación de la inactividad para el mantenimiento preventivo y las pérdidas relacionadas con la entrada de la velocidad del viento y, en consecuencia, con las condiciones climáticas. Para implementar esto debemos analizar los índices de mantenimiento de los principales costes e indicadores que se muestran a continuación:

- 1) Las horas dedicadas a corregir los fallos (Dato 1). Este valor considera las horas empleadas para hacer frente a los diferentes fallos en los diferentes

procesos de producción. Algunas de estas horas se contabilizan por las líneas de fallo emitidos por la producción y mantenimiento, una vez completada por el daño reparado. Esto refleja el total de horas de reparación, rotura de Mantenimiento Correctivo o daños.

2) El coste total de mantenimiento correctivo debido a un fallo (Dato 2). Este valor se obtiene considerando la cantidad de trabajo y la cantidad de materiales empleados en las tareas correctivas.

3) Las horas de mantenimiento preventivo (Dato 3). Este número se deriva de un total de las horas empleadas en cada tarea de mantenimiento preventivo. En cada tarea que debe reflejarse el número total de horas dedicadas a la prevención.

4) Euros gastados por el tiempo empleado en la labor preventiva (Dato 4). Es el producto del número de horas dedicadas a las intervenciones de mantenimiento preventivo (3) por el coste de cada hora asignada al servicio de mantenimiento.

5) Euros gastados por el material utilizado para el mantenimiento preventivo (Dato 5). Es un resumen de los costes de los materiales utilizados en las inspecciones preventivas llevadas a cabo en los centros de producción.

6) El coste total de mantenimiento preventivo (Dato 6). Es la suma del valor total de la mano de obra y los materiales utilizados, expresados en euros (4 + 5).

7) El coste total de mantenimiento (Dato 7). Este valor representa el coste total de las intervenciones correctivas y preventivas del personal de mantenimiento y los materiales utilizados (2 + 6).

8) Horas dedicadas a otros trabajos (Dato 8). Es un resumen de las horas dedicadas a las solicitudes especiales de trabajo (cambios, mejoras de aplicación, etc.) y la tarea de mantenimiento del servicio de mantenimiento propio.

9) Horas de mantenimiento disponibles (Dato 9). Estas son las horas de asistencia de un servicio profesional y el mantenimiento será dividido por las horas dedicadas a otros trabajos (Dato 8) y el número de horas efectivas trabajadas en Mantenimiento Preventivo y Correctivo.

10) Número de horas trabajadas efectivas en las actividades relacionadas con el mantenimiento (Dato 10). El número total de horas dedicadas a mantenimiento correctivo debido a la resolución de problemas y mantenimiento preventivo. Este valor es la suma de Dato 1 + Dato 3.

11) Horas de parada de la maquinaria y equipo de producción (Dato 11). Es el número total de horas de parada de las máquinas en una línea de producción debido a las averías y originando pérdidas de producción. El mantenimiento preventivo debe lograr disminuir estos periodos.

12) Horas de presencia de personal de producción (Dato 12). Son las horas de presencia en el trabajo de los operadores pertenecientes a las diferentes líneas de producción.

13) Coste de las pérdidas de tiempo de inactividad debido a mantenimiento correctivo causados por fallos (Dato 13). Es el producto de multiplicar el número de horas de parada debido a fallos por el valor de una hora asignado a cada línea de producción.

14) Coste de producción total (Dato 14). Es el producto de multiplicar el número de horas de presencia de personal de producción por el valor de una hora asignado a cada línea de producción.

2.4.2.2. Indicadores de mantenimiento

Una vez obtenidos los datos enumerados en la sección anterior, podemos establecer indicadores que facilitan el seguimiento de la gestión de un servicio de mantenimiento en función de los índices de la sección anterior.

1) Índice de personal efectivo utilizado en actividades de mantenimiento (Indicador 1).

Se expresa como una relación porcentual entre el número de horas efectivas desempeñadas por los trabajadores en actividades de mantenimiento y las horas de presencia de personal de producción, como se muestra en la Ecuación 2.1.

$$ID1 = \frac{\text{Dato 10}}{\text{Dato 12}} \times 100 \quad (2.1)$$

2) Índice de la extensión de mantenimiento preventivo de las horas disponibles para actividades de mantenimiento (Indicador 2).

Este índice expresa la relación porcentual entre el número de horas disponibles en mantenimiento preventivo y de mantenimiento de la diferencia entre las horas disponibles y las horas empleadas en otros trabajos, como se muestra en la Ecuación 2.2.

$$ID2 = \frac{\text{Dato 3}}{\text{Dato (9-8)}} \times 100 = \frac{\text{Dato 3}}{\text{Dato 10}} \times 100 \quad (2.2)$$

3) Resumen de las intervenciones por averías en las horas totales disponibles (Indicador 3).

Se expresa como la relación entre las horas de mantenimiento correctivo por averías y el número de horas de mantenimiento disponibles, como se muestra en la Ecuación 2.3.

$$ID3 = \frac{\text{Dato 1}}{\text{Dato 9}} \times 100 \quad (2.3)$$

4) Índice de Coste de horas de mantenimiento.

Expresa la relación entre el coste total de mantenimiento preventivo y solución de problemas y el número de horas efectivas trabajadas en el Mantenimiento Preventivo y Correctivo (Indicador 4), como se muestra en la Ecuación 2.4.

$$ID4 = \frac{\text{Dato 7}}{\text{Dato 10}} \quad (2.4)$$

5) Índice de Coste de Mantenimiento referido a los costes de producción (Indicador 5).

Expresa la relación de percepción de la suma del coste total de producción de Mantenimiento Correctivo, Mantenimiento Preventivo y Correctivo de paradas de producción entre el coste total de la producción, como se muestra en la Ecuación 2.5.

$$ID5 = \frac{\text{Dato } (7 + 13)}{\text{Dato } 14} \times 100 \quad (2.5)$$

6) Índice de horas de coste de mantenimiento que se refiere a la Producción (Indicador 6).

Expresa la relación entre el coste total de Mantenimiento Preventivo y Correctivo y las horas de presencia de personal de producción, como se muestra en la Ecuación 2.6.

$$ID6 = \frac{\text{Dato } 7}{\text{Dato } 12} \quad (2.6)$$

Una vez definidos los parámetros e indicadores utilizados normalmente para el análisis de mantenimiento, éstos han sido aplicados en un estudio de cuatro parques eólicos en un período de dos años. Se han obtenido los principales indicadores de mantenimiento de acuerdo con los criterios de gráficos de control de proceso y se analizaron los límites de control superior e inferior y si el proceso está fuera de control.

Como primer resultado hemos analizado la media del índice de personal y sus límites de control correspondientes. Este índice representa la necesidad de mano de obra dedicada a mantenimiento con respeto al coste de operación de los sistemas de producción. Cuando este índice se compara con el valor mensual se ha obtenido que, en diciembre se ha reducido claramente y, en consecuencia, se redujo el número de horas de trabajo en relación con el total de mantenimiento. Por otra parte se ha observado que este comportamiento podría estar relacionado con las condiciones climáticas.

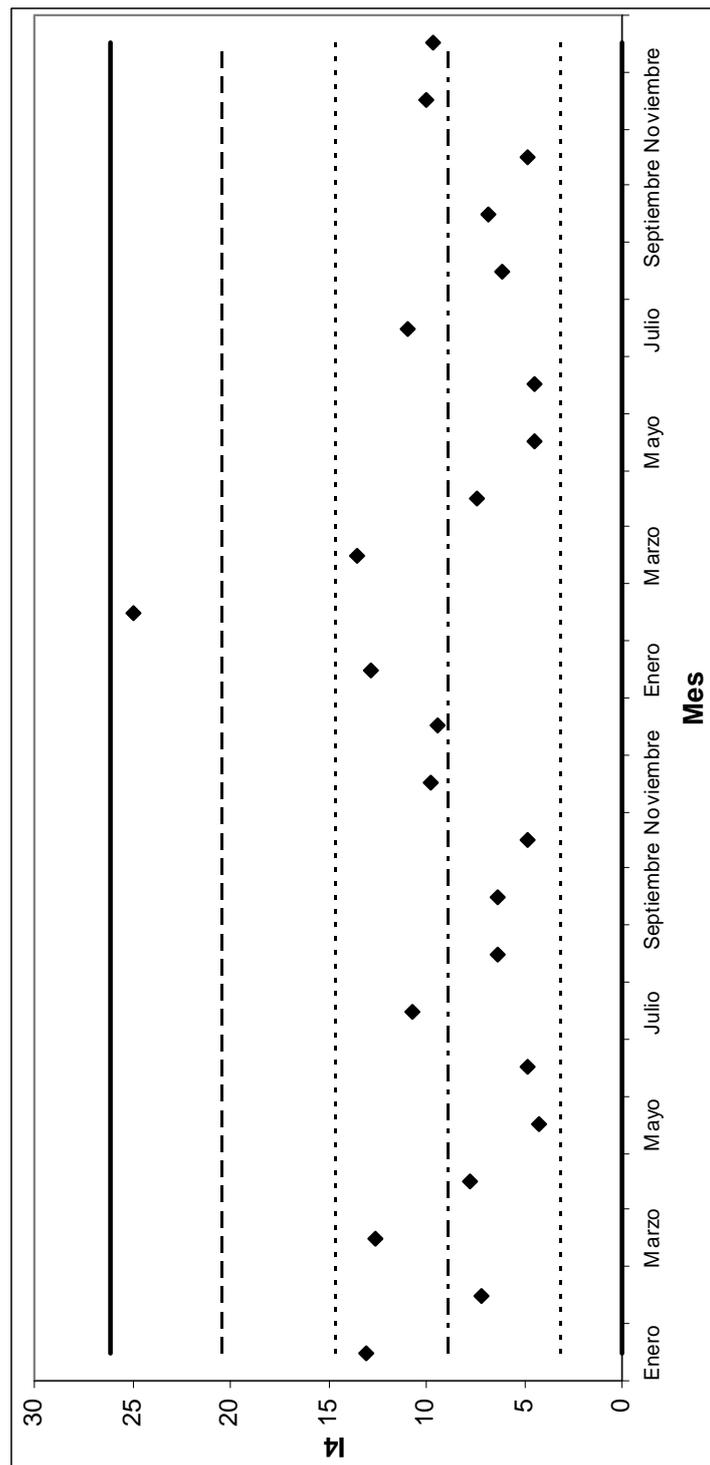


Figura 2.2. Índice de coste de mantenimiento refiriéndose a los costes de producción (I4).

La misma relación se ha observado en el aumento del número de horas empleadas en la solución de problemas en relación con las horas disponibles. Se ha observado un aumento en el número de horas en averías de diciembre a marzo y, posteriormente, un fuerte descenso.

Si analizamos estos índices en términos económicos, ver Figuras 2.2 y 2.3, podemos deducir que existe un bajo coste de mantener la producción a una oscilación anual en torno a la media, dentro del rango definido por la desviación estándar. Sólo febrero tiene un alto coste de mantenimiento que excede los límites de control y, por lo tanto, pueden estar asociados a una causa asignable. Por otro lado, el número de horas en mantenimiento preventivo disminuye en esos meses. En particular, este problema se ha asociado con un mal clima dado que la velocidad del viento presenta variaciones que causan los fenómenos transitorios asociados con averías del equipo.

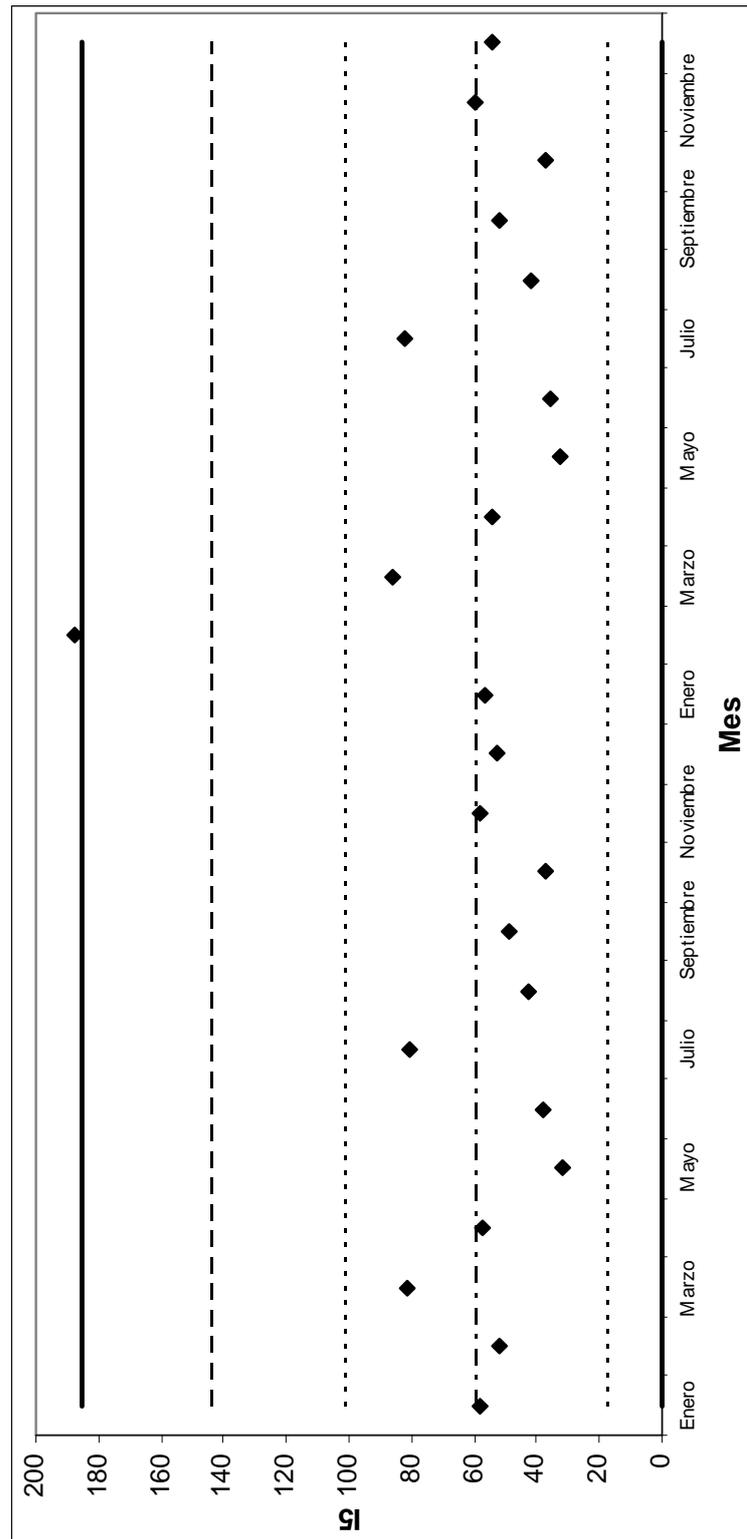


Figura 2.3. Índice de coste de mantenimiento por hora que se refiere a la producción (I5).

Una vez que se han observado las tendencias en todos los índices es necesario demostrar la existencia de causas asignables. Por ello se ha realizado un análisis de correlación entre el valor mensual promedio de cada índice y la velocidad media mensual del viento. Este factor de correlación muestra que, a pesar del hecho de que la mayoría de los índices se utilizan para comprender el comportamiento de los parques eólicos, sólo el índice de coste de mantenimiento y el índice de coste de mantenimiento por hora, presenta una relación clara de las condiciones meteorológicas.

Como se ha indicado anteriormente podemos concluir que el coste de mantenimiento de un parque eólico depende de las condiciones climáticas y que esto se podría predecir una vez que se conozcan las condiciones climáticas en el futuro.

Una segunda opción podría ser la de detener la operación de este equipo durante los períodos de máxima inestabilidad del viento, lo que implicaría desperdiciar energía eólica cuando el viento la cede en su mayor intensidad. Por lo tanto, una opción complementaria sería añadir un sistema de control nuevo para evitar estos fallos antes de los cambios bruscos de velocidad del viento. Futuros trabajos de investigación deben tratar este sistema de control centrado en las condiciones climáticas

2.5. Conclusiones

VBA es una herramienta interesante para el diseño de nuevas herramientas de software de ingeniería. Esta nueva metodología permite a los estudiantes de ingeniería auto-adaptarse a cada situación real en el lugar de trabajo. Por otra parte, una vez que el software ha sido desarrollado, éste ayudará en la resolución de un gran número de problemas de gráficos de control en reducidos intervalos de tiempo, lo que les permitirá utilizar la mayor parte de su tiempo para entender los resultados obtenidos a través del estudio de los gráficos.

A pesar de ello, este lenguaje no presenta sus propias herramientas de compilado y generación de archivos de instalación, desinstalación e iconos. Lo que es más, esta metodología debe ser implementada con más información como libros y guías para los estudiantes.

2.6. Referencias

- [1] Visual Basic for Applications Frequently Asked Questions, Accessed February 2009, <http://msdn.microsoft.com/en-us/isv/bb190540.aspx>. (Accedido 30/12/2012)
- [2] Microsoft Help. ACC: Visual/Access Basic Is Both a Compiler and an Interpreter.
- [3] Roman., S. 2002, *Writing Excel Macros with VBA*. Sebastopol CA: O'Reilly, Chapter 15. ISBN 0596003595.
- [4] Microsoft P-Code technology. <http://msdn.microsoft.com/es-es/default.aspx>. (Accedido 30/12/2012)
- [5] Jelen, B., Syrstad, T. 2008, *VBA and macros for Microsoft Office Excel 2007 (business solutions), Second edition*, Indianapolis, pp. 42-52. ISBN 0789736829.
- [6]http://www.qualityamerica.com/knowledgecente/knowctrWhen_to_Use_an_Attribute_Chart.htm. (Accedido 30/12/2012)
- [7] Jennings, A.D. & Drake, P.R. 1997, "Machine tool condition monitoring using statistical quality control charts", *International Journal of Machine Tools and Manufacture*, vol. 37, no. 9, pp. 1243-1249.
- [8] Control Charts, Accessed October 2009, <http://www.seh-lilha.org/calidad.htm>.
- [9] Harris, T.J., Seppala, C.T. & Desborough, L.D. 1999, "A review of performance monitoring and assessment techniques for univariate and multivariate control systems", *Journal of Process Control*, vol. 9, no. 1, pp. 1-17.
- [10] Sharma, R.K., Kumar, D. & Kumar, P. 2008, "Predicting uncertain behavior of industrial system using FM-A practical case", *Applied Soft Computing Journal*, vol. 8, no. 1, pp. 96-109.
- [11] Lee, S., Lee, J., Park, B., Lee, D., Kim, S. & Lee, K.. 2006, "Development of internet-based ship technical information management system", *Ocean Engineering*, vol. 33, no. 13, pp. 1814-1828.
- [12] Cebi, S., Celik, M., Kahraman, C. & Er, I.D. 2009, "An expert system towards solving ship auxiliary machinery troubleshooting: SHIPAMTSOLVER", *Expert Systems with Applications*, vol. 36, no. 3 PART 2, pp. 7219-7227.

- [13] Deris, S., Omatu, S., Ohta, H., Shaharudin Kutar, L.C. & Abd Samat, P. 1999, "Ship maintenance scheduling by genetic algorithm and constraint-based reasoning", *European Journal of Operational Research*, vol. 112, no. 3, pp. 489-502.
- [14] Hameed, Z., Hong, Y.S., Cho, Y.M., Ahn, S.H. & Song, C.K. 2009, "Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 1, pp. 1-39.
- [15] Río Chao, C. 2004, "Mantenimiento predictivo en la energía eólica, opción rentable y competitiva", *Energía: Ingeniería energética y medioambiental*, vol. 30, no. 177, pp. 118-120.
- [16] Krokoszinski, H.-J. 2003, "Efficiency and effectiveness of wind farms—keys to cost optimized operation and maintenance", *Renewable Energy*, vol. 28, no. 14, pp. 2165-2178.
- [17] Kusiak, A., Zheng, H. & Song, Z. 2009, "Models for monitoring wind farm power", *Renewable Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 583-590.
- [18] Şen, Z. 1997, "Statistical investigation of wind energy reliability and its application", *Renewable Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 71-79.
- [19] Ardente, F., Beccali, M., Cellura, M. & Lo Brano, V. 2008, "Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 1, pp. 200-217.

-----MANTENIMIENTO PREDICTIVO-----**Capítulo 3: Nueva técnica de mantenimiento basada en costes**

La monitorización del estado de un sistema (CMS) es una herramienta para describir el estado actual de los componentes de un sistema. Para lograr este objetivo existe la necesidad de desarrollar un algoritmo de predicción de averías eficiente. El presente capítulo analiza cuatro parques eólicos reales por medio de gráficos de control a partir de los índices derivados de la UNE EN15341: 2008. Dichos índices se han empleado como principal algoritmo de CMS para definir qué índice debe tenerse en cuenta para mejorar el mantenimiento de parques eólicos y los costes relacionados.

En este sentido también se ha utilizado el control estadístico de los distintos convertidores de energía eólica (WEC) en base a los índices propuestos por los operadores de parques eólicos es un procedimiento adecuado para vigilar y controlar el rendimiento del parque. En particular sólo el índice de costes de mantenimiento presenta una relación clara con respecto a las condiciones climáticas.

Los resultados han mostrado que los futuros modelos de mantenimiento deben estar centrados en los índices obtenidos a partir de la experiencia, al igual que el índice de costes de mantenimiento y el índice de coste de mantenimiento por hora, y no sólo en los indicadores definidos por las normas generales.

3.1. Introducción

Trabajos de investigación recientes han revelado [1] que el mantenimiento de parques eólicos puede ser clasificado de acuerdo con los correspondientes procesos de ciclo de vida de los sistemas de energía eólica en: diseño y desarrollo, producción y construcción, diagnóstico, autónomo, mantenimiento preventivo, predictivo y proactivo.

El diseño y desarrollo del mantenimiento demuestra la importancia de considerar el mantenimiento durante el diseño de aerogeneradores [2, 3, 4] y que el mantenimiento de la construcción está relacionada con fallos técnicos como los problemas de fabricación, las condiciones meteorológicas y la acumulación de problemas [5].

Por otro lado, el grupo de mantenimiento de diagnóstico [6] se centra en el mantenimiento basado en (CMS) como, por ejemplo, generadores de inducción. El mantenimiento autónomo (TPM) [7, 8] se basa en modelos matemáticos que cuantifican las pérdidas de producción de parques eólicos en términos de tiempos de inactividad planificados y no planificados. En particular, este último grupo analiza cómo puede afectar el clima a los resultados observados.

El grupo de mantenimiento proactivo [9, 10] se basa en un enfoque de la estructura de los problemas de operación y el mantenimiento (O&M) hacia la optimización de las estrategias de mantenimiento de parques eólicos. Este grupo ha mostrado la necesidad de una herramienta que ayude a los operadores en la toma de decisiones efectivas de costes en su trabajo del día a día.

Finalmente, el grupo de mantenimiento preventivo [11] demostró que las fluctuaciones del tiempo de inactividad de un parque eólico dependen de la velocidad del viento. Por otra parte, el grupo de mantenimiento predictivo ha mostrado la integración de los sistemas de monitorización de la condición (CMS) en la tecnología del parque eólico. Para finalizar, una vez que se ha descrito las principales técnicas de mantenimiento se ha demostrado que la planificación del mantenimiento empleado en la actualidad no es el óptimo [12, 13, 14, 15, 16].

El sistema de supervisión de monitorización (CMS) es una herramienta para describir el estado actual de los componentes de un sistema. El CMS está siendo

utilizado hoy en día en muchas otras aplicaciones, pero en la industria de la energía eólica es relativamente nuevo. De esta manera, el CMS es muy interesante para analizar un caso práctico que permita definir los principales parámetros a tener en cuenta [17]. Desempeña un papel importante en el establecimiento de un mantenimiento basado en la monitorización y reparación (M&R) y puede ser más beneficioso que el mantenimiento correctivo y preventivo. Para lograr este objetivo, hay una necesidad de desarrollar un algoritmo de predicción eficiente del fallo basado en CMS.

El desarrollo y aplicación de los algoritmos es una manera de establecer una eficiente y confiable operación y reparación (O&R) [18]. En este sentido, una de las principales fuentes de algoritmo son los índices de control del proceso.

Una vez que se ha propuesto un algoritmo, se deben de emplear índices. Estos índices se obtienen generalmente de la experiencia de los operadores y se define como una función de indicadores estándar. Un indicador es un parámetro numérico que proporciona información sobre servicios críticos identificados en los procesos o las personas con respecto a sus expectativas o percepciones de coste, calidad y plazos de entrega. Se debe tener cuidado en la elección de diversos indicadores ya que hay un riesgo involucrado en el uso de una gran cantidad de números que no proporcionan ninguna información útil.

Cuando un parque eólico dispone de un Sistema Informatizado de Gestión de Mantenimiento (CMMS) el cálculo de estos índices es a menudo mucho más rápido. Una ventaja adicional es que, una vez que se automatizan, periódicamente pueden generar informes con un mínimo esfuerzo de acuerdo a nuestras necesidades. En los últimos años se han llevado a cabo varios estudios sobre la aplicación de estos índices para el mantenimiento [19, 20], en particular, la generación de energía eólica [21, 22 y 23]. Por ejemplo, en [7] se ha llegado a la conclusión de que la definición de un Factor de Disposición (LF), la adopción del Factor de Planificación (PF) y la Eficacia Total del Equipo (OEE) representan las pérdidas externas y las pérdidas técnicas de los parques eólicos. Esto permite una descripción sistemática y cuantificada de las pérdidas que reducen la capacidad global de salida de los parques eólicos y, por tanto, son de interés para comprender estos índices.

En los parques eólicos se define el Factor de Disposición (LF) como el máximo rendimiento posible de la energía eléctrica que podría ser inyectada a la red por año. Combina las pérdidas especificadas debido a la disposición de las turbinas en el parque eólico y las pérdidas eléctricas calculadas (definido por la eficiencia eléctrica) de los cables y dispositivos por todo el camino desde la turbina hasta el punto de conexión a la red [7].

El Factor de la Planificación (PF), es la relación entre la energía eléctrica disponible y la energía eléctrica teórica de un parque eólico, tal y como se indica en la ecuación 3.1.

$$PF = \frac{E_{disponible}(\text{parque})}{E_{teo}(\text{parque})} \quad (3.1)$$

La Eficacia Total del Equipo (OEE) es la relación entre el tiempo valido de producción y tiempo de producción disponible. Por lo tanto, en comparación con el tiempo de producción teórica (el máximo teórico de energía eléctrica a entregar) se describe el tiempo real de producción valido (correspondiente a la energía eléctrica finalmente vendida) por la eficacia total del equipo, que se define a través de la ecuación 3.2.

$$T_{val} = T_{teo} \cdot TotalOEE \quad (3.2)$$

El rendimiento total del parque eólico describe las pérdidas determinadas en las fases de planificación de ingeniería y operación del parque eólico, es decir, la eficiencia del parque y la eficiencia eléctrica debido a la posición y el cableado de los WECS (combinado en el Factor de Diseño) y los plazos de entrega previstos, como se muestra a través de la ecuación 3.3.

$$Rendimiento = LF \cdot PF \quad (3.3)$$

Finalmente, a pesar del hecho de que estos índices se emplean comúnmente en estudios de mantenimiento, éstos son muy difíciles de utilizar con los diferentes

algoritmos de un sistema de control para ayudar a los operadores. Como consecuencia son necesarios nuevos índices más fáciles de obtener. En este sentido, la experiencia de los operadores de parques eólicos nos permite definir nuevos índices que, bajo un caso práctico, serán analizados y evaluados.

En este sentido, los estudios recientes presentan diferentes modelos de vigilancia de parques eólicos [24]. En particular, estos modelos emplean la velocidad del viento como parámetro de entrada para predecir la potencia total de salida de un parque sobre la base de datos medidas en tiempo real [12, 25 y 26]. Estos estudios se basan en estudios estadísticos de la energía eólica [27] y, en particular, emplean gráficos de control [28] de las características de la medición del viento para detectar datos anormales o incorrectos [25].

El presente capítulo pretende analizar los principales índices de parques eólicos con métodos de gráficos de control como algoritmo para definir el "consumo", el desempeño de la organización, el coste de la calidad alcanzada y, en general, procedimiento que debe seguirse en los parques eólicos reales para mejorar el mantenimiento.

3.2. Materiales y métodos

En esta sección se analizará el mantenimiento de cuatro parques eólicos reales en función de indicadores propuestos por las normas y de cinco índices propuestos por la experiencia de los operadores del parque eólicos.

3.2.1. Los parques eólicos

La vida útil de los parques eólicos se supone que es de unos 20 años. Cada planta se instala de una manera similar y todos ellos están sometidos a las mismas condiciones climáticas. En la actualidad, el mantenimiento se lleva a cabo cuando la instalación falla o de acuerdo con un calendario obligatorio de prevención impuesto por las normas. En nuestro caso la programación de los ciclos de mantenimiento y control especifican una inspección diaria durante el período de operación y, después, una inspección cada 2-3 semanas.

Los ciclos normales de mantenimiento se han programado de forma trimestral o semestral. En su mayoría implican inspecciones periódicas de los equipos, cambios

de aceite y filtro, calibración y ajuste de sensores y actuadores, y la sustitución de los consumibles tales como las pastillas de freno y los sellos. Por último, la limpieza de las palas del aerogenerador y la limpieza en general forman parte de este mantenimiento programado (preventivo).

Por otra parte, en dichos parques se prevé el mantenimiento no programado de cualquier proyecto basado en fallos de los datos anteriores, pero no en un indicador en particular. Una avería poco habitual de un componente parará el aerogenerador y requiere la atención del personal de mantenimiento. El mantenimiento adicional se planifica de acuerdo con las prácticas comunes internacionales y sugerencias del personal de la empresa [29].

En nuestro estudio cada uno de los cuatro parques eólicos muestra veinticuatro aerogeneradores de cinco tecnologías distintas que existen en Galicia con una potencia nominal total de 17,56 MW y una producción anual de 38.500 MWh. Todos los aerogeneradores presentan un rotor de eje horizontal y, en consecuencia, su conversión de la energía eólica se iniciará a partir de 3 m/s desconectándose de la red eléctrica cuando los vientos alcanzan valores superiores a 25 m/s. Todos los datos de producción de energía se almacenan en un centro de control con una frecuencia de diez minutos. Para finalizar, el mantenimiento es principalmente un mantenimiento correctivo y preventivo de componentes aislados basado en la experiencia de algunos operadores de parques eólicos.

3.2.2 Indicadores de mantenimiento de costes

El desarrollo y aplicación de los algoritmos es una manera de establecer una operación y reparación (O&R) eficiente y confiable. Estos algoritmos son desarrollados e implementados teniendo en cuenta las principales características de los datos del CME, identificando los componentes que causan más tiempo de inactividad, los componentes que son más propensos a la iniciación de grietas, desgaste, falta de alineación, etc. El enfoque debe estar orientado hacia los componentes de rotación y las estructuras que apoyan directamente las rotaciones, al igual que el rodamiento que soporta el eje del generador [18].

De acuerdo con [7], las pérdidas externas se pueden clasificar en tres tipos: las pérdidas externas por tiempo de inactividad, pérdidas externas por velocidad, y

las pérdidas externas de calidad. Entre estos tipos, sólo unas pocas pérdidas externas están relacionadas con la operación y mantenimiento de parques. Por ejemplo, las pérdidas externas son causadas por el tiempo de inactividad planificado para el mantenimiento preventivo. Las pérdidas externas de velocidad son sólo las relacionadas con la operación y mantenimiento por la excesiva velocidad del viento. Por último, las pérdidas de calidad externa no incluyen las pérdidas externas relacionadas con la operación y mantenimiento.

En consecuencia, el funcionamiento y la programación del mantenimiento para definir el tiempo de inactividad requieren conocer el mantenimiento preventivo y las pérdidas derivadas de la excesiva velocidad del viento por medio de la predicción de las condiciones climáticas [30].

En marzo de 2007, se ha publicado una nueva normativa relacionada con el mantenimiento estándar británico - BS EN 15341, Mantenimiento de indicadores clave de rendimiento. La norma tiene como objetivo ayudar a las organizaciones en todos los sectores para evaluar y mejorar su eficiencia en el mantenimiento de activos y la eficacia en la búsqueda de un mejor rendimiento global y una ventaja competitiva.

En ella se describe un sistema para medir el desempeño de mantenimiento. La norma define una estructura de indicadores clave de rendimiento (KPI) - 24 'económicos', 21 'técnicos' y 26 'de organización'.

Para implementar este programa se requiere un análisis de los principales indicadores de mantenimiento. En este sentido, como primer paso del análisis de los datos de medición, los indicadores de costes de mantenimiento que figuran en la Tabla 3.1 deben ser descritos de acuerdo con la norma UNE EN 15341:2008 [31] y UNE EN 13306 [32].

1. Tiempo Medio de Reparación (MTTR). Es una medida básica de la capacidad de mantenimiento de elementos reparables. Se representa el promedio del tiempo necesario para reparar un componente defectuoso o un dispositivo. Este valor considera las horas dedicadas a solucionar los fallos en los procesos diferentes de producción. Los fallos derivados de la producción y las anteriores actividades de mantenimiento para la reparación de los daños para algunas de estas horas. Se incluyen las horas totales invertidas en la reparación, mantenimiento correctivo y

daños o roturas. Este indicador se relaciona con el tiempo medio entre fallos (MTBF) el cual expresa la frecuencia de fallos.

2. Coste total del mantenimiento correctivo. Se obtiene teniendo en cuenta la mano de obra y materiales empleados para la acción correctiva.

3. Tiempo invertido en el mantenimiento preventivo. Se obtiene mediante la suma de las horas dedicadas a cada tarea de mantenimiento preventivo o inspección.

4. Gastos (en euros) en el tiempo dedicado a trabajo preventivo. Es el producto del número de horas dedicadas a las intervenciones de mantenimiento preventivo (5) y el coste por hora asignado a los servicios de mantenimiento.

5. Gastos (en euros) en el material utilizado para el mantenimiento preventivo. Este valor resume el coste de los materiales utilizados en las inspecciones preventivas llevadas a cabo en los centros de producción.

6. Coste total de mantenimiento preventivo. Es la suma total del valor del trabajo desplegado y los materiales consumidos, expresado en euros (4 + 5).

7. Coste total de mantenimiento (TMC). Este valor representa el gasto total en las intervenciones correctivas y preventivas por parte del personal de mantenimiento y los materiales utilizados (2 + 6).

8. Tiempo dedicado al trabajo de otros. Resume las horas dedicadas a las solicitudes especiales de trabajo (cambios, mejoras de aplicación, etc.) y las tareas de mantenimiento llevadas a cabo por los servicios de mantenimiento.

9. Tiempo de mantenimiento disponible. Son las horas dedicadas por el servicio técnico y personal de mantenimiento dividido por las horas dedicadas a otros trabajos y el número de horas efectivamente gastado en mantenimiento correctivo y preventivo.

10. Tiempo empleado en actividades relacionadas con el mantenimiento. Es el número total de horas de mantenimiento correctivo debido a la solución de problemas y su prevención.

11. Tiempo de parada de la maquinaria y equipo de producción. Es el número total de horas durante las cuales las máquinas se detienen en una línea de producción debido a las averías, implicando pérdidas de producción. El mantenimiento preventivo debe traer una reducción en el tiempo dedicado a estas actividades.

12. Tiempo de trabajo por el personal de producción. Se trata de incluir a los operadores que pertenecen a líneas de producción diferentes.

13. Coste de las pérdidas de tiempo de inactividad debido a mantenimiento correctivo causados por averías. Es el producto del número de horas de interrupción debido a las averías y el coste por hora asignado a cada línea de productos.

14. Coste de producción total. Es el producto del número de horas en conjunto del personal de producción y el coste por hora asignada a cada línea de productos.

3.2.3 Indicadores de mantenimiento

La Tabla 3.1 muestra los datos de rendimiento para los indicadores de costes de mantenimiento de los cuatro parques eólicos, expresados en diferentes unidades de medida (UM).

Indicadores de coste de mantenimiento	
1	MTTR
2	Coste total del mantenimiento correctivo debido a averías
3	Tiempo invertido en el mantenimiento preventivo
4	Gasto en el tiempo dedicado a la labor de prevención
5	Gasto en el material utilizado para el mantenimiento preventivo
6	Coste total de mantenimiento preventivo
7	Coste total de mantenimiento (TMC)
8	Tiempo dedicado a otras tareas
9	Tiempo de mantenimiento disponible
10	Tiempo empleado en actividades relacionadas con el mantenimiento
11	Tiempo de parada de la maquinaria y equipo de producción
12	Tiempo de trabajo por el personal de producción
13	Coste de las pérdidas de tiempo de inactividad debido a mantenimiento correctivo causados por fallas
14	Coste de producción total

Tabla 3.1. Indicadores de coste de mantenimiento.

Una vez que se han enumerado los indicadores señalados en el apartado anterior, es necesario desarrollar índices que faciliten el seguimiento de la gestión del mantenimiento. Debido a la excesiva información obtenida en un período reducido de tiempo es muy difícil para los operadores de parques eólicos el tomar decisiones. Estos índices deben ser obtenidos a partir de experiencias anteriores en parques reales, tal y como se muestra en las siguientes ecuaciones (3.4 a 3.8).

1. Índice de personal realmente utilizado en las actividades de mantenimiento (Indicador 1). Esto se expresa como un porcentaje del tiempo total de trabajo dedicado a las actividades de mantenimiento, tal y como se expresa en la ecuación 3.4.

$$ID1 = \frac{\text{Tiempo empleado en mantenimiento - actividades relacionadas}}{\text{Tiempo trabajando por el personal de producción}} \cdot 100 \quad (3.4)$$

2. Índice de extensión de mantenimiento preventivo más allá de las horas disponibles para actividades de mantenimiento (Indicador 2). Este índice expresa el porcentaje entre el número de horas invertidas en el mantenimiento preventivo y la diferencia entre el tiempo de mantenimiento (horas) y el tiempo empleado en otras obras.

$$ID2 = \frac{\text{Tiempo empleado en mantenimiento preventivo}}{\text{Tiempo empleado en mantenimiento - actividades relacionadas}} \cdot 100 \quad (3.5)$$

3. Relación de las intervenciones por fallos en el total de horas disponibles (Indicador 3). Se expresa como la relación entre las horas dedicadas a mantenimiento correctivo de las averías y el número de horas de mantenimiento disponibles.

$$ID3 = \frac{\text{MTTR}}{\text{Tiempo de mantenimiento disponible}} \cdot 100 \quad (3.6)$$

4. Índice de Coste de mantenimiento. Este índice expresa la relación entre el coste total de mantenimiento preventivo y solución de problemas y el número de horas efectivas gastadas en mantenimiento correctivo y preventivo (Indicador 4).

$$ID4 = \frac{TMC}{\text{Tiempo empleado en mantenimiento - actividades relacionadas}} \quad (3.7)$$

5. Índice de Coste de mantenimiento en relación con el coste de producción (Indicador 5). Expresa la relación de la suma del coste total de la producción para el mantenimiento correctivo, mantenimiento preventivo y paradas de producción para la acción correctiva con el coste total de la producción.

$$ID5 = \frac{TMC + \text{coste de pérdidas por parada debido a mantenimiento correctivo}}{\text{Coste de producción total}} \cdot 100 \quad (3.8)$$

La tabla 3.2 enumera los indicadores de costes de mantenimiento empleadas.

Índices de costes	
1	Índice de mantenimiento programado.
2	Índice de extensión de mantenimiento preventivo más allá de las horas disponibles para actividades de mantenimiento propias.
3	Relación de las intervenciones por averías en las horas totales disponibles.
4	Mantenimiento índice del coste relacionado con el coste de producción.
5	Índice del coste de las horas de mantenimiento relacionados con la producción.

Tabla 3.2. Índice de Costes.

3.2.4 Limitaciones del control de procesos: Variables de Gráficos de Control

En cualquier proceso de producción siempre hay alguna variación inevitable. Esta es una variación normal y el efecto acumulativo de muchas pequeñas causas incontrolables. Cuando la variación es relativamente pequeña y se asocia con causas imprevistas en un sistema estable se considera aceptable en el curso de la operación normal del proceso y es tratado como si estuviese dentro de los límites de control estadístico. Por el contrario, hay otras causas de la variación que surgen del proceso y que se deriva de tres fuentes diferentes:

La rectificación de mal funcionamiento de las máquinas.

Errores humanos de las personas que operan las máquinas.

Materia prima defectuosa.

Las variaciones que se producen por estas causas asignables son generalmente de gran tamaño en comparación con las variaciones normales del proceso. En consecuencia, el proceso alcanza un nivel inaceptable de rendimiento y se trata como un proceso fuera de control. El control estadístico del proceso es básicamente la intención de detectar la presencia de causas asignables de llamada para la acción correctiva. En particular, los utilizan los gráficos de control de medias cuando la característica de calidad controlada es una variable continua.

Como se ha explicado anteriormente, el gráfico de control es uno de los más importantes y de uso común en el control estadístico de la calidad (SQC) para la estabilidad de los métodos de control de procesos y la variabilidad [33]. Es una representación gráfica de un parámetro de proceso en función del tiempo con una línea central y dos límites de control [34]. En nuestro estudio podemos medir algunas características de calidad que varían continuamente (indicadores EN15341). Finalmente, las listas de variables de control fueron seleccionados.

Una vez que se ha medido el tiempo de evolución de diferentes indicadores se ha tenido que desarrollar un proceso estadístico para establecer los límites de control. Estos límites se fijan generalmente por encima y por debajo del valor medio equivalente a tres veces la desviación estándar del proceso.

El cálculo de la media de todas las medias y de los límites de control superior e inferior están dados por las ecuaciones 3.9 y 3.10.

$$UCL = \mu + 3 \cdot \sigma \tag{3.9}$$

$$LCL = \mu - 3 \cdot \sigma \tag{3.10}$$

donde;

μ es la media de cada indicador.

σ es la desviación estándar de cada indicador.

Después de establecer los límites de control es necesario definir un proceso cuando se dice que está fuera de control. Para ello, se define A, B y C como las regiones entre 1, 2, y 3 veces la desviación estándar sobre y por debajo de la media y se aplican las siguientes reglas:

- 2 de 3 puntos en una fila en la zona C.
- 4 de 5 puntos en una fila en la zona B o más allá.
- 6 puntos consecutivos hacia arriba o hacia abajo.
- 8 puntos consecutivos fuera de la zona A, en ambos lados de la línea central.

En cualquier caso debemos tener en cuenta la presencia de patrones o tendencias en los gráficos de control. El procedimiento se ilustra esquemáticamente en la Figura 3.1.

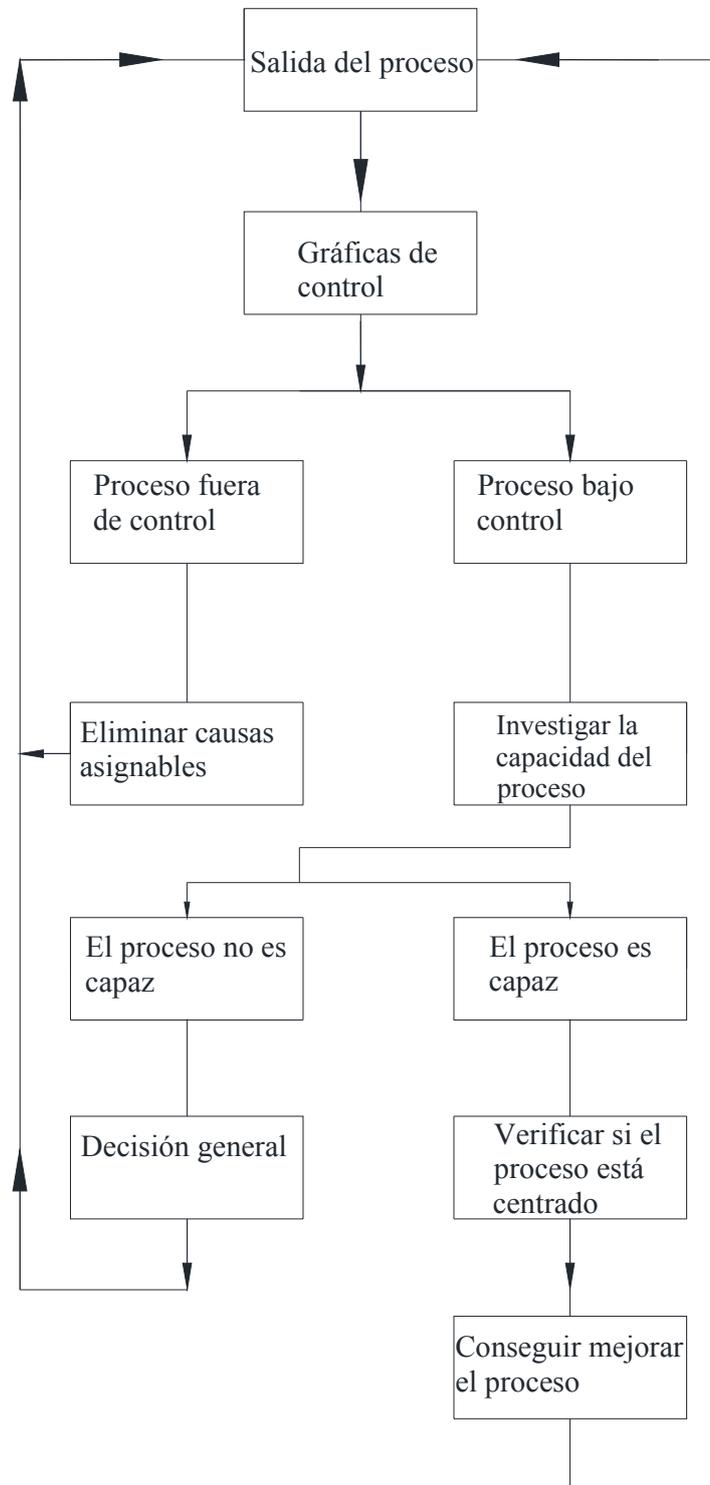


Figura 3.1. Método de análisis de variables de gráfico de control.

La Figura 3.1 muestra el procedimiento típico que debe ser empleado con los gráficos de control variable. Una vez que se analiza la información en un gráfico de control es posible determinar si cada uno de los indicadores está bajo o fuera de control de conformidad con las normas anteriores. Si el proceso está fuera de control sólo tenemos que eliminar las causas asignables. Si el proceso está bajo control se debe evaluar la capacidad de controlar el proceso. Si el proceso no es capaz de controlar cada indicador dentro de los límites de control tenemos que tomar una decisión general sobre el proceso. Por otra parte, si el proceso es capaz de controlar los indicadores dentro de los límites de control hay que tratar de optimizar el proceso. Para finalizar, se ha obtenido la optimización cuando el proceso está centrado dentro de los límites de control.

3.3. Resultados

Una vez definidos los parámetros e indicadores utilizados normalmente para el análisis del mantenimiento se ha aplicado en los cuatro parques eólicos durante un período de dos años. En consecuencia, los datos de la tabla 3.1 y cada índice de la tabla 3.2 se han calculado para cada mes y representado en las figuras 3.2 a 3.8.

Indicadores de costes de mantenimiento		Total	UM
1	Tiempo (horas) dedicadas a corregir averías	9672,92	horas
2	Coste total de mantenimiento correctivo debido a averías	347357,20	€
3	Tiempo (horas) dedicadas a mantenimiento preventivo	18516,53	horas
4	Gasto (euros) en el tiempo dedicado a la labor de prevención	2873287,89	€
5	Gasto (en euros) en el material utilizado para el mantenimiento preventivo	960868,95	€
6	Coste total de mantenimiento preventivo	3834156,84	€
7	Coste total de mantenimiento	4181514,04	€
8	Tiempo (horas) dedicado a otro trabajo	52704,00	horas
9	Tiempo de mantenimiento disponible (horas)	131760,00	horas
10	Tiempo (número de horas) utilizadas en actividades relacionadas con el mantenimiento	28495,45	horas
11	Tiempo (horas) de parada de la maquinaria y equipo de producción	22048,57	horas
12	Tiempo (horas) trabajadas por el personal de producción	79056,00	horas
13	Coste de las pérdidas de tiempo de inactividad debido a mantenimiento correctivo causados por averías	220485,65	€
14	Coste total de producción	570074,35	€

Tabla 3.3. Indicadores de los costes de mantenimiento durante un mes.

Índices de costes		Total	UM
1	Índice de mantenimiento programado	36,04	%
2	Índice de extensión de mantenimiento preventivo más allá de las horas disponibles para actividades de mantenimiento propias	64,98	%
3	Relación de las intervenciones por averías en las horas totales disponibles	7,57	%
4	Mantenimiento índice del coste relacionado con el coste de producción	7,72	%
5	Índice del coste de las horas de mantenimiento relacionados con la producción	52,89	€

Tabla 3.4. Los índices de costes durante un mes.

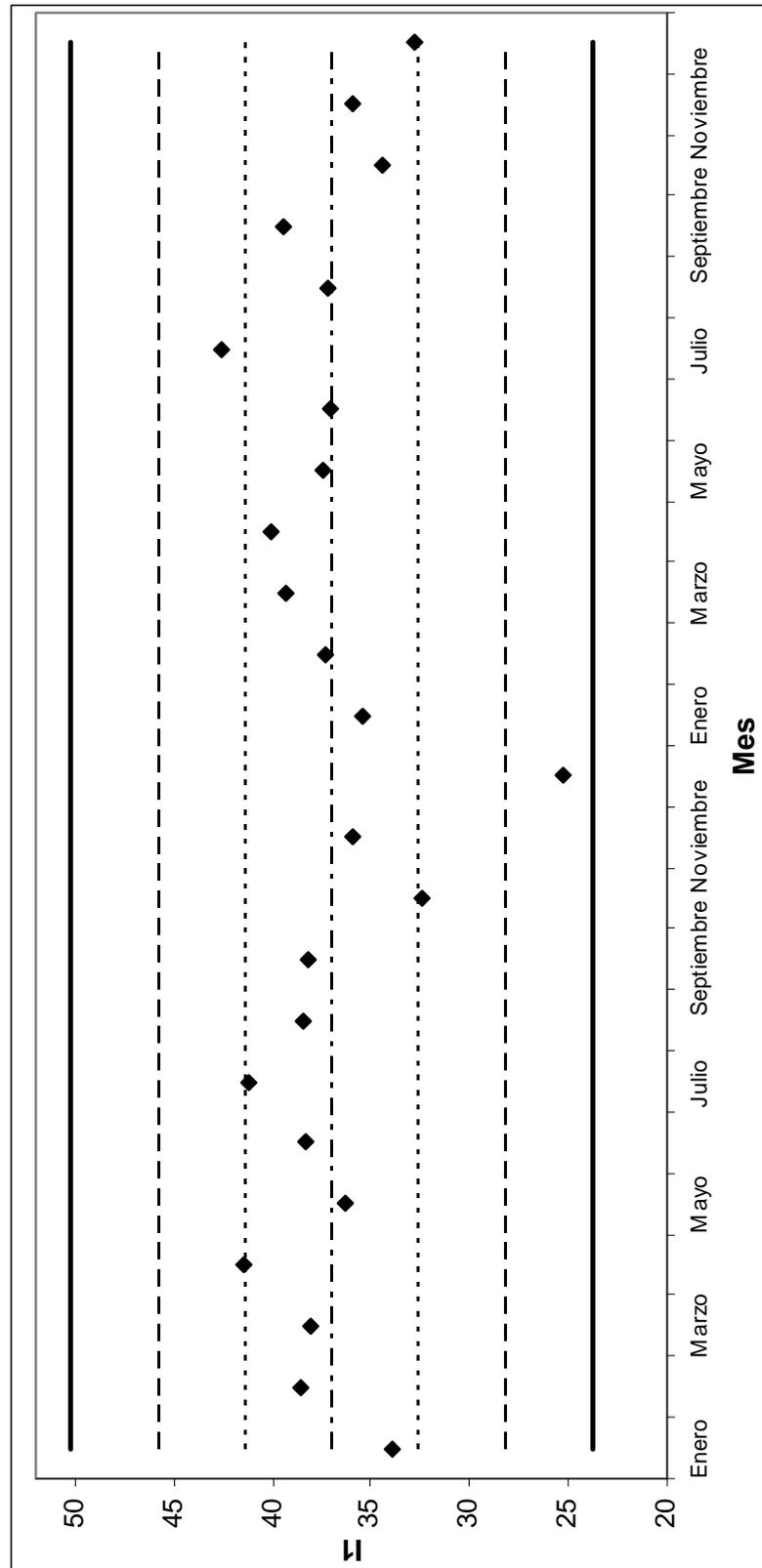


Figura 3.2. Índice de personal (II).

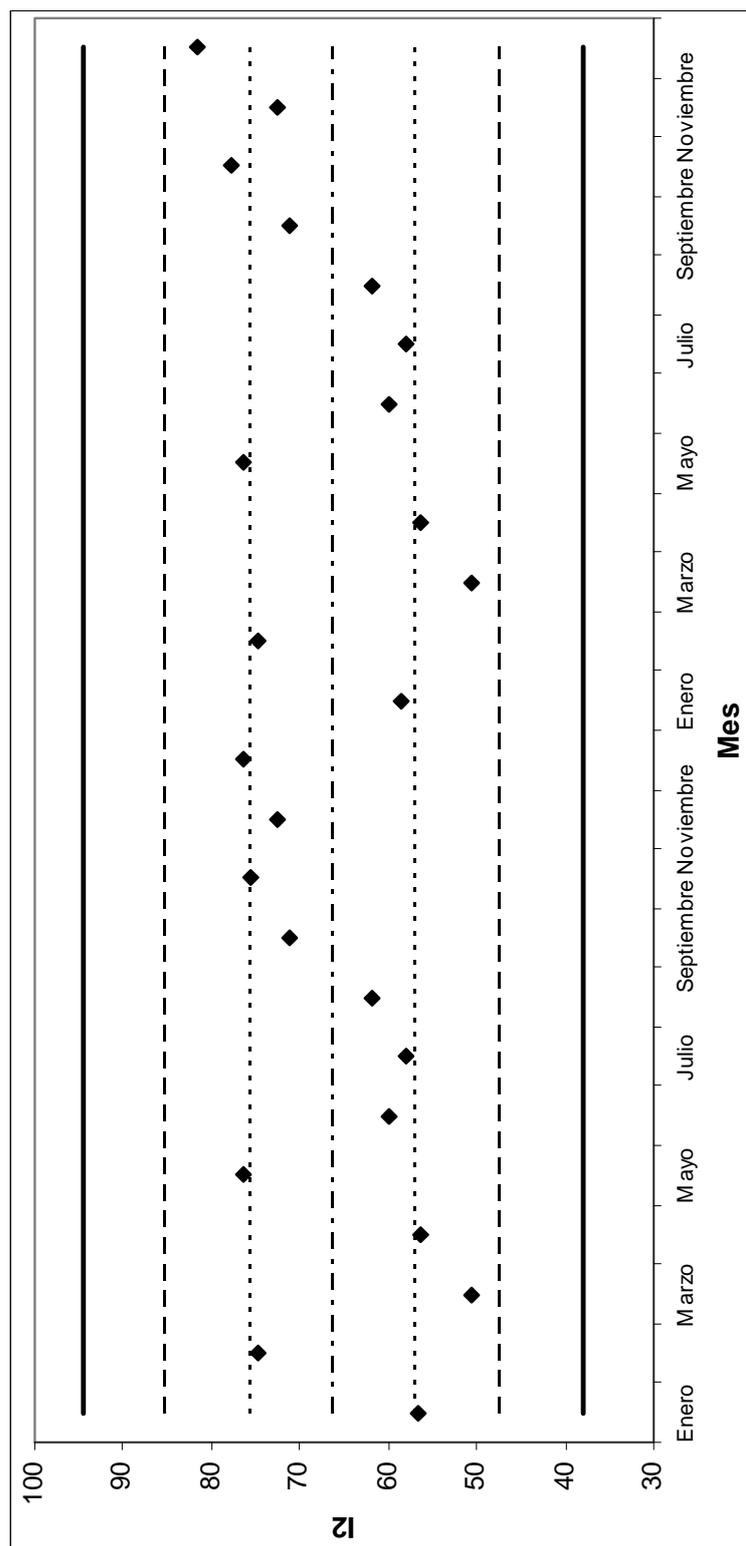


Figura 3.3. Índice de mantenimiento preventivo de extensión (I2).

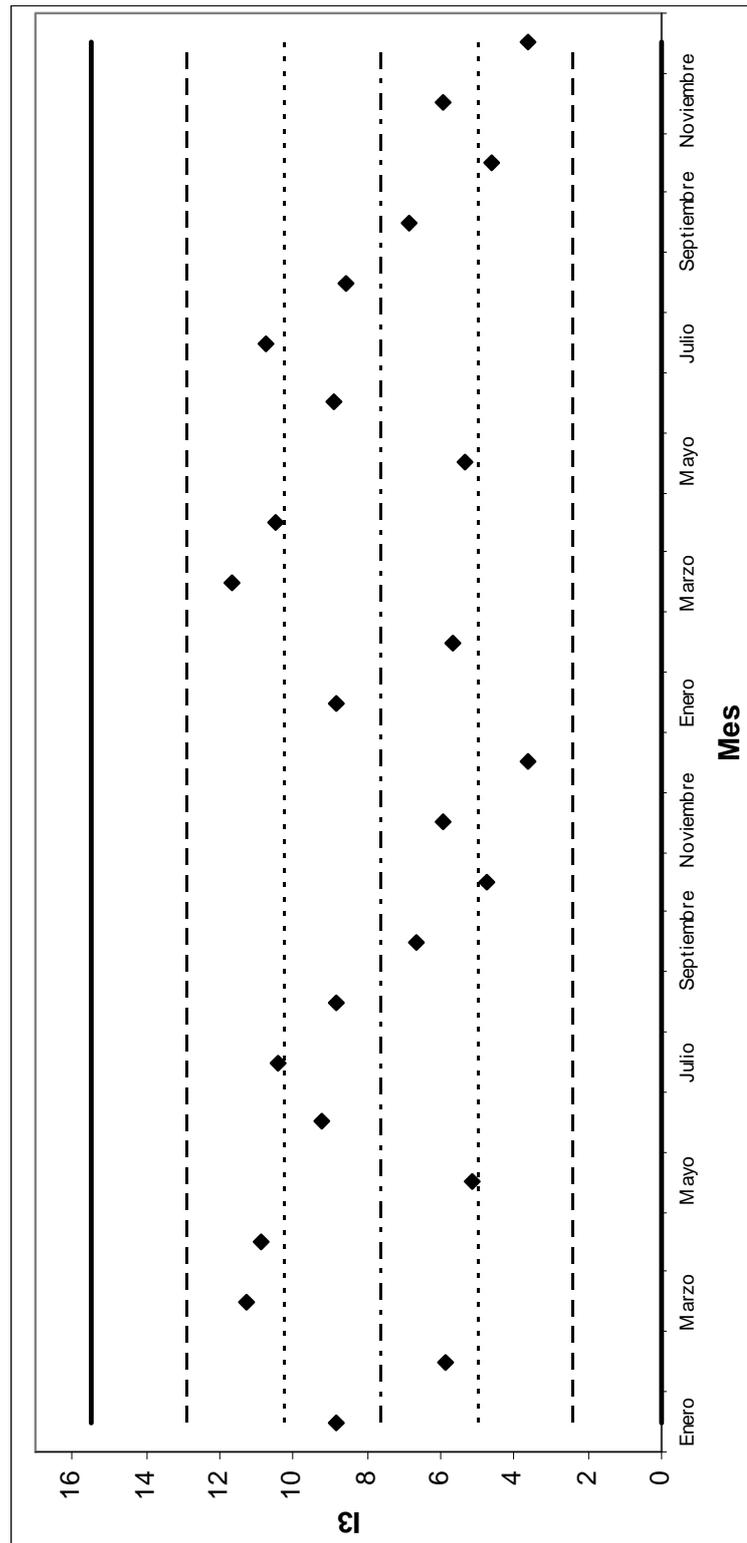


Figura 3.4. Índice de las reparaciones debido a fallas (I3).

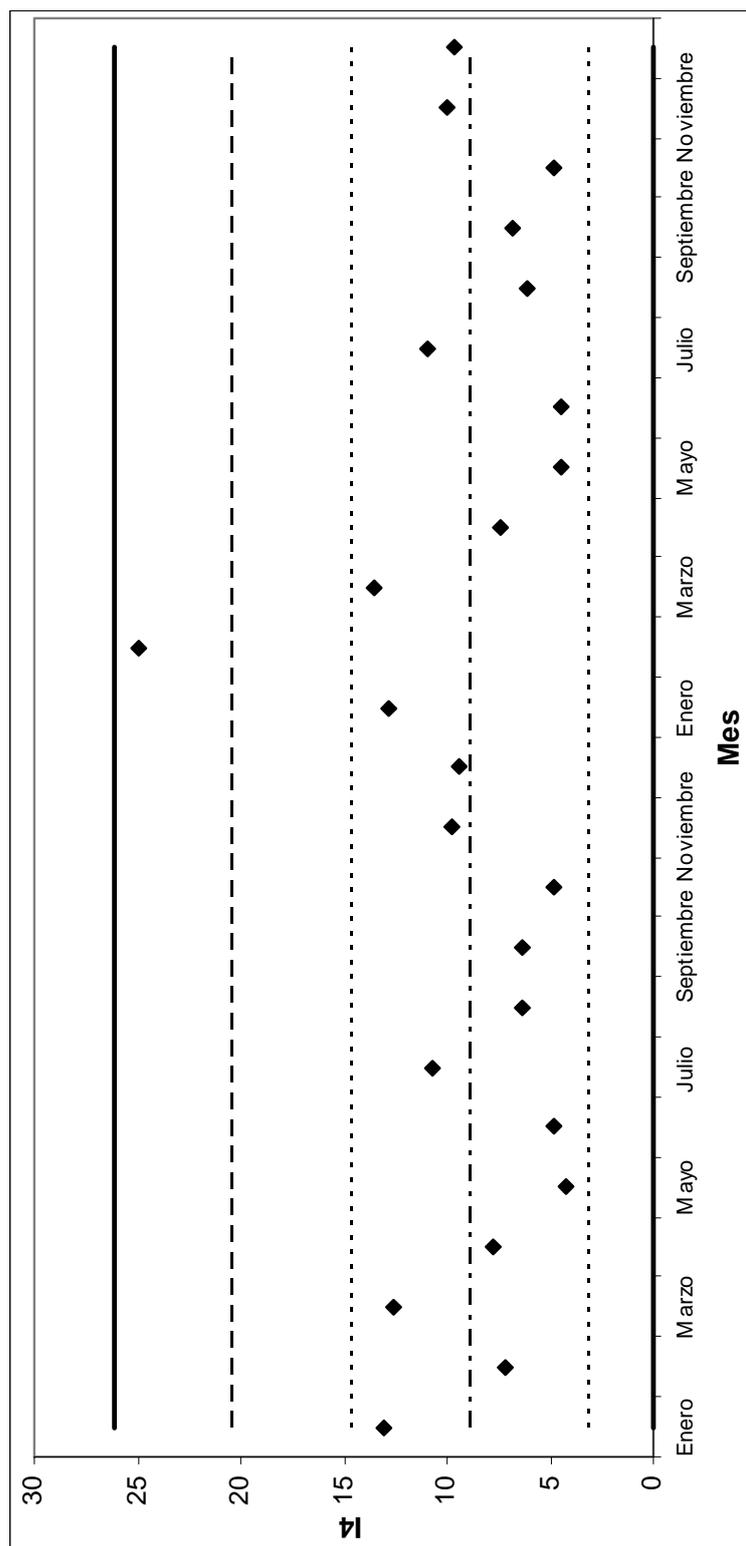


Figura 3.5. Mantenimiento índice del coste relacionado con el coste de producción (I4).

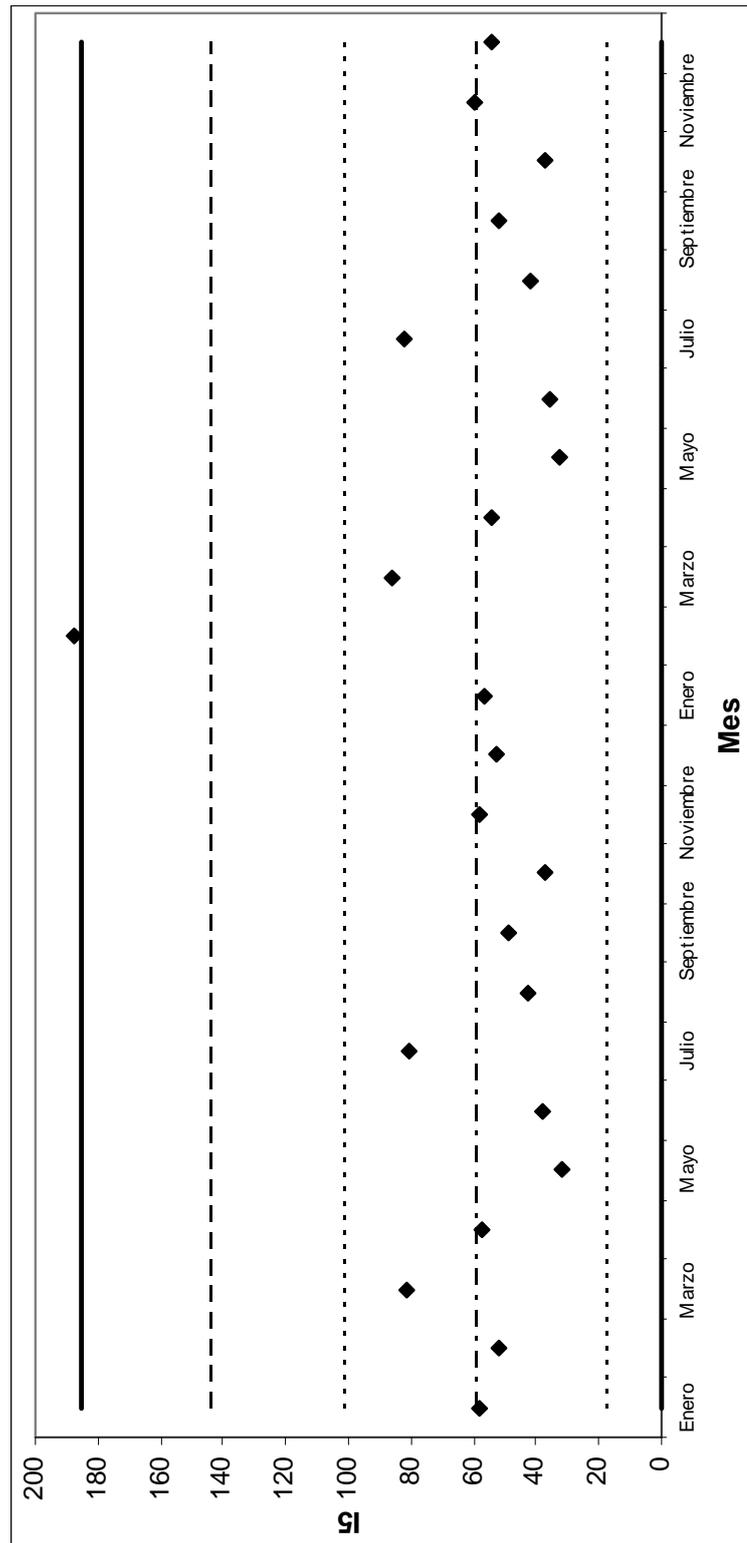


Figura 3.6. Índice de coste de mantenimiento relacionado con la producción por hora (15).

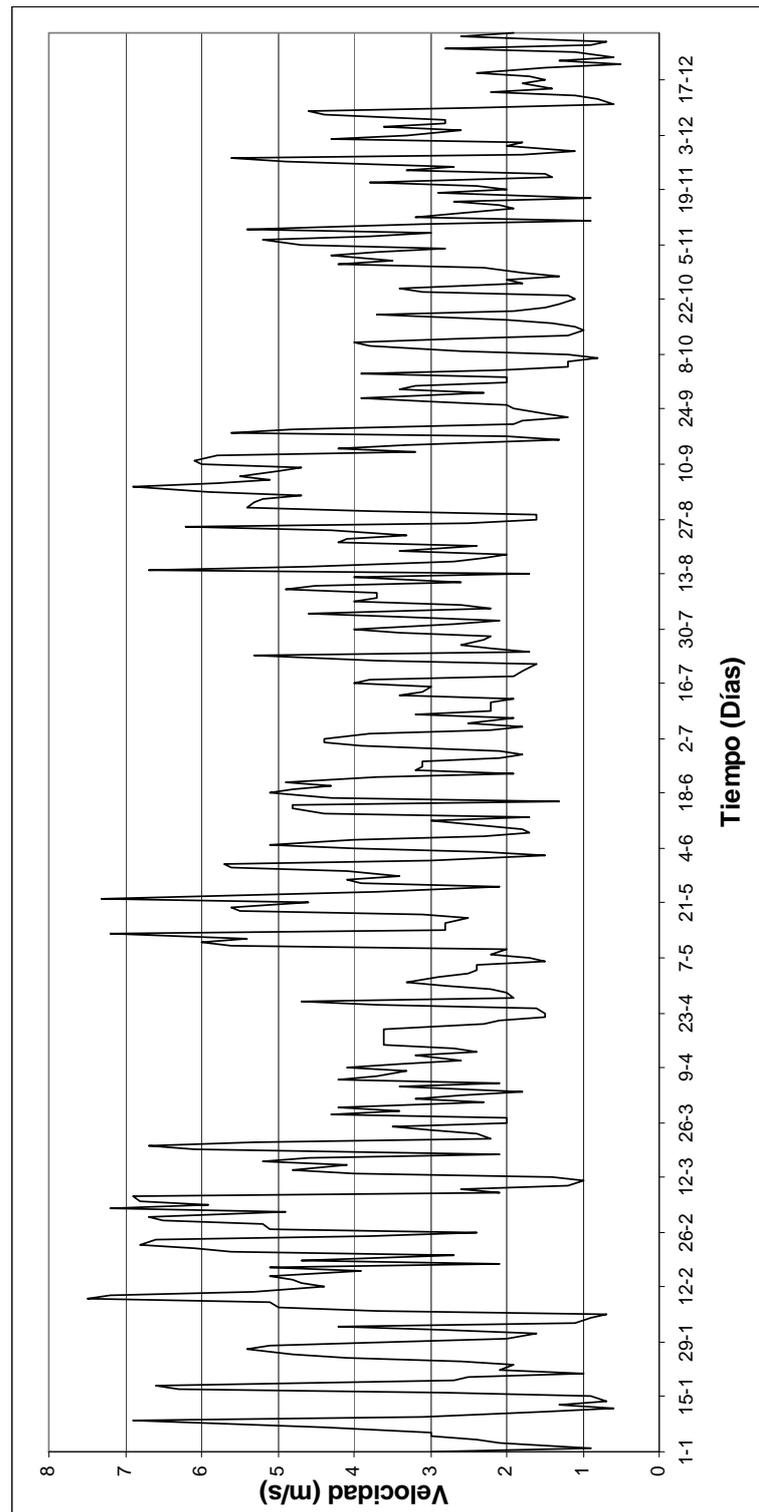


Figura 3.7. La velocidad del viento durante el año.

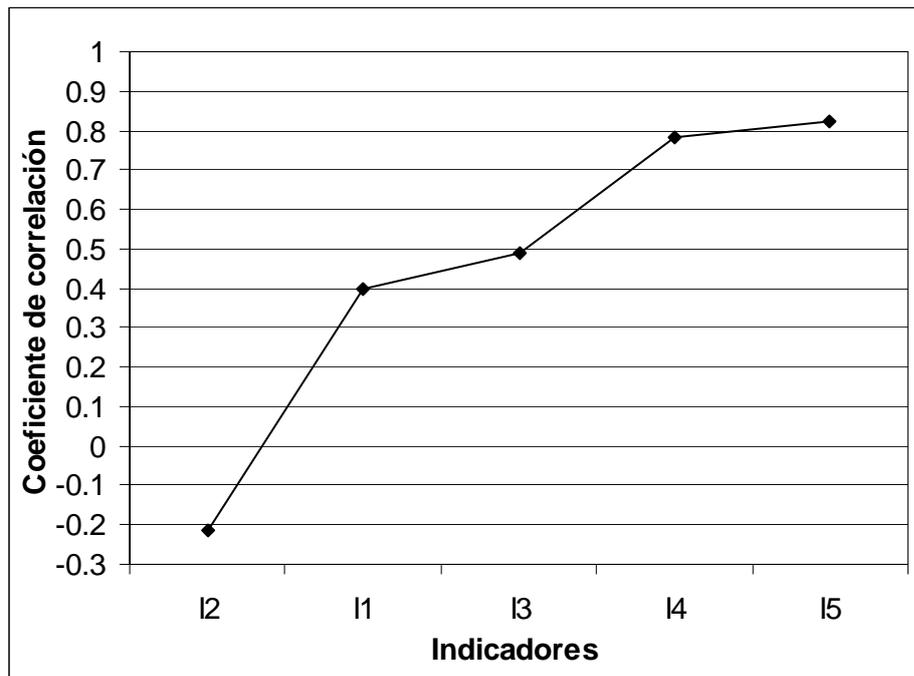


Figura 3.8. Coeficiente de correlación de cada índice en lo que respecta a las condiciones climáticas.

3.4. Discusión

En el presente capítulo se ha analizado el interés en indicadores de mantenimiento en función del clima como herramienta fundamental para el mantenimiento de parques eólicos.

En primer lugar se ha analizado el índice promedio de personal y sus límites de control correspondientes, como se muestra en la Figura 3.2. Este índice representa la necesidad de mano de obra dedicada a la limitación del coste de operación de los sistemas de producción. Comparando este índice con el valor mensual se ha obtenido que durante el mes de diciembre fuera claramente inferior y, en consecuencia, el número de horas de trabajo empleado en mantenimiento total había sido reducido. Una vez obtenidas las condiciones climáticas anuales en la Figura 3.7 se ha observado que este comportamiento se relaciona con el clima. Por ejemplo, en la figura 3.7 se observa que en el período comprendido entre octubre y diciembre existen velocidades bajas de viento y que se han reducido las horas de trabajo, por lo

tanto, las necesidades de mantenimiento son bajas. Por otra parte, cuando examinamos los meses de mayor velocidad de viento, como el de marzo, es visible el marcado incremento de las horas de trabajo.

En la Figura 3.4 se muestra una correlación similar generando un aumento del número de horas para la solución de problemas y en horas disponibles. Esta cifra muestra un aumento en el número de horas dedicadas a rectificar el daño generado desde diciembre hasta marzo. En particular, los informes de la planta demostraron que estas horas se utilizaron en la sustitución de los componentes del sistema que provocara errores y fallos. Este mismo efecto también puede verse en la Figura 3.3. En dicha figura se muestra una disminución en el número de horas utilizadas en mantenimiento preventivo con respecto al tiempo total de noviembre a marzo.

Si convertimos estos índices en términos económicos podemos decir que, en la mayoría de los casos, el coste de mantenimiento de la producción relacionada con el coste de las horas de mantenimiento revela una cifra anual que varía respecto a la media dentro del rango de la desviación estándar. Sólo en febrero el coste de mantenimiento excede los límites de control y, por lo tanto, puede estar asociada con una causa asignable. Por otra parte, el número de horas de fallo en la Figura 3.4 indica que los requisitos de mantenimiento preventivo en esos meses fueron menores. En particular, este problema está asociado con las malas condiciones meteorológicas como la velocidad del viento que hace que los fenómenos transitorios asociados con fallos en el equipo.

Anteriormente se han observado tendencias en todos los índices con respecto a las condiciones climáticas. Para demostrar la existencia de causas asignables se ha desarrollado un análisis de correlación entre el valor mensual promedio de cada índice y la velocidad media mensual del viento. Este factor de correlación se representa en la Figura 3.8 y muestra que, a pesar de que la mayoría de los índices se emplean para evaluar el desempeño de los parques eólicos, sólo el índice de coste de mantenimiento y el índice de coste de mantenimiento por hora presentan una clara relación con las condiciones climáticas. En particular, estos parámetros alcanzaron valores de 0,78 y 0,82 lo que se considera como aceptables para la definición de una relación estadística entre las variables.

Se proponen algunas soluciones para esta problemática. Como se ha indicado anteriormente, se puede concluir que el coste de mantenimiento de un parque eólico depende de las condiciones meteorológicas, y que estas condiciones se pueden predecir una vez que se conocen los patrones climáticos. En este sentido, la primera solución es elevar el mantenimiento de estos componentes en función de las condiciones meteorológicas semanales. Esta consideración permite modificaciones semanales de trabajo de mantenimiento, lo que puede dar lugar a sólo un aumento de 10 minutos más en cada máquina. El resultado esperado es la mejora en los niveles de mantenimiento que reduce significativamente el número de errores y averías.

Una segunda opción sería la de detener el funcionamiento del equipo durante los períodos de inestabilidad máxima del viento, pero esto sería desperdiciar la energía eólica cuando el viento puede transferir energía a una intensidad mayor. Por lo tanto, una opción complementaria es añadir un nuevo sistema de control para evitar estos fallos antes de los cambios bruscos de velocidad del viento. Este sistema de control debe ser ajustado a las condiciones climáticas de cada parque.

La principal implicación de estos nuevos modelos, partiendo de datos en tiempo real por las redes de medición [35, 36], es que éstos pueden ser enviados a nuevas herramientas de software [37, 38, 39] diseñadas y seleccionadas para implementar el mantenimiento de un parque eólico específico. Estas herramientas de software pueden proponer los períodos óptimos de trabajo de cada parque de conformidad con las condiciones meteorológicas y la información histórica del mismo.

De todo esto podemos concluir que el análisis de datos reales medidos revela las características apropiadas de los parques eólicos [40].

Además, este novedoso concepto de mantenimiento en función del clima podría ser la base de un sistema de control nuevo para parques eólicos. Por ejemplo, la creación de un sistema de tele-mantenimiento inteligente basado en redes neuronales y controlado por un sistema GrAMS (Sistema de Gestión de la Disponibilidad Supuesto), ha sido evaluado recientemente como una posibilidad real [30]. GrAMS es un sistema para la gestión técnico-administrativo de plantas de diferentes naturalezas técnicas distribuidas en el territorio con la posibilidad de estar en condiciones de garantizar, incluso a través del monitoreo y control desde un

centro remoto, un servicio caracterizado por la "total disponibilidad" de las plantas y "cero fallos".

Como consecuencia, este futuro tele-mantenimiento del sistema puede ser mejorado por los índices de mantenimiento del clima. Por otra parte, estos modelos de mantenimiento basados en índices conducen a la reducción de los costes de mantenimiento. Sin embargo, se debe tener cuidado en la elección de estos, debido al riesgo de la utilización de una gran cantidad de números que no proporcionan ninguna información útil. Es en este sentido, donde los índices de porcentaje de reparación y mantenimiento preventivo y la tasa porcentual de los costes de reparación correctivas por daños no son adecuados para el estudio de los gráficos de control y, en consecuencia, sólo los valores instantáneos identifican claramente el comportamiento de estas variables.

Por otra parte, otra forma de definir modelos eólicos es correlacionar la curva de potencia de la turbina con las características del viento. Estos modelos deben desarrollarse sobre la base de escenarios reales y las técnicas estadísticas empleadas deben ser adaptadas para filtrar los datos obtenidos de la operación real de parque eólico [41]. Por otra parte, es bien sabido que las medidas reales son susceptibles de incluir datos erróneos de modo que otras técnicas de filtrado automático son esenciales para hacer frente a este problema [42].

Por último, es interesante tener en cuenta el cómo las dimensiones culturales influyen en el comportamiento de la gestión en los diferentes países [43]. Además, existe un reducido número de trabajos de investigación sobre datos reales medidos en los parques eólicos, su mantenimiento y la sostenibilidad de la vida salvaje [44, 45].

3.5. Conclusiones

Recientes trabajos de investigación han mostrado cierta tendencia a que el coste de mantenimiento de un parque eólico depende de las condiciones meteorológicas, los cuales podrían ser previstos una vez se predigan las futuras condiciones climáticas.

Para demostrar la verdadera relación entre el mantenimiento de parques eólicos y las condiciones climáticas, este trabajo analiza cuatro parques eólicos reales

desde una perspectiva de calidad total ayudando a mejorar el mantenimiento basado en la experiencia de los operadores.

Los resultados han mostrado que la experiencia de los operadores es un buen método para seleccionar los índices de mantenimiento del parque eólico derivados de los indicadores estándar. En este sentido, empleando el control estadístico de procesos de estos nuevos índices se ha obtenido un algoritmo adecuado para vigilar y controlar el rendimiento de parque. Además, una vez que se han observado nuevas tendencias en todos los índices se pueden establecer las causas asignables para explicar las variaciones. En este sentido, se ha llevado a cabo un análisis de correlación entre el valor mensual promedio de cada índice y la velocidad media mensual del viento. Sólo el índice de costes de mantenimiento y el índice de coste de mantenimiento por hora presenta una clara relación con las condiciones climáticas que serán analizadas en capítulos posteriores.

A pesar de que estos índices son adecuados para monitorizar y controlar el mantenimiento de parques eólicos se debe tener cuidado en la elección de éstas. Ello es debido al riesgo de la utilización de muchos números que no proporcionan ninguna información útil. En este sentido, se ha revelado que los índices de porcentajes de reparación y mantenimiento preventivo y la tasa de porcentaje de los costes de reparación correctivas no son adecuados para el proceso de control estadístico de los parques eólicos.

Finalmente, estos resultados podrían ser la base de un nuevo sistema de control en función de los índices considerados. Por lo tanto, se sugiere que futuros trabajos de investigación [46, 47] definan los modelos de parques eólicos mediante la correlación de la curva de potencia del generador y a las características del viento en base a escenarios reales y métodos estadísticos. En estos modelos, las medidas reales son susceptibles de incluir datos erróneos y, por consiguiente, es esencial la aplicación de otras técnicas de filtrado automático para hacer frente a este problema.

3.6. Referencias

- [1] Alsyouf, I., El-Thalji, I. 2009, "Maintenance practices in wind power systems: A review and analysis", *School of Technology and design Växjö University, Sweden*.
- [2] Kühn, M., Bierbooms, W., Bussel van, G.J.W, Cockerill, T.T., Harrison, R., Ferguson, M.C., Goransson, B., Harland, L.A., Vugts, J.H., Wiecherink, R., 1999, "Towards a Mature Offshore Wind Energy Technology-Guidelines from the Opi-OWECS project", *Wind Energy*, vol. 2, no. 1, pp. 25-58.
- [3] Bussel van, G.J.W, Zaaier, M.B., 2001, "DOWEC Concepts Study, reliability, Availability, and Maintenance Aspects", *European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEC)*.
- [4] Teresa H., 2007, "Wind turbines: designing with maintenance in mind", *Power engineering*, vol. 111, no. 5, pp. 36-40
- [5] Wood J., 2004, "Up and Running: as the Offshore Wind industry develops, it's Learning From Some Painful experiences", *IEEE Power Engineering 200*.
- [6] Albizu, I., Tapia, A., Saenz, J.R., Mazón, A.J. & Zamora, I. 2004, "On-line stator winding fault diagnosis in induction generators for renewable generation", *Proceedings of the Mediterranean Electrotechnical Conference - MELECON*, pp. 1017.
- [7] Krokoszinski, H.J., 2003, "Efficiency and effectiveness of wind farms—keys to cost optimized operation and maintenance", *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 2165-2178.
- [8] Tavner, P.J., Xiang, J. & Spinato, F. 2007, "Reliability analysis for wind turbines", *Wind Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 1-18.
- [9] Rademakers L.W.M.M., Braam, H., Verbruggen, T.W., 2010, "R&D needs for O&M of wind turbines", <http://www.ecn.nl>.
- [10] Braam, H., Rademakers, L.W.M.M., Verbruggen, 2010, "T.W. CONMOW: condition monitoring for offshore wind farms", <http://www.ecn.nl>.
- [11] Iniyani S., Suganthi L., Jagadeesan T.R., 1996, "Fault analysis of wind turbine generators in India", *Renewable energy*, vol. 9, no. 1, pp. 772-775.
- [12] Caselitz, P., Giebhardt J., Mevenkamp M. (1994) "On-line fault detection and prediction in wind energy converters". EWEC'94 Thessaloniki, 623-627.

-
- [13] Jefferies, W.Q., Chambers, J.A., Infield, D.G., 1998, "Experience with bicoherence of electrical power for condition monitoring of wind turbine blades", *IEEE proc. Image Signal Process*, vol. 145, no. 3, pp. 141-148.
- [14] Wilkinson M.R., Tavner P.J., 2004, "Extracting condition monitoring information from a wind turbine drive train", *Universities power engineering conference (UPEC). 39th International*, vol. 2, pp. 591-594.
- [15] Khan, M.M., Iqbal, M.T., Khan, F., 2006, "Reliability and condition monitoring of a wind turbine", *Electrical and computer engineering 2005; Canadian conference*, pp. 1978-1981.
- [16] Nilsson, J., Bertling, L., 2007, "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, pp. 232-229.
- [17] Verbruggen, T.W., 2003, "Wind turbine operation & maintenance based on condition monitoring", *Final report, ECN-C-03-047*.
- [18] Hameed, Z., Hong, Y.S., Cho, Y.M., Ahn, S.H., Song, C.K., 2009, "Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms: A review", *Renew Sustainable Energy Review*, vol. 13, pp. 1-39.
- [19] Pastor Calvo, E., Sacristán, J.S., 2005, "Avance estudios Grupos de Trabajo del Comité de Mantenimiento en el Sector de la Energía (AEM): (1ª parte), valor del mantenimiento y cuadro de mando; formación y cualificación del personal", *Mantenimiento: ingeniería industrial y de edificios*, vol. 184, pp. 30-42.
- [20] Maza Sabalote, J. P., 2007, "El mantenimiento y la productividad", *Ing. Química*, vol. 450, pp. 64-65.
- [21] Moratilla, B.Y., 2008, "Energía eólica: operación y mantenimiento de parques eólicos", *Generación eléctrica con energía eólica: presente y futuro/coord.*, pp. 101-104.
- [22] Río Chao, C., 2004, "Mantenimiento predictivo en la energía eólica, opción rentable y competitiva", *Energía: Ingeniería energética y medioambiental*, vol. 30, no. 177, pp. 118-120.
- [23] Bilbao, M., Terradillos, J., Ciria, J.I., Málaga, A., 2005, "Análisis del aceite como herramienta de mejora del comportamiento de las multiplicadoras de

aerogeneradores: Principales problemas detectados a través del lubricante", *Mantenimiento: ingeniería industrial y de edificios*, vol. 189, pp. 6-16.

[24] Orosa, J.A., Garcia-Bustelo, E.J. & Perez, J.A. 2009, "Galician climatic change effect on wind power production", *POWERENG 2009 - 2nd International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives Proceedings*, pp. 180.

[25] Kusiak, A., Zheng, H. & Song, Z. 2009, "Models for monitoring wind farm power", *Renewable Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 583-590.

[26] Siam, 2009, "Environmental Information system of Galicia", <http://www.meteogalicia.es>. Accessed October 2009.

[27] Şen, Z. 1997, "Statistical investigation of wind energy reliability and its application", *Renewable Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 71-79.

[28] Control Charts. <http://www.seh-lelha.org/calidad.htm>. Accessed October 2009.

[29] Ardente, F., Beccali, M., Cellura, M. & Lo Brano, V. 2008, "Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 1, pp. 200-217.

[30] Concetti, M., Cuccioletta, R., Fedele, I., Mercuri, G., 2009, "Tele-maintenance "intelligent" system for technical plants result management", *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 94, pp. 63-77.

[31] UNE EN15341:2008. Maintenance-Maintenance Key Performance Indicators.

[32] UNE EN 13306, Maintenance—Terminology. UNI EN standard, 2003.

[33] Montgomery, D.C., 1991, "Introduction to Statistical Quality Control" (2nd.ed.), Wiley, New York.

[34] Jennings, A. D., Drake P. R., 1997, "Machine tool condition monitoring using statistical quality control charts", *International Journal of Mach. Tools Manufact.*, vol. 37, no. 9, pp. 1243-1249.

[35] Walsh, P., Koumpis, A. and Barziv, O., 2000, "Managing real time interactions in industrial environments based on information supply chains: the ESPRIT ATLAS project", *Logistic Information Management*, vol. 13, no. 2, pp. 45-57.

[36] Kehoe, D. and Boughton, N., 2001, "Internet based supply chain management: a classification of approaches to manufacturing planning and control", *International Journal of Operations & production Management*, vol. 21, no. 4, pp. 516-525.

- [37] Sahay, B.S. & Gupta, A.K. 2003, "Development of software selection criteria for supply chain solutions", *Industrial Management and Data Systems*, vol. 103, no. 1-2, pp. 97-110.
- [38] Robert, C.K. and William, D.S., 1999, "Software selection guide", *Quality*, pp. 31-35.
- [39] Schmidh, K., 1999, "Software selection guide", *Quality*, vol. 39, no. 12, pp. 5-18.
- [40] Apt, J. 2007, "The spectrum of power from wind turbines", *Journal of Power Sources*, vol. 169, no. 2, pp. 369-374.
- [41] Sainz, E., Llombart, A., Guerrero, J.J., 2009, "Robust filtering for the characterization of wind turbines: Improving its operation and maintenance", *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 21, pp. 36-2147.
- [42] Llombart-Estopiñan A., 2008, "Improving the operation and maintenance of wind farms: determination of wind turbine performance", *Icrepq08*. <http://www.icrepq.com/papers-icrepq08.htm>. *Accedido 30/07/2012*.
- [43] Ellemose Gulev, R., 2008, "Cultural repercussions. An analysis of management behaviour through the lens of European cultural variation", *Industrial Management & Data*, vol. 09, no. 6, pp. 793-808.
- [44] Solari, P. & Minervini, G. 2004, "Exploitation of renewable energy sources and sustainable management of the territory: Wind farms in Regione Liguria", *Management of Environmental Quality*, vol. 15, no. 1, pp. 41-47.
- [45] Anderson, R, Erickson, W., Strickland, D. Tom, J. and Neumann, N., 1998, "Avian monitoring and risk assessment at Tehachapi Pass and S. Gorgonio Pass wind resources areas, California: phase 1, preliminary results", *Proceedings of National avian-wind Power Planning Meeting III*, May, San Diego, CA., pp. 31-46
- [46] Orosa, J.A., García-Bustelo, E.J. & Oliveira, A.C. 2009, "Low speed wind concentrator to improve wind farm power generation", *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, pp. 3605.
- [47] Orosa, J.A., Garcia-Bustelo, E.J. & Perez, J.A. 2009, "Wind turbine concentrator design based on moist air phase change", *POWERENG 2009 - 2nd International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives Proceedings*, pp. 490.

Capítulo 4: Nueva técnica de mantenimiento basada en temperatura

El propósito de este capítulo ha sido el desarrollo de un sistema de monitorización de condición (CMS) de un parque eólico basado en gráficos de control como algoritmo de un nuevo índice que no ha sido empleado hasta el momento en parques eólicos como es el caso de la temperatura del multiplicador de los aerogeneradores. En consecuencia se ha empleado la temperatura del aceite de multiplicadores utilizados en los aerogeneradores de un parque eólico real. La principal ventaja de esta variable es que la información obtenida se puede emplear por medio de sensores de bajo coste en lo que se refiere anemómetros y contadores eléctricos de potencia de salida. De esta manera, se ha realizado un análisis estadístico y los principales resultados fueron presentados de una forma sencilla.

Una vez que se ha obtenido la relación entre la producción de energía eólica de la turbina y la temperatura del aceite del multiplicador, se ha realizado un caso práctico centrado en el control estadístico para demostrar la validez del modelo. Los resultados han mostrado que este nuevo procedimiento mejorará las deficiencias en el proceso de mantenimiento reduciendo el tiempo de detección de fallos por medio de sensores de bajo coste.

4.1. Introducción

El Control Estadístico de Procesos (SPC) es la ciencia aplicada que ayuda a recopilar, organizar e interpretar la gran variedad de información disponible para aplicaciones de ingeniería [1]. SPC puede ayudar a entender y reducir la variación en cualquier proceso, lo que redundaría en un menor gasto de tiempo y dinero. En particular, los gráficos de control muestran cómo se lleva a cabo un proceso, el cual se compara con las necesidades del cliente proporcionando un índice que funciona como indicador de la mejora de la calidad. Por último, los índices de capacidad de procesos resultantes facilitan una rápida evaluación de las diferentes iniciativas de calidad destinadas a mejorar la consistencia del proceso.

Este tipo de estudios estadísticos se pueden desarrollar de forma automática por los ordenadores en tiempo real [2]. En este sentido, tal y como se ha concluido en trabajos de investigación recientes [3, 4, 5], un equipo de recogida de información en tiempo real puede detectar cambios muy sutiles en un proceso e incluso puede advertir a tiempo para evitar errores en el proceso antes de que ocurran.

Tal y como se ha comentado anteriormente, los lenguajes de programación permiten a los operadores de centrales de potencia ajustar los datos reales de toma de muestras a cada situación en particular. Por ejemplo, Microsoft VBA es un lenguaje muy simple para interactuar con Excel fácil de usar en ingeniería [6, 7, 8].

Una vez que se ha propuesto un algoritmo, éste debe ser aplicado en base a algunos índices [9]. Estos índices se obtienen generalmente de la experiencia de los operadores y se definen generalmente como una función de indicadores estándar. Un indicador es un parámetro numérico que proporciona información sobre servicios críticos identificados en los procesos o las personas con respecto a sus expectativas o percepciones de los tiempos de coste, calidad y plazo. Se debe tener cuidado en la selección de indicadores ya que hay un riesgo de uso de una gran cantidad de números que no proporcionan ninguna información útil.

Para finalizar, un sistema de monitorización (CMS) está siendo utilizado hoy en día en muchas otras aplicaciones, sin embargo, en la industria de la energía eólica es relativamente nuevo, así que es muy interesante analizar un caso práctico que permite definir los principales parámetros a tener en cuenta [10, 11].

El propósito de este capítulo es el desarrollo del mantenimiento de parques eólicos por medio de una metodología basada en los gráficos de control con un nuevo algoritmo basado en un nuevo índice que no ha sido empleado hasta el momento en parques eólicos, la temperatura del multiplicador de aerogeneradores. La principal ventaja de esta investigación es que la información obtenida es por medio de sensores de bajo coste, como PT-100 que se pueden emplear en el sistema de control como anemómetros y contadores eléctricos de potencia de salida. En consecuencia, en el presente trabajo de investigación se ha muestreado en tiempo real la temperatura del aceite de la muestra en los multiplicadores utilizados en los aerogeneradores de un parque eólico.

Posteriormente se ha llevado a cabo un análisis estadístico. Los resultados han demostrado que la temperatura del aceite de los multiplicadores es un nuevo parámetro de control muy interesante. Además, se ha desarrollado un caso práctico basado en esta teoría mostrando la viabilidad de este nuevo procedimiento de control de mantenimiento.

4.2. Materiales y métodos

4.2.1. Los multiplicadores de los aerogeneradores

En un aerogenerador podemos encontrar diferentes componentes como multiplicadores, generadores, acoplamientos, frenos y sensores, tal y como se muestra en la Figura 4.1. El acoplamiento entre la caja de engranajes y el generador es elástico y capaz de absorber desalineaciones en funcionamiento continuo. El freno mecánico se monta en el eje rápido y consta de un disco en el que frena por medio de una pinza hidráulica. Finalmente, todos estos componentes y más sensores para el muestreo de velocidades, temperaturas y posición cada 10 minutos, se encuentra dentro de una "caja" o "góndola", tal y como se muestra en la Figura 4.1.

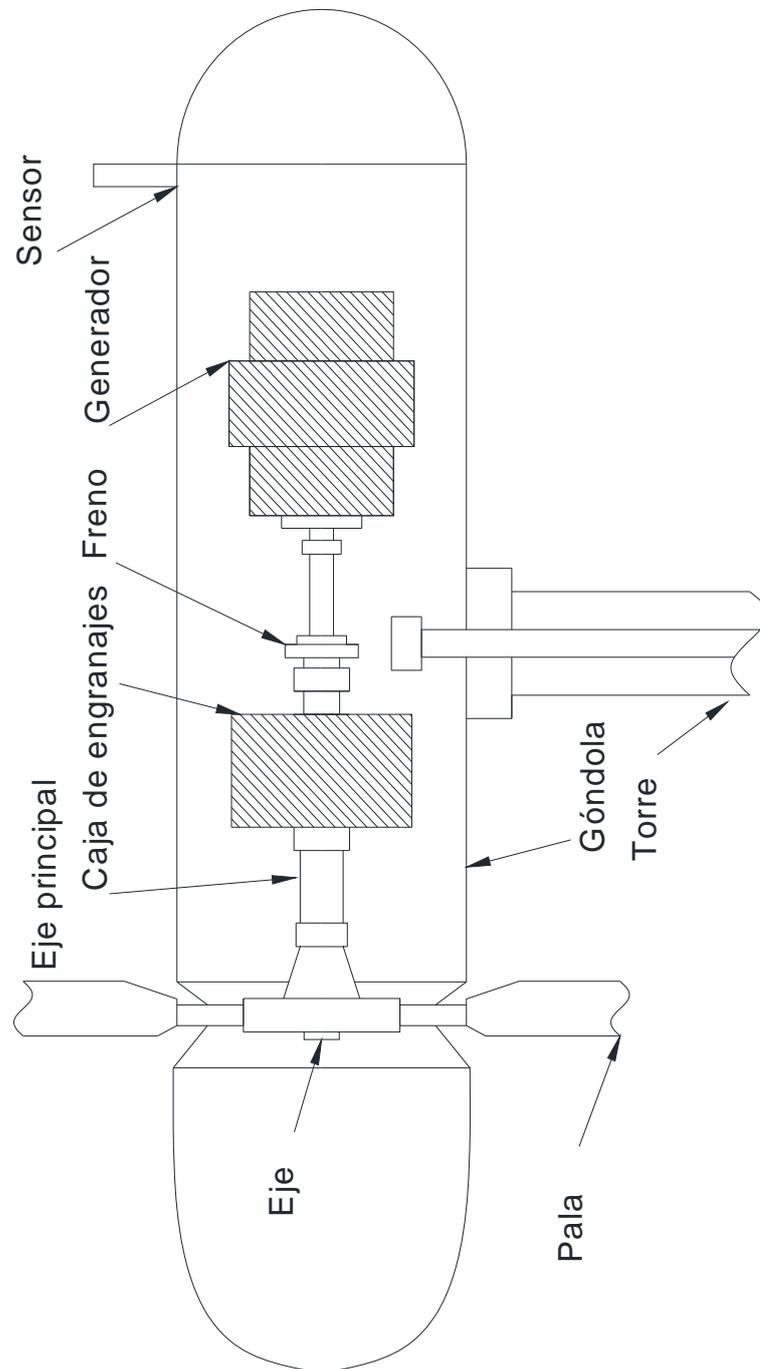


Figura 4.1. Principales componentes estructurales de un HAWT.

El multiplicador está diseñado para convertir las bajas revoluciones por minuto en las altas revoluciones necesarias para trabajar el generador. Se compone de una serie de engranajes en varias etapas, entre 3 y 4, que aumentan las revoluciones en la conexión del eje de entrada del multiplicador para el eje del generador. Por lo tanto, la etapa de entrada es por lo general entre 15-25 rpm, y la etapa de salida está entre 1200 y 1800 rpm. En consecuencia, entre otras, las funciones principales de un multiplicador son la de transmitir la potencia del rotor de giro del generador para multiplicar las revoluciones y obtener una adaptación evolutiva a la demanda.

En particular, en el presente trabajo se analizará el comportamiento de un tipo de multiplicador planetario. El multiplicador planetario es una especie de multiplicador para imponerse en la actualidad debido a sus características como la relación de transformación de alta, menos espacio de trabajo y, por último, soportar cargas pesadas.

Al mismo tiempo, el multiplicador es dónde se encuentra la mayor pérdida de rendimiento de la turbina. En consecuencia, para minimizar estas pérdidas, todos los engranajes están generalmente sumergidos en el aceite lubricante que, al mismo tiempo se hace circular a través de un circuito donde se filtra, se enfría y es compartido por todos los elementos móviles. Este sistema de circulación se compone de una unidad de bombeo que impulsa el aceite hacia un intercambiador y un filtro con un sensor que avisa en caso de existir una gran cantidad de impurezas depositadas.

4.2.2. Gráficos de Control de Variables

En cualquier proceso productivo siempre hay alguna variación incontrolable. Esta es una variación normal y consecuencia del efecto acumulativo de muchas pequeñas causas incontrolables. Un sistema estable es aquel que su comportamiento se considera aceptable durante la operación normal del proceso y es tratado como si estuviera dentro de los límites de control estadístico. Por el contrario, hay otras causas de la variación producida por causas asignables que suelen ser de gran intensidad en comparación con las variaciones normales del proceso. En consecuencia, el proceso alcanza un nivel inaceptable de rendimiento y se trata como

un proceso fuera de control. El control estadístico de procesos es básicamente la manera de detectar la presencia de causas asignables e inicio de la acción correctiva.

Como se ha explicado anteriormente, el gráfico de control es uno de los métodos más importantes y de mayor uso en el Control Estadístico de Calidad (SPC) para comprobar la estabilidad del proceso y la variabilidad [12]. Es una representación gráfica de un parámetro de proceso en función del tiempo con una línea central y dos límites de control [13].

En nuestro estudio, se han medido algunas características de calidad y se han seleccionado las variables de los gráficos de control.

Una vez que se han medido las variables durante un período de calibración de diferentes indicadores se ha tenido que desarrollar un proceso estadístico para establecer los límites de control. Estos límites se fijan generalmente por encima y por debajo del valor medio equivalente a tres veces la desviación estándar del proceso.

El cálculo de la media de todas las medidas y el límite de control superior e inferior están dados por las ecuaciones 4.1 y 4.2.

$$UCL = \mu + 3 \cdot \sigma \quad (4.1)$$

$$LCL = \mu - 3 \cdot \sigma \quad (4.2)$$

Donde

μ es la media de cada indicador.

σ es la desviación estándar de cada indicador.

Una vez que la información es analizada por medio de un gráfico de control será posible determinar si cada uno de los indicadores está dentro o fuera de control de conformidad con las normas anteriores. Si el proceso está fuera de control sólo tenemos que eliminar las causas asignables. Por otra parte, si el proceso es capaz de mantener los indicadores dentro de los límites de control aún será posible optimizar el proceso. Dicha optimización se obtiene si el proceso está centrado dentro de los límites de control.

4.2.3. Los parámetros de interés

Como se ha explicado anteriormente, los multiplicadores de los aerogeneradores presentan una serie de sensores de temperatura que recogen y envían señales en tiempo real a los ficheros de almacenamiento de datos para registrar el estado de funcionamiento de la torre en períodos de tiempo de la fracción de horas. Los principales parámetros considerados para ser analizados en este proceso han sido; la potencia de salida, velocidad del viento, temperatura de la góndola, la temperatura ambiente y la temperatura del multiplicador. De acuerdo con los procedimientos de mantenimiento general [14, 15] los datos de muestreo se han obtenido durante un período de tiempo de seis meses y la frecuencia de muestreo ha sido de 10 minutos de cada variable, tal y como se había comentado anteriormente, ver en Figura 4.2.

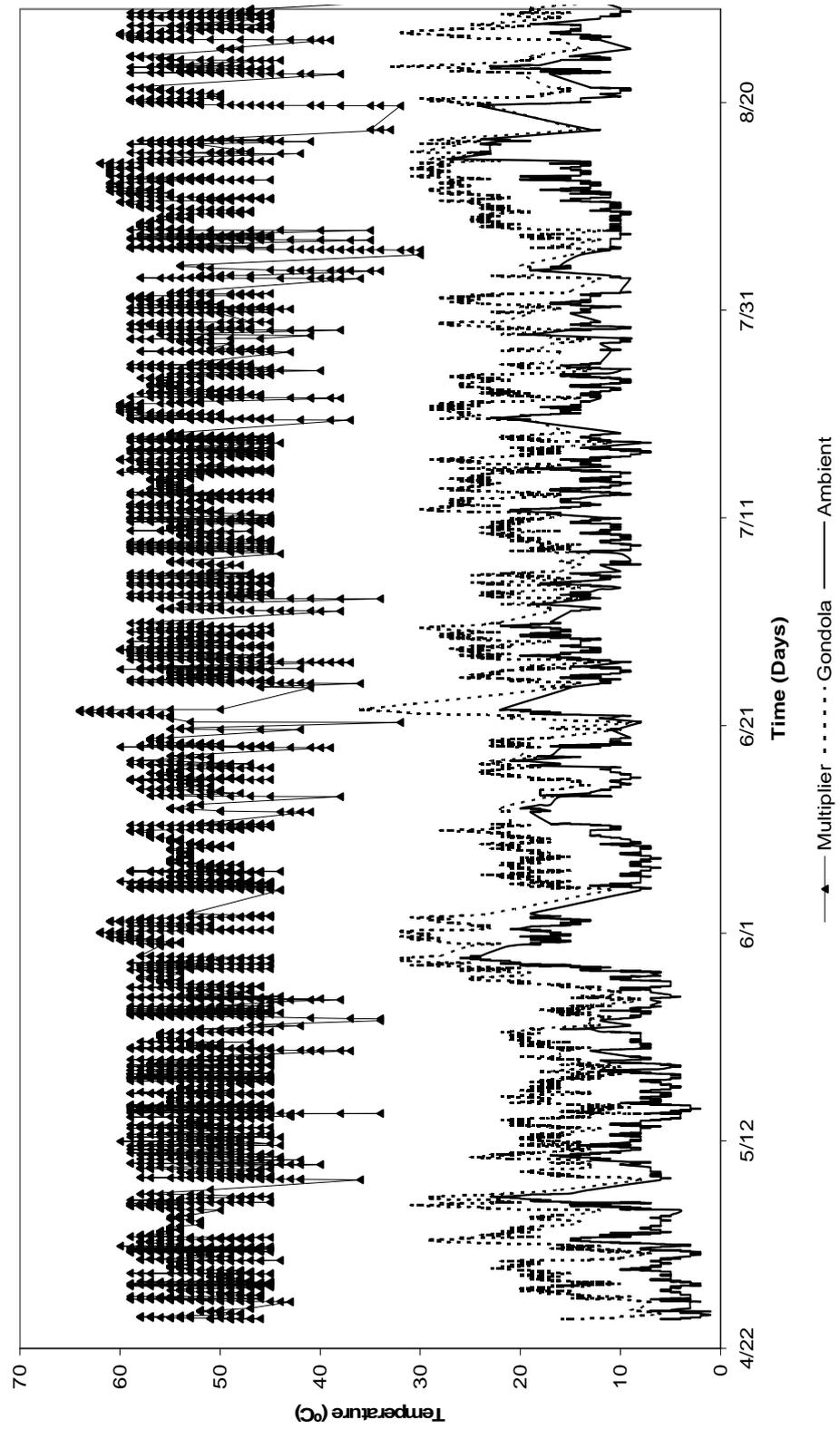


Figura 4.2. Muestreo de datos.

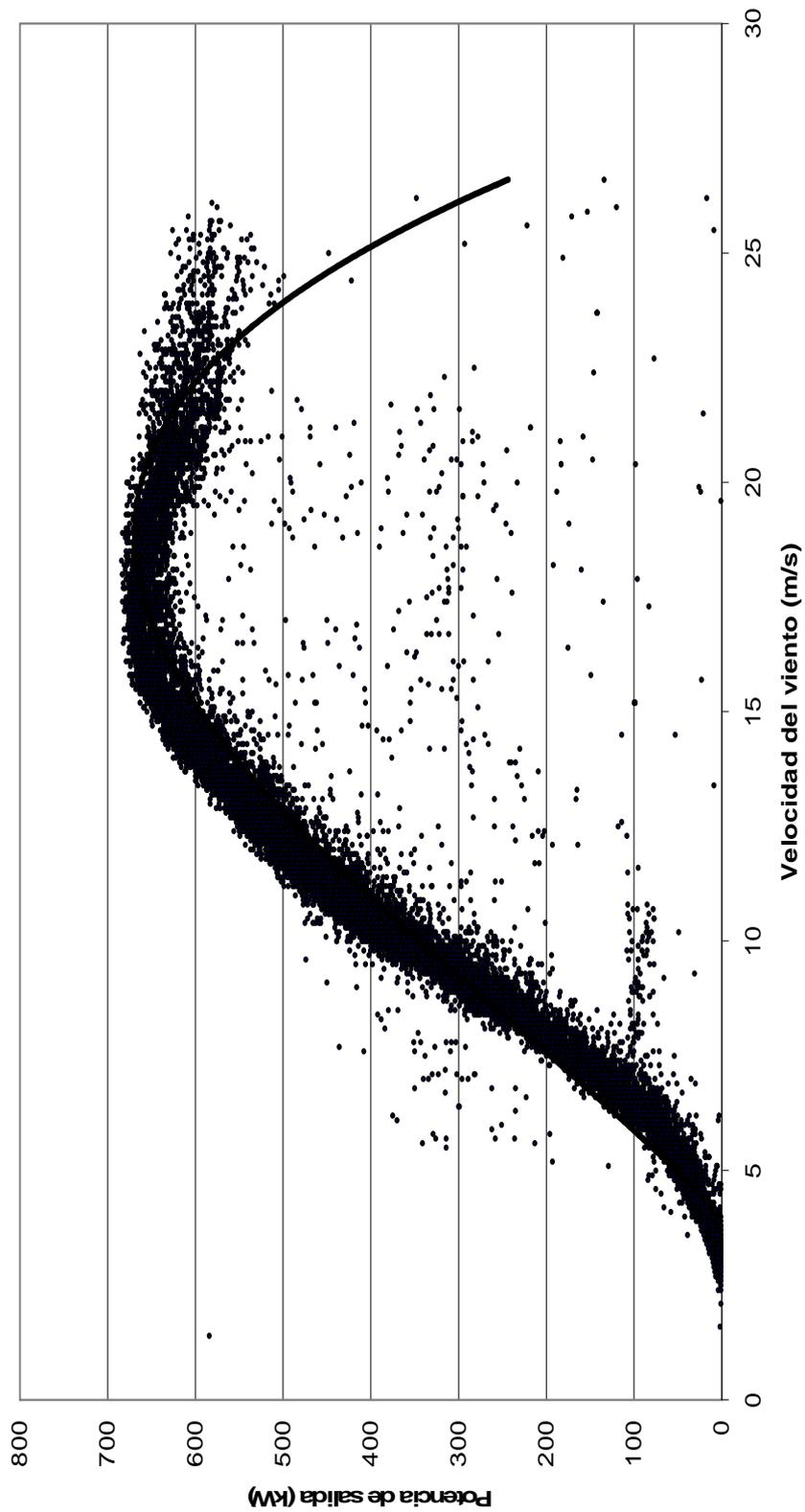


Figura 4.3. La correlación entre la potencia y la velocidad del viento.

Una vez que se han obtenido los principales datos se ha definido su relación por medio de correlación de los datos de la muestra. Esta correlación resultó ser de especial interés entre la potencia y la velocidad del viento y entre la potencia y la temperatura del aceite del multiplicador. Al mismo tiempo, se ha obtenido un factor de correlación de 0,8 entre la temperatura de góndola y la temperatura ambiente. Es un claro ejemplo de transferencia de calor a través de la góndola que debe ser analizado en futuros trabajos de investigación.

A partir de estos factores de correlación se puede concluir que la potencia de salida depende de la velocidad del viento y la temperatura del aire ambiente húmedo. Además, debido al cálculo de la densidad del aire húmedo, se ha obtenido una baja variación durante el proceso de toma de muestras y se ha propuesto un ajuste de la curva de potencia y velocidad del viento.

Los resultados han mostrado un factor de correlación adecuado como una función del cubo de la velocidad de forma similar a los estudios teóricos sobre el potencial de energía eólica, tal y como se muestra en la Figura 4.3.

La relación entre la potencia y la velocidad del viento se ha podido ajustar a la ecuación 4.3 con un factor de correlación adecuada de 0,9483.

$$P = -0,1817 \cdot V^3 + 4,557 \cdot V^2 + 22,105 \cdot V - 149,98 \quad (4.3)$$

Donde

P es la potencia de salida (kW)

V es la velocidad del viento (m / s)

Por otra parte, de acuerdo con los resultados previos sobre factor de correlación entre los datos reales de la muestra, se ha obtenido un ajuste de las curvas adecuado entre la potencia de salida y la temperatura del multiplicador con un factor de correlación adecuado de 0,9345, tal y como se muestra en la Figura 4.4 y la Ecuación 4.4.

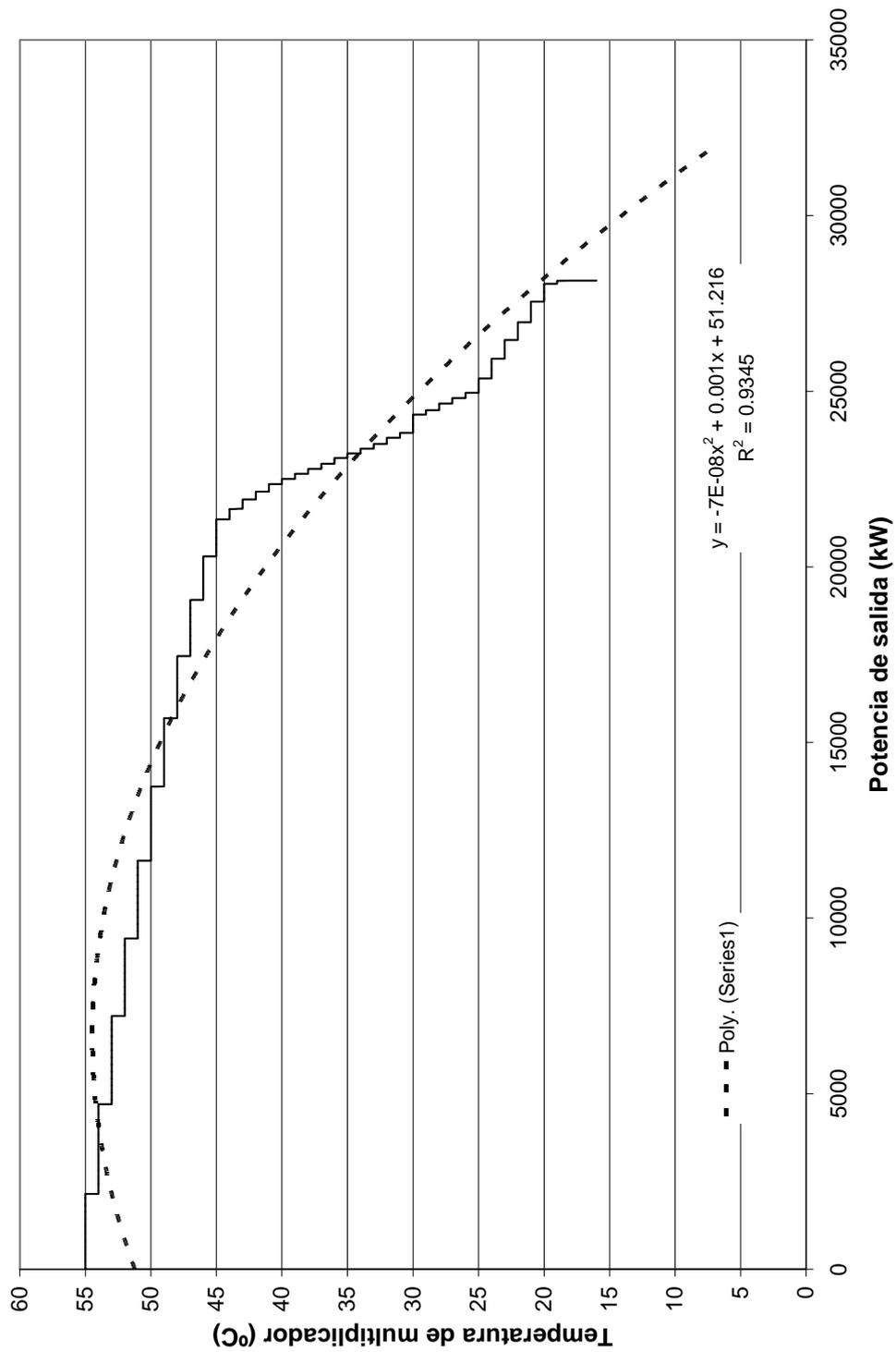


Figura 4.4. Correlación entre la temperatura multiplicador y potencia de salida.

$$T_{\text{multiplicador}} = -7 \cdot 10^{-8} \cdot P^2 + 0,001 \cdot P + 51,216 \quad (4.4)$$

Donde

P es la potencia de la turbina eólica (kW)

$T_{\text{multiplicador}}$ es la temperatura multiplicador (°C)

Una vez definida esta relación entre la temperatura del multiplicador y la potencia de salida, el siguiente paso es definir un nuevo sistema de control centrado en estos sensores de bajo coste para el mantenimiento, tal y como será discutido en la siguiente sección.

4.3. Temperaturas de multiplicador como parámetro de control

El propósito de este análisis es el de identificar las tendencias de las temperaturas de los multiplicadores y dar detalles de sus posibles desviaciones con el objetivo de encontrar medidas correctivas y de funcionamiento de la turbina.

4.3.1. Muestreo de datos reales

En la siguiente tabla, la tabla 4.1, existe un ejemplo de los datos obtenidos del sistema de control de un parque eólico real. Se han muestreado parámetros como el tiempo, la potencia media, la velocidad del viento, la temperatura ambiente y la temperatura multiplicador. Estos datos fueron recogidos y ordenados en diferentes rangos de potencia media.

Potencia promedio de salida (kW)	Temperatura promedio (°C)	Desviación estándar	LCS	LCI	Contador	Contador (%)
455	51,06	3,22	57,49	44,63	329	97,34%
465	51,06	3,29	57,65	44,48	321	97,57%
475	51,17	3,05	57,28	45,07	312	96,89%
485	51,75	3,08	57,91	45,58	378	94,26%
495	51,83	2,94	57,71	45,94	346	96,92%
505	52,04	2,97	57,99	46,09	377	95,93%
515	51,87	2,83	57,54	46,20	322	97,87%
525	52,40	3,00	58,39	46,40	379	97,93%
535	53,01	3,14	59,30	46,72	342	97,99%
545	52,84	2,88	58,60	47,08	362	96,28%
555	52,96	3,12	59,20	46,71	336	96,28%
565	53,60	2,95	59,50	47,70	314	96,62%
575	53,77	3,29	60,35	47,20	362	95,51%
585	54,08	3,21	60,50	47,67	439	97,34%
595	54,84	3,52	61,88	47,80	477	95,59%
605	55,12	3,57	62,26	47,98	560	97,22%
615	54,98	3,17	61,32	48,64	646	98,48%
625	55,25	3,12	61,50	49,01	707	95,67%
635	55,22	2,46	60,15	50,30	753	98,17%
645	54,83	2,16	59,14	50,52	660	98,36%
655	54,47	1,89	58,25	50,69	530	97,79%
665	53,84	1,18	56,20	51,47	205	95,79%
675	53,63	0,93	55,48	51,78	25	92,59%
					9482	96,99%

Tabla 4.1. Control estadístico del proceso.

En esta tabla 4.1 se describe, en la primera columna, los cálculos de acuerdo a los rangos de potencia. La segunda columna expresa la temperatura media que existe en cada gama de potencia y en la tercera columna se representa la desviación estándar de la temperatura multiplicador.

De acuerdo con trabajos de investigación anteriores [1], dado que el azar ejerce un papel en cualquier variable, se puede crear una distribución normal con una media y una desviación estándar. En consecuencia, la distribución está situada alrededor de su media y oscila más o menos tres veces la desviación estándar. Por lo tanto, la cuarta y quinta columna son los límites de control superiores (UCL) e inferiores (LCL), respectivamente. Las últimas columnas son los contadores que muestran el número de valores que están dentro de los límites de control y el porcentaje de estos valores en la muestra.

Tras establecer los límites es necesario definir si un proceso está, o no, fuera de control. Para ello, se definen A, B y C como las regiones entre los 1, 2 y 3 veces la desviación estándar y por debajo de la media. Además, se aplican las siguientes reglas para detectar si un proceso está fuera de control:

- 2 de 3 puntos en una fila en la zona C.
- 4 de 5 puntos en una fila en la zona B o más allá.
- 6 puntos consecutivos hacia arriba o hacia abajo.
- 8 puntos consecutivos fuera de la zona A, en ambos lados de la línea central.

En cualquier caso, debemos tener en cuenta la presencia de patrones o tendencias en los gráficos de control.

Como resultado, para un multiplicador simple hemos obtenido la Figura 4.5 que muestra cada límite de control, la línea central y cada valor instantáneo como una nube de puntos que representan las temperaturas.

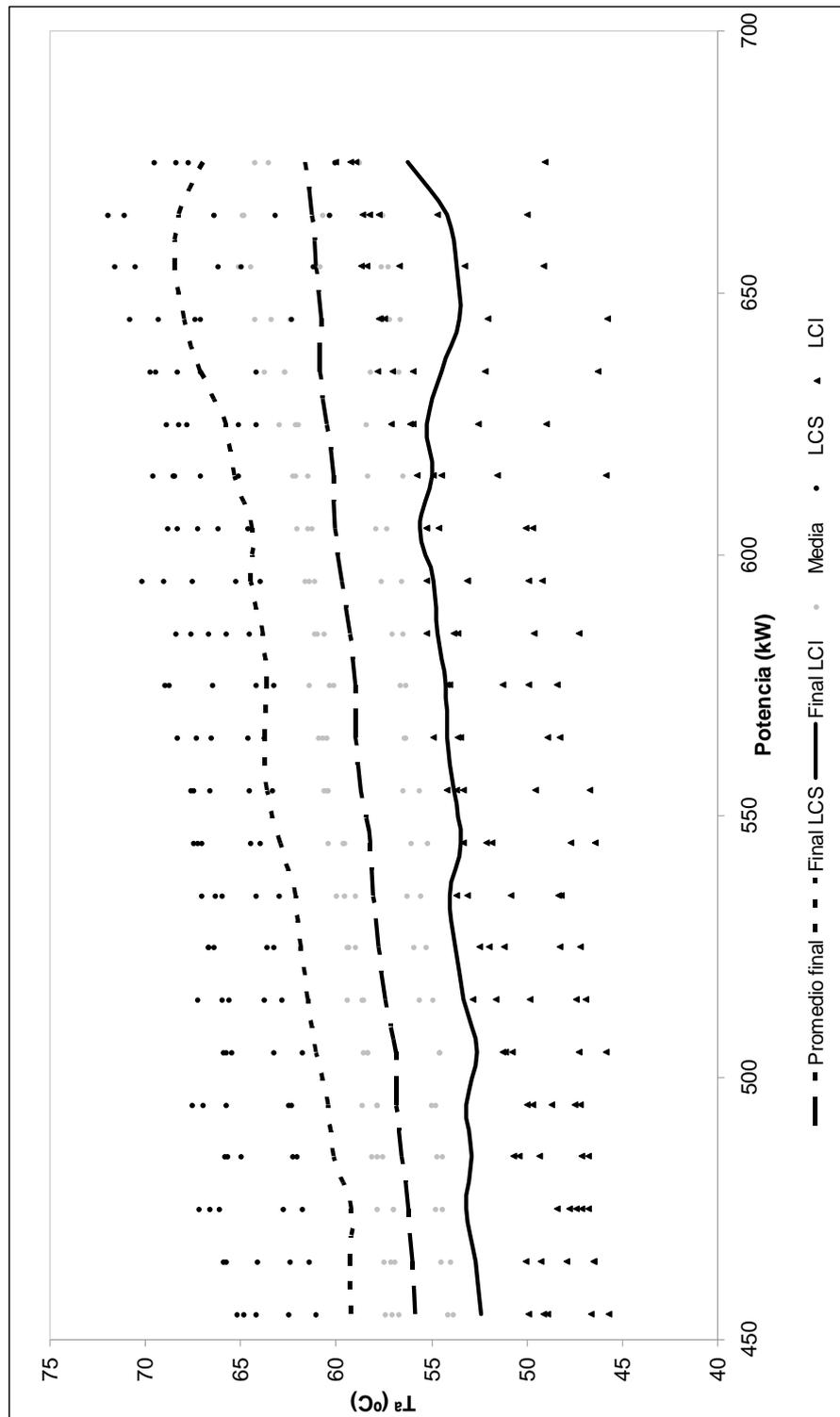


Figura 4.5. Control de proceso estadístico de los datos de un multiplicador.

Para un multiplicador específico se puede obtener un polinomio de explotación válido dentro de una gama temperaturas, tal y como se muestra en la Ecuación 4.5.

$$T_{\text{Línea central}} = -9 \cdot 10^{-05} x^2 + 0,1218x + 14,113 \quad (4.5)$$

Al mismo tiempo, los límites de control pueden ser dados como polinomios tal y como se muestran en las Ecuaciones 4.6 y 4.7.

$$T_{\text{UCL}} = -0,0003x^2 + 0,3061x - 28,069 \quad (4.6)$$

$$T_{\text{LCL}} = 8 \cdot 10^{-05} x^2 - 0,0626x + 56,294 \quad (4.7)$$

4.3.2. Control estadístico del proceso de un parque eólico

El mismo estudio desarrollado para sólo un multiplicador se ha realizado para todos los multiplicadores de un parque eólico con el fin de mostrar el comportamiento de cada uno con respecto al valor medio. En consecuencia, ha sido necesario calcular la media de las medias y las nuevas desviaciones estándar. Además, se han obtenido los nuevos límites de control, tal y como se muestra en la Figura 4.6.

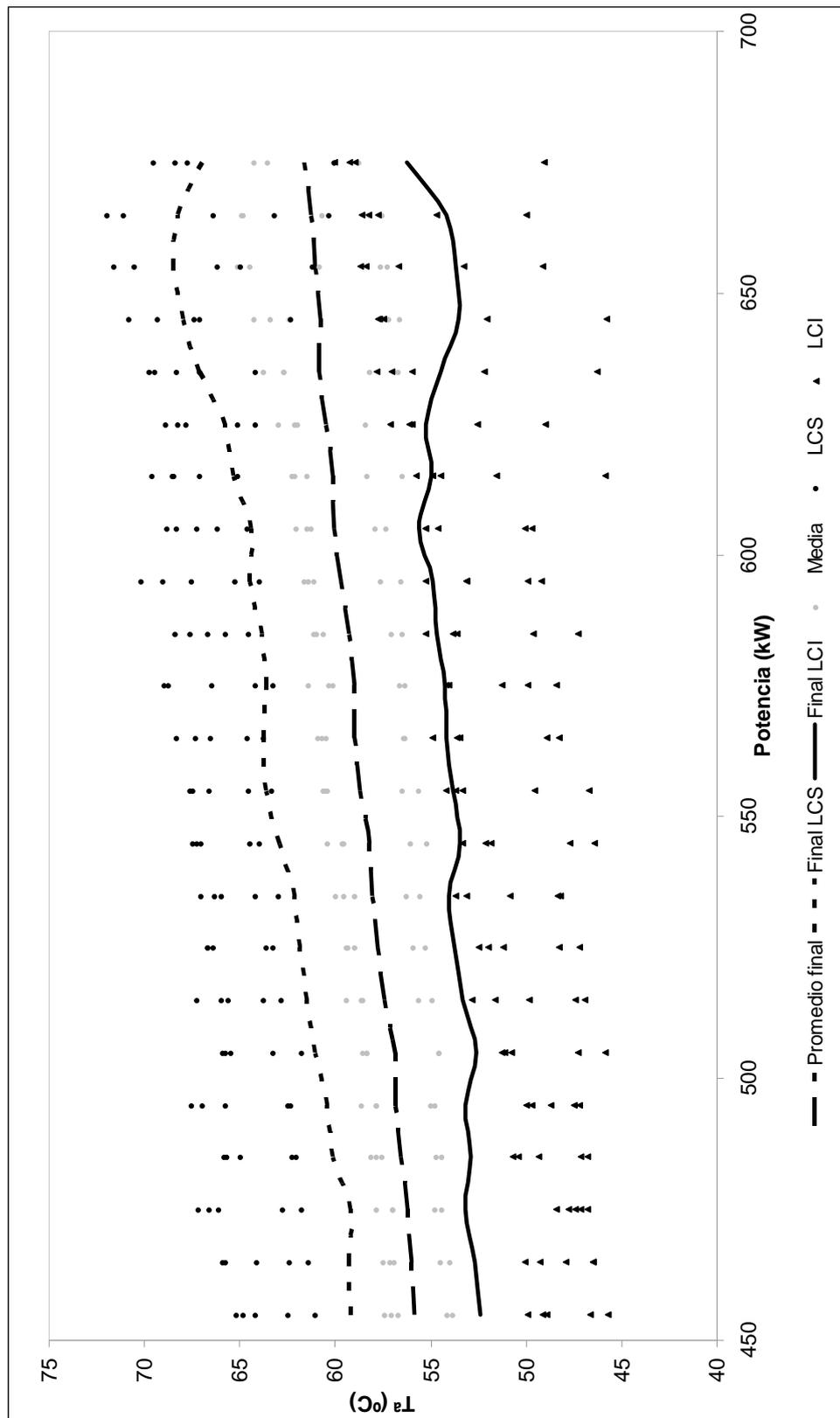


Figura 4.6. Límites de control superior e inferior de parques eólicos.

Como resultado de estos procesos de correlación se ha obtenido que la temperatura óptima de funcionamiento de los multiplicadores se puede definir por medio de un polinomio, tal y como se indica en la Ecuación 4.8.

$$T_{\text{Línea central}} = -8 \cdot 10^{-05} x^2 + 0.1055x + 18.39 \quad (4.8)$$

Además, es importante saber cuándo un multiplicador opera dentro de la temperatura adecuada. Esta temperatura se define por los límites de control establecido en las ecuaciones 4.7 y 4.8.

$$T_{\text{UCL}} = -0.0001x^2 + 0.1642x + 3.0862 \quad (4.9)$$

$$T_{\text{LCL}} = -3 \cdot 10^{-05} x^2 + 0.0468x + 33.693 \quad (4.10)$$

Una vez que se han definido los límites de control del parque podemos obtener la temperatura real de funcionamiento óptima para este tipo de multiplicadores del propio parque. En consecuencia, podemos comparar el rendimiento de cualquier aerogenerador y obtener una primera impresión sobre su operación y establecer si es normal o anormal. En este sentido, en la figura 4.7, podemos ver un ejemplo de situación anormal debido a un multiplicador cuya temperatura media supera el límite superior de control de las temperaturas del parque eólico.

En esta figura podemos ver claramente que el multiplicador está operando bajo una condición "anormal" y nos informa de que tenemos algún tipo de problema en esta turbina, a pesar de que las alarmas no avisen sobre dicha alteración. Una vez que su funcionamiento se define como extraño podemos buscar algunas evidencias de este aumento de temperatura. En este sentido, se han llevado a cabo las diferentes pruebas como el análisis espectral y de vídeo-endoscopia.

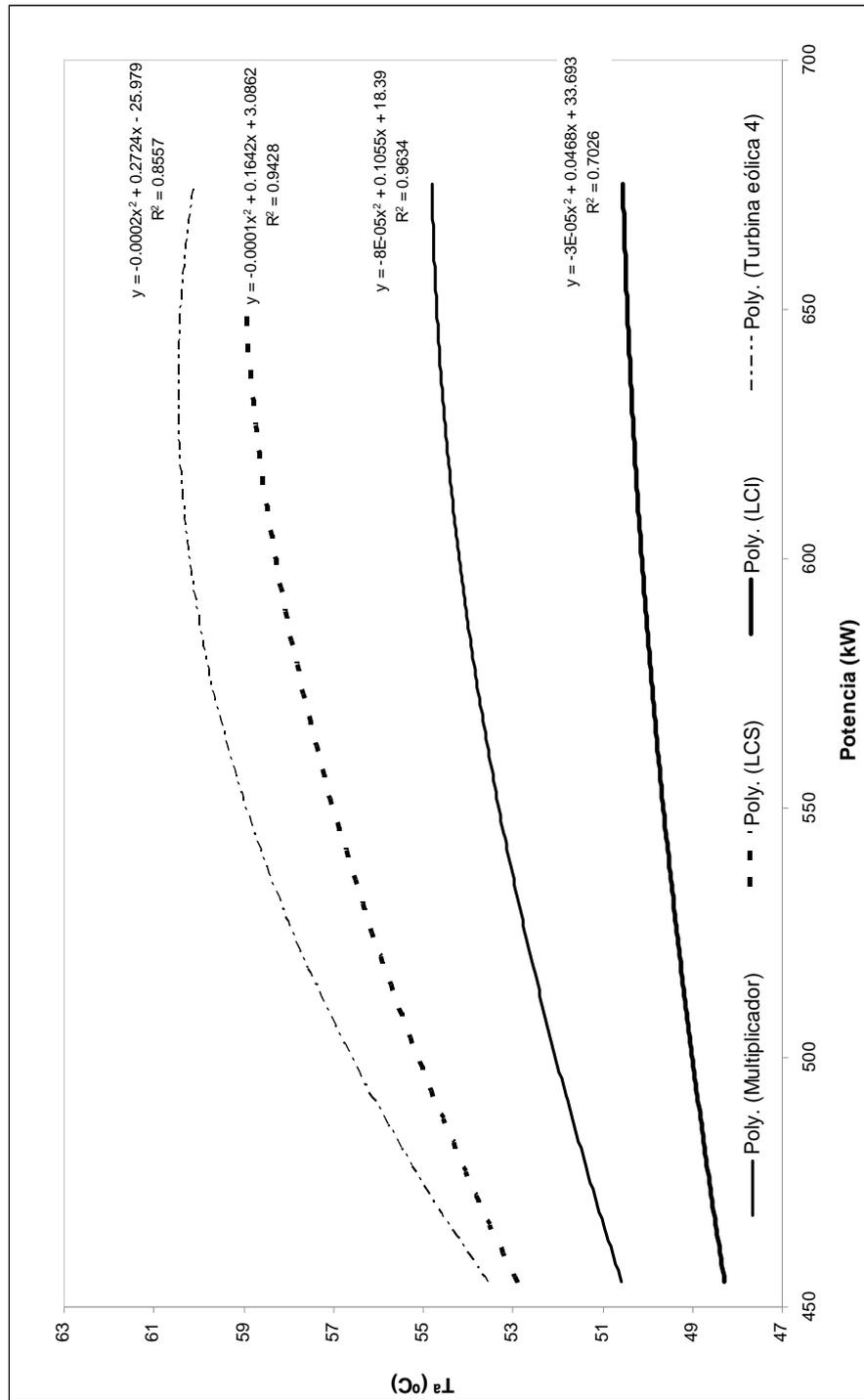


Figura 4.7. Control estadístico de procesos para un parque eólico con respecto a una turbina eólica.

A partir de este análisis espectral se ha obtenido un aumento de la vibración y se ha asociado con el contacto entre los dientes de los engranajes de la etapa planetaria. Además, este ligero aumento de la vibración se ha asociado con la actividad de los engranajes de la etapa intermedia, cojinetes de la etapa planetaria y desalineación del acoplamiento y el paso de las barras del rotor del generador.

Por otra parte, la revisión por vídeo-endoscopia ha determinado que el multiplicador había estado generando virutas como resultado de dos dientes rotos. La conclusión final ha sido que el multiplicador ha tenido que ser sustituido por otro. A pesar de esta avería el multiplicador podría haber sido reparado debido a una detección de fallos en un reducido intervalo de tiempo.

Como consecuencia de este resultado, los procedimientos desarrollados en este estudio deben de ser empleados en futuros métodos de control estadístico de los parques eólicos reales y, en particular, se debe hacer un análisis en profundidad de la temperatura en la góndola para reducir el tiempo de detección de fallos.

4.4. Conclusiones

Los multiplicadores son una causa importante de averías en los parques eólicos. En el presente trabajo de investigación, se ha obtenido una relación clara entre la producción de energía eólica de la turbina y la temperatura del multiplicador. En consecuencia, en este estudio se ha demostrado el interés de la aplicación de sistemas de control basado en temperaturas. En particular, se han utilizado los gráficos de control de las temperaturas de los multiplicadores sobre la base de datos reales de la muestra de cada aerogenerador de un parque eólico. Los resultados han mostrando una clara reducción en el tiempo de detección de fallos y una mejora en el mantenimiento de aerogeneradores. Otra ventaja de esta metodología ha sido su velocidad de respuesta en comparación con el análisis de vibración normalmente empleada en estos estudios y la rentabilidad. Esta última ventaja se debe al bajo coste de sus sensores de temperatura.

4.5. Referencias

- [1] Harris, T.J., Seppala, C.T. & Desborough, L.D. 1999, "A review of performance monitoring and assessment techniques for univariate and multivariate control systems", *Journal of Process Control*, vol. 9, no. 1, pp. 1-17.
- [2] Kumar Sharma, R., Kumar, D. and Kumar, P., 2008, "Predicting uncertain behaviour of industrial system using FM- A practical case", *Applied Soft Computing*, vol. 8, no. 1, pp. 96-109.
- [3] Vosniakos, G. and Wang, J. 1997, "A software system framework for planning and operation of quality control in discrete part manufacturing", *Computer integrated Manufacturing Systems*, vol. 10, no. 1, pp. 9-25.
- [4] Lee, S., Lee, J. K. Park, B. Lee, D. Kim, S. Lee, K., 2006, "Development of internet-based ship technical information management system", *Ocean Engineering*, vol.33, no.1, pp. 1814-1828.
- [5] Louit, D.M., Pascual, R. & Jardine, A.K.S. 2009, "A practical procedure for the selection of time-to-failure models based on the assessment of trends in maintenance data", *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 94, no. 10, pp. 1618-1628.
- [6] Verma, M.P. 2003, "Steam tables for pure water as an ActiveX component in Visual Basic 6.0", *Geotermia, Instituto de Investigaciones Electricas. Computers & Geosciences*, vol. 29, no. 9, pp. 1155-1163.
- [7] Verhoefa, J. Degrèvea, B. Huybrechsa, H.van Veenb, P. Pexb and Bart Van der Bruggena, 2008, "Simulation of a hybrid pervaporation–distillation process", *Computers & Chemical Engineering*, vol. 32, no. 6, pp. 1135-1146.
- [8] Wu, C. & Liu, Y. 2009, "Development and evaluation of an ergonomic software package for predicting multiple-task human performance and mental workload in human-machine interface design and evaluation", *Computers and Industrial Engineering*, vol. 56, no. 1, pp. 323-333.
- [9] UNE EN15341:2008. Maintenance-Maintenance Key Performance Indicators.
- [10] Orosa J.A., Oliveira A.C., Costa A.M., 2010, "New Procedure for Wind Farm Maintenance", *Industrial Management & Data Systems*, vol. 110, no. 6, pp. 861-882.
- [11] Verbruggen, T.W., 2003, "Wind turbine operation & maintenance based on condition monitoring", *Final report, ECN-C-03-047*.

[12] Montgomery, D.C., 1991, "Introduction to Statistical Quality Control", (2nd.ed.), Wiley, New York.

[13] Jennings, A. D., Drake P. R., 1997, "Machine tool condition monitoring using statistical quality control charts", *International Journal of Mach, Tools Manufact*, vol. 37, no. 9, pp. 1243-1249.

[14] Teresa H., 2007, "Wind turbines: designing with maintenance in mind", *Power engineering*, vol. 111, no. 5, pp. 36-40

[15] Tavner, P.J., Xiang, J., Spinato, F., 2007, "Reliability analysis for wind turbines", *Wind Energy*, vol. 10, no. 81, pp. 1-18.

Capítulo 5: Nueva técnica de mantenimiento basadas en el clima

Tal y como se ha mostrado en el capítulo introductorio, las investigaciones más recientes sobre la optimización de parques eólicos, y en particular su mantenimiento, tratan de buscar nuevos algoritmos de operación de los mismos.

El presente capítulo muestra un nuevo procedimiento para obtener algoritmos de control basados en las condiciones climáticas bajo las cuales sucede cada tipo de avería. De esta manera, es posible predecir averías en un parque eólico real por medio de la predicción climática.

En el presente trabajo de investigación se ha demostrado en un primer análisis la correlación existente entre el nivel de aceite de las centrales hidráulicas y el multiplicador y entre las corrientes asimétricas y las paradas de emergencia.

Un segundo análisis estadístico más profundo de la varianza ha permitido definir grupos de fallos asociables a condiciones climáticas. En particular, se ha concluido que las variables meteorológicas más importantes para el mantenimiento son la temperatura media del aire exterior y la velocidad del viento. Un ejemplo de ello ha sido la temperatura media exterior, la cual ha sido relacionada de forma objetiva con el congelamiento de anemómetros y excesivos fallos de orientación, como cabía esperar. Por otra parte, la temperatura de la zapata de freno, parada de emergencia por baja tensión y las corrientes asimétricas se han vinculado con la velocidad del viento y los cambios de dirección del mismo. Además, la humedad relativa ha sido identificada como la peor variable climática a la hora de predecir averías.

Para finalizar, una vez definida la relación entre variables climáticas y averías, se han obtenido los valores promedio de cada variable climática bajo las cuales se espera averías. De esta manera, podrán ser empleados en futuros trabajos de investigación sobre predicción de averías basados en el pronóstico local del clima.

5.1. Introducción

Desde los inicios se han investigado diversas metodologías para conocer el rendimiento de los aerogeneradores para su uso en la detección de fallos de forma inmediata (FDS) por medio de la monitorización de variables del proceso (CMS). Estas metodologías se resumen en diferentes algoritmos de control [2] que permiten reducir el tiempo de inactividad aumentando así los márgenes de utilidad y estableciendo una operación y reparación (O&R) eficiente y confiable [7].

En este sentido, estudios recientes han mostrado diferentes modelos matemáticos para supervisar parques eólicos [11] empleando para ello la velocidad del viento como dato de entrada y predecir así la potencia total de salida [8, 9, 10 y 12].

Estos mismos trabajos indican la clara necesidad de nuevos algoritmos que permitan mejorar los actuales hacia una gestión de bajo coste y segura durante la vida útil del parque. En este sentido, algunos investigadores han propuesto a las condiciones climáticas como una herramienta interesante para definir el comportamiento de los parques eólicos [3].

Al mismo tiempo, en los últimos años se han investigado diferentes sistemas de tele-mantenimiento para lograr un mantenimiento "inteligente" que permita el seguimiento y control a distancia de la instalación. Éste es el caso del sistema de gestión de la disponibilidad otorgada (GrAMS) [4]. Siendo de especial interés un caso particular de GrAMS destinado a la aplicación de mantenimiento inteligente predictivo (SIMAP) [1] el cual permite el diagnóstico en tiempo real de procesos industriales. Esta nueva metodología de mantenimiento se basa en los nuevos sensores y métodos de tratamiento de datos que están surgiendo en la actualidad para la captación de información que permiten a los operadores realizar un diagnóstico precoz basándose en condiciones específicas como, por ejemplo, la climatología particular existente en la ubicación del parque eólico.

Esta metodología está siendo de especial interés debido a que las variables climáticas de cada región son las que determinan el deterioro y la vida media de cada equipo. Como consecuencia de ello, se permite a los operadores definir los

procedimientos de mantenimiento de cada equipo en particular y no se emplea una pauta genérica de todos los equipos.

En recientes trabajos de investigación se ha demostrado un proceso estadístico basado en gráficos de control aplicados sobre los índices de mantenimiento de parques eólicos con las condiciones climáticas que están relacionadas con los índices de costes de mantenimiento [6].

En el presente trabajo se mostrarán unos algoritmos de control para pronosticar fallos basados en condiciones climáticas y mejorar el mantenimiento de los sistemas de monitorización a distancia. De esta manera se relacionará el clima con los fallos y esto con los costes.

5.2. Materiales y métodos

El presente capítulo muestra un método sistemático de análisis de la información horaria obtenida de fallos en un parque eólico con 148 aerogeneradores durante un periodo de más de un año. El propósito de este análisis es identificar los fallos comunes y detallar las posibles causas con el objetivo final de encontrar soluciones para limitar su incidencia, tanto en número de horas de parada como en la frecuencia de su aparición. Para este propósito se han obtenido los datos del sistema de control existente en la instalación.

5.2.1. Análisis de la varianza

El análisis de la varianza (ANOVA) es una técnica para analizar la forma en que se ve afectada la media de una variable por diferentes tipos y combinaciones de factores [5]. En consecuencia, el análisis de varianza ofrece una sola prueba general de si existen diferencias entre los grupos o procesos por medio de la significancia. Al interpretar el valor de la significancia, se puede concluir que existe una diferencia significativa entre los grupos de datos si es lo suficientemente pequeño y menor de 0,05 (5%).

En nuestro caso se ha empleado el estudio de la ANOVA y un análisis posterior. El análisis posterior seleccionado para la comparación por pares de variables tras el primer análisis de ANOVA ha sido el Tukey HSD. En el presente

capítulo se mostrarán los grupos de fallos que se pueden considerar afectados de igual manera en función de cada variable climática.

5.2.2. Índices comparativos de fallos

A pesar de que la mayoría de los fallos son claramente diferentes, deben ser analizados en profundidad. En consecuencia, es de especial interés el definir un índice comparativo entre errores. En nuestro caso han sido seleccionadas las horas de parada de cada fallo debido a que están relacionadas con la implicación económica real de los mismos.

5.3. Resultados y discusión

Tras un análisis inicial se ha descubierto que, entre todos los principales fallos, seis de ellos implican el 60% del tiempo total de parada, como podemos ver en la Figura 5.1. Debido a esto, se ha realizado un análisis en profundidad de dichas variables.

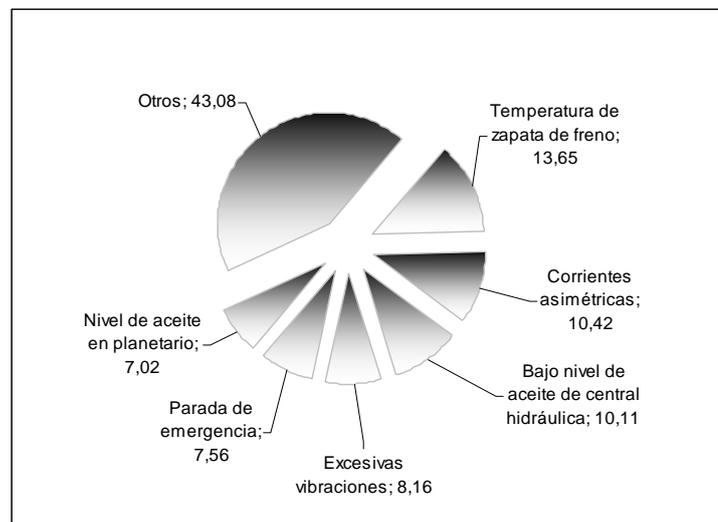


Figura 5.1. Reparto porcentual de los fallos más frecuentes.

El primer fallo más común es la temperatura de la zapata de freno que alcanza un 13,65% del tiempo de parada. Este tipo de fallo es registrado cuando se alcanza una temperatura en zapata de freno que excede la diferencia de 20 °C entre la

temperatura de góndola y zapata. Esto implica, en algunos casos, una parada de emergencia. En otros casos, este error se relaciona con una alineación inadecuada del eje rápido del multiplicador debido al roce entre el disco de freno contra las pastillas de freno rotor causando un rozamiento de las pastillas de una manera no uniforme.

Una solución posible para reducir la frecuencia de este fallo es cambiar el índice de detección (diferencia de temperatura por encima de 20 °C) debido a que la mayor parte de las veces estos fallos son por esta causa. En este sentido, hoy en día se está desarrollando un nuevo procedimiento de mantenimiento que corrige este fallo como la instalación de mejores materiales constructivos en los portazapatas y reducir el diámetro del eje.

El segundo fallo más común, con un 10,42% del tiempo de parada, son las corrientes asimétricas. Este fallo implica una reducción de la generación de energía eléctrica o la compensación de energía eléctrica reactiva de los aerogeneradores debido a fallos de los condensadores o tiristores. La solución de esta avería es el desarrollo de un estudio particular y la sustitución de cada componente defectuoso.

El tercer fallo más importante, con el 10,11% del tiempo de parada, es el bajo nivel de la central hidráulica. Este fallo está relacionado con la rotación de la góndola y los sistemas de aerofrenos. Virtualmente todos los fallos son causados por fugas en un movimiento del cilindro, o por pinzas en la parte superior de la central hidráulica. La principal solución para este problema consiste en reemplazar las pinzas de freno de la góndola, reemplazar el cilindro por el que se fuga el aceite y sellar la parte superior de la central hidráulica.

Una vez que hemos definido los fallos más importantes es el momento de definir los fallos detectados que aparecen en una menor frecuencia pero, en conjunto, representan un importante porcentaje del total. En este sentido se han encontrado excesivas vibraciones externas, parada de emergencia y un bajo nivel de aceite del inversor, respectivamente. Las excesivas vibraciones externas ocurren cuando el nivel de vibración es superior a un nivel preestablecido, debido a algún elemento en mal estado. La solución para este problema consiste en sustituir las pinzas que proporcionan el giro de las góndolas. Otra solución consiste en comprobar si la alineación del generador está dentro de las gamas de mantenimiento.

La parada de emergencia es un fallo del circuito de seguridad en el aerogenerador producido por un cortocircuito en los ventiladores que se emplean para enfriar los condensadores en el módulo de compensación de corriente eléctrica. Debido a las especiales características de la generación de energía en parques eólicos, los condensadores necesitan un nivel alto de enfriamiento que no pueden ser cubiertos por estos pequeños ventiladores. En consecuencia, la solución para este problema consiste en cambiar estos ventiladores por otros de más potencia.

Otro tipo de fallo es la falta de nivel de aceite en el multiplicador. El multiplicador del aerogenerador convierte las 17 ó 25 rpm del rotor en 1000 ó 1500 rpm a la que gira el generador. Sus fallos de nivel de aceite se deben a la existencia de fugas en posibles elementos de lubricación y su solución es la verificación de los elementos que intervienen en el fallo durante las revisiones periódicas de mantenimiento preventivo.

En otras ocasiones, este mismo componente experimenta otro tipo de fallo cuando las temperaturas son bajas y el aerogenerador proviene de un estado de fallo o calma. En este momento, durante el arranque, el aceite se encuentra tan viscoso que no retorna al tanque con la suficiente velocidad como para evitar el vaciado parcial del depósito de aceite provocando un fallo de nivel de aceite. La solución para este problema es instalar calentadores eléctricos o equipos de filtración offline con resistencias eléctricas en todos los aerogeneradores del parque.

En la siguiente tabla, la tabla 5.1, se resumen los datos obtenidos en un sistema de control durante un año. En particular, se muestran los parámetros como el tipo de fallo, el número de horas de parada y su energía asociada y las pérdidas económicas.

Además, esta información se ha utilizado para calcular el coste correspondiente de cada fallo de mantenimiento basado en el coste de la energía eléctrica que podría ser vendido en ese período (88 € / MWh). En consecuencia, a partir de esta misma tabla 5.1 y figura 5.1, se ha concluido que algunos de los fallos más frecuentes pueden alcanzar el 60% de las horas de parada. Por otra parte, las pérdidas eléctricas debidas a estos 6 fallos principales fueron de 866 MWh lo que implica más de 76000 € por año.

Descripción de fallos	Duración de cada fallo (horas)	Porcentaje de tiempo perdido debido a fallos (%)	Pérdidas económicas (€)	Pérdidas eléctricas (kWh)
Temperatura zapata	645,32	13,65%	9497,73	107928,78
Pilotaje tiristores SG	492,50	10,42%	7745,32	88015,03
Fugas aceite pinzas giro góndola	477,82	10,11%	8782,01	99795,57
Excesivas Vibraciones Externas	385,78	8,16%	6307,12	71671,86
Parada de Emergencia	357,25	7,56%	4817,31	54742,18
Nivel Multiplicador	331,79	7,02%	5448,31	61912,61
Total 6 fallos más importantes	2690,46	56,92%	42597,8	484066,03

Tabla 5.1. Duración y pérdidas económicas asociadas de los 6 fallos más importantes.

A partir de estos resultados iniciales podemos concluir que es posible obtener una gran reducción de las horas de parada con un mantenimiento adecuado a los seis fallos principales. Tal y como se ha demostrado en los últimos trabajos de investigación, existe una clara relación entre las condiciones climáticas y la producción de energía en un parque eólico. Por otra parte, a pesar de que no se ha demostrado nunca, de forma objetiva se espera encontrar cualquier tipo de relación entre el clima y los trabajos de mantenimiento. Con el objetivo de definir esta relación se ha realizado un análisis más detallado de los fallos más comunes basados en el análisis de diferentes técnicas estadísticas de las condiciones meteorológicas.

De acuerdo con lo anterior, en las figuras 5.2 y 5.3 podemos ver el total de fallos y cada uno en particular con periodicidad mensual.

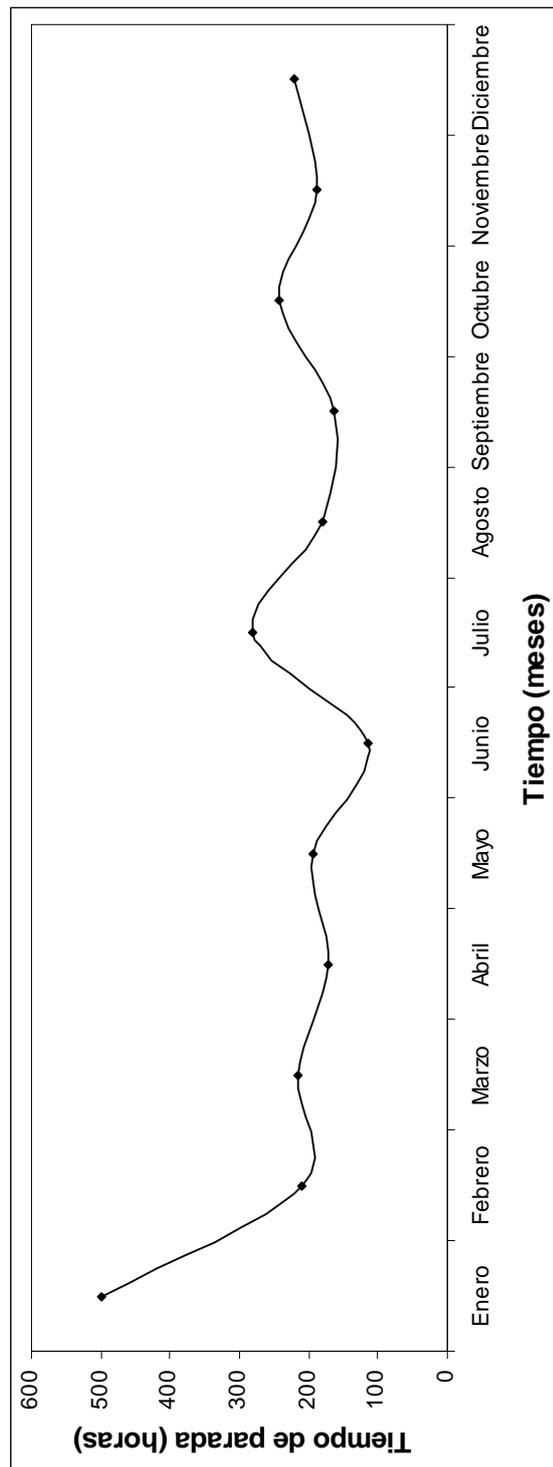


Figura 5.2. Total de horas de mantenimiento y porcentaje de los 6 fallos con más tiempo de parada.

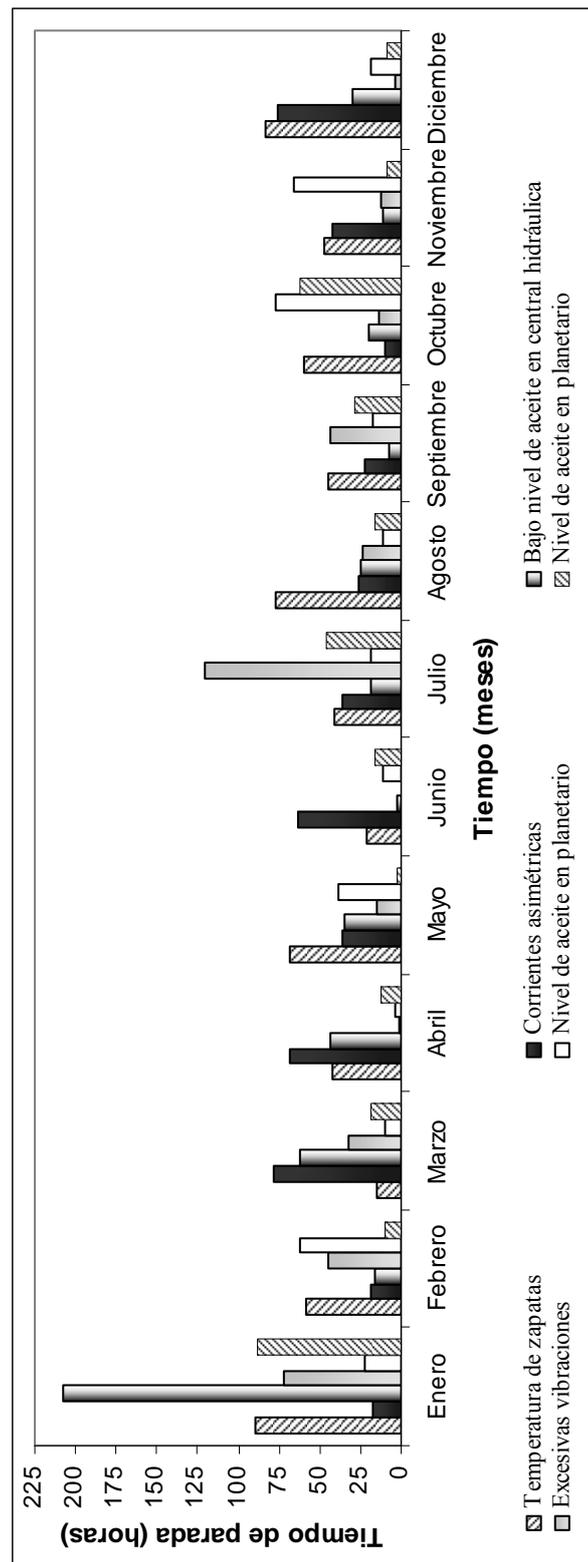


Figura 5.3. Horas de fallo de los 6 más frecuentes

Una vez que se ha definido la frecuencia mensual de los fallos se ha llevado a cabo un primer estudio estadístico de la correlación entre los fallos con estos datos mensuales, como podemos ver en la tabla 5.2.

	Temperatura de la zapata de freno	Corrientes asimétricas	Fugas de aceite de rotación góndola	Excesivas vibraciones externas	Parada de emergencia	Nivel de aceite del multiplicador
Temperatura de la zapata de freno	1					
Corrientes asimétricas	-0,44	1				
Fugas de aceite de rotación góndola	0,43	-0,14	1			
Excesivas vibraciones externas	0,04	-0,39	0,31	1		
Parada de emergencia	0,19	-0,56	-0,18	-0,07	1	
Nivel de aceite del multiplicador	0,28	-0,51	0,67	0,54	0,10	1

Tabla 5.2. Correlación entre cada tarea de mantenimiento mensual diferente.

En este sentido se ha obtenido que la variable climática más importante para el mantenimiento, de acuerdo con el nivel de significancia más alto son; la media de temperatura exterior y la velocidad del viento con valores significativos de 3,930 y 0,144, respectivamente. Además, las otras variables como la dirección del viento y la humedad relativa mostraron valores de 0,081 y 0,057, respectivamente. Estos valores muestran que son grupos de fallos de mantenimiento que pueden estar relacionados con esta variable meteorológica.

De esta tabla 5.2 se puede concluir que, a pesar del hecho de que no hay ningún caso con un factor de correlación entre los fallos de más de 0,9, existe cierto nivel de correlación que implica tendencias similares. Ello es debido a que la misma razón puede causar problemas diferentes al mismo tiempo. Como un ejemplo de esto, podemos ver que existe cierta correlación entre el nivel de la central hidráulica y el

nivel del multiplicador. Otro ejemplo es la relación entre las corrientes asimétricas y la parada de emergencia pero, en este caso, es una correlación inversa.

A pesar de que en los resultados estadísticos se analizaron los fallos de conformidad con el número de horas de parada, es posible una clasificación secundaria de acuerdo con la frecuencia de aparición de cada fallo, tal y como podemos ver en la tabla 5.3.

Para obtener conclusiones detalladas se necesita más información. En este sentido, se han llevado a cabo el muestreo más detallado de datos de mantenimiento y del estudio del clima con una frecuencia de diez minutos y posteriormente se han realizado nuevos análisis estadísticos. En este sentido, se ha seleccionado un análisis de la varianza (ANOVA) para definir los grupos de fallos en las mismas condiciones climáticas.

Esta información se ha analizado y clasificado de acuerdo con la frecuencia que sucede durante el año y los resultados se muestran en la tabla 5.3.

Código	Fallo	Frecuencia	Porcentaje (%)	Porcentaje acumulado (%)
1	Parada por control de potencia	381	33,0	33,0
3	Voltaje Bajo	179	15,9	48,9
8	Problemas en el arranque	105	9,3	58,2
9	Parada de emergencia	58	5,2	63,4
12	Corrientes asimétricas	41	3,6	67,0
4	Temperatura de la zapata de freno	37	3,3	70,3
2	Congelación del anemómetro	32	2,8	73,1
17	Excesivo tiempo de orientación	22	2,0	75,1
16	Posición de trabajo del generador (LG o SG)	15	1,3	76,4
11	Fallo en la secuencia de fases	11	1,0	77,4

Tabla 5.3. Fallos más frecuentes de los parques eólicos.

Una vez que se ha clasificado esta información, es el momento de definir la relación entre el mantenimiento y las condiciones climáticas. En este sentido, algunas

de las variables climáticas han sido muestreadas por estaciones meteorológicas situadas cerca del parque eólico. Entre ellas encontramos la temperatura de muestreo del aire exterior, humedad relativa, velocidad y dirección del viento durante el año con una frecuencia de muestreo de diez minutos.

Una vez que los datos se han preparado para un análisis estadístico de ANOVA éste fue desarrollado para un nivel de significación de 0,05 con el objetivo de definir cuál es la variable de climática más interesante que se puede relacionar con cada grupo de fallos. Como es evidente, este resultado es de especial interés debido a que, una vez que podamos pronosticar las condiciones meteorológicas, podremos predecir los fallos de mantenimiento más probables.

Los principales resultados de estos análisis estadísticos se muestran en la tabla 5.4. A partir de esta tabla 5.4 se puede concluir que existe una relación clara entre los grupos de problemas de mantenimiento y las condiciones climáticas bajo las cuales ocurre. Cada uno de los grupos se define por columnas.

En la tabla 5.4 podemos ver los fallos más frecuentes y los grupos definidos por cada una de las cuatro variables meteorológicas para un nivel de significancia reflejado en la última fila. Por otro lado, otro parámetro interesante para ser considerado en este estudio es el número de veces que ha aparecido durante el año cada fallo. Este valor se muestra en la segunda columna indicando la importancia de cada fallo.

De esta tabla podemos concluir que únicamente la parada debido al control de potencia (fallo 1) no podría estar relacionada con ninguna variable meteorológica. Esto se debe a que este fallo no está relacionado con el clima y depende de la energía total necesaria por la red. En consecuencia, este es un claro ejemplo de comportamiento adecuado de este método estadístico para definir la relación entre el clima y fallos.

Los fallos de 2 y 17, llamados congelación de anemómetros y el tiempo excesivo de orientación, son función de la temperatura externa, la dirección y la velocidad del viento. En particular, el nivel más alto de significancia obtenida en este estudio se ha obtenido con la temperatura exterior. Esto se debe a que este fallo es causado por la acumulación de hielo que se fija en el anemómetro causando la parada del giro de éste y la consiguiente falta de medición del viento. Además, esta misma

razón falsa la medida de la dirección del viento con la consiguiente mala orientación de la turbina eólica, la cual está siempre en la misma dirección.

Fallo	Código	Frecuencia de los fallos	Temperatura exterior	Velocidad del viento	Dirección del viento	Humedad relativa
Congelación del anemómetro	2	32	X	X	X	
Excesivo tiempo orientando	17	22	X	X	X	
Temperatura de zapata de freno	4	37		X	X	X
Parada de emergencia	9	58		X	X	X
Problemas de arrancada	8	105		X	X	X
Voltaje Bajo	3	179		X	X	X
Corrientes asimétricas	12	41		X	X	X
Fallo en la secuencia de fases	11	11		X	X	
Posición de trabajo del generador (LG o SG)	16	15		X		
Nivel de significancia			3,930	0,144	0,074	0,057

Tabla 5.4. Resumen del estudio ANOVA entre los fallos y las variables meteorológicas.

Para una mejor comprensión de los problemas eléctricos e iniciar su análisis por medio de la descripción del sistema, se muestra el sistema eléctrico de un aerogenerador en la Figura 5.4. En estas turbinas el generador eólico tiene un estator con doble bobinado con dos condiciones de trabajo. En una condición inicial

emplean 3 pares de polos y 1000 rpm (SG) mientras que en su segunda posición se emplea y dos pares de polos de 180 kW, 1500 rpm y 660 kW (LG). Todo bajo una tensión de salida de 690 V, como podemos ver en la figura 5.4.

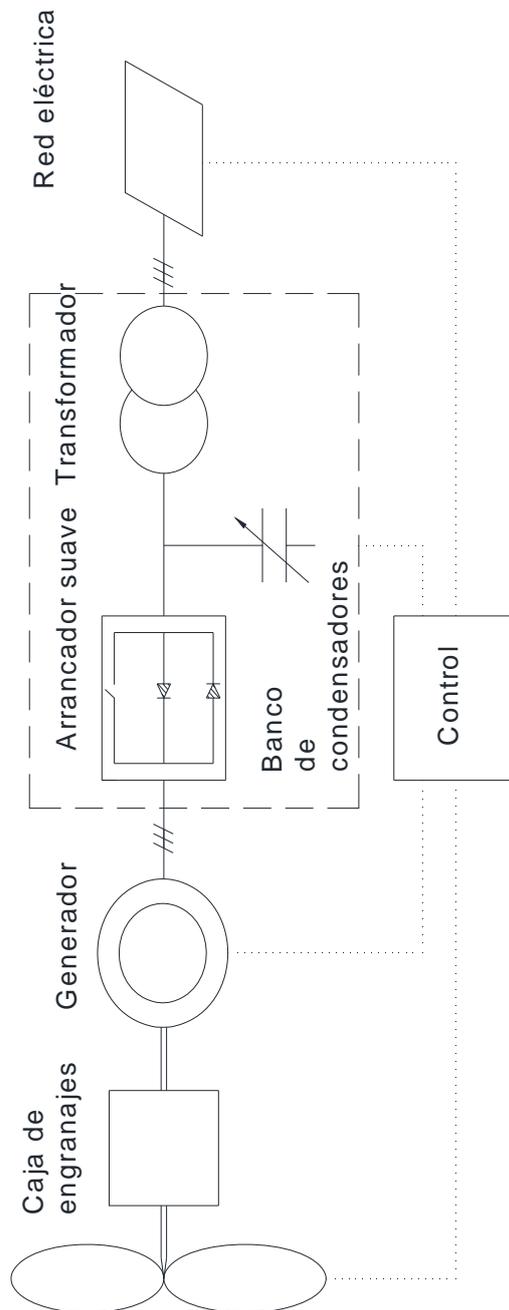


Figura 5.4. Esquema sistema eléctrico de un aerogenerador.

Una vez que hemos descrito el sistema eléctrico se puede ver, en la tabla 5.4, la mayoría de los fallos se relacionan con todas las variables meteorológicas excepto la temperatura. En el sentido, podemos encontrar que la temperatura de los frenos de zapata, parada de emergencia, parada por tensión baja y las corrientes asimétricas se relacionan con la velocidad del viento, dirección del mismo y la humedad relativa de acuerdo con un nivel de significancia decreciente. Esto es debido a que cuanto más alta sea la velocidad del viento más alta será la temperatura alcanzada en el freno de zapata y mayor será la potencia de salida. En consecuencia, mayor será el calor liberado por los condensadores de compensación y, por lo tanto, la parada de emergencia. Finalmente, la calidad de la corriente generada experimentará problemas debido a esta generación de alta potencia. En consecuencia, se puede esperar corrientes asimétricas y fallos de tensión baja.

Por último, hay otros fallos que pueden estar relacionados con más de una de las variables climáticas. En particular, éste es el caso del efecto transitorio de los cambios de velocidad del viento que implica un comportamiento irregular del sistema eléctrico. En este sentido, podemos encontrar diferentes fallos relacionados con esta variable en los diferentes componentes del sistema eléctrico. El primer fallo, llamado “posición de trabajo del generador (LG o SG)”, se relaciona con cambios instantáneos en las órdenes del controlador lógico programable (PLC) debido a los cambios en la velocidad del viento. Este mismo problema puede producir el deterioro de los tiristores y condensadores que implica el fallo por “corrientes asimétricas”. Esto es, dicho fallo es reconocido por una diferencia de intensidad entre cada fase de más del 40% durante períodos de tiempo de 1 segundo. Otras veces puede causar una reducción de tensión entre fase y neutro por debajo del 90% de las condiciones de trabajo (Baja Tensión).

Una conclusión general que se puede ser obtener a partir de estos resultados es que la temperatura es uno de los parámetros meteorológicos más interesantes para la previsión de fallos debido a su interrelación con el mayor valor de significancia. Una vez que se ha definido la relación entre las condiciones climáticas y los problemas de mantenimiento, es el momento de definir los valores medios esperados en la que se espera cada fallo. Este valor será de especial interés para ser empleado a la hora de predecir futuras tareas de mantenimiento basadas en la predicción

climatológica. Como consecuencia de esto, en las figuras 5.5, 5.6 y 5.7 se muestran los valores promedio y la desviación estándar de las condiciones climáticas cuando han aparecido cada uno de los fallos durante estos años.

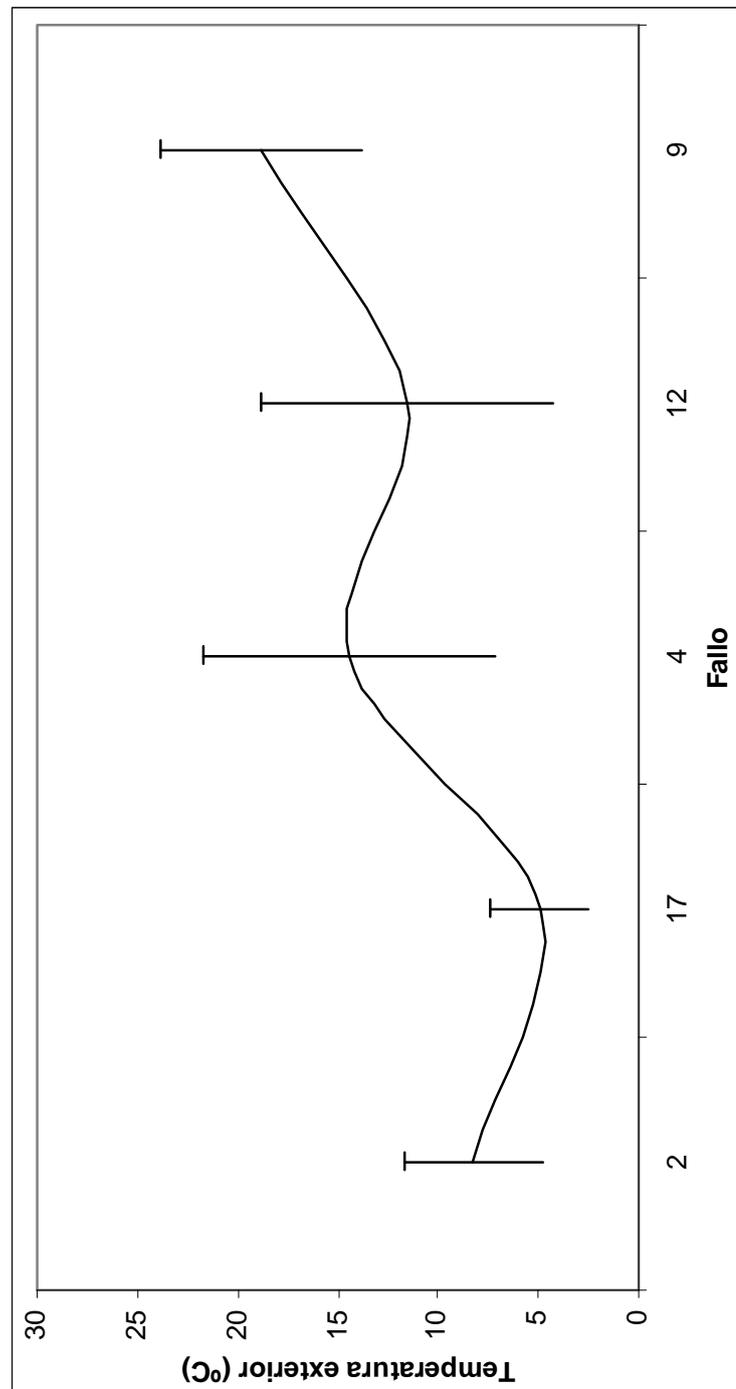


Figura 5.5. Relación entre la temperatura media exterior y los fallos.

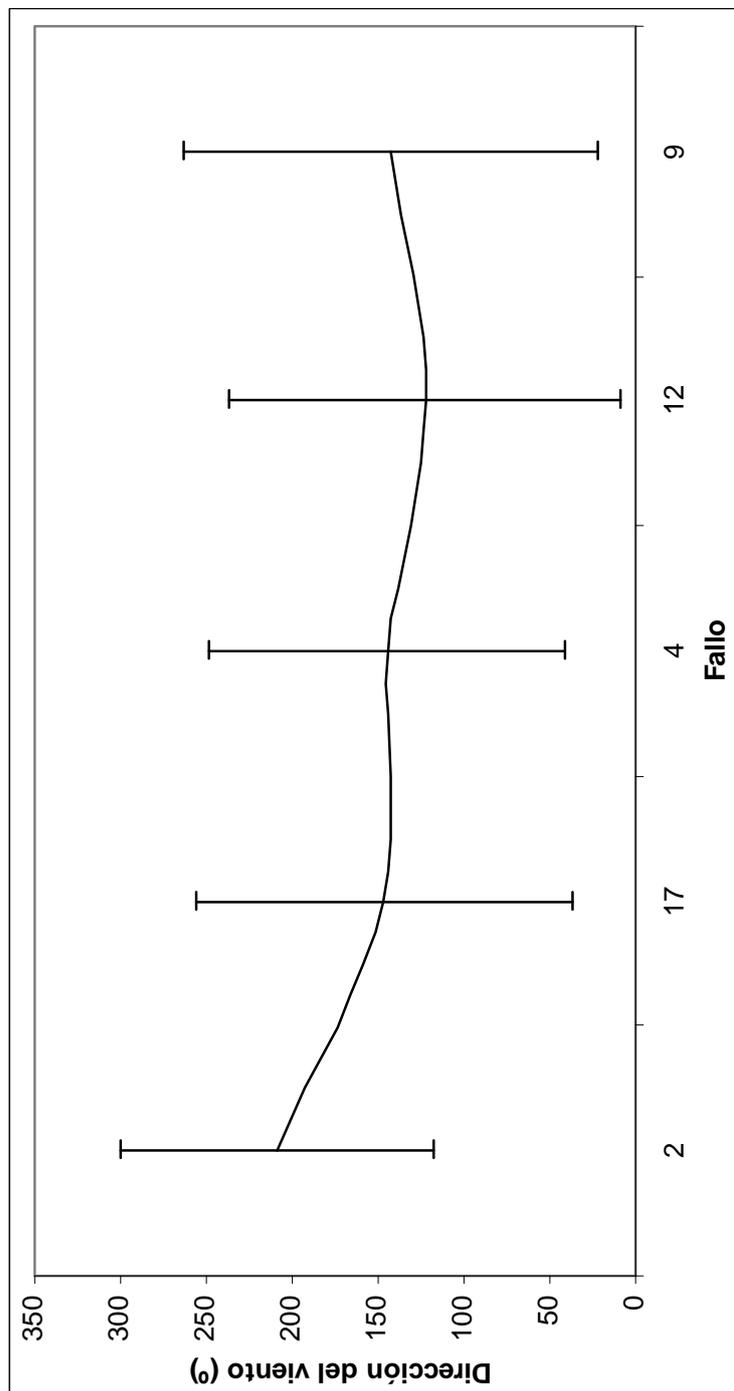


Figura 5.6. Relación entre la velocidad media del viento y los fallos.

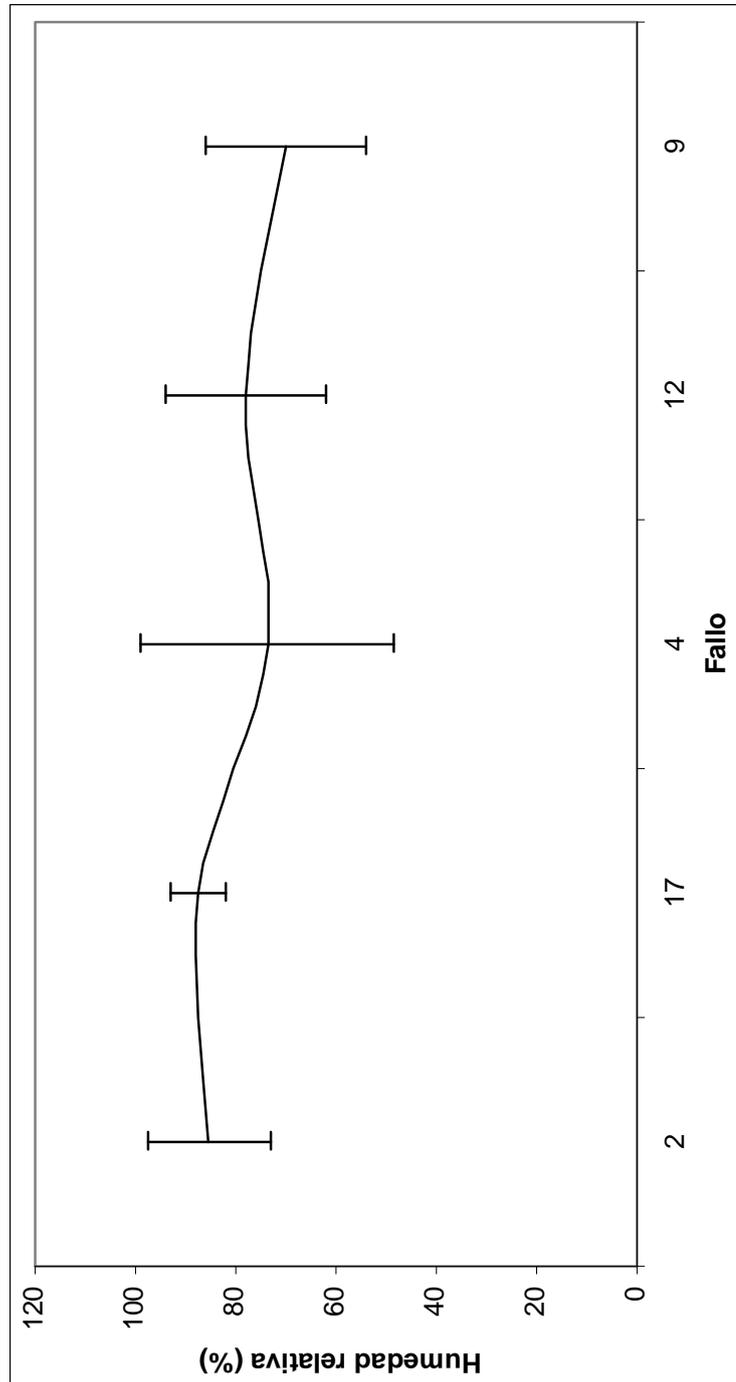


Figura 5.7. Relación entre el promedio de humedad relativa y los fallos.

Como se ha comentado anteriormente, las figuras 5.5, 5.6 y 5.7 muestran el valor medio en el que cada fallo suele aparecer. Por ejemplo, los fallos 2 y 17 muestran, en la figura 5.5, un valor promedio de 8,2 y 5 °C, respectivamente. Además, estos dos fallos presentan una gran reducción de la desviación estándar cuando se compara con los demás fallos, tal y como se había indicado anteriormente por el estudio de ANOVA. En consecuencia, cuando las condiciones climáticas alcanzan estos valores medios se esperan los fallos 2 y 17, y viceversa.

El mismo análisis se puede ver con la velocidad del viento y los fallos de 4 y 12 en virtud de un valor promedio de 11,5 y 8,6 °C, respectivamente.

Por último, se ha observado que la humedad relativa es el peor parámetro climatológica para predecir los problemas de mantenimiento, tal y como podemos ver en la figura 5.7. A pesar de esto, se espera que esta variable debería ser considerada en períodos más largos de tiempo porque podría estar relacionada con fallos como, por ejemplo, problemas de corrosión.

5.4. Conclusiones

El presente capítulo muestra una fuente de algoritmos de control basados en las condiciones climáticas para pronosticar averías y mejorar el mantenimiento de los sistemas de monitorización a distancia. En este sentido, el análisis de la varianza (ANOVA) ha sido seleccionado para definir los grupos de fallos bajo las mismas condiciones climáticas.

Los resultados han mostrado una clara relación entre los grupos de averías del mantenimiento y las condiciones climáticas en las que ocurre. Las principales conclusiones fueron:

- La variable climática más importante para el mantenimiento, de acuerdo con el nivel de significancia más elevado obtenido son la temperatura media exterior y la velocidad del viento con valores de significancia de 3,930 y 0,144, respectivamente.
- Los fallos 2 y 17, denominados congelación de anemómetros y tiempo excesivo de orientación son función de la temperatura del aire exterior. La mayoría de los otros fallos están relacionados con todos los parámetros climatológicos, excepto la temperatura.

- La temperatura de freno zapata, de parada de emergencia, de baja tensión y las corrientes asimétricas se relacionan con la velocidad y dirección del viento y la humedad relativa, de acuerdo con su nivel de significancia decreciente.

- Se ha definido el valor promedio bajo el que se espera cada uno de los diferentes fallos. Por ejemplo, la congelación de anemómetros y el tiempo excesivo de la orientación mostraron un valor promedio de 8,2 y 5 °C, respectivamente.

- La humedad relativa ha resultado ser el peor parámetro meteorológico para predecir los problemas de mantenimiento. A pesar de esto, se espera que esta variable debiera ser considerada en estudios con períodos de tiempo de análisis más prolongados.

Por último, por la implicación económica de estas conclusiones, los futuros trabajos de investigación se deben desarrollar para definir la metodología óptima de las previsiones de fallo basado en el pronóstico climatológico local.

5.4. Referencias

- [1] Garcia, M.C., Sanz-Bobi, M.A. & del Pico, J. 2006, "SIMAP: Intelligent System for Predictive Maintenance. Application to the health condition monitoring of a windturbine gearbox", *Computers in Industry*, vol. 57, no. 6, pp. 552-568.
- [2] Hameed, Z., Hong, Y.S., Cho, Y.M., Ahn, S.H. & Song, C.K. 2009, "Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 1, pp. 1-39.
- [3] Apt, J. 2007, "The spectrum of power from wind turbines", *Journal of Power Sources*, vol. 169, no. 2, pp. 369-374.
- [4] Concetti, M., Cuccioletta, R., Fedele, L. & Mercuri, G. 2009, "Tele-maintenance "intelligent" system for technical plants result management", *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 94, no. 1, pp. 63-77.
- [5] Davim, J. Paulo (Ed.) 2012, "Statistical and Computational Techniques in Manufacturing", ISBN 978-3-642-25858-9. Springer.
- [6] Orosa, J.A., Oliveira, A.C. & Costa, A.M. 2010, "New procedure for wind farm maintenance", *Industrial Management and Data Systems*, vol. 110, no. 6, pp. 861-882.
- [7] Hameed, Z., Hong, Y.S., Cho, Y.M., Ahn, S.H. & Song, C.K. 2009, "Condition monitoring and fault detection of wind turbines and related algorithms: A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 1, pp. 1-39.
- [8] Kusiak, A., Zheng, H. & Song, Z. 2009, "Models for monitoring wind farm power", *Renewable Energy*, vol. 34, no. 3, pp. 583-590.
- [9] Siam - Environmental Information system of Galicia, Accessed October 2009, <http://www.meteogalicia.es>. Accedido 30/07/2012.
- [10] Caselitz, P., Giebhardt J., Mevenkamp M. 1994, "On-line fault detection and prediction in wind energy converters", *European Wind Energy Association Conferende and Exhibition (EWEC)*, pp.623-627
- [11] Orosa, J.A., Garcia-Bustelo, E.J. & Perez, J.A. 2009, "Galician climatic change effect on wind power production", *POWERENG 2009 - 2nd International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives Proceedings*, pp. 180.

[12] Şen, Z. 1997, "Statistical investigation of wind energy reliability and its application", *Renewable Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 71-79.

Capítulo 6: Diseño de aerogeneradores en función del clima

En estudios recientes se han analizado el calentamiento global del planeta y sus efectos en el clima de Galicia, mostrando un aumento en la temperatura media en cada estación del año y una leve disminución de la frecuencia del viento en verano. En consecuencia, el efecto del cambio climático puede implicar un fallo en la selección de aerogeneradores y su comportamiento una vez instalados.

Por otra parte, si consideramos que la vida técnica para una turbina onshore es de veinte años y de veinticinco años las offshore, ahora mismo es el momento adecuado para considerar nuevos parámetros de diseño como una menor densidad del aire húmedo y una baja velocidad de las turbinas eólicas.

En el presente capítulo se han analizado los veinticuatro aerogeneradores de un parque eólico real en un año típico para conseguir un modelo que relacione el clima y la conversión de energía. Una vez hecho esto, se ha analizado el efecto del cambio climático en los parques eólicos gallegos mostrando una caída del 10% durante la primavera y verano. Para finalizar, cabe destacar la necesidad de realizar futuros trabajos sobre nuevas tecnologías que trabajen bien en esas condiciones, como es el caso de aerogeneradores de baja velocidad.

6.1. Introducción

El clima en Europa se inicia en el Océano Atlántico y, en consecuencia, lo que sucede en el Atlántico determina las condiciones climáticas de Europa. Para ser más precisos, Galicia se encuentra en el noroeste de España, donde el clima es suave y está influenciado principalmente por el anticiclón de las Azores. El anticiclón de las Azores determina el movimiento de las zonas de depresión hacia la costa de Galicia la cual depende cada año del movimiento de la Tierra alrededor del sol. En el invierno los frentes atraviesan Galicia, mientras que en la temporada de verano la protege de estas zonas de depresión. En esta temporada, cuando estas zonas de mayor presión avanzan hacia el norte, la península está fuera de las zonas de viento del oeste por lo que hay una caída de la potencia del viento.

Como resultado de esta meteorología regiones como Jylland en Dinamarca y Galicia están liderando el desarrollo mundial de energía eólica y su integración en la red eléctrica. Se sabe que el futuro de la eólica significaría reducir los riesgos relacionados con los combustibles fósiles y nucleares. No sólo la energía eólica no implica ningún riesgo geopolítico sino que también reduce la dependencia energética exterior y la necesidad de las importaciones de energía. Además, sin costes de combustible no hay riesgo del precio del mismo y no habría limitaciones de los recursos sobre sus emisiones de CO₂ o de desechos radiactivos [1].

Por otra parte, los recientes trabajos de investigación [2, 3 y 4] han mostrado que el cambio climático podría alterar esta situación. Debemos tener en cuenta que el clima es un promedio de las variables climatológicas durante un período de tiempo de casi treinta años.

Además, también se debe recordar que el clima varía debido al cambio de la órbita terrestre. Aparte de este cambio natural del clima también hay que considerar el efecto invernadero debido a los gases liberados por la actividad humana, lo que podría aumentar en un futuro cercano. Como consecuencia de estos gases se espera un aumento de la temperatura global del planeta entre 1,4 y 5,8 °C y también un aumento alto de la probabilidad de tener condiciones meteorológicas extremas, tales como un aumento en el nivel del mar entre 9 y 88 cm. Por último, este cambio climático no sólo influye en la Oscilación del Atlántico Norte (NAO) y tiene una

fuerte influencia en el clima de Europa y parte de Asia. Este patrón consiste en variaciones opuestas de la presión barométrica cerca de Islandia y cerca de las Azores. Por término medio la corriente occidental, entre el área de baja presión islandesa y la zona de alta presión de las Azores, lleva a los ciclones hacia Europa. Sin embargo, la diferencia de presión entre Islandia y las Azores fluctúa entre escalas de tiempo de días a décadas y a veces se puede revertir.

Una vez que las probables razones por las que el clima mundial podría cambiar y han sido explicadas sus consecuencias podemos entender sus efectos sobre la conversión energética en el futuro por medio de los aerogeneradores y corregir su diseño.

Si queremos predecir el efecto del clima en la futura conversión de la energía eólica debemos entender que la energía mecánica la cual se extrae de la circulación de aire por un convertidor en forma de disco coincide con la diferencia de potencia de la corriente de aire antes y después del convertidor. A fin de proporcionar una referencia para esta potencia se debe comparar con la potencia de la corriente de aire libre que fluye a través de la misma área de sección transversal sin una extracción de potencia mecánica, tal y como se muestra en la ecuación 6.1.

De la ecuación de Betz's se ha llegado a la conclusión de que la energía mecánica obtenida a partir de una corriente de aire que pasa a través de un determinado área de sección transversal se limita a una cierta proporción fija de la energía o potencia contenida en la corriente de aire. Estas hipótesis han sido realizadas para un flujo ideal y sin fricción.

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_1^3 \cdot A \quad (6.1)$$

En caso;

ρ es la densidad del aire húmedo (kg/m³)

V_1 es la velocidad del viento (m/s)

A es el área en sección transversal (m²)

De esta ecuación podemos confirmar que la conversión de energía en las turbinas depende principalmente de la densidad del aire húmedo y de la velocidad del

viento. Si estos parámetros cambian en el futuro como consecuencia de la predicción del cambio climático su conversión de energía también cambiará. Por ejemplo, hoy en día los parques eólicos son seleccionados de acuerdo a la frecuencia de los vientos [5] y su dirección. Si tenemos en cuenta que la máxima potencia de un aerogenerador sería la de una corriente de aire libre podemos llegar a la conclusión de que la densidad del aire húmedo puede afectar a esto y también lo hará el cambio climático.

Como consecuencia de lo anterior el efecto del cambio climático puede implicar un fallo en la selección de turbinas y su comportamiento una vez que se han puesto en funcionamiento. Estos efectos son muy significativos si tenemos en cuenta el hecho de que se espera una contribución [6] de la energía eólica para el consumo europeo de electricidad de alrededor de 22,6% (965 TWh) en 2030 y de que el tamaño medio de una turbina eólica será de 2 MW onshore y 10 MW offshore. Por otra parte, siendo la vida técnica para una turbina de veinte años en onshore y veinticinco años offshore, ahora mismo es el momento adecuado para el desarrollo de nuevos caminos en el diseño considerando parámetros como la menor densidad del aire húmedo y la baja velocidad de los aerogeneradores.

En el presente capítulo, partiendo de informes anteriores sobre el terreno en donde se ubicaría el parque eólico [7], veinticuatro turbinas eólicas han sido analizadas durante un año para conseguir un modelo que relacione el clima con la conversión de energía. Una vez que se ha logrado el modelo éste ha sido evaluado ante el efecto del cambio climático en Galicia.

6.2. Materiales y Métodos

En este trabajo se ha puesto a prueba un parque eólico con veinticuatro turbinas eólicas durante un año natural bajo diferentes condiciones climáticas. Una vez logrado esto, el modelo ha sido usado para predecir el efecto del cambio climático sobre los aerogeneradores.

6.2.1 Los datos climáticos

Para el desarrollo de este trabajo se han tomado muestras de los datos climáticos en 50 estaciones meteorológicas ubicadas en los principales puntos de interés de Galicia [8]. Estas estaciones meteorológicas muestran variables tales como

temperatura, humedad relativa y velocidad del viento, entre otras, con una frecuencia de muestreo de entre cinco y diez minutos. Además, estas estaciones han sido elegidas para este estudio debido al hecho de que no existen edificios y otros parámetros que puedan interferir con los de la muestra, de acuerdo a las condiciones de medición de ASHRAE 2005. Su temperatura, humedad relativa y velocidad del viento ha mostrado un margen de fallo de 0,1 °C, 0,2% y 0,1 m/s, respectivamente.

6.2.2 Parque eólico de Sotavento

En los últimos años la Xunta de Galicia ha respaldado el desarrollo de las energías renovables y, especialmente, la energía eólica en el desarrollo del Plan Eólico de Galicia. Dentro de este marco, la Consejería de Innovación, Industria y Comercio ha promovido la idea de crear un parque eólico rentable con dos objetivos originales de formación e información. En este sentido Sotavento Galicia S.A. fue fundada en 1997 como resultado de este proyecto. Sotavento se compone de tres empresas públicas que conforman el 51% de su capital compartido, el Instituto Energético de Galicia-INEGA, Sodiga Galicia, S.R.C. S.A., Instituto para la Diversidad y Ahorro de Energético (IDAE) y cuatro empresas privadas que representan el sector eléctrico de Galicia (Endesa Cogeneración y Renovables, Unión Fenosa Energías Renovables, Iberdrola Energías Renovables de Galicia y Energía de Galicia S.A. Engasa).

Sotavento quiere lograr los siguientes objetivos, junto con la explotación comercial de acuerdo a la idea original que puede ser:

- Ser el "escaparate" de las diferentes tecnologías eólicas existentes ya en Galicia
- Ser un marco para la realización de actividades de I + D
- Convertirse en una guía y un centro de debate
- Ser un modelo de centro para la difusión de las energías renovables
- Ser un parque eólico de exposición

Sotavento quiere convertirse en un "escaparate" de parques eólicos, Esto quiere decir que las diferentes tecnologías de aerogeneradores establecidos en

Galicia estarán allí representados. En particular, este parque muestra veinticuatro aerogeneradores eólicos de cinco tecnologías distintas que existen en Galicia con una potencia nominal total de 17,56 MW y una energía anual de 38.500 MWh. Todas las turbinas eólicas presentan un rotor de eje horizontal y, en consecuencia, su conversión de la energía eólica se iniciará a las 3 m/s y se desconectarán de la red eléctrica cuando los vientos alcanzan valores superiores a 25 m/s. Toda esta información sobre la producción de energía se almacena en el centro Sotavento con una frecuencia de tiempo de diez minutos.

6.2.3 Predicciones de cambio climático

Para las predicciones del cambio climático se han obtenido los modelos de los cambios climáticos definidos por las investigaciones anteriores después de un ajuste de la curva para cada estación, de acuerdo con las ecuaciones 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4. Cada ecuación muestra el aumento de la temperatura media en Galicia durante los últimos treinta años con respecto al valor promedio de 13,63 °C en 1987.

$$\Delta t_{\text{invierno}} = 0,05 \cdot \tau \quad (6.2)$$

$$\Delta t_{\text{primavera}} = 0,07 \cdot \tau \quad (6.3)$$

$$\Delta t_{\text{verano}} = 0,05 \cdot \tau \quad (6.4)$$

$$\Delta t_{\text{otoño}} = 0,03 \cdot \tau \quad (6.5)$$

donde;

Δt es el incremento de la temperatura media estacional (°C)

τ es el tiempo (años)

Una vez que se han obtenido los modelos, éstos se pueden utilizar para predecir el cambio climático en Galicia para los próximos veinte años. De esta manera, se ha escogido el año 2030 debido al alto nivel de expectativa de la contribución de la energía eólica de los aerogeneradores a la red eléctrica europea. Además, otro motivo para el análisis es la duración dado que los aerogeneradores tienen una duración técnica media de veinte años.

6.2.4. Aire húmedo y efecto de la densidad en la energía eólica

Como ya se ha mencionado anteriormente, el objetivo de esta investigación es mostrar la relación entre las condiciones climáticas y la conversión de energía eólica. Como en todo estudio teórico de energía eólica se compara con la potencia de la corriente de aire libre que fluye a través de la misma área de sección transversal A sin necesidad de extraer la energía mecánica. Esta potencia se muestra en la ecuación 6.1. Por otra parte, las ecuaciones psicrométricas de ASHRAE nos definen el volumen de aire húmedo específico tal como se muestra en la ecuación 6.6.

$$v = 0,29 \cdot \frac{T}{p} \cdot (1 + 1,6078 \cdot w) \quad (6.6)$$

Donde

w es la relación de humedad (kg / kg)

T es la temperatura media (K)

p es la presión total (Pa)

Por último, debemos recordar que la densidad del aire húmedo es la inversa de su volumen específico de acuerdo con la ecuación 6.7.

$$\rho = \frac{1}{v} \quad (6.7)$$

Donde

ρ es la densidad del aire húmedo (kg/m³)

El software EES ha sido empleado (Solver Ingeniería Ecuación) para automatizar el proceso durante el diseño.

6.2.5 Ajuste de la curva

Una vez que se obtienen las muestras reales anuales de los datos de conversión de energía eólica de los parques éstas se han relacionado con las condiciones meteorológicas durante el mismo año por el programa estadístico SPSS

11.0. En particular, se ha obtenido un ajuste de la curva tridimensional para definir un modelo adecuado que nos permita predecir la producción de energía eólica en el futuro. Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 6.5.

6.3. Resultados y discusión

Como se ha explicado anteriormente, se ha relacionado la conversión de la potencia de un generador eólico real con las condiciones climáticas y, a partir del modelo obtenido, se ha podido predecir el efecto del cambio climático en el diseño de turbinas eólicas, su ubicación y su conversión de energía. En las Figuras 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4 se muestran la temperatura, la humedad relativa, la velocidad del viento y la conversión de la energía eólica para los últimos años.

Estas cifras demuestran que las condiciones climáticas son suaves y con una alta humedad relativa media de un 80% durante todo el año. La temperatura muestra una clara variación entre el invierno y el verano a partir del 4 °C en invierno y 14 °C en verano. Los rangos de velocidad de viento han sido de 4 m/s hasta 12 m/s sobre todo en invierno. Todas estas variables influyen en la energía eólica obtenida de acuerdo con la ecuación 6.1, tal y como se muestra en la figura 6.4.

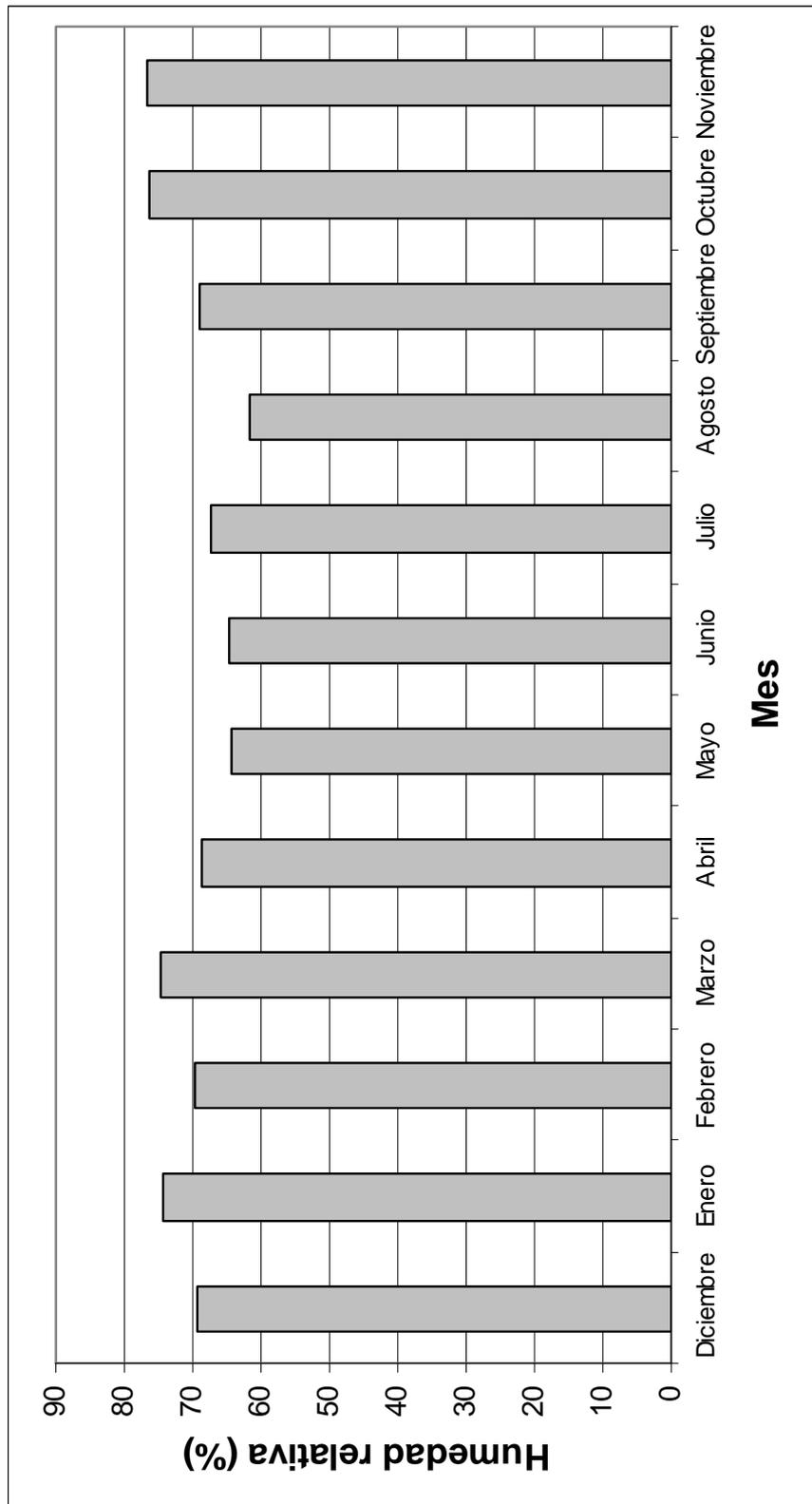


Figura 6.1. Humedad relativa.

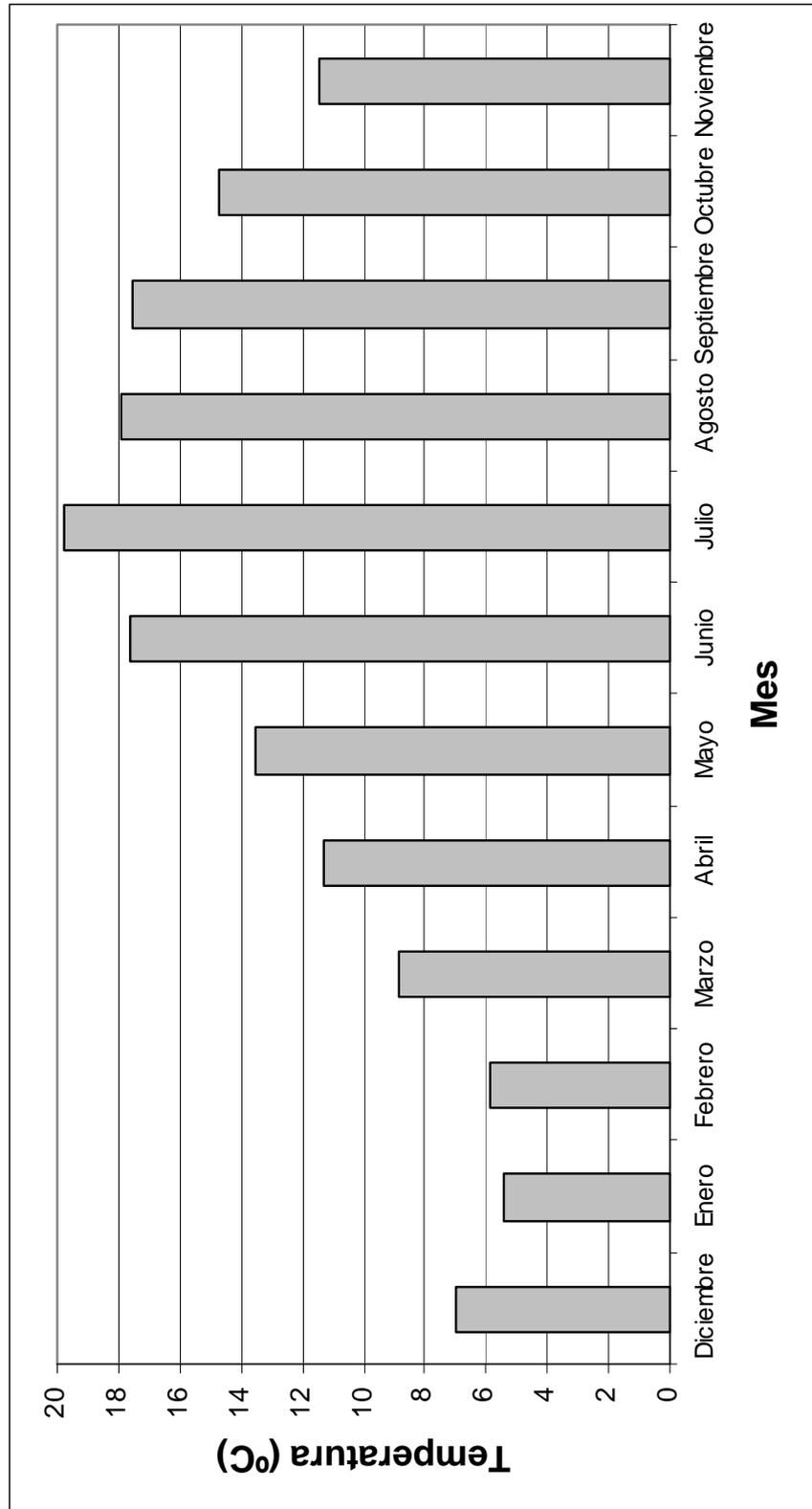


Figura 6.2. Temperatura.

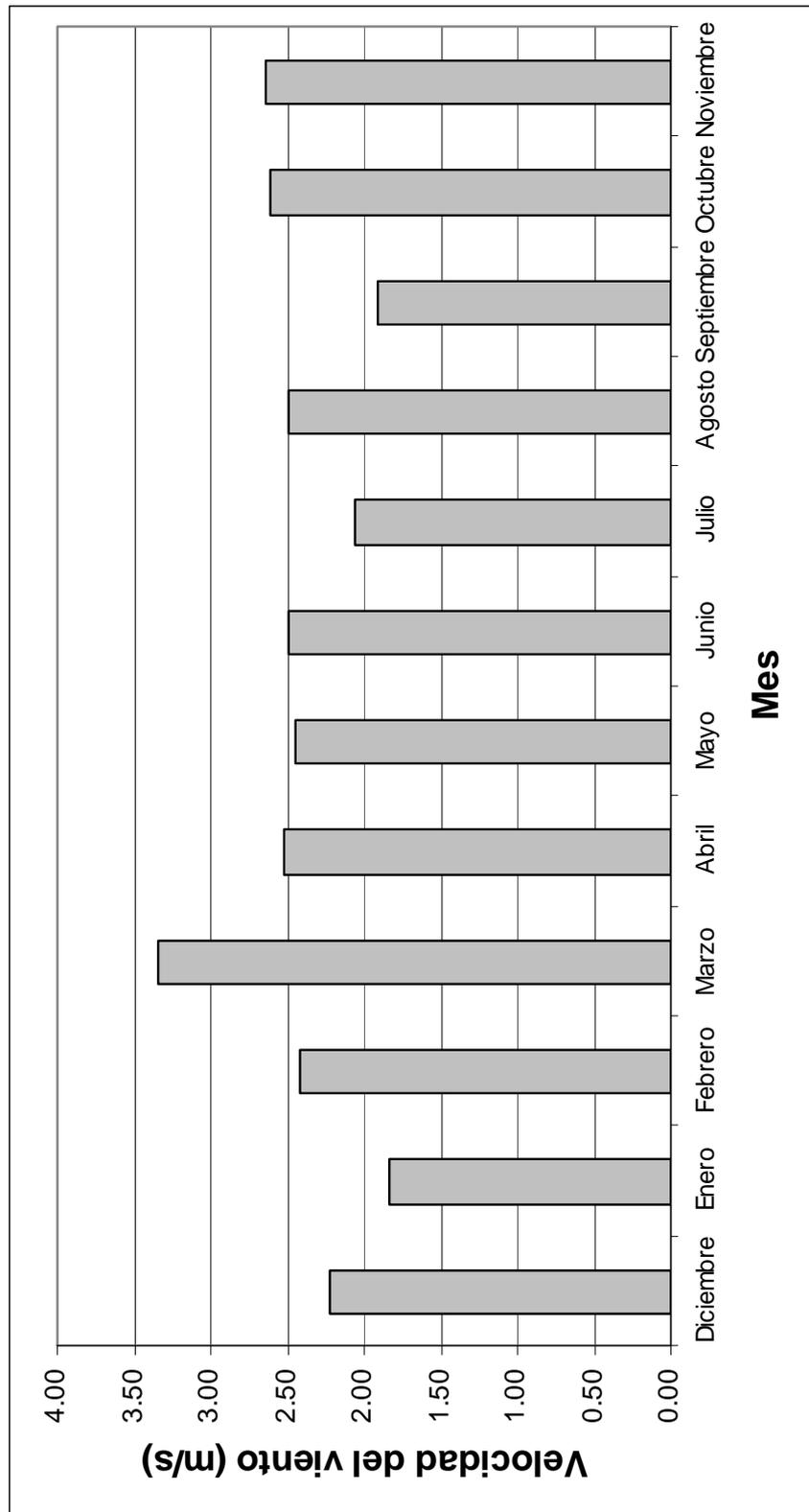


Figura 6.3. Velocidad del viento.

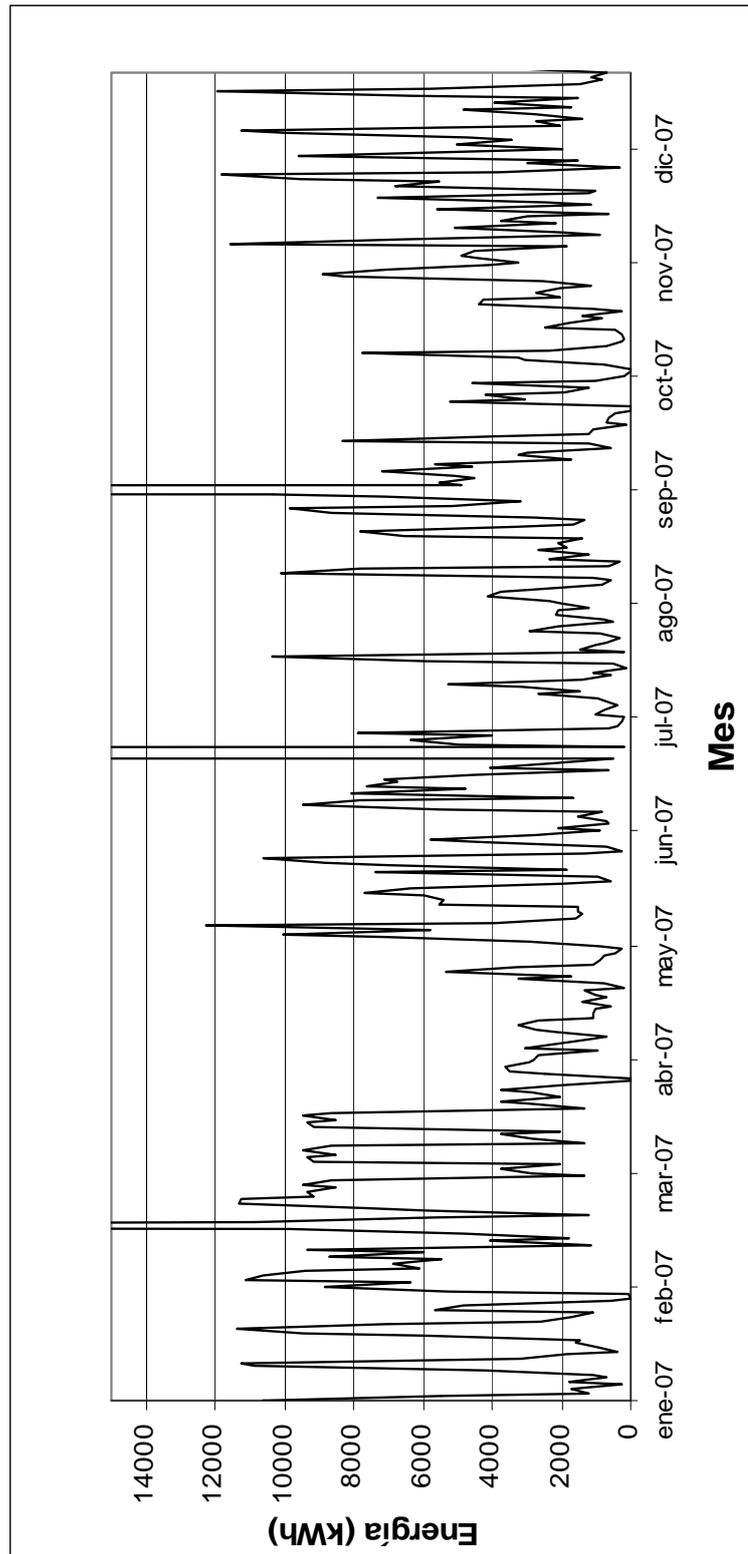


Figura 6.4. Energía eólica obtenida por hora.

Después de estudiar las condiciones climáticas y la conversión de energía eólica en el último año, surge la necesidad de resolver su relación. Para probar esto, se ha realizado un ajuste de curvas tridimensional de una muestra de un parque de aerogeneradores real para la conversión de energía que respete las condiciones climáticas de temperatura y humedad relativa expresada por medio de la densidad del aire húmedo. Los resultados han demostrado un modelo adecuado en función de la densidad del aire húmedo y el cubo de la velocidad del viento con un factor de correlación de 0,99, tal y como podemos ver en la figura 6.5.

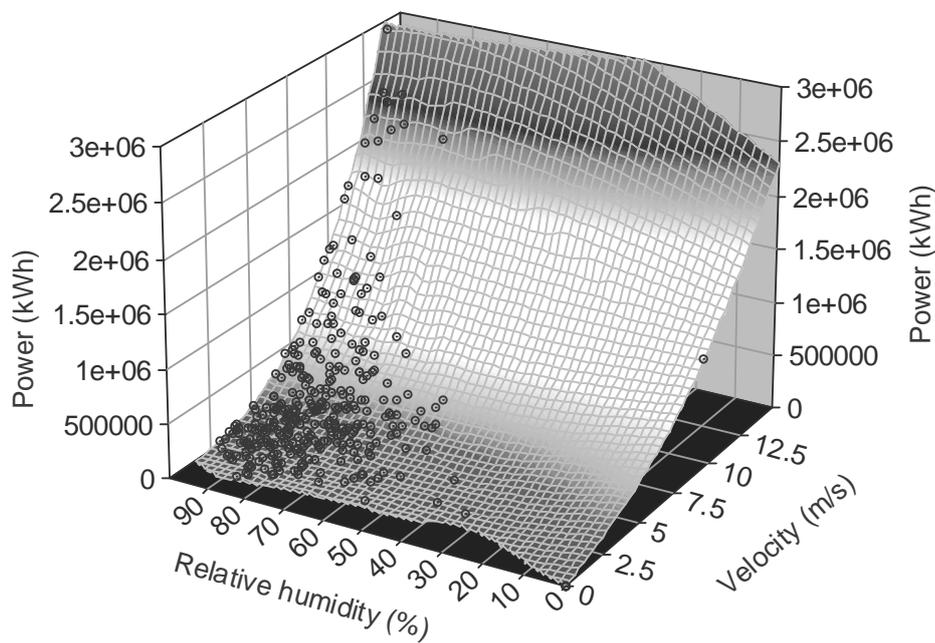


Figura 6.5. Curva de ajuste entre la energía eólica, la velocidad del viento y la densidad del aire húmedo.

$$P = -249492,18 + 217222,74 \cdot \rho + 1128,9655 \cdot V^3 \quad (6.11)$$

Donde

P es la energía eólica (kWh)

ρ es la densidad del aire húmedo (kg/m^3)

V es la velocidad del viento (m/s)

El modelo resultante presenta unas constantes del parque eólico que consideran factores reales tales como el entorno y las características de la turbina. Este modelo se podría emplear para predecir la conversión de potencia y debe considerar las condiciones climáticas. Las temperaturas medias y la velocidad del viento de los últimos diez años se han representado en las figuras 6.6 y 6.7 y su conversión de potencia correspondiente, de acuerdo con el modelo resultante, en la figura 6.8 para cada estación.

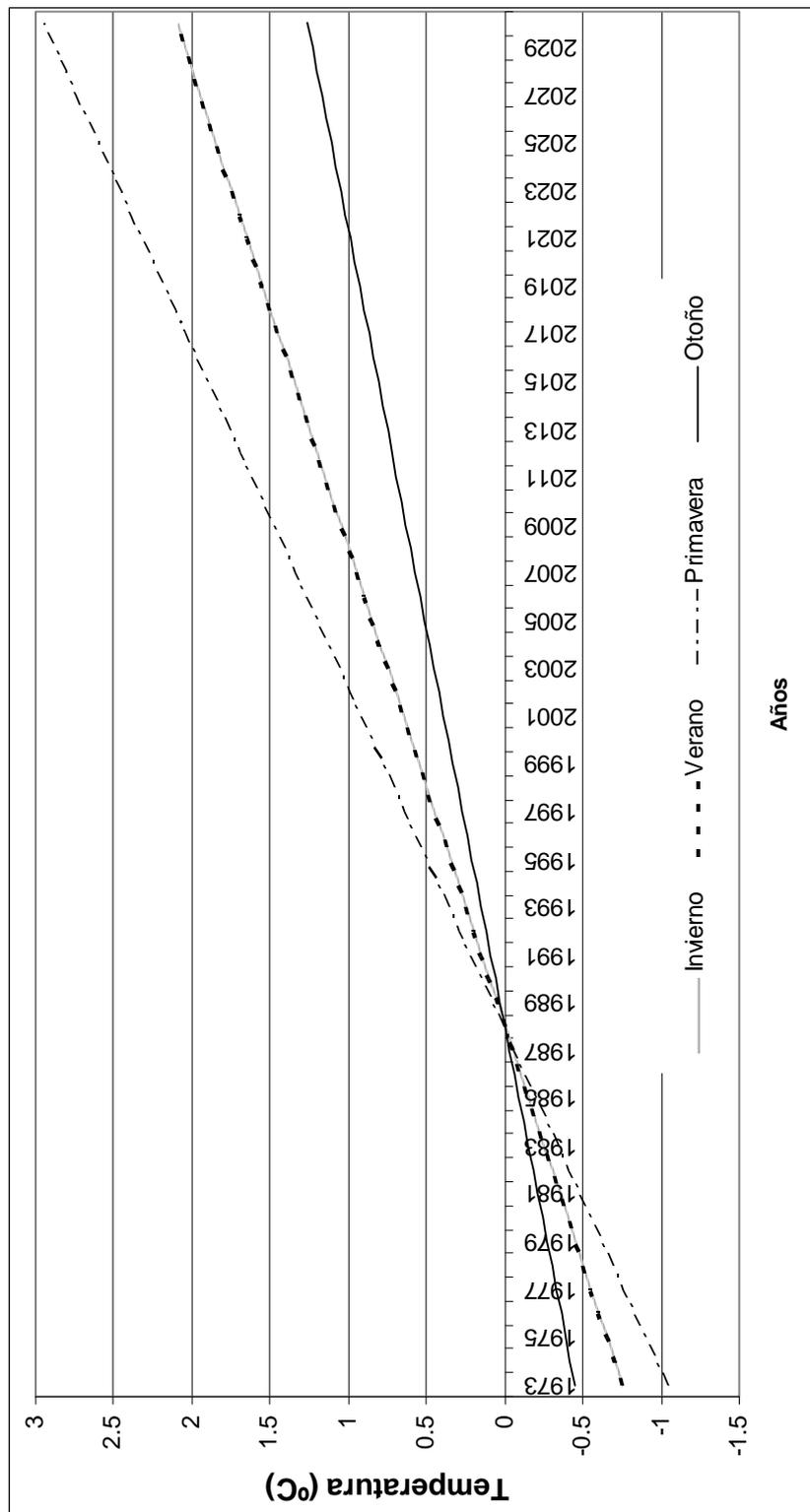


Figura 6.6. Últimos diez años la temperatura media estacional.

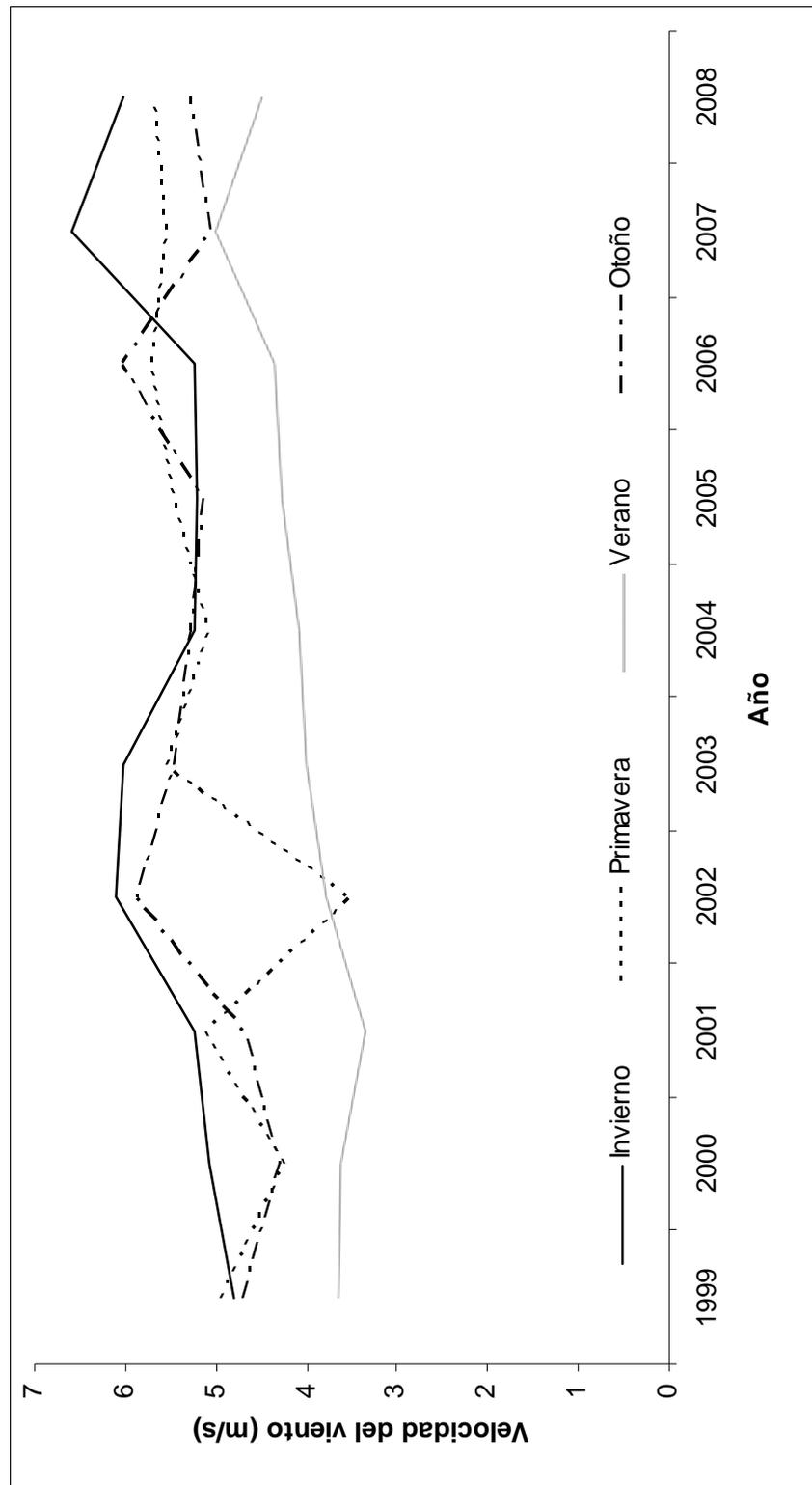


Figura 6.7. Velocidad del viento estacional media de los últimos diez años

Estas cifras demuestran que las condiciones climáticas estacionales influyen la conversión de energía eólica. En la figura 6.6, se muestra la temperatura media anual de la zona del parque eólico para cada estación. Por lo tanto, la temperatura media en verano muestra su valor más alto cercano a 16 °C y en invierno de 7 °C. Las estaciones de otoño y primavera presentan valores intermedios de 13 y 11 °C, respectivamente.

Por otro lado, la velocidad promedio del viento del parque se muestra en la figura 6.7. Esta figura muestra para el verano una velocidad media de 3,5 m/s la cual es el valor más bajo en comparación con 5,5 m/s en las otras estaciones. Esta velocidad media es una consecuencia del anticiclón de las Azores, tal y como se ha explicado anteriormente.

En la figura 6.8 se puede observar un valor medio similar a la potencia nominal obtenida durante la primavera y el otoño. Esta energía se eleva a un valor de 20 MWh durante el invierno. Por último, durante la temporada de verano esta energía eólica experimenta un claro descenso con respecto a las otras estaciones del año con un valor medio de 10 MWh. De estas curvas se deduce que, a pesar del hecho de que la velocidad media del viento es casi la misma en primavera como en otoño, será la temperatura media la que controla la conversión de la energía eólica. Este efecto estará presente al predecir el efecto del clima sobre la conversión de energía. Ello es debido a un aumento de la temperatura como consecuencia del cambio climático lo cual modifica la producción de energía en el futuro si continúan operando las mismas turbinas eólicas. Por lo tanto, una vez que se ha demostrado la relación entre el clima y la conversión de la energía eólica está demostrada, es interesante conocer el efecto del clima sobre la producción de los aerogeneradores.

Las referencias bibliográficas han mostrado cuatro ajustes lineales en el aumento de la temperatura promedio durante los últimos años que nos permiten predecir la temperatura media para cada estación, tal y como podemos ver en la figura 6.9 y en las ecuaciones 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5.

Es interesante señalar que el invierno y el verano muestran la misma relación anual de aumento de la temperatura aunque el mayor incremento se muestra en la primavera. Este aumento de temperaturas supondrá un valor para el año 2030 de 3, 2,1 y 1,3 °C en las estaciones de primavera, invierno y otoño, tal y como podemos

ver en la figura 6.6. Estos valores de temperatura, humedad relativa media y velocidad del viento se han introducido en el modelo de producción de potencia obtenido mostrando una reducción de potencia más alta del 9% para el año 2030 durante la primavera y que en el verano será del 7%. En invierno y otoño la reducción de potencia eólica será aproximadamente el 6% menor de la potencia eólica actual.

Si tenemos en cuenta que hoy en día no se han fabricado los aerogeneradores del año 2030 y que la vida técnica útil de una turbina es de veinte años onshore y veinticinco años para las offshore, es el momento adecuado para considerar nuevas vías de desarrollo para las tecnologías. En este sentido, el sector de la energía eólica es un ejemplo de un gigante muriendo de hambre por falta de investigación a largo plazo [9, 10, 11 y 12]. En futuras investigaciones se deben de considerar la menor densidad del aire húmedo y mayor frecuencia de la velocidad de los vientos extremos. Además, las turbinas para baja velocidad del viento deben ser analizadas con rotores diferentes, tales como los rotores de Savonius [13, 14, 15 y 16] y esto debe ser tratado en profundidad en futuras investigaciones.

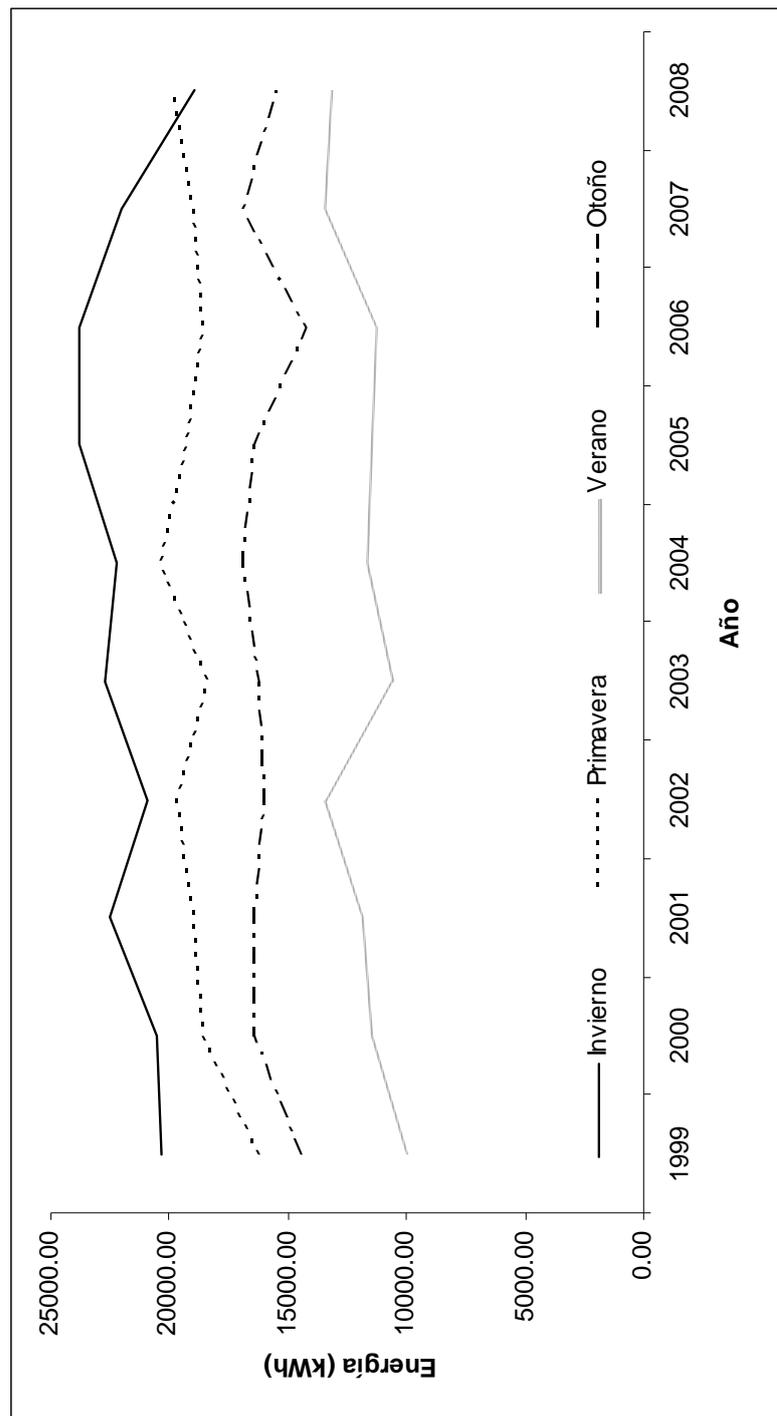


Figura 6.8. Conversión de energía media estacional en los últimos diez años

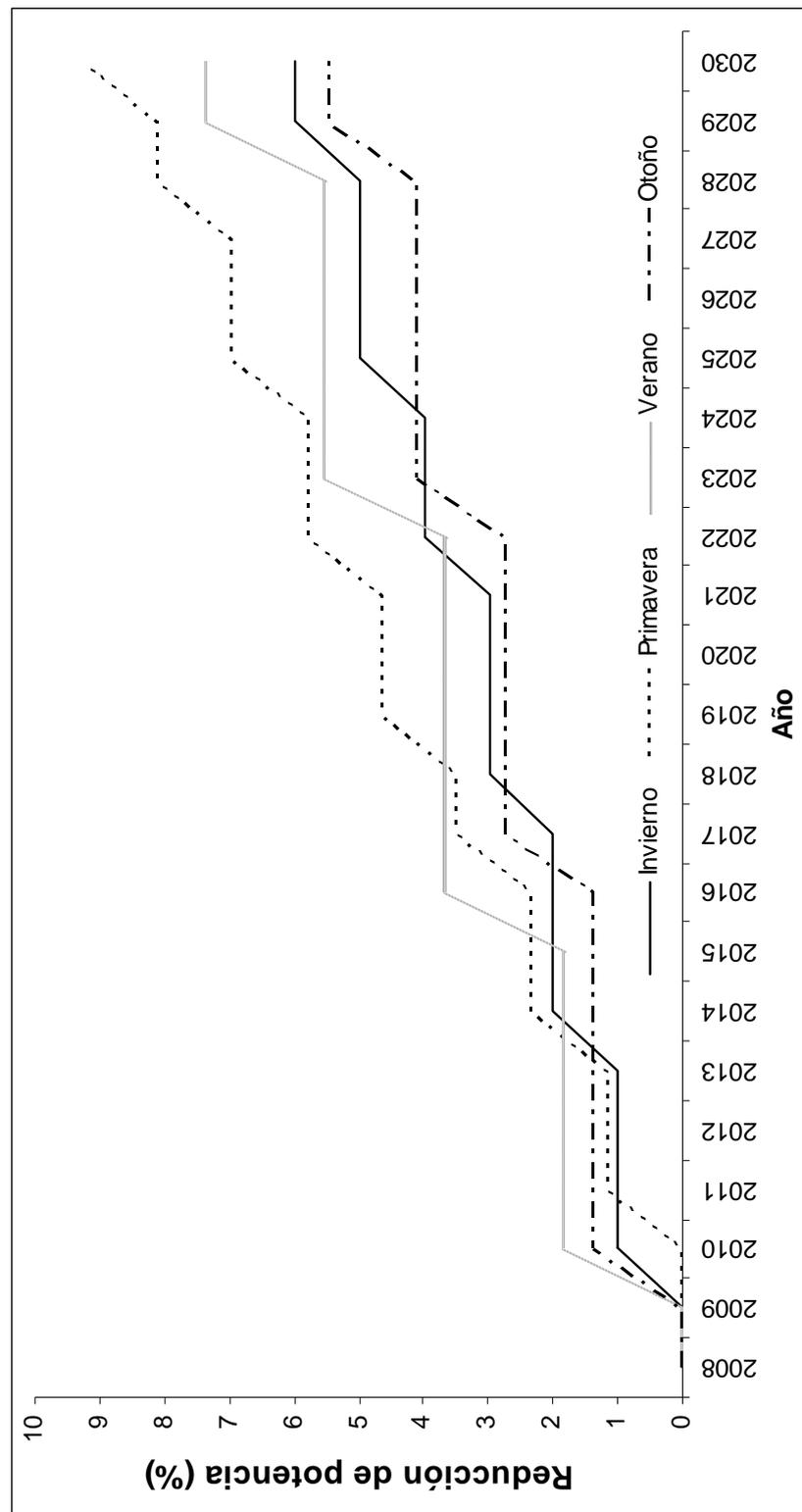


Figura 6.9. Porcentaje de reducción de energía en los próximos años.

6.4. Conclusiones

En el presente trabajo se ha realizado el muestreo de conversión de energía eólica en un parque real durante un año al mismo tiempo que las condiciones climáticas. Como consecuencia de estos valores medios, la conversión de energía eólica muestra un valor máximo medio durante la temporada de invierno y un mínimo durante el verano como consecuencia de la velocidad media del viento. Además, se ha obtenido un modelo tridimensional de producción de potencia como función de temperatura y presión parcial del vapor, y se han probado bajo las condiciones previstas de temperatura. Los resultados han mostrado que la reducción de la potencia más alta ha sido del 9% para el año 2030 durante la primavera y del 7% en verano. En invierno y otoño, la reducción de la energía eólica será de alrededor del 6% de la potencia eólica actual.

Por último, debemos recordar que la energía eólica puede aportar una contribución sustancial a los objetivos comunitarios de reducción de emisiones bajo el Protocolo de Kyoto. La energía eólica podría cumplir con el 30% de la obligación de la Unión en 2030 si se refuerza lo suficiente en investigación y desarrollo tecnológico. Por lo tanto, si tenemos en cuenta que hoy en día no hay aerogeneradores para el año 2030 debido al hecho de que la vida técnica útil de una turbina es de veinte años onshore y veinticinco años offshore, es el momento adecuado para considerar nuevas vías de desarrollo que podrían tener rendimientos muy altos para la tecnología como aerogeneradores de baja velocidad.

6.5. Referencias

- [1] Wesker, E. "*Climate Change; a summary of some present knowledge and theories*", http://www.euronet.nl/users/e_wesker/climate.html. (Acceded January 2011).
- [2] Naranjo, L., Vicente, E.A. 2006, "Variabilidade natural do clima en Galicia", *MeteoGalicia.Xunta de Galicia e fundación Caixa Galicia*. Ed. Consellería de Medio Ambiente e Desenvolvemento Sostible, pp.1- 292.
- [3] *Climate Change 2001: Working Group I: The Scientific Basis*
- [4] Sailor, D.J., Smith, M., Hart, M. 2008, "Climate change implications for wind power resources in the Northwest United States", *Renewable Energy*, vol. 33, no. 11, pp. 2393-2406.
- [5] Carta, J.A. & Mentado, D. 2007, "A continuous bivariate model for wind power density and wind turbine energy output estimations", *Energy Conversion and Management*, vol. 48, no. 2, pp. 420-432.
- [6] European Wind Energy Technology Platform. 2008. *Wind Energy: A Vision for Europe in 2030*.1-24.
- [7] Jacobson, R., Meadors, E., Link, H. 2003, "Power Performance Test Report for the AOC 15/50 wind turbine, Test B in Golden, Colorado", *Conducted for United States Department of Energy by National Wind Technology Centre. National Renewable Energy Laboratory, NREL*, pp. 1-150.
- [8] *MeteoGalicia. Anuario climatolóxico de Galicia*. 2007. Consellería de Medio Ambiente. Xunta de Galicia, pp.1-124.
- [9] Shikha, Batí T.S., Kpithari, D.P. 2003, "A new vertical axis wind rotor using convergent nozzles", *Large Engineering Conference on Power Engineering*, pp.177-181.
- [10] Shikha, S., Bhatti, T.S. & Kothari, D.P. 2005, "Air concentrating nozzles: A promising option for wind turbines", *International Journal of Energy Technology and Policy*, vol. 3, no. 4, pp. 394-412.
- [11] Shikha, Bhatt, T.S, Kothari, D.P. 2007, "The evolution of wind power technology-a review", *IE(I) Journal-ID*, vol. 84, pp. 4-9.

- [12] Altan, B.D., Atilgan, M. & Özdamar, A. 2008, "An experimental study on improvement of a Savonius rotor performance with curtaining", *Experimental Thermal and Fluid Science*, vol. 32, no. 8, pp. 1673-1678.
- [13] Sabzevari, A. 1966, "Performance characteristics of concentrator-augmented Savonius wind rotors.", *Wind Engineering*, vol. 1, no. 3 , 1977, pp. 198-206.
- [14] Wittwer, A.R. & Möller, S.V. 2000, "Characteristics of the low-speed wind tunnel of the UNNE", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 84, no. 3, pp. 307-320.
- [15] Saha, U.K., Thotla, S. & Maity, D. 2008, "Optimum design configuration of Savonius rotor through wind tunnel experiments", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 96, no. 8-9, pp. 1359-1375.
- [16] Saha, U.K. & Rajkumar, M.J. 2006, "On the performance analysis of Savonius rotor with twisted blades", *Renewable Energy*, vol. 31, no. 11, pp. 1776-1788.

-----MANTENIMIENTO AUTÓNOMO-----**Capítulo 7: Nueva técnica de mantenimiento basada en potencia reactiva**

El presente capítulo se centra en la incorporación de grupos de condensadores de forma automática por medio de una serie de algoritmos de control en un parque eólico. En este sentido la metodología empleada se puede aplicar a otras alternativas tecnológicas extendiendo los algoritmos de acuerdo con las características específicas de la opción elegida.

A pesar de que los datos utilizados en este estudio son de un parque eólico específico, no hay ninguna limitación para caracterizar el comportamiento de nuevas instalaciones para ser estudiadas.

Partiendo de esta premisa se ha realizado un análisis detallado de las necesidades específicas del parque eólico así como sobre el rendimiento óptimo para la compensación de energía reactiva en las horas punta de la generación eléctrica. Los resultados han mostrado que la mejora del sistema de control basado en LonWorks, LCU (Unidad de Control Local) y Scada en los actuales parques eólicos reales se puede lograr en períodos cortos de tiempo. Además, se ha estudiado el uso de condensadores entre las posibles opciones de control de potencia reactiva con LCU.

7.1. Introducción

La generación de electricidad a partir del viento es, sin duda, barata y altamente compatible con el medio ambiente. En la mayoría de los casos los aerogeneradores están acoplados a generadores asíncronos. En particular, se prefieren los generadores de inducción porque son baratos, fiables y requieren muy poco mantenimiento. Sin embargo, los generadores de inducción tienen algunas desventajas como la demanda de potencia reactiva de los componentes de red de trabajo sobre todo en las velocidades del viento de arranque y baja. Cuando las turbinas tienen generadores de inducción y condensadores fijos para la compensación de la energía reactiva se corre el riesgo de auto-excitación durante las operaciones de trabajo fuera de la red.

En trabajos anteriores se han analizado diferentes modelos de turbinas eólicas [1] como la turbina de eje horizontal (HAWTs) y dos turbinas de ejes verticales (VAWTs), Darrieus y H-rotor. Los resultados han mostrado que las VAWTs presentan claras ventajas sobre las HAWTs. Además, a partir del ensayo de las turbinas de eje horizontal se ha determinado que es más ventajoso el H-rotor que la turbina Darrieus, particularmente cuando poseen tres palas.

En tal situación, el factor de potencia eléctrica es menor que la unidad y, de acuerdo con los estándares actuales de generación eléctrica [2], se hace necesario introducir un sistema correctivo del factor de potencia basada en condensadores. Sin embargo, los parques eólicos siguen presentando una baja capacidad para mantener el factor de potencia dentro de los límites necesarios fijados por la red eléctrica. En consecuencia, se hace necesario estudiar y definir el mejor método para mantener este factor dentro de los límites requeridos.

Para adaptar las instalaciones de producción de energía eólica y proporcionar el máximo apoyo posible a la red eléctrica en todo momento, existen diferentes tecnologías que están tratando de alcanzar estos objetivos en base a las características y necesidades de cada explotación. Estas tecnologías se pueden agrupar en:

- Ajuste automático de los condensadores
- Estático SVC (SVC) - TCR / TCSC

- STATCOM
- Convertidor en Turbina

El SVC (SVC) - TCR / TCSC estático se ha desarrollado por medio de diferentes dispositivos. Un SVC (SVC) estático es un dispositivo que proporciona soporte de potencia reactiva casi instantánea para el control de la tensión. El SVC proporciona potencia reactiva variable controlando el flujo de corriente a través de cada fase de un sistema de trifásico. La mayoría de SVC se compone de una combinación de TCR y TSC.

Una vez que las mediciones de campo [3] han validado este modelo, se ha añadido un modelo estático SVC al modelo de aerogenerador para identificar la forma de reducir transitorios en la puesta en marcha.

Otros estudios de investigación proponen el control por inversor fuente de tensión (VSI) en un modo de control de corriente para inyectar la corriente de compensación en el sistema de potencia en el punto de acoplamiento común. Así, el sistema introducirá corriente a través de un inversor para mantener el factor de potencia en la unidad [4]. Los resultados han mostrado un factor de potencia adecuada en el punto de conexión común (PCC) y la eficacia del controlador de histéresis dentro de una banda estrecha.

Otra posible metodología para controlar turbinas es el modelo estocástico del factor de potencia. En este caso algunos trabajos de investigación [5] han obtenido algoritmos de optimización que utilizan los modelos estocásticos de generación de energía eólica (WPG) y la demanda de carga. Esto ha dado lugar a una reducción considerable de las pérdidas de energía del sistema. De manera similar, más algoritmos han sido investigados para mejorar el factor de potencia de la turbina de eólica. En [6], un nuevo algoritmo ha determinado los parámetros de control óptimo como un punto de ajuste del ángulo de inclinación de las palas y el par del generador.

Una vez que se han realizado simulaciones de estos trabajos se ha pasado a casos prácticos [7, 8]. Estos estudios reales han evaluado los registros de parques eólicos.

Finalmente, los estudios de investigación más interesantes relacionados con los aerogeneradores sobre los sistemas de control tratan de mejorar el factor de

potencia de la energía eléctrica producida en aerogeneradores [9, 10, 11 y 12]. En algunos de estos trabajos se han propuesto nuevas estrategias de control para reducir la variación de potencia. Un ejemplo de ello, es la propuesta de un sistema de control por avance combinado con un sistema de control por realimentación convencional, como se ve en la Figura 7.1.

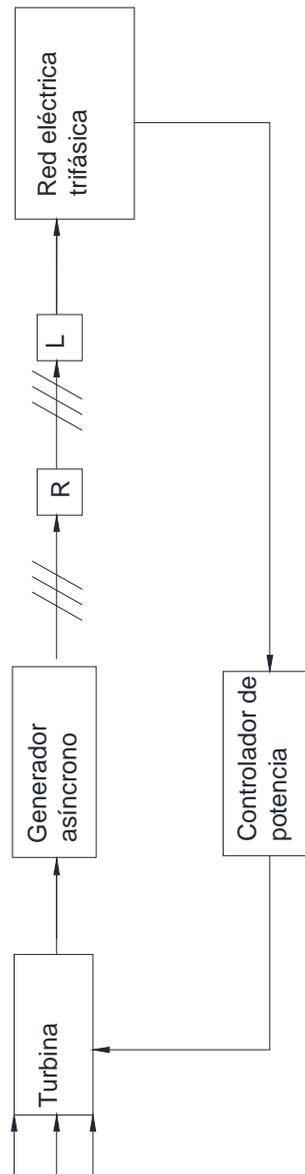


Figura 7.1. Estructura del generador eólico acoplado a la red eléctrica.

Una vez que se han desarrollado y probado los modelos de aerogeneradores, se han llevado a cabo más trabajo de investigación para tratar de simular los parques eólicos [13]. En este contexto, debemos recordar que los dos más utilizados se basan en generadores de inducción, como el generador de inducción de jaula de ardilla conectado directamente a la red con condensadores correctores del factor de potencia (SCIG) y generadores de inducción doblemente alimentado (DFIG) con un generador de rotor bobinado de inducción y un convertidor de potencia back-to-back conectado al devanado del rotor.

En el presente trabajo de investigación, la eficacia de los modelos equivalentes para representar la respuesta colectiva del parque en el punto de acoplamiento común a la red resultó ser una aproximación adecuada de la respuesta colectiva del parque durante la simulación dinámica del sistema de potencia, tal y como se muestra en la figura 7.2.

Una vez que se han desarrollado los diferentes sistemas de control de los aerogeneradores, nuevos modelos matemáticos han sido empleados en los parques eólicos de forma que cada aerogenerador fue controlado por los diferentes buses con resultados adecuados.

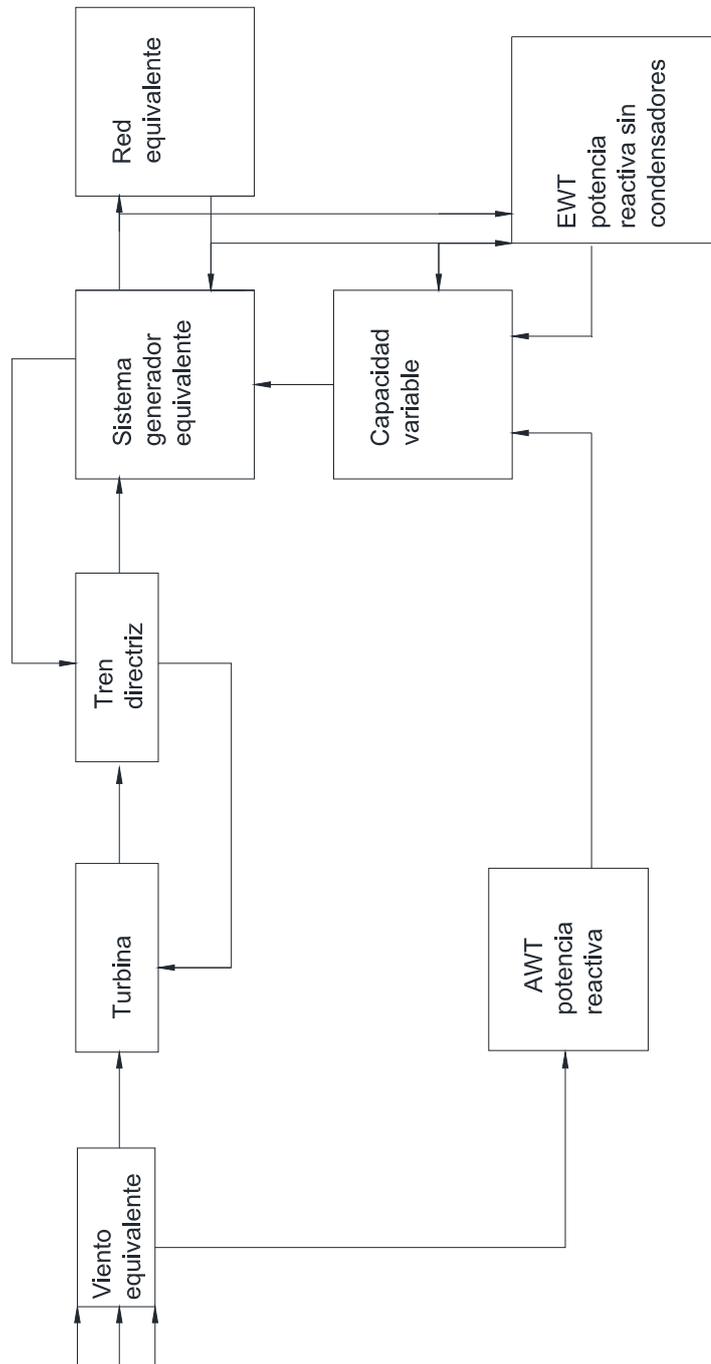


Figura 7.2. Modelo equivalente de turbina eólica para turbinas eólicas SCIG.

Por último, a pesar de que la mayor parte del trabajo de investigación se centra en la teoría de control y el control operativo, algunos nuevos estudios de investigación se centran en la reducción del mantenimiento de la turbina basando en estudios de campo [14] revelando una lista de los sensores que se usan para detectar averías.

El presente capítulo se centra en la incorporación de grupos de condensadores automáticos en el parque eólico que emplea algoritmos de acuerdo con las características específicas de la opción elegida para la compensación de energía.

7.2. Materiales y métodos

7.2.1. Bonificación de la potencia reactiva

La potencia reactiva no tiene aplicaciones y “ensucia” la electricidad. En las redes, por lo tanto, se hace necesario eliminar o al menos mitigar sus efectos. Debido a la producción de esta "electricidad sucia" se suelen imponer algunas bonificaciones o penalizaciones. Estas bonificaciones, en particular, se imponen a los parques eólicos que generan grandes cantidades de energía. Generalmente, las primas de carga como se ve en la tabla 7.1 son una función de los kilovattios reactivos generados.

Bonificación Punta Máxima	kr ^{p.m}	8,00%
Bonificación Llano Máxima	kr ^{ll.m}	4,00%
Bonificación Valle Máxima	kr ^{v.m}	8,00%

Tabla 7.1. kr máximo para cada franja horaria

Para calcular la bonificación ideal kr en todo momento, se debe conocer el kr para cada intervalo de tiempo, tal y como se muestra en la tabla 7.1. Los intervalos de tiempo son los períodos punta, llano y valle. Además, para definir las siguientes características, la producción mensual kr posible puede ser dada por la ecuación 7.1. De conformidad con la norma IEC la potencia reactiva de las turbinas eólicas debe

especificarse como un valor promedio de 10 minutos como una función de las franjas de potencia de salida para el 10%, 20%, .. a 100% de la potencia nominal.

$$kr_{\text{posible}} = \frac{kr^{\text{pkm}} \cdot W_{\text{a.pk}} + kr^{\text{plm}} \cdot W_{\text{a.pl}} + kr^{\text{vm}} \cdot W_{\text{a.v}}}{W_{\text{a}}} \quad (7.1)$$

Donde:

kr^{pk} : Bono durante las horas punta

kr^{pl} : Bono durante las horas llano

kr^{v} : Bono durante las horas valle

W_{a} : Producción total de energía activa

$W_{\text{a.pk}}$: Producción de potencia activa en punta

$W_{\text{a.pl}}$: Producción de energía activa en llano

$W_{\text{a.v}}$: Producción de potencia activa en valle

Para encontrar la producción ideal de potencia reactiva se debe emplear la ecuación 7.2. En esta ecuación se muestra el total de la producción real de la potencia reactiva obtenida (kr) y se puede calcular para cada intervalo de tiempo por medio del kr de cada zona horaria.

$$kr_{\text{obtenido}} = \frac{kr^{\text{p}} \cdot W_{\text{a.p}} + kr^{\text{ll}} \cdot W_{\text{a.ll}} + kr^{\text{v}} \cdot W_{\text{a.v}}}{W_{\text{a}}} \quad (7.2)$$

7.2.2. Factor de potencia

El factor de potencia se define como la relación entre la potencia real y aparente de acuerdo con la figura 7.3 y la ecuación 7.3. Para nuestros objetivos y aplicaciones de futuro el factor de potencia debe ser calculado con dos decimales.

$$\cos \varphi = \frac{W_{\text{a}}}{\sqrt{W_{\text{a}}^2 + W_{\text{r}}^2}} \quad (7.3)$$

Donde:

W_a = medición de potencia activa (kWh)

W_r = potencia reactiva medida (kVARh)

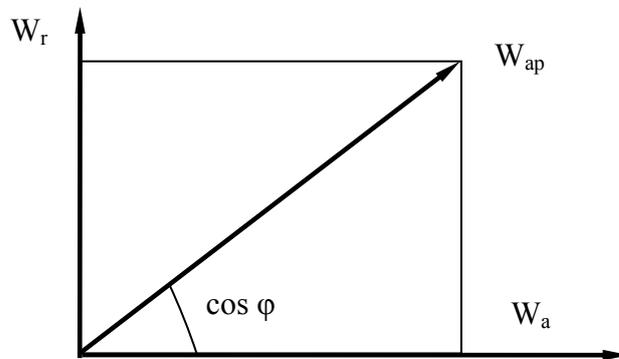


Figura 7.3. Distribución del factor de potencia.

7.2.3. Parque eólico

Con anterioridad al 04/01/2009 la red eléctrica española había solicitado una consigna para el factor de potencia de $0,98 \leq \cos \varphi \leq 0,99$. Esto ha cambiado desde el 12/01/2009. El parque eólico pretende alcanzar un punto de ajuste del factor de potencia de $\varphi \cos = 1$ de acuerdo con la nueva solicitud por los estándares de las redes eléctricas españolas.

7.2.4. Muestreo de datos reales

Los datos muestreados de bonificación han manifestado diferencias de acuerdo al factor de potencia estándar respecto al valor de consigna.

Sin embargo, se ha incluido la caracterización del estudio del parque por medio de la curva PQ. Partiendo de esta curva podemos identificar las necesidades reales del parque por la potencia reactiva en todo momento en términos de energía generada. Para obtener estas curvas se han tomado las medidas durante varios meses y se han cubierto los distintos niveles de operación del parque debido a los cambios de viento.

7.3. Resultados

Como se ha mencionado anteriormente, algunos datos sobre la bonificación recibida con respecto al máximo posible en los últimos meses se muestran en la tabla 7.2.

A partir de esta tabla se puede concluir que el valor anterior de consigna del factor de potencia de $0,98 \leq \cos \varphi \leq 0,99$ es el más apropiado para este tipo de explotaciones de acuerdo con una bonificación económica adecuada. Sin embargo, el cambio en los requisitos de diciembre de 2009 llevó a una disminución significativa en la bonificación obtenida kr. En particular, la tabla 7.2 muestra que incluso se podía llegar a valores negativos en el mes de diciembre.

	Energía Exportada (kWh)	kr Posible	kr Obtenido
abr-09	3820170	5,88%	4,00%
may-09	4745220	6,01%	4,31%
jun-09	4819560	5,95%	3,41%
jul-09	3193410	5,85%	3,80%
ago-09	4381170	6,06%	2,71%
sep-09	3498260	5,95%	3,52%
oct-09	5752710	6,01%	4,77%
nov-09	9496420	6,02%	4,21%
dic-09	8205880	5,90%	-3,08%

Tabla 7.2. Relación entre las bonificaciones/penalizaciones máximas posibles y reales recibidas.

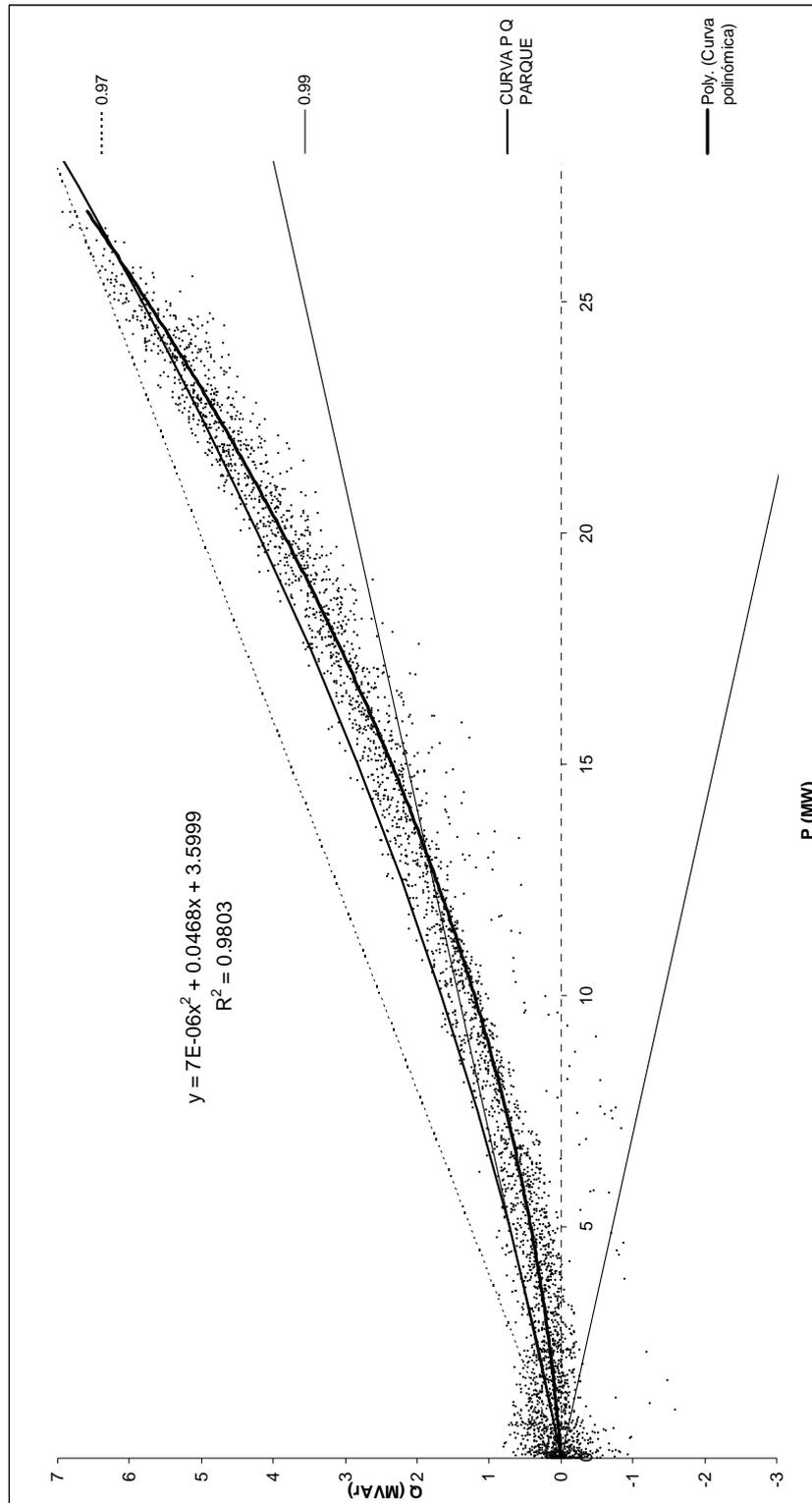


Figura 7.4. Curva P-Q característica del parque.

Una vez identificado el principal problema respecto a datos reales ya se puede pasar al estudio de las soluciones. Teniendo esto en mente, el sistema de control de la potencia reactiva de generación de energía eólica se ajusta de acuerdo con un recurso de software para mantener una potencia de 690 V y un factor de potencia cercano a 1. Para ello, el parque constará de condensadores instalados en cada turbina y de un grupo final de condensadores situados en el extremo de la línea.

De los datos reales de la figura 7.4 se ha observado que es evidente que, a pesar de la compensación actualmente instalada en las turbinas bajo altos valores de generación de energía, los valores de factor de potencia muestran una caída clara a valores menores que 1. Sólo cuando hay baja velocidad de viento el factor de potencia muestra valores adecuados.

Por lo tanto, es necesaria la instalación de un mejor sistema de control de reactiva en el parque para obtener una curva de PQ en un rango de operación dado que cumpla con el rango de bonificación del factor de potencia. En consecuencia, para cumplir mejor con la consigna del $\cos\phi$ recibida se tendría que cambiar el valor del punto de factor de potencia de acuerdo con el programa de la turbina eólica y hacer así un control en bucle cerrado en el que las diferentes medidas de factor de potencia son más cercanas a los puntos medidos en la facturación. Estas soluciones serán analizadas en la siguiente sección.

7.3.1. La solución propuesta

Como una propuesta de actuación se ha analizado la instalación de un sistema de control de reactiva en el parque eólico. Este sistema mide el factor de potencia lo más cerca posible del punto de facturación y, de acuerdo con los valores muestreados, establece un nuevo punto de ajuste conectando y desconectando los condensadores. En consecuencia, el control del factor de potencia estará lo más cercano posible al deseado en el punto de medición.

Para el envío de consignas a los aerogeneradores se ha utilizado una red LonWorks existente en el parque ya que, de esta forma, se reduce el coste de inversión. La red LonWorks es un estándar desarrollado por la empresa Echelon que ha sido ratificado por la organización ANSI como oficial en octubre de 1999 (ANSI / EIA 709.1-A-1999). Basado en el esquema propuesto por LON (Red Local de

Operaciones) se compone de un conjunto de dispositivos inteligentes o nodos que están conectados por uno o más medios físicos que a su vez se comunican utilizando un protocolo común.

Por inteligente se entiende que cada nodo es autónomo y proactivo y, por lo tanto, puede ser programado para enviar mensajes a cualquier otro nodo bajo ciertas condiciones previamente cumplidas o llevar a cabo ciertas acciones en respuesta a los mensajes recibidos.

El nodo LON se entiende mejor como un objeto que responde a múltiples entradas y produce salidas adecuadas. El funcionamiento completo de la red surge de las distintas interconexiones entre los nodos. Mientras que la función desarrollada por uno de los nodos puede ser muy simple la interacción entre todos puede conducir a aplicaciones complejas. La primera ventaja inicial de LON es que un pequeño número de nodos puede realizar muchas funciones diferentes dependiendo de cómo están interconectados.

LonWorks puede ser utilizado para el intercambio de información, ya sea de control o de estado, en el protocolo LonTalk. Este tiene que ser soportado por todos los nodos de la red y toda la información del protocolo está disponible para cualquier fabricante.

A través de estas redes las instrucciones se envían al sistema de control de corriente que está disponible en los parques.

A pesar de ello, como la modificación del programa de control tiene que pasar por las turbinas y operar en línea con el exterior, se hace muy complicado que reciba la consigna de referencia del valor del factor de potencia.

La principal solución a este problema consiste en considerar la instalación de equipos de aerogeneradores conectados a la red LonWorks que intercepta en el nodo la comunicación del valor de consigna del factor de potencia enviado por el SCADA. Este equipo se denomina Unidad de Control Local y, entre otras cosas, debe ser capaz de:

1. Recibir la consigna de $\cos \varphi$ enviada y dejar pasar el resto del tráfico Lonworks entre aero-SCADA y SCADA-aero.

2. Controlar los condensadores del aerogenerador para aproximarse lo máximo posible a la consigna de $\cos \varphi$ recibida.

3. Simular las señales de reenvío de conexión de los condensadores para que el PLC de control del aero no detecte ninguna anomalía ya que debido a la no modificación del programa de control éste seguiría intentando controlar los condensadores para intentar alcanzar un $\cos \varphi = 1$ en cada aerogenerador.

Un esquema eólico simplificado sería como el de la figura 7.5 y 7.6, donde se observa el caso particular de un generador eólico. En la figura 7.5 se representa por una línea continua cada turbina y el propio transformador. Sin embargo, las redes LonWorks, el Scada y la zona del muestreo del factor de potencia están representadas por una línea discontinua. Finalmente, la figura 7.6 muestra el caso particular de una turbina eólica, los condensadores y la unidad de control local con una línea continua y la red LonWorks por una línea discontinua.

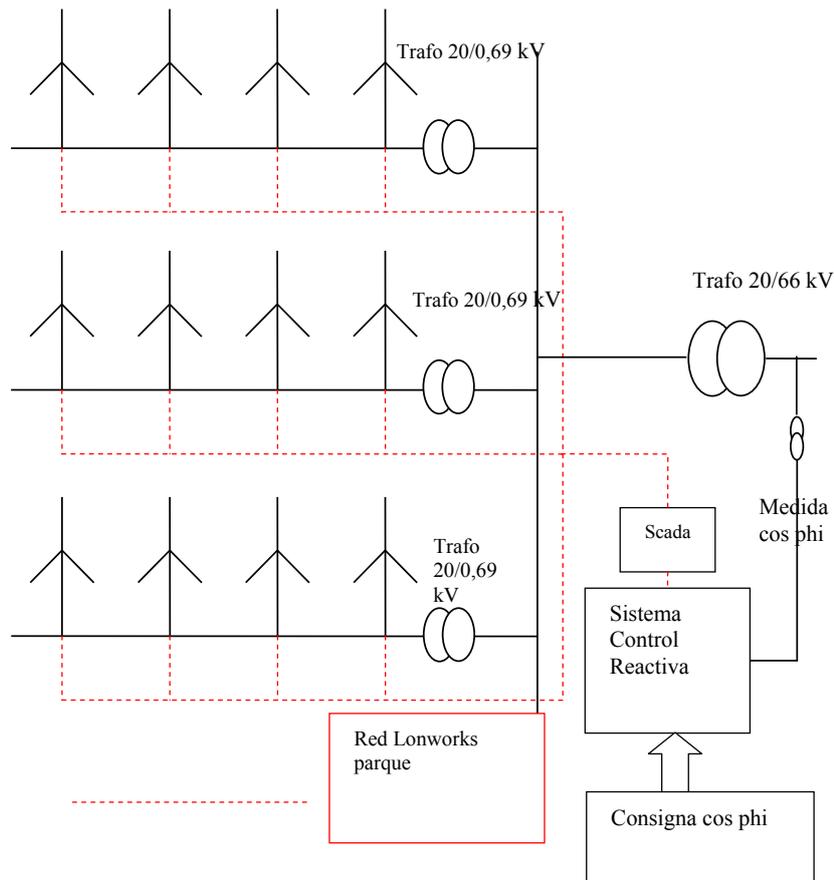


Figura 7.5. Parque eólico de control del sistema de distribución

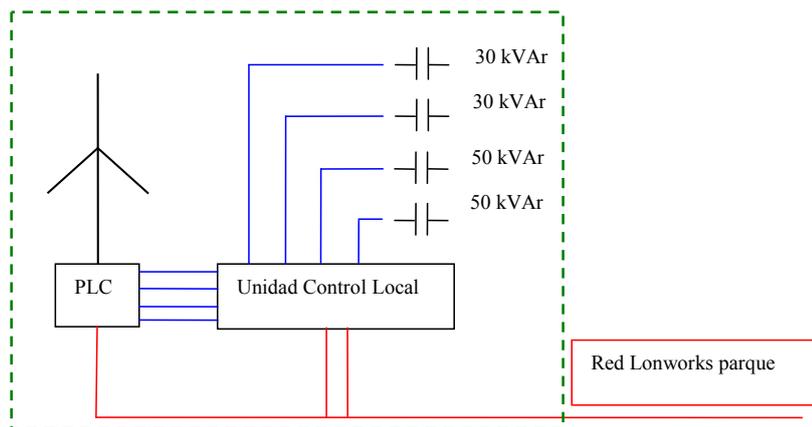


Figura 7.6. Generador eólico de control del sistema y los condensadores.

