



## Sistema de bajo costo para el monitoreo por condición a aplicar en parques eólicos

### *Low-cost condition monitoring system to be applied on wind turbines*

Fidel Ernesto Hernández- Montero  
Mario Luis Ruiz -Barrios  
Luis Javier de -Miguel

Juan Raúl Rodríguez -Suárez  
Alberto Rolo -Naranjo  
Samir N.Y. -Gerges

Recibido: Noviembre del 2009  
Aprobado: Enero del 2010

#### Resumen/ Abstract

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

*This paper provides a general view of the condition monitoring and fault detection system applications 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. Afterwards, 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 implementation, interesting to be applied in developing countries, is proposed.*

**Keywords:** 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 el 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.

## **SOBRE LA NECESIDAD Y ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS DE MONITOREO POR CONDICIÓN EN SISTEMAS EÓLICOS DE GENERACIÓN**

La disponibilidad técnica de las turbinas eólicas es elevada (alrededor del 98 %), sin embargo, esto se debe al rápido y frecuente servicio de mantenimiento, y no precisamente a un buen nivel de confiabilidad o de gestión de mantenimiento [5].

Usualmente las turbinas eólicas son adquiridas a través de contratos de servicios de postventa de duración entre 2 y 5 años, los cuales incluyen garantías y mantenimientos preventivo y correctivo que podrían ser adoptados una vez expirado el período de contrato. Sin embargo, fallos severos, no esperados, pueden aparecer entre intervalos de un mantenimiento planificado (*Time-Based Maintenance*, TBM), ocasionando pérdidas de dinero, tiempo y producción de energía. Por otra parte, el mantenimiento a partir de la ocurrencia de fallos puede llevar a fallos catastróficos de componentes críticos, produciendo severas consecuencias en lo que respecta a Seguridad, Salud y Medioambiente.

Por tanto, es limitada la adecuación de estas dos estrategias para soportar la tendencia comercial actual de la industria eólica [6].

El aumento de la disponibilidad técnica de las turbinas eólicas tiene que ir a la par con una mayor necesidad de mantenimiento óptimo. Los sistemas CMS pudieran resolver las necesidades de la industria eólica de contar con una mejor gestión de mantenimiento e incrementar la confiabilidad, lo cual se mejoraría si se implementa el CMS como parte de un mantenimiento centrado en la confiabilidad (*Reliability-Centered Maintenance*, RCM) [7].

En este punto es importante la siguiente pregunta: ¿Acaso la utilidad de la información obtenida con los sistemas CMS justifica los costos de su instalación y explotación?

En la referencia 7 se ofrece un análisis de rentabilidad de la aplicación de CMS en turbinas eólicas, en particular, cómo debe variar la magnitud de las estrategias tradicionales de mantenimiento de modo que la implantación del mantenimiento basado en la condición (*Condition Based Maintenance*, CBM) (con la inserción de un CMS como núcleo central), sea rentable. En este trabajo se realizó un análisis de costo de ciclo de vida (*Life-Cycle Cost Analysis*, LCCA). El costo total, es decir, el costo de ciclo de vida (*Life-Cycle Cost*, LCC) incluyendo los costos adicionales por la implementación de un CMS, es comparado para diferentes alternativas de mantenimiento.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

1. En el caso de una turbina individual promedio de tipo *on-shore*, para compensar por el costo adicional que representa la implementación del CMS, el mantenimiento preventivo debe disminuir en un 23 %. Para el caso del parque específico *off-shore*, el porcentaje de disminución debe ser de un 4.5 %.
2. Para una turbina individual promedio de tipo *on-shore*, para compensar por el costo adicional que representa la implementación del CMS, los mantenimientos preventivo y correctivo, en su conjunto, deben disminuir en un 3.5 %. Para el caso del parque *off-shore* estudiado, tal reducción debe ser de un 2.5 %.
3. Para el parque *off-shore* estudiado, un cambio de mantenimiento correctivo a preventivo del 47 % es suficiente para hacer rentable la implementación del CMS.
4. La disponibilidad no tiene que incrementarse en más de un 0.43 %, para lograr una reducción en el costo por pérdida de producción en una magnitud tal que se cubra el costo de la implementación del CMS.

Otro aspecto que se intenta demostrar cuantitativamente es la factibilidad técnico-económica de la aplicación de las estrategias de CMS. En [6] se analiza la relevancia de implementar un RCM a turbinas de eje horizontal (26 turbinas de 600 kW operando con un factor de capacidad promedio del 33 %) para identificar posibles modos de fallos, causas y efectos resultantes en la operación del sistema. Las consecuencias de los fallos de componentes críticos son evaluadas y expresadas en términos financieros.

En este trabajo, al igual que en el anterior, también se incorpora un LCCA al RCM con vistas a evaluar la viabilidad comercial de las actividades del mantenimiento basado en la condición en relación con el ciclo de vida de las turbinas eólicas.

Del estudio realizado se pudo determinar que la interrupción durante un día de una turbina individual promedio de 600 kW (con un factor de capacidad del 33 % y valor de la energía de £ 50.00/MWh) se traduce en una pérdida de retorno de alrededor de £ 237.60. Sin embargo, como las plantas *on-shore* tienen la posibilidad de operar a factores de capacidad promedios de hasta 36 %, la pérdida de retorno puede ser más elevada. Un tiempo de interrupción por fallo de un mes significaría una pérdida de retorno de aproximadamente el 8 % del total anual. Aún más, el efecto producido por la ocurrencia de fallos en dos o más turbinas en la generación de retorno será aún más significativo. El tiempo de interrupción por fallo de siete turbinas promedio de 600 kW, durante un mes, a un factor de capacidad del 33 %, resultaría en una pérdida de retorno de cerca de £ 49,896.00, por tanto, implementar FBM donde sólo se permite la salida de operación de un cierto número de turbinas, puede resultar en una pérdida inmensa de retorno, en adición al impacto producido en la red eléctrica y el costo incurrido en la sustitución de componentes (el tiempo de suministro de componentes críticos puede variar en el rango de 3 a 4 meses).

Este trabajo, al realizar un análisis económico del TBM y el CBM, revela que la inspección es la opción más efectiva con relación al costo (en el caso de estudio la realización de la Inspección significó un ahorro de alrededor de £ 117,020.68 con relación al establecimiento del CBM). Sin embargo, al analizar el impacto de la implementación de tales estrategias de mantenimiento, el resultado mostró que el CBM es la opción más efectiva con relación al costo, al proporcionar ahorros de £ 272,126.20 con respecto al establecimiento del TBM. Los estudios se realizaron cubriendo 18 años de la vida económica de las turbinas.

Estos dos estudios demuestran la factibilidad técnico-económica de implementar CMS con el objetivo de aumentar la confiabilidad de los sistemas eólicos de generación eléctrica.

### **FALLOS MÁS SEVEROS QUE APARECEN EN LOS SISTEMAS EÓLICOS DE GENERACIÓN**

Se puede obtener una buena medida de cuán severo es un fallo a través de considerar cuán a menudo un componente falla y durante cuánto tiempo el problema persiste. Si por ejemplo un componente falla a menudo, pero se puede realizar su reparación en un intervalo corto de tiempo, entonces tal fallo no afecta apreciablemente la producción comparado con otros desperfectos que pueden ocurrir en raras ocasiones, pero que su reparación puede tomar elevados períodos de tiempo [5].

Son diversos los trabajos que hacen referencia a los fallos más severos que ocurren en los sistemas eólicos de generación.

Por ejemplo, en la referencia 8 se maneja que la caja de engranajes es uno de los componentes más críticos de la turbina eólica, al punto de que es responsable de alrededor del 15 % al 20 % de los costos de mantenimiento y de los tiempos de interrupción por fallo.

En la referencia 5 se hace un exhaustivo estudio que abarca turbinas instaladas en Suecia, Finlandia y Alemania, con el objetivo de identificar cuáles son los componentes más críticos de los sistemas eólicos, así como mostrar en qué áreas se deben centrar los esfuerzