

Monitoreo por condición a aplicar en parques de turbinas eólicas

Condition monitoring system to be applied on wind farms

Fidel E. Hernández Montero, Mario L. Ruiz Barrios,
Juan R. Rodríguez Suárez, A. Rolo Naranjo, S. Gerges, Luis J. de Miguel

Resumen

El siguiente trabajo tiene como objetivo ofrecer una visión del panorama general relativo a la aplicación de las tecnologías de monitoreo por condición y de detección de fallos en el campo de la industria de energía eólica. En primer lugar, el trabajo va dirigido a analizar diversas experiencias de aplicación del mantenimiento basado en la condición en la industria eólica, específicamente para demostrar la factibilidad de su implementación. Se continúa con un estudio de los fallos más severos que se generan en las turbinas eólicas y se describe la tendencia actual de la implementación de los sistemas de monitoreo por condición y de detección de fallos. Finalmente se presenta una propuesta de sistema de monitoreo por condición de bajo costo para implementar en parques eólicos.

Palabras clave: Aerogeneradores, detección de fallos, monitoreo por condición.

Abstract

This paper provides a general view of the applications of condition monitoring and fault detection system on wind energy converters. Firstly, implementation feasibility of condition monitoring systems is shown by analyzing several applications of condition-based maintenance on wind energy converters. Secondly, the most critical failures in wind energy converters are described and current trends in such condition monitoring system applications are analyzed. Finally, a low-cost condition monitoring system to be applied in developing countries is proposed.

Key words: Condition monitoring system, fault detection system, wind energy converter.

Introducción

Se espera que la energía eólica juegue un papel cada vez más importante en el escenario energético internacional futuro. Los expertos predicen que esta tecnología podría abarcar el 5% del mercado energético mundial para el 2020 [1].

Las aplicaciones de la energía eólica a través de sistemas eólicos, tanto on-shore, como off-shore, han estado creciendo a un ritmo vertiginoso por todo el mundo. Los desarrollos de compuestos de fibra de alta tensión estructural, de la electrónica de potencia y de los generadores constituyen las principales contribuciones a este crecimiento [2]. Los resultados de elevar la eficiencia y reducir los costos unitarios de las turbinas eólicas, al mismo tiempo de ser no contaminante del medio ambiente, han llevado a que la generación de energía eólica sea más competitiva que otras fuentes convencionales.

De manera indirecta, la aceptación de la energía eólica como empresa viable por parte de la comunidad de desarrolladores y financistas está influenciada por el riesgo asociado a la confiabilidad del equipamiento [3]. La confiabilidad de los sistemas de energía eólica constituye un factor crítico debido a que una confiabilidad disminuida afecta directamente a la cadena de retorno por concepto

de aumento de los costos de operación y mantenimiento (O&M), y reduce la disponibilidad para generar energía debido a interrupciones del funcionamiento por la ocurrencia de fallos.

La mayoría de los enfoques para reducir los costos de O&M para proyectos de energía eólica son los mismos asociados a cualquier planta industrial, y también cualquier técnica dentro del marco del mantenimiento ingeniero puede ser aplicada a las turbinas eólicas [3]. Una de las formas de reducir los costos del mantenimiento lo constituye la implementación del monitoreo por condición de la maquinaria (Condition Monitoring System, CMS), el cual es un componente esencial para poder efectuar un programa de mantenimiento efectivo, en combinación con sistemas de detección de fallos (Fault Detection System, FDS) [4].

Un programa de monitoreo por condición de las maquinarias proporciona información de diagnóstico acerca del estado de los diferentes subsistemas de las turbinas. Esta información puede ser empleada para programar las tareas de mantenimiento o proceder a reparar antes que el problema se agrave y genere una interrupción del funcionamiento de la turbina con la correspondiente pérdida de retorno. En algunos casos, las acciones correctivas pueden ser planificadas de modo que las consecuencias

negativas se reduzcan. En el peor caso, cuando se produce un fallo catastrófico, el monitoreo por condición puede ayudar al equipo de mantenimiento en la planificación de las acciones logísticas, buscando minimizar el costo de la reparación o el reemplazo [3].

Por su parte, los FDS han sido exitosamente aplicados en diversos tipos de procesos técnicos para aumentar la confiabilidad y la seguridad. Estos sistemas evalúan los datos medidos para aislar fallos incipientes que no son ni óptica, ni acústicamente apreciables. De esta forma, la planta puede ser reparada antes de que el componente sea dañado severamente o cause daños a otras partes de la planta [4]. Un FDS no sólo mejora la seguridad operacional, sino también permite el establecimiento de estrategias de mantenimiento predictivo y basado en la condición. El FDS puede ser empleado para estimar el estado de deterioro o tiempo de vida útil remanente de un componente determinado.

El objetivo de este trabajo radica en ofrecer una panorámica alrededor de las experiencias más importantes relativas a la implementación de sistemas de monitoreo por condición y de detección de fallos en turbinas eólicas. De este modo, se presenta una propuesta de sistema de bajo costo de monitoreo por condición. Este trabajo constituye un resultado parcial dentro de las tareas enmarcadas en el proyecto “Desarrollo e implementación de técnicas avanzadas para el diagnóstico de aerogeneradores y sistemas electromecánicos en general”, auspiciado por el Ministerio de Educación Superior, Cuba. Al mismo tiempo, ha recibido apoyo del Programa de Postdoctorado CNPq (Brasil) / MES (Cuba) y de las instituciones Universidad Federal de Santa Catarina, Brasil, y Universidad de Pinar del Río e Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas, Cuba. También es producto del intercambio académico realizado en el marco del funcionamiento de la Red CYTED – SEDIPRE, entre las instituciones CARTIF, España y Universidad de Pinar del Río.

Componentes críticos de la turbina eólica susceptibles de ser monitoreados

De modo general, la tecnología moderna de los convertidores de energía eólica se basa fundamentalmente en componentes rotatorios. Por tanto, las mediciones de la vibración en los bloques de los componentes de la oscilación estructural generarán los datos necesarios para el cálculo de los valores característicos a través del monitoreo avanzado de la condición y los algoritmos de detección de fallos [5].

Las turbinas comerciales tienen incorporadas un monitoreo básico on-line: el sistema de control. Generalmente este sistema incluye sensores para monitorear parámetros de la máquina, tales como temperatura, velocidades, niveles de fluidos, desbalance de fase de línea, niveles de tensión eléctrica y vibración de la torre. Este nivel de

monitoreo es establecido para comprobar que la turbina opera correctamente, que los sistemas de lubricación y refrigeración son funcionales, y que no está ocurriendo una condición insegura [3]. No se debe confundir al sistema de control con el CMS. La función del sistema de control es solamente supervisar el sistema para que su funcionamiento, en un momento dado, sea lo más óptimo posible, mantener la seguridad del sistema y reportar alguna alarma en casos en que alguna señal de sensor sobrepase algún rango preestablecido [6]; en otras palabras, solamente llegan a ejecutar determinadas acciones cuando el desperfecto ya ha ocurrido y no son de gran ayuda en cuanto a diagnosticar los posibles fallos incidentes [7].

El estudio realizado en [6] reveló que para las turbinas eólicas bajo estudio, la caja de engranajes resultó ser el componente más crítico.

Para la caja de engranajes, los síntomas que pueden ser monitoreados, indicativos de desgaste y fallos son:

- Incremento del ruido y la vibración
- Generación de cantidades y tamaños anormales de debris metálico.
- Incremento de la temperatura debido al incremento de las pérdidas de potencia en la caja de engranajes.

Por ello, en [6] se propone que el esquema básico de un CMS debe monitorizar la vibración de la caja de engranajes (engranajes y rodamientos), sin restar importancia a la inspección de la contaminación del lubricante.

Actualmente, los CMS más modernos integran mediciones de otras partes del sistema, del mismo modo que lo realiza el sistema de control, por ejemplo, temperatura, dirección y velocidad del viento, etc., lo cual se debe a la dependencia que existe entre la vibración medida y tales factores [6].

Oficialmente ha sido definido un estándar de seguridad que incorpora requerimientos técnicos que deben ser cumplimentados por los CMS. Este estándar se puede encontrar en el sitio web de la compañía GL Wind (http://www.gl-group.com/start_ns.htm). Según este estándar, en las turbinas eólicas deben ser monitoreados los rodamientos principales, la caja de engranajes principal, el generador y la torre; y deben quedar registrados parámetros importantes acerca del viento, la salida del generador y la temperatura.

En el trabajo de [8] se determina que para prevenir fallos catastróficos en componentes críticos como las palas, los rodamientos principales y el eje, la caja de engranajes, el generador y componentes asociados, la torre y la base, el CBM adecuado debe estar basado en el análisis de las vibraciones y la medición de la tensión estructural.

Por su parte, en [9] se plantea que las técnicas de monitoreo aplicables a turbinas eólicas son:

- Análisis de vibraciones (para el monitoreo de engranajes, rodamientos y el eje principal).
- Análisis de lubricantes (monitoreo de la calidad del lubricante y los componentes involucrados).

- Termografía (para monitoreo y detección de fallos en componentes eléctricos y electrónicos).
- Condiciones físicas de los materiales (para detectar grietas).
- Medición de tensión estructural.
- Mediciones acústicas
- Efectos eléctricos (para monitoreo de máquinas eléctricas, se utiliza el análisis de corriente de máquina. Para acumuladores, la impedancia puede ser medida para estimar el estado y la capacidad. Para redes de tensión media y alta, existen las siguientes técnicas: mediciones de descargas, de velocidad de los conmutadores, mediciones de la fuerza de contacto de los conmutadores, análisis de lubricantes para los transformadores).
- Parámetros de proceso
- Monitoreo del performance (monitorear la relación entre potencia, velocidad del viento, velocidad del rotor y ángulo de pala.)
- Sensores de auto-diagnóstico

Metodología básica de implementación actual de los sistemas CMS – FDS para convertidores de energía eólica

Del estudio de once proyectos diferentes de implementación de sistemas CMS – FDS ([5], [10]–[19]) se pudo determinar que la misma sigue una tendencia clara hacia un enfoque, en mayor o menor proporción, común. La estructura básica se puede proponer como la que aparece representada en la Fig. 1.

De esta estructura, son cinco los componentes fundamentales, y aunque aparecen claramente identificados en el esquema, en la práctica algunos de ellos pueden estar integrados en un mismo sistema hardware/software. Esta estructura se inspira en el “Modelo de Objeto” que se

aplica en el software para la implementación de un CMS, en [5].

Los componentes principales para la implementación del sistema CMS – FDS son:

Red de sensores: contiene todos los sensores utilizados en el monitoreo, así como las conexiones de estos con los sistemas que controlan la adquisición de los datos. En esta red se encuentran los llamados drivers de hardware [5], los cuales establecen la configuración de las mediciones (sensibilidad de los sensores, filtros, amplificación, frecuencia de muestreo y tiempo) que mejor se adecue a los requerimientos de los algoritmos de procesamiento de señales a aplicar.

Módulo de análisis de señales: controla la adquisición de datos. Incorpora algoritmos destinados fundamentalmente a la extracción de indicadores de diagnóstico de las señales medidas (algoritmos de procesamiento de la señal), que puedan representar información útil para la evaluación de la condición o estado del objeto de medición.

Módulo de evaluación o diagnóstico: contiene algoritmos de diagnóstico, fundamentalmente basados en clasificación estadística.

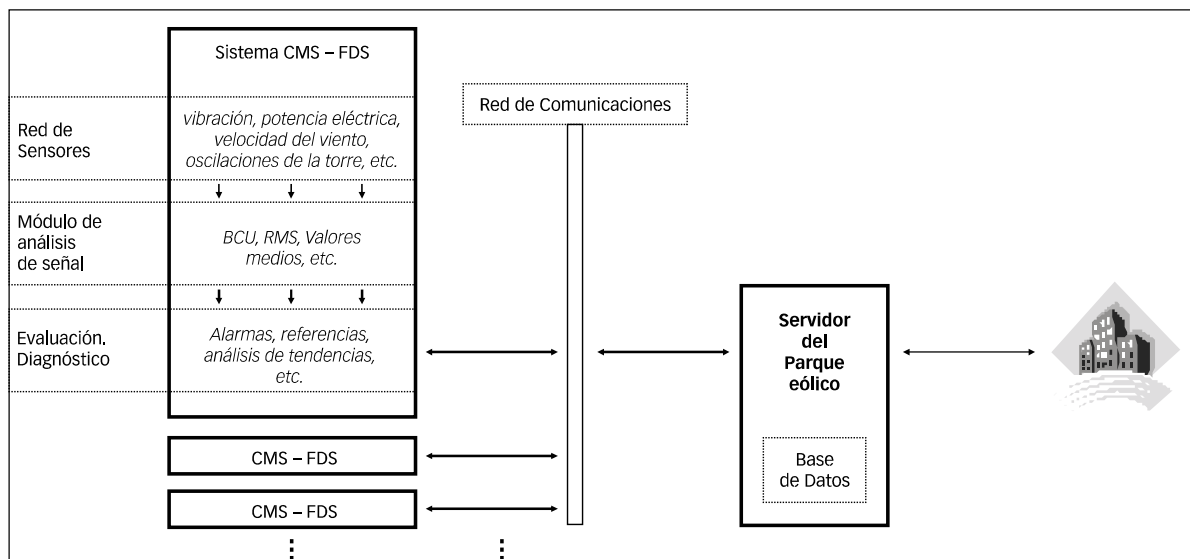
Red de Comunicaciones: Contiene los elementos asociados a la comunicación entre los diferentes módulos, a la transmisión de datos hacia el aerogenerador y desde este.

Base de Datos: Importante elemento para evitar pérdidas de datos útiles de diagnóstico, así como la realización de estudios de tendencias.

Particularidades sobre los sistemas de detección y diagnóstico de fallos aplicados en aerogeneradores

Según lo establecido en [20], un FDS es un sistema de monitoreo que permite detectar fallas y estimar su localización y significado en un sistema. Para llevar a cabo esta

Figura 1. Esquema general de implementación de CMS-FDS en un parque eólico.



labor el FDS de forma general debe realizar las siguientes tareas [21]:

Detección del fallo (se indica que algo está pasando en la planta monitoreada).

Aislamiento del fallo (se determina la localización exacta del fallo, es decir, el componente que está fallando).

Identificación del fallo (se determina la magnitud y el tipo del fallo).

La tarea 1, como su nombre lo indica, está orientada a la detección de fallos en la planta. Las tareas 2 y 3 están orientadas al diagnóstico. Las tareas de detección y aislamiento deben aparecer en todo FDS, a diferencia de la identificación del fallo ya que en ocasiones no se justifica el costo requerido para su implementación. Por esta razón, muchos de los sistemas prácticos sólo contemplan la detección y aislamiento de fallos, en cuyo caso el diagnóstico está asociado o es sinónimo solamente de aislamiento [21].

La labor de detección y diagnóstico de fallos se puede abordar de forma general desde dos perspectivas diferentes [21]: (1) no utilizando el modelo matemático de la planta para hacer comparaciones con las mediciones reales, y (2) utilizando el modelo de la planta.

Detección y diagnóstico sin utilizar el modelo de la planta

El enfoque que no utiliza el modelo de la planta se puede implementar a través de las siguientes variantes:

Redundancia física: se utilizan múltiples sensores para medir la misma variable física. La redundancia física requiere hardware extra y trae consigo un aumento de la masa en el sistema. Esto en algunos sistemas puede ser un inconveniente, por ejemplo, en aplicaciones aeroespaciales [21].

Sensores especiales: son instalados sensores especiales para la detección y diagnóstico. Estos pueden ser utilizados para realizar chequeos de condiciones límites. Estos sensores pueden ser de humedad, presión, vibración, sonido, elongación, etc. [21]

Chequeo de límites: Esta muy relacionada con la anterior, pero es más abarcadora. Las mediciones realizadas son comparadas para establecer límites. Esto normalmente se hace en una computadora. Un indicador de fallo resultaría cuando al comparar los valores de parámetros de las variables medidas con umbrales establecidos, estos umbrales son superados. Normalmente se establecen dos tipos de umbrales: (1) de prealerta y (2) de acción de emergencia. También se puede monitorear la tendencia en el tiempo de variables seleccionadas.

Este método tiene algunas desventajas. Los umbrales deben ajustarse constantemente debido a que las variables de la planta pueden variar en un amplio rango con la correspondiente variación de las entradas. Además, el efecto de una variable se puede reflejar en diferentes variables de la planta, provocando múltiples alarmas. Por esta razón la tarea de aislamiento se hace más compleja y difícil.

Análisis espectral: Se realiza un análisis espectral de las mediciones de la planta para determinar variaciones en los patrones espectrales de estas y determinar si ha ocurrido algún fallo. Posibilita el aislamiento de los fallos ya que algunos siguen un patrón espectral característico, expresado a través de uno o varios picos.

Razonamiento lógico: Este es un método complementario a los anteriores. Está orientado a evaluar los síntomas obtenidos por el hardware o software de detección. Consiste de árboles de reglas lógicas del tipo “Si síntoma Y síntoma, Entonces conclusión” (IF-symptom-AND-symptom-THEN-conclusion). Cada conclusión puede servir de síntoma en la próxima regla, hasta que se alcanza la última conclusión. El sistema puede procesar directamente la información del hardware o software de detección o interactuar con un operador para investigar sobre un síntoma particular o guiar a través del proceso lógico completo.

Detección y diagnóstico utilizando el modelo de la planta

La mayoría de los FDS enfocados en el modelo de la planta se basan en la redundancia analítica, en este caso no se necesitan varios sensores por variables y se compara la variable medida con su valor del modelo. Para estos cálculos se utilizan mediciones anteriores y/o actuales de otras variables, así como el modelo matemático que describe la relación nominal de la planta con la variable medida. Otros FDS basados en el modelo de la planta dependen directamente de la estimación de parámetros [21].

La diferencia entre los valores de las variables obtenidas por la medición y el cálculo analítico se conoce como residuo. Después de generar los residuos se realiza su evaluación para obtener una decisión, es decir, si existen o no fallos y aislarlos. En un sistema ideal los residuos son cero en ausencia de fallos; en los sistemas reales estos nunca son cero debido a las inexactitudes de los modelos y la presencia de ruido en las señales. Por tal motivo los residuos deben ser comparados con umbrales obtenidos empíricamente o por consideraciones teóricas.

Sistemas de Detección y Diagnóstico de Fallos y su empleo en aerogeneradores

En la esfera de la tecnología de energía eólica las labores de detección de fallos están más extendidas que las de diagnóstico. Se pueden encontrar muy pocos ejemplos de FDS aplicados a aerogeneradores que respondan a su estructura clásica. Algunos fabricantes de aerogeneradores han incorporado sus propios sistemas de monitoreo, tal es el caso de GAMESA. También otros fabricantes de instrumentación para CMS han fabricado sistemas específicos para aerogeneradores, como es el caso del VIBRO-IC de Schenck.

Dentro de los componentes de una turbina eólica señalados como más críticos se encuentra la caja multipli-

cadora. Este componente es posiblemente el más complejo y propenso a fallos por estar compuesta de diferentes tipos de estructuras de engranajes (planetarios y paralelos) y estar constituida por rodamientos. Además, está sometida a considerables fuerzas según la carga y las variaciones del viento. Por esta razón ha sido objeto de atención de la mayoría de los investigadores interesados en desarrollar FDS en los aerogeneradores y se ha reportado una gran cantidad de técnicas o algoritmos para la detección y diagnóstico de fallos en ella. Estas técnicas van desde el análisis de tendencias de parámetros globales hasta la utilización de inteligencia artificial.

En [12] se reporta la utilización del análisis de la tendencia en el tiempo del valor del BCU y de Cresta (relación entre la raíz cuadrada de los valores pico y medio de potencia de la señal). Si en el dominio temporal se detecta una pendiente positiva de estos valores, se estaría indicando que se puede hacer un análisis adicional de la envolvente de la señal para evaluar las frecuencias de fallo específicas en rodamientos. Para el caso de los engranajes se utiliza el análisis espectral de la frecuencia de engrane de los dientes del engranaje más sus bandas laterales. Esto consiste en calcular la energía espectral contenida en las bandas laterales y dividirla por la amplitud de la componente a la frecuencia de engrane de los dientes. Si se presenta algún fallo en los dientes del engranaje esta relación toma un valor considerable.

En [12] también se reportan métodos para detectar fallas en el rotor, en particular para detectar asimetrías. Para esto se aplica el análisis espectral de la potencia eléctrica; otra alternativa estaría en hacer un análisis de oscilaciones provocadas por la góndola.

En [22] se reporta un FDS basado en el modelo de la planta donde se utiliza un modelo autorregresivo, variante en el tiempo, para modelar la señal de residuos; en este caso se diagnostica la caja de engranajes y se utiliza un filtro de Kalman, adaptativo al ruido, para generar los residuos. Este sistema es capaz de adaptarse a las diferentes

cargas a las que se somete la caja de engranajes, lo cual no puede ser realizado por técnicas convencionales de monitoreo por vibraciones.

En [23] se propone un método para detectar grietas incipientes en los engranajes. Este método consiste en filtrar la señal de residuos del engranaje con un filtro basado en la Kurtosis espectral. Esto reduce las interferencias entre diferentes etapas de las cajas de engranajes y facilita la detección de resonancias estructurales.

En [24] se utiliza el análisis de componentes independientes (ICA) para detectar eventos transitorios en las señales de vibración, lo cual es utilizado también para diagnosticar el estado las cajas de engranajes.

Otra técnica que también ha sido aplicada con efectividad al diagnóstico de cajas de engranajes es el análisis Cepstral [25]. Lo que se aprovecha en este caso es la propiedad de insensibilidad al camino de transmisión o propagación de la señal que ofrece esta técnica.

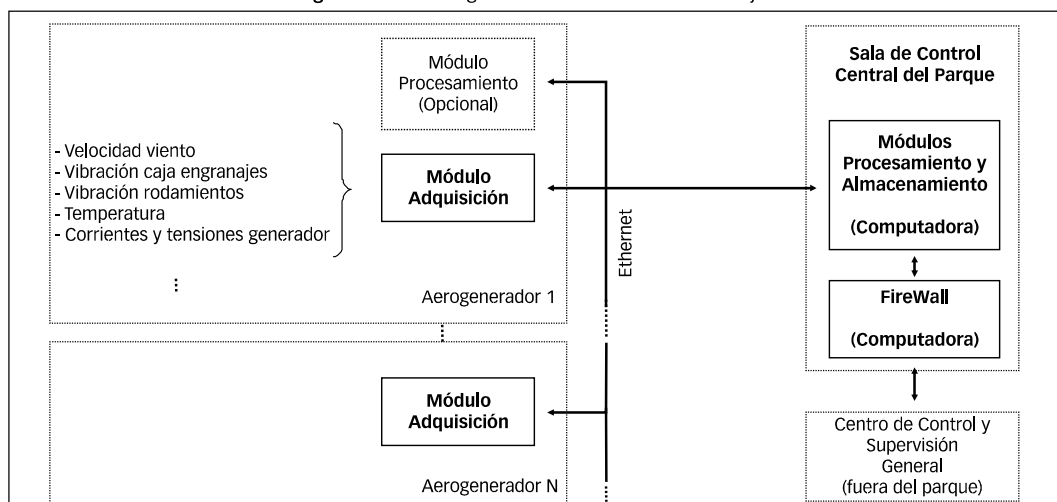
Propuesta de sistema de bajo costo de monitoreo por condición para aerogeneradores

Una propuesta de sistema CMS-FDS de bajo costo estaría siguiendo los siguientes lineamientos estratégicos principalmente:

1. Bajo costo
2. Escalabilidad en el tiempo
3. Seguridad
4. Robustez
5. Modularidad
6. No modificación de los sistemas instalados
7. Autochequeo.
8. Reconfiguración y actualización remota de software

En la Fig. 2 se muestra la estructura general del sistema CMS-FDS propuesto y que se encuentra enfocado a los principios anteriormente expuestos. Esta propuesta se basa en ubicar los CMS en los aerogeneradores, mientras que

Figura 2. Estructura general de sistema CMS-FDS de bajo costo.



el sistema de diagnóstico, soportado en una computadora, permanecería en la estación central del parque eólico.

La propuesta de sistema de monitoreo para máquinas eólicas, mostrado en la Fig. 2, consiste en un sistema modular reconfigurable distribuido, soportado sobre una red LAN. El sistema está compuesto por un módulo de adquisición, uno de procesamiento, uno de almacenamiento de datos, un sistema de protección contra intrusos y un sistema de supervisión general. Además, es posible añadir un sistema de procesamiento dedicado para realizar análisis puntuales en una o varias máquinas sin afectar al procesamiento global y sin necesidad de alterar los programas preestablecidos. Esta es una de las razones por la que se utiliza el término distribuido; también este término se emplea por la no concentración del sistema en un único lugar o equipo. El concepto de modular está asociado a que el sistema está compuesto por diferentes módulos.

El módulo de adquisición está compuesto por dos subsistemas: un subsistema de captación y un subsistema de control y comunicaciones. El subsistema de captación estaría formado por cuatro convertidores analógico-digitales, compuestos por 6 canales cada uno, obteniéndose 24 canales en total.

Estos canales pueden ser muestreados simultáneamente o por bloques, lo que permite establecer correlaciones entre canales. Además, este subsistema es cambiabile, es decir, se puede sustituir por otro en función de las necesidades de captación y para ello sólo sería necesario reconfigurar el sistema encargado de su control.

El acondicionamiento de la señal se realizaría a través de amplificadores diferenciales y filtros. Las ganancias se ajustan de forma mecánica, a través de conmutadores.

El subsistema de control y comunicaciones es el encargado de controlar el subsistema de captación y poner a disposición de los restantes módulos la información recogida. La comunicación entre los módulos es a través de Ethernet. Cada módulo de adquisición podría soportar un servidor FTP.

Para el control del subsistema de captación se propone un dispositivo lógicamente programable del tipo CPLD. Este dispositivo se puede configurar en el lugar, lo cual permite intercambiar el subsistema de captación sin desinstalar el módulo de adquisición.

El módulo de procesamiento y almacenamiento estaría soportado sobre una computadora. Este módulo está formado por una base de datos en la que se almacenarán los registros históricos de cada aerogenerador del parque y realiza un análisis permanente del estado de cada máquina, cuyos resultados son almacenados en la base de datos para su posterior análisis por los especialistas. También es capaz de emitir señales de aviso para que los especialistas presten atención a las máquinas sospechosas de fallo. Además, en la base de datos se almacenan los fallos históricos por máquina y otras informaciones de interés.

Como todo sistema soportado sobre Ethernet este ne-

cesita estar protegido contra posibles ataques informáticos que pudieran hacer fallar el sistema. Por ello, se propone instalar un Firewall. Este se instala en una computadora dedicada para evitar sobrecargar la computadora que soporta el módulo de procesamiento y almacenamiento.

Es recomendable la formación de un Centro de Control y Supervisión General que pueda interactuar con los parques eólicos instalados en el resto del país. Desde este centro se tendría acceso a las bases de datos de los parques eólicos, se podrían emitir diagnósticos específicos y enviar señales de aviso o alarma a los parques según sea necesario.

Conclusiones

Con este trabajo se ha demostrado la viabilidad técnico-económica de la implementación de sistemas CMS y FDS.

Asimismo, se relacionaron los fallos más severos que ocurren en los sistemas eólicos de generación eléctrica, y cuáles son los componentes más críticos con posibilidades de ser monitoreados.

Es presentado, en este trabajo, un esquema general de la estructura que presentan los sistemas CMS que como tendencia se han estado implementando en turbinas eólicas. En este caso, los CMS que se han estado implementando son fabricados fundamentalmente por las empresas productoras de los CMS convencionales, las cuales proporcionan este tipo de equipamiento a precios muy elevados.

Finalmente se presenta una propuesta de sistema CMS-FDS de bajo costo, ideada a partir de un conjunto de principios básicos que incentivan su inclusión no sólo en el entorno energético eólico, sino también en otros tales como la industria energética convencional, la industria azucarera, etc.

Existe una conciencia creciente, en las regiones del Primer Mundo en las que se ha venido potenciando el desarrollo y la aplicación de tecnologías de generación de energía eólica, en cuanto a la necesidad de desarrollar e implementar sistemas CMS y FDS. Los países en vías de desarrollo no pueden quedar al margen de esta tendencia, la cual, en este caso, es aún más prioritaria a partir de sus propias necesidades y limitaciones económicas urgentes a resolver.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido realizado en el marco del Proyecto “Desarrollo e implementación de técnicas avanzadas para el diagnóstico de aerogeneradores y sistemas electromecánicos en general”, auspiciado por el Ministerio de Educación Superior (MES), Cuba. Al mismo tiempo, ha recibido contribución del Programa de Postdoctorado CNPq (Brasil) / MES y de las instituciones Universidad

Federal de Santa Catarina, Brasil, y Universidad de Pinar del Río e Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas, Cuba. Finalmente, se agradece la posibilidad de intercambio académico realizada en el marco de la Red CYTED – SEDIPRE, entre las instituciones CARTIF, España y Universidad de Pinar del Río.

Referencias bibliográficas

1. Joselin, G., Iniyamb, S., Sreevalsanc, E., "A review of wind energy technologies". Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 11, p. 1117–1145, 2007.
2. Ozerdem, B., Ozer, S., Tosun M., "Feasibility study of wind farms: A case study for Izmir, Turkey". Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol. 94, p. 725–743, 2006.
3. Walford, C., "Wind Turbine Reliability: Understanding and Minimizing Wind Turbine Operation and Maintenance Costs", Sandia Report, SAND2006-1100, Marzo de 2006.
4. Caselitz, P., Giebhardt, J., Mevenkamp M., "On-line fault detection and prediction in wind energy converters", Proceedings of the EWEC'94, Thessaloniki, 1994.
5. Caselitz, P., Giebhardt, J., "Advanced maintenance and repair for offshore wind farms using fault prediction techniques", World Wind Energy Conference, June 2002, Berlin, Germany.
6. Ribrant, J., Reliability performance and maintenance – a survey of failures in wind power systems, Master Thesis written at KTH School of Electrical, Engineering, Stockholm, Sweden, 2006.
7. Giebel, G., Juhl, A., Hansen, K., et al., "CleverFarm- A SuperSCADA system for wind farms", Reporte de Proyecto, Riso National Laboratory, 2004.
8. Andrawus, J., Watson, J., Kishk, M., Adam, A., "Determining an Appropriate Condition-based Maintenance Strategy for Wind Turbines", The 2nd Joint International Conference on "Sustainable Energy and Environment (SEE 2006)" 21-23 November 2006, Bangkok, Thailand.
9. Verbruggen, T., "Wind Turbine Operation & Maintenance based on Condition Monitoring WT-Ω. Final Report", Lagerwey the WindMaster, Siemens Nederland, and SKF. 2005.
10. Cruz, M., Sanz-Bobi, M., Pico, J., "SIMAP: Intelligent System for Predictive Maintenance, Application to the health condition monitoring of a windturbine gearbox", Computers in Industry, vol. 57, p. 552–568, 2006.
11. Caselitz, P., Giebhardt, J., Kruger, T., Mevenkamp, M., "Development of a fault detection system for wind energy converters", EUWEC '96. 1996.
12. Caselitz, P., Giebhardt, J., Kewitsch, R., "Advanced Condition Monitoring System for Wind Energy Converters", Proceedings EWEC'99, Nice, France, p. 63-66. 1999.
13. Off-Shore M&R Final Public Report, "Advanced maintenance and repair for offshore wind farms using fault prediction techniques (OffshoreM&R)", Funded by the European Commission, DG TREN, 2005.
14. Insensys Ltd., "Improved performance of wind turbines using fibre optic structural monitoring", Final Report, DTI Reference PW/43/006 51/00/00, Insensys Limited. 2007.
15. Lars, L; McGugan, M; Sendrup, P., et al., "Fundamentals for Remote Structural Health Monitoring of Wind Turbine Blades – a Preproject", Reporte de Proyecto, Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, May 2002.
16. Dutton, A., Blanch, M., Vionis, P., et al. "Acoustic emission condition monitoring of wind turbine rotor blades: Laboratory certification testing to large scale in-service deployment", Proceedings European Wind Energy Conference, Madrid, Spain, 2003.
17. Popa, L., Jensen, B., Ritchie, E., Boldea, I., "Condition Monitoring of Wind Generators", 38th IAS Annual Meeting, Industry Applications Conference, 2003.
18. Baines, N., Way, T., "Development of Prognostic/Health Management (PHM) Technologies for wind turbines: Final report", Reporte de Proyecto, Programa de Tecnología de Energía Emergente de DTI, 2006.
19. Borum, K., McGugan, M., Brondsted, P., "Condition monitoring of wind turbine blades", Proceedings of the 27 Riso International Symposium on Materials Science, Denmark, 2006.
20. Chen J., Patton R.J., "Robust Model-Based Fault Diagnosis for Dynamic System", Asian Studies in Computer Science and Information Science, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1999.
21. Gertler J., "Fault Detection and Diagnosis in Engineering Systems", Marcel Dekker, Inc. 1998.
22. Zhan Y., Makis W., Jardine A., "Adaptive State Detection of Gearbox under Varying Load Condition based on Parametric Modeling". Mechanical Systems and Signal Processing, vol. 20, p. 188–221, 2006.
23. Combet F., Gelman L., "Optimal Filtering of Gear Signal for Early Detection Based on the Spectral Kurtosis". Mechanical Systems and Signal Processing, 2008.
24. He Q., Feng Z., Kong F., "Detection of Signal Transients Using Independent Component Analysis and its Application in Gearbox Condition Monitoring", Mechanical Systems and Signal Processing, vol. 21, p. 2056–2071, 2007.
25. Randall R.B., "Cepstrum Analysis and Gearbox Fault Diagnosis", Edition 2. B&K Instruments, Inc. Application Notes.

Recibido: 03/02/09.

Aprobado: 14/12/10.

- Fidel Ernesto Hernández Montero¹
Jefe del Grupo para el Diagnóstico Avanzado de Maquinaria. Universidad de Pinar del Río, Cuba. Trabaja en las temáticas de procesamiento de señales, diagnóstico de maquinarias, diseño de sistemas electrónicos.
 - Mario Luis Ruiz Barrios¹
Profesor Asistente del Departamento de Telecomunicaciones y Electrónica de la Universidad de Pinar del Río, Cuba. Trabaja en las temáticas de procesamiento de señales, diagnóstico de maquinarias, diseño de sistemas electrónicos.
 - Juan Raúl Rodríguez Suárez¹
Profesor Auxiliar del Departamento de Telecomunicaciones y Electrónica de la Universidad de Pinar del Río, Cuba. Miembro del Grupo de Investigación para el Diagnóstico Avanzado de Maquinarias GIDAM. Trabaja en las temáticas de procesamiento digital de señales, sensores e instrumentación.
 - Alberto Francisco Rolo Naranjo²
Ingeniero Mecánico. Trabaja en el campo de las vibraciones mecánicas, específicamente en el desarrollo de herramientas de procesamiento e interpretación de señales e imágenes. Desarrolla metodologías de trabajo para la implementación del Mantenimiento Predictivo y por Diagnóstico en la industria. Desarrolla y aplica descriptores del campo de la Dinámica No Lineal a sistemas mecánicos y al campo de la bioinformática.
 - Samir N.Y. Gerges³
Jefe del Laboratorio de Vibraciones y Acústica, Universidad de Santa Catarina, Brasil. Investigador temáticas de análisis de ruido y emisiones acústicas.
 - Luis Javier de Miguel⁴
Director Área de Mantenimiento Integral, CARTIF, España. Investigador en temáticas de diagnóstico industrial.
1. Universidad de Pinar del Río, Cuba (1);
 2. nSTEC, Cuba (2);
 3. Universidad Federal de Santa Catarina, Brasil (3);
 4. CARTIF, España (4)
- (fidel@tele.upr.edu.cu; mruiz@tele.upr.edu.cu; jotar@tele.upr.edu.cu; rolo@instec.cu; samir@emc.ufsc.br; luimig@eis.uva.es)