7.4. Discusión

Para calcular el tiempo necesario para recuperar la inversión económica de la solución propuesta es necesario conocer la gama de potencia activa que el sistema de control reactivo sería capaz de regular y, una vez conocido, los beneficios pueden estimarse a partir de la bonificación. En este contexto, para determinar el rango de capacidad de compensación por el parque se han considerado todos los puntos PQ de julio a diciembre, tal y como se muestra en la figura 7.4.

Además, es evidente que a partir de la potencia activa de 0 kW la curva PQ es superior a la superficie de la prima del parque ($\cos\phi = 1$), por lo que casi todos los puntos serán penalizadas. Sin embargo, para un valor de referencia de $0,98 \leq \cos\phi \leq 0,99$, el rango de bonificación se ha mantenido prácticamente hasta $P = 22000$ kW y, por lo tanto, se ha obtenido un kr mucho mayor con este rango.

La instalación del sistema de control reactivo tendría dos efectos sobre el comportamiento de parque.

1. El control está en lazo cerrado y la medida se lleva a cabo cerca del punto de medida, por lo que el valor del set-point sería el que realmente se requiere en todo momento.

2. Al pasar el control de los escalones de compensación del PLC a la Unidad de Control Local, y recibir ésta el set-point preciso en cada momento para alcanzar la bonificación en el punto de medida, para los rangos de potencia medios-bajos, habría escalones de compensación en el aerogenerador que pasarían de estar desconectados a estar conectados, con lo cual el efecto a nivel de parque sería como si se dispusiese de una capacidad de compensación adicional.

Este segundo efecto se muestra en la figura 7.7. Esta figura muestra los resultados de las pruebas de rendimiento de las turbinas eólicas con varias unidades de control local con respecto a los resultados en turbinas eólicas sin esa misma unidad.

Como se muestra en estas curvas si es necesario su comportamiento puede alcanzar un factor de potencia más cercano a la unidad. Sin embargo, cuando se van a analizar las turbinas eólicas sin unidad de control local se debe calcular la diferencia de potencia reactiva en los dos casos, tal y como se muestra en la figura

7.7. De la figura 7.7 podemos concluir que la mayoría de las curvas se limita a 200 kW de potencia activa puesto que más allá de este límite el valor de compensación del comportamiento de una turbina con y sin la unidad de control local es exactamente la misma.

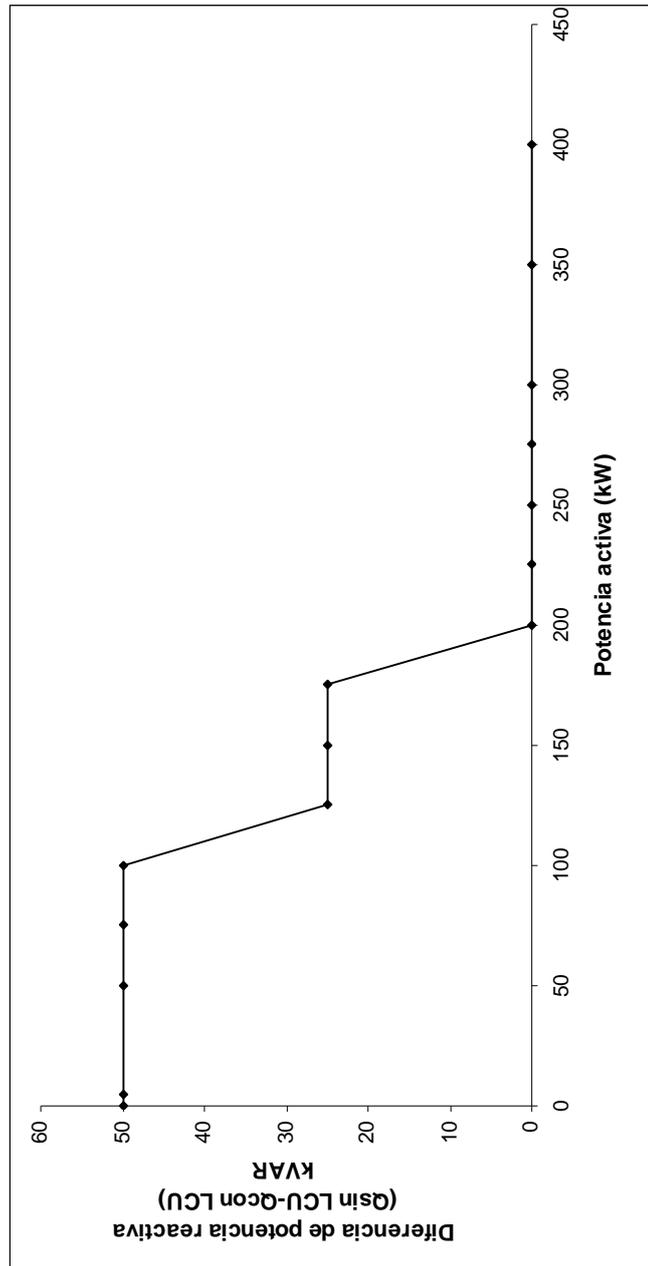


Figura 7.7. Diferencia máxima de potencia reactiva entre tener instalada la Unidad de Control Local y estar sin ella.

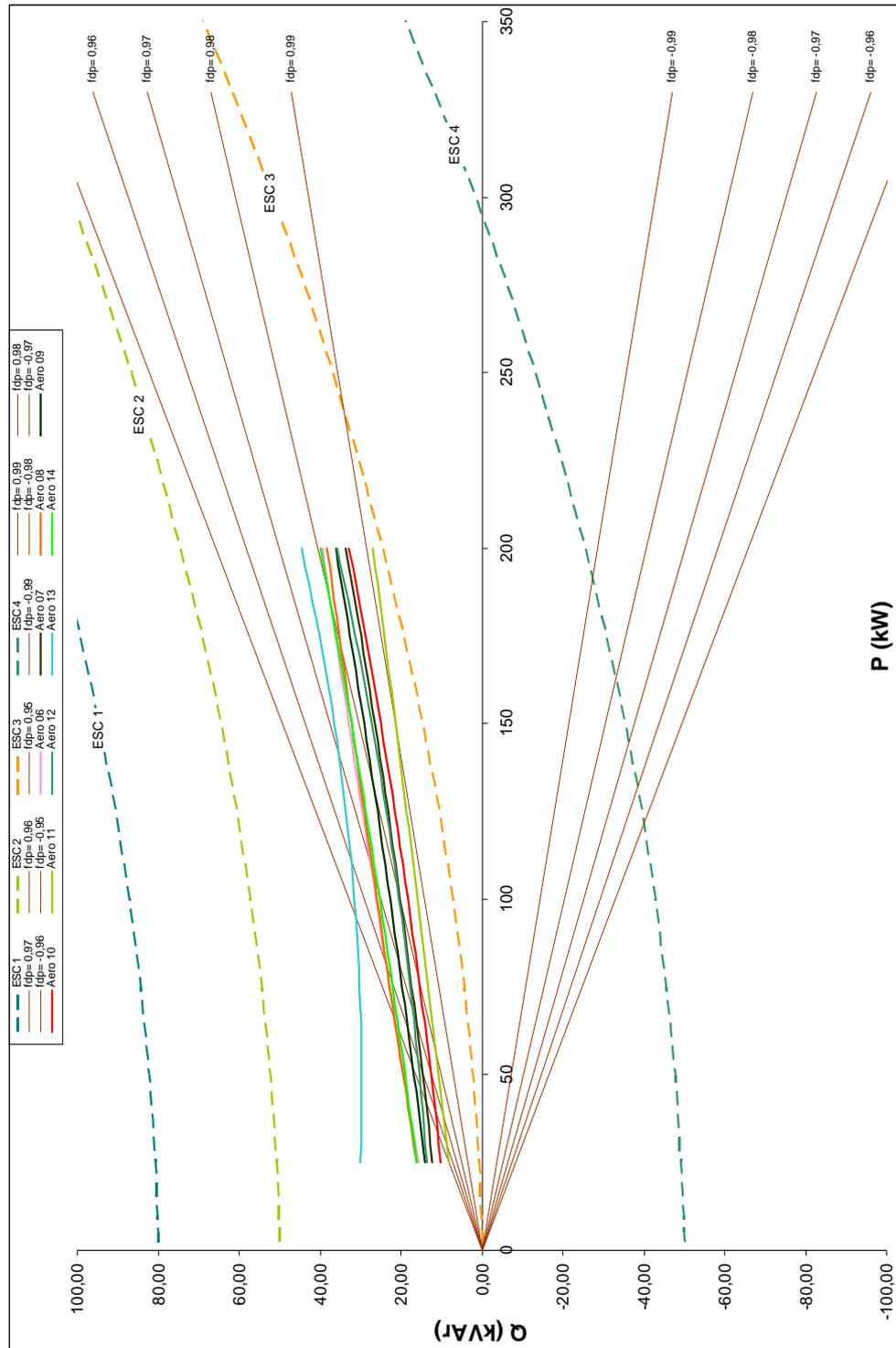


Figura 7.8. P-Q curvas sin LCU.

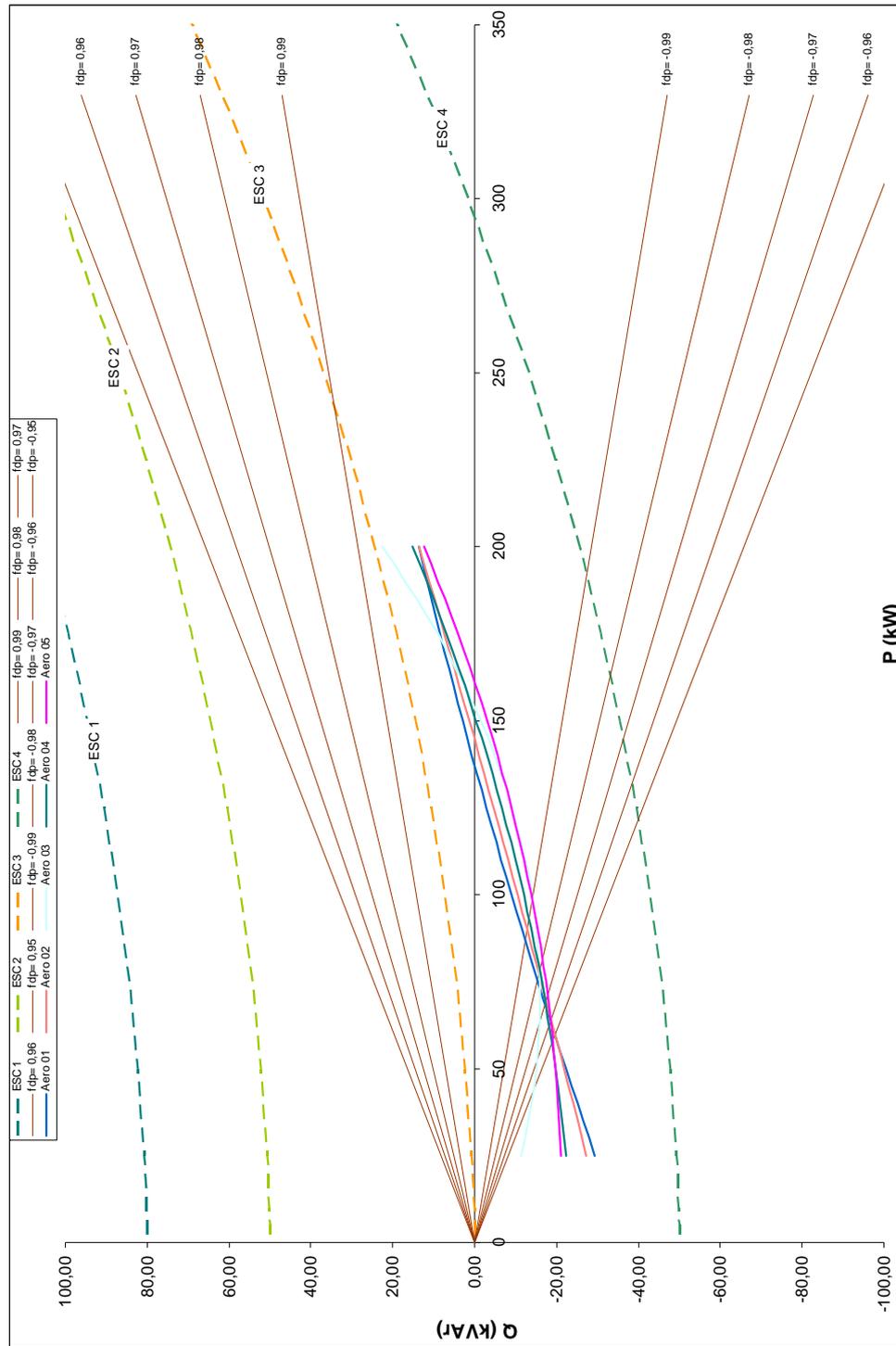


Figura 7.9. P-Q curvas con LCU.

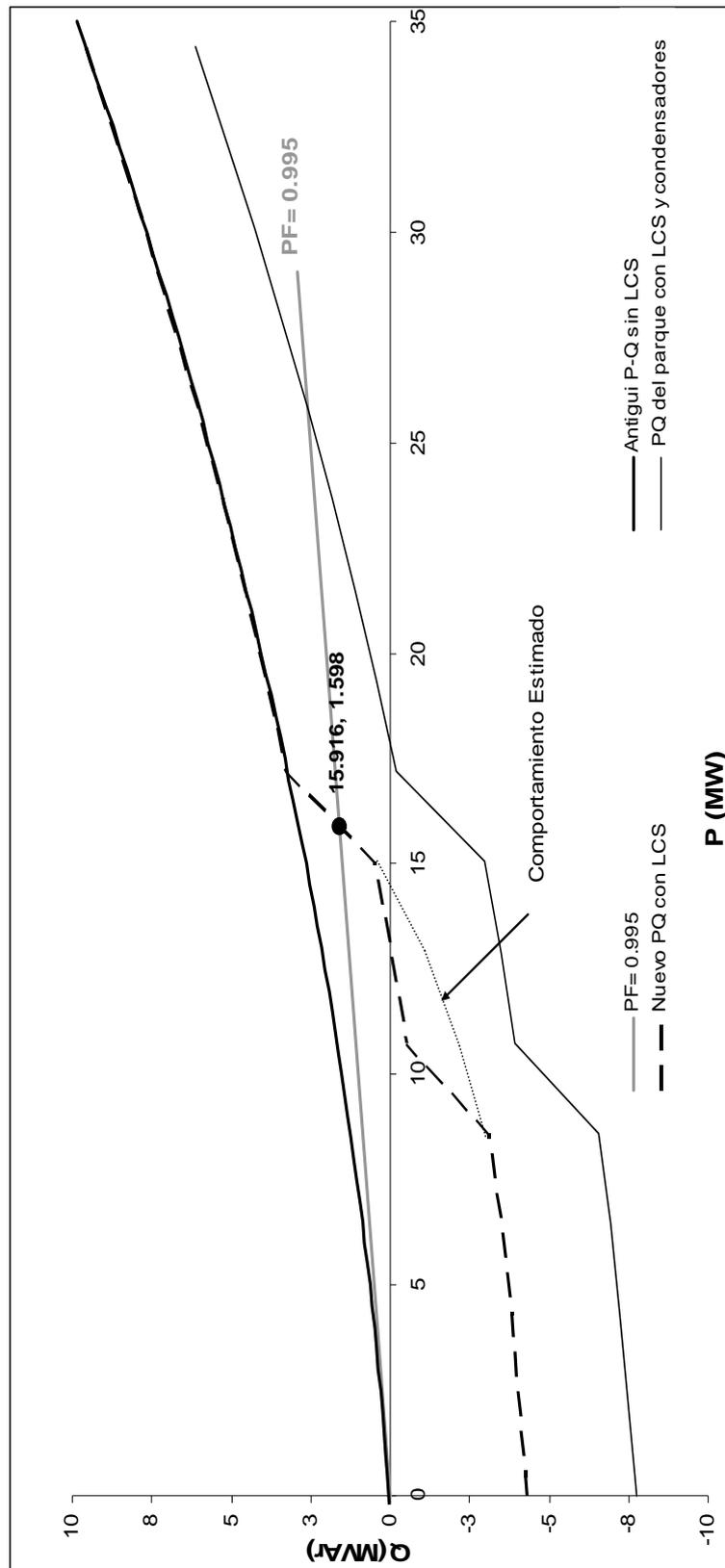


Figura 7.10. Curvas PQ durante un período de seis meses en el parque eólico.

Este comportamiento eólico se estima para originar el desplazamiento de la curva PQ del parque, como se muestra en las figuras 7.8, 7.9 y 7.10. Esta figura muestra cómo el rango impuesto para $\cos\phi=1$ ahora se mantiene hasta 16155 kW, lo que indica una clara mejoría.

Para los factores de carga pequeños, $P < 2500$ kW, la regulación de parque a la referencia recibida se considera imprecisa ya que está hecha de pasos discretos de la energía reactiva. Las simulaciones mostraron que el sistema de control reactivo se asegura de que todos los puntos se ubican entre $2500 \text{ kW} < P < 16155 \text{ kW}$ en el área de bonificación y, en consecuencia, no habría un aumento en la bonificación por reactiva de 93943 euros para el periodo de julio a diciembre.

El coste de instalar el sistema de control reactivo es 92771 euros, y para las instalaciones necesarias para la modificación e instalación de sistema Scada ha sido de 2700 euros. Para la instalación y las pruebas de cableado de los transformadores de medida se han obtenido un coste de 1800 euros. De esta manera se asume que la inversión total requerida es 97271 euros con un periodo de recuperación neto de 0,52 años, tal y como se había indicado en los trabajos de investigación anteriores [15, 16 y 17]. Esta situación se refleja en la figura 7.10.

Otro estudio complementario ha sido el análisis de la capacidad adicional que se necesita alcanzar con el sistema de control reactivo para aumentar el kr. En este contexto la solución de coste más bajo y más simple es reemplazar cada condensador de la turbina existente de 30 kVAR con un condensador 50 kVAR. Este valor es el límite último, ya que no es aconsejable aumentar la capacidad de una mayor bonificación en la turbina eólica puesto que podría provocar un mal funcionamiento.

Una vez que se llevan a cabo estas modificaciones se ha obtenido una capacidad adicional de 3440 kVA para toda la explotación. Con esta modificación, el rango de bonificación del parque con sistema de control de reactiva para un punto de ajuste de $\cos\phi = 1$ sería de $2500 \text{ kW} < P < 25800 \text{ kW}$. Esto indicaría un aumento en la bonificación de energía reactiva de 271763,30 euros para el período comprendido entre julio y diciembre. Esta modificación se refleja en la figura 7.10.

Por último, aunque los datos utilizados en el estudio son de un parque eólico específico, no hay limitaciones sobre los posibles sistemas en lo que esta disposición puede ser empleada.

7.5. Conclusiones

La creciente popularidad de los parques eólicos en todo el mundo se conjuga con la necesidad de progresar en este campo en torno a una mejor calidad de onda a unir a la red eléctrica. Los parques eólicos ya no son considerados meros elementos pasivos y las posibilidades de su contribución para ayudar a la transmisión de energía eléctrica deben de ser implementados.

Aunque los aerogeneradores del tipo doblemente alimentados muestran cierta capacidad de modulación de energía reactiva, la introducción en la Red Eléctrica Española de requisitos reglamentarios de reactiva implica una mayor inversión en los sistemas de compensación externa.

A partir de casos prácticos, en el presente trabajo se ha concluido que se puede lograr una mejora del sistema de control con un equipamiento LonWorks, LCU y Scada en los actuales parques eólicos reales en cortos períodos de tiempo. Además, se ha estudiado el uso de condensadores entre las posibles opciones de control de potencia de reactiva con LCU. El método de trabajo ha permitido el cálculo del valor óptimo para cada condensador de la turbina, así como el ajuste del condensador y la regulación dentro de un margen de potencia activa. A partir de aquí, futuros trabajos de investigación tratarán la posibilidad de trabajar con diferentes configuraciones de nuevos algoritmos desarrollados que afectan al funcionamiento del condensador.

7.6. Referencias

- [1] Eriksson, S., Bernhoff, H. & Leijon, M. 2008, "Evaluation of different turbine concepts for wind power", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 5, pp. 1419-1434.
- [2] REAL DECRETO 661/2007. REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- [3] Peters, R.R., Muthumuni, D., Bartel, T., Salehfar, H. & Mann, M. 2010, "Static VAR compensation of a fixed speed stall control wind turbine during start-up", *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 4, pp. 400-405.
- [4] Mohod, S. W., Aware., M. V. 2008, "Power Quality Issues & Its Mitigation Techniques in the Wind Energy Generation", *Harmonics and Quality of Power, 2008. ICHQP 2008. 13th International Conference on*, D.O.I.: 10.1109/ICHQP.2008.4668750.
- [5] Chen, P., Siano, P., Bak-Jensen, B. & Chen, Z. 2010, "Stochastic optimization of wind turbine power factor using stochastic model of wind power", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 1, no. 1, pp. 19-29.
- [6] Kusiak, A. & Zheng, H. 2010, "Optimization of wind turbine energy and power factor with an evolutionary computation algorithm", *Energy*, vol. 35, no. 3, pp. 1324-1332.
- [7] Abderrazzaq, M.H. & Aloquili, O. 2008, "Evaluating the impact of electrical grid connection on the wind turbine performance for Hofa wind farm scheme in Jordan", *Energy Conversion and Management*, vol. 49, no. 11, pp. 3376-3380.
- [8] Arakawa, C., Ariga, S. & Iida, M. 2002, "Proposal of vernacular design for wind turbine", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 90, no. 12-15, pp. 1731-1741.
- [9] Kusiak, A., Li, W. & Song, Z. 2010, "Dynamic control of wind turbines", *Renewable Energy*, vol. 35, no. 2, pp. 456-463.
- [10] Song, Y.D., Dhinakaran, B. & Bao, X.Y. 2000, "Variable speed control of wind turbines using nonlinear and adaptive algorithms", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 85, no. 3, pp. 293-308.

- [11] Kusiak, A., Zheng, H. & Song, Z. 2010, "Power optimization of wind turbines with data mining and evolutionary computation", *Renewable Energy*, vol. 35, no. 3, pp. 695-702.
- [12] Migoya, E., Crespo, A., García, J., Moreno, F., Manuel, F., Jiménez, A. & Costa, A. 2007, "Comparative study of the behavior of wind-turbines in a wind farm", *Energy*, vol. 32, no. 10, pp. 1871-1885.
- [13] Fernández, L.M., García, C.A., Saenz, J.R. & Jurado, F. 2009, "Equivalent models of wind farms by using aggregated wind turbines and equivalent winds", *Energy Conversion and Management*, vol. 50, no. 3, pp. 691-704.
- [14] Johnson, K.E. & Fleming, P.A. 2011, "Development, implementation, and testing of fault detection strategies on the National Wind Technology Center's controls advanced research turbines", *Mechatronics*, vol. 21, no. 4, pp. 728-736.
- [15] Ming, Z., Sikaer, A., Weiting, G. & Chen, L. 2010, "Economic analysis of the stability in the wind turbine selection", *2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC 2010 - Proceedings*.
- [16] Mansouri, M.N., Mimouni, M.F., Benghanem, B. & Annabi, M. 2004, "Simulation model for wind turbine with asynchronous generator interconnected to the electric network", *Renewable Energy*, vol. 29, no. 3, pp. 421-431.
- [17] Divya, K.C. & Rao, P.S.N. 2006, "Models for wind turbine generating systems and their application in load flow studies", *Electric Power Systems Research*, vol. 76, no. 9-10, pp. 844-856.

Capítulo 8. Conclusiones

La eficiencia energética sigue siendo a día de hoy un tema de gran interés para todos los sectores de la economía. En la presente tesis se ha obtenido una nueva metodología para la optimización del mantenimiento en parques eólicos basada en las diferentes técnicas de mantenimiento.

Como primera conclusión, y dentro del mantenimiento por diagnóstico, se ha obtenido que el VBA es una herramienta de gran interés para el diseño de nuevas técnicas de software de ingeniería y para aplicar los métodos de aprendizaje.

Otra conclusión, dentro del mantenimiento predictivo, ha sido la obtención de nuevos algoritmos de control basados en las condiciones climáticas para pronosticar averías y mejorar el mantenimiento de los sistemas de monitorización a distancia. De esta manera, ha sido seleccionado el análisis de la varianza (ANOVA) para definir los grupos de fallos bajo las mismas condiciones climáticas. Los resultados han mostrado una clara relación entre los grupos de averías del mantenimiento y las condiciones climáticas en las que ocurre.

Por otra parte, esta tesis ha analizado las condiciones reales bajo un punto de vista de la calidad total con el fin de ayudar a mejorar el mantenimiento. El coste de mantenimiento de un parque eólico depende de las condiciones climáticas, por lo que se podrían predecir una vez que se conozcan las condiciones climáticas en el futuro.

Trabajos previos de investigación han mostrado cierta tendencia a que el coste de mantenimiento de un parque eólico depende de las condiciones meteorológicas que podrían ser previstas una vez que se conozcan los patrones climáticos en el futuro.

Para demostrar la verdadera relación entre el mantenimiento de parques eólicos y las condiciones climáticas se han analizado cuatro parques eólicos reales desde una perspectiva de calidad total.

Como tercera conclusión se ha mostrado cómo la experiencia de los operadores es un buen método para seleccionar los índices de mantenimiento del parque eólico derivados de los indicadores estándar. En este sentido, empleando el control estadístico de procesos de estos nuevos índices ha resultado ser un algoritmo adecuado para vigilar y controlar el rendimiento de parques eólicos. Además, una

vez que se han observado nuevas tendencias en todos los índices, se pueden establecer las causas asignables para explicar las variaciones. Se llevó a cabo un análisis de correlación entre el valor mensual promedio de cada índice y la velocidad media del viento. Sólo el índice de costes de mantenimiento y el índice de coste de mantenimiento por hora han mostrado una clara relación con las condiciones climáticas.

A pesar de que estos índices son adecuados para monitorizar y controlar el mantenimiento de parques eólicos, se debe de tener cuidado en la elección de estos debido al riesgo de la utilización de muchos datos que no proporcionen ninguna información útil. En este sentido, se ha revelado que los índices de porcentajes de reparación y mantenimiento preventivo y la tasa de porcentaje de los costes de reparación correctivas no son adecuados para el proceso de control estadístico de los parques eólicos.

Los multiplicadores son una causa importante de averías en los parques eólicos. En la presente tesis, se ha obtenido una relación clara entre la producción de energía eólica de la turbina y la temperatura del multiplicador. En consecuencia, en este estudio se propone la aplicación de sistemas de control basado en las temperaturas óptimas de operación en estos elementos. En particular, se han utilizado los gráficos de control de las temperaturas de los multiplicadores sobre la base de datos reales de cada aerogenerador de un parque eólico real para comparar el valor medio de los mismos. Los resultados han mostrado una clara reducción en el tiempo de detección de fallos y una mejora en el mantenimiento de aerogeneradores. Otra ventaja de esta metodología es su velocidad de respuesta en comparación con el análisis de vibración normalmente empleada en estos estudios y la rentabilidad debida a sus sensores de temperatura de bajo coste.

Dentro del mantenimiento proactivo en parques eólicos, los parques ya no son considerados meros elementos pasivos y las posibilidades de su contribución para ayudar a la transmisión de energía eléctrica deben de ser implementados. Aunque los aerogeneradores del tipo doblemente alimentados muestran cierta capacidad de modulación a nivel reactivo, la introducción por la Red Eléctrica Española de requisitos reglamentarios de reactiva implica una inversión en los sistemas de compensación externa.

A partir de casos reales se ha concluido que se puede lograr una mejora del sistema de control con LonWorks, LCU y Scada en los actuales parques eólicos reales en cortos períodos de tiempo. Además, se ha estudiado el uso de condensadores entre las posibles opciones de control de potencia de reactiva con LCU. El método de trabajo ha permitido el cálculo del valor óptimo para cada condensador de la turbina eólica, así como el ajuste del condensador y la regulación dentro de un margen de potencia activa. De esta manera, se hace posible trabajar con diferentes configuraciones de nuevos algoritmos desarrollados que afectan al funcionamiento del condensador.

En la presente tesis se ha muestreado la conversión de energía eólica durante un año natural al mismo tiempo que las condiciones climáticas. Como consecuencia de estos valores medios la conversión de energía eólica ha mostrado un valor máximo medio durante la temporada de invierno y un mínimo durante el verano como consecuencia de la velocidad del viento. Además, se ha obtenido un modelo 3D y probado bajo las condiciones previstas para el futuro. Los resultados han mostrado que la reducción de la potencia más alta alcanzará un valor del 9% para el año 2030 en primavera y del 7% en verano. En invierno y otoño, la reducción de la energía eólica será de alrededor del 6% de la potencia eólica actual.

Por último, debemos recordar que la energía eólica puede aportar una contribución sustancial a los objetivos comunitarios de reducción de emisiones bajo el Protocolo de Kyoto. El viento podría cumplir con el 30% de la obligación de la Unión en 2030 si no se insiste lo suficiente en la investigación y desarrollo tecnológico y el desarrollo de productos. Por lo tanto, si tenemos en cuenta que hoy en día no hay aerogeneradores para el año 2030 debido al hecho de que la vida técnica útil de una turbina es de veinte años onshore y veinticinco años offshore ahora mismo, es el momento adecuado para considerar nuevas vías de desarrollo de turbinas para obtener rendimientos muy altos de producción de potencia.

Anexo I: Figuras y tablas

Figura 1.0. Artículos por año en el mantenimiento de parques eólicos.	24
Figura 1.1. Componentes del aerogenerador.	26
Figura 1.2. Rendimiento de cada elemento del aerogenerador.	26
Figura 1.3. Palas de aerogenerador con aerofreno.	27
Figura 1.4. Eje principal.	28
Figura 1.5. Buje de aerogenerador.	28
Figura 1.6. Multiplicadores.	29
Figura 1.7. Esquema de un parque eólico.	30
Figura 1.8. Subestación típica de parque eólico.	31
Figura 1.9. Conexiones entre subestaciones de producción eólica.	31
Figura 1.10. Torre metereológica.	32
Figura 1.11. Conexión del PLC, MET y Sistema de control	33
Figura 1.12. Anemómetro.	33
Figura 1.13. Motorreductor de giro góndola.	34
Figura 1.14. Rodamiento corona.	35
Figura 1.15. Disposición de pinzas de freno	35
Figura 2.1. Corrección de gráfico de control.	52
Figura 2.2. Índice de coste de mantenimiento refiriéndose a los costes de producción (I4).	58
Figura 2.3. Índice de coste de mantenimiento por hora que se refiere a la producción (I5).	60
Tabla 3.1. Indicadores de coste de mantenimiento.	74
Tabla 3.2. Índice de Costes.	76
Figura 3.1. Método de análisis de variables de gráfico de control.	79
Tabla 3.3. Indicadores de los costes de mantenimiento durante un mes.	81
Tabla 3.4. Los índices de costes durante un mes.	82
Figura 3.2. Índice de personal (I1).	83
Figura 3.3. Índice de mantenimiento preventivo de extensión (I2).	84
Figura 3.4. Índice de las reparaciones debido a fallas (I3).	85
Figura 3.5. Mantenimiento índice del coste relacionado con el coste de producción (I4).	86
Figura 3.6. Índice de coste de mantenimiento relacionado con la producción por hora (I5).	87
Figura 3.7. La velocidad del viento durante el año.	88
Figura 3.8. Coeficiente de correlación de cada índice en lo que respecta a las condiciones climáticas.	89
Figura 4.1. Principales componentes estructurales de un HAWT.	103
Figura 4.2. Muestreo de datos.	107
Figura 4.3. La correlación entre la potencia y la velocidad del viento.	108
Figura 4.4. Correlación entre la temperatura multiplicador y potencia de salida.	110
Tabla 4.1. Control estadístico del proceso.	112

Figura 4.5. Control de proceso estadístico de los datos de un multiplicador.	114
Figura 4.6. Límites de control superior e inferior de parques eólicos.	116
Figura 4.7. Control estadístico de procesos para un parque eólico con respecto a una turbina eólica.	118
Figura 5.1. Reparto porcentual de los fallos más frecuentes.	127
Tabla 5.1. Duración y pérdidas económicas asociadas de los 6 fallos más importantes.	130
Figura 5.2. Total de horas de mantenimiento y porcentaje de los 6 fallos con más tiempo de parada.	131
Figura 5.3. Horas de error de los 6 más frecuentes	132
Tabla 5.2. Correlación entre cada tarea de mantenimiento mensual diferente.	133
Tabla 5.3. Fallos más frecuentes de los parques eólicos.	134
Tabla 5.4. Resumen del estudio ANOVA entre los fallos y las variables meteorológicas.	136
Figura 5.4. Esquema sistema eléctrico de un aerogenerador.	137
Figura 5.5. Relación entre la temperatura media exterior y los fallos.	139
Figura 5.6. Relación entre la velocidad media del viento y los fallos.	140
Figura 5.7. Relación entre el promedio de humedad relativa y los fallos.	141
Figura 6.1. Humedad relativa.	156
Figura 6.2. Temperatura.	157
Figura 6.3. Velocidad del viento.	158
Figura 6.4. Energía eólica obtenida por hora.	159
Figura 6.5. Curva de ajuste energía eólica, velocidad del viento y la densidad del aire húmedo.	160
Figura 6.6. Últimos diez años la temperatura media estacional.	162
Figura 6.7. Velocidad del viento estacional media de los últimos diez años	163
Figura 6.8. Conversión de energía media estacional en los últimos diez años	166
Figura 6.9. Porcentaje de reducción de energía en los próximos años.	167
Figura 7.1. Estructura del generador eólico acoplado a la red eléctrica.	175
Figura 7.2. Modelo equivalente de turbina eólica para turbinas eólicas SCIG.	177
Tabla 7.1. k_r máximo para cada franja horaria	178
Figura 7.3. Distribución del factor de potencia.	180
Tabla 7.2. Relación entre las bonificaciones/penalizaciones máximas posibles y reales recibidas.	181
Figura 7.4. Curva P-Q característica del parque.	182
Figura 7.5. Parque eólico de control del sistema de distribución	186
Figura 7.6. Generador eólico de control del sistema y los condensadores.	186
Figura 7.7. Diferencia máxima de potencia reactiva entre tener instalada la UCL y estar sin ella.	188
Figura 7.8. P-Q curvas sin LCU.	189
Figura 7.9. P-Q curvas con LCU.	190
Figura 7.10. Curvas PQ durante un período de seis meses en el parque eólico.	191

Anexo II: Trabajos derivados de la tesis

Revistas

Orosa, J.A., Oliveira, A.C. & Costa, A.M. 2010, "New procedure for wind farm maintenance", *Industrial Management and Data Systems*, vol. 110, no. 6, pp. 861-882.

Costa Rial, Ángel M., Orosa García, José A. 2010, "Indicadores de costos de mantenimiento", *Mantenimiento*, vol. 240, pp. 21-26.

Orosa, J.A., Costa, Ángel, García-Bustelo, E.J., "Wind turbines design corrections for next Galicia climatic conditions", (pendiente de aceptación)

Costa, Angel M., Orosa, José A., García-Bustelo, Enrique J., "A new low cost procedure for wind farm maintenance", (pendiente de aceptación)

Costa, Ángel M., Orosa, José A., Calvo, José L., "Case study of weather maintenance in wind power generation", (pendiente de aceptación)

Congresos

Costa, Ángel M., Orosa, José A., García-Bustelo, Enrique J. 2012, "Mantenimiento de sistemas de transmisión de potencia por medio de temperaturas", *II Conferencia de confiabilidad operacional (CCO 2012)*, Caracas (Venezuela).

Orosa, José A., Costa, Ángel M. 2009, "Visual Basic for marine engineers work on site", *Fourth International Congress Marine Transport, Universidad Politécnica de Cataluña. ISNM: 978-84-7653-891-3*, Barcelona. España.

Libros

Costa, Ángel M., Orosa, José A., and García-Bustelo, Enrique J. 2012, "Research on Applications of Quality Control to Marine Engineering", *Quality Control: Developments, Methods and Applications. Novascience. ISBN: 978-1-62257-139-0.2012*.

Costa, Ángel M., Orosa, José A., and García-Bustelo, Enrique J. 2012, "Quality control as a new method to control wind power production", *Quality*

Control: Developments, Methods and Applications. Novascience. ISBN: 978-1-62257-139-0.2012.

Costa, Ángel M., Orosa, José A., and García-Bustelo, Enrique J. 2012, "Review of maintenance-based quality control techniques applied to wind farms", *Quality Control: Developments, Methods and Applications. Novascience. ISBN: 978-1-62257-139-0. 2012.*

Orosa, José A., Costa, Ángel M., and Santos, Rafael 2011, "Research about New Predictive-Maintenance Methodology using VBA for Marine Engineering Applications", *Applications and Experiences of Quality Control, ISBN: 978-953-307-236-4.*

Orosa, José A., Costa, Ángel M., and Santos, Rafael 2011, "Development of VBA Based Ship Technical Corrective Management System for Marine Engineers", *Applications and Experiences of Quality Control, ISBN: 978-953-307-236-4*

Patentes

Procedimiento de control de energía reactiva por medio de redes inteligentes
“LonWorks”

Agradecimientos

Quisiera expresar mi agradecimiento al Instituto de Energético de Galicia (Inega), y en particular, al Parque Eólico Experimental Sotavento S.L., por el apoyo recibido durante el desarrollo de esta tesis, tanto en la adquisición de datos como en el tratamiento de los mismos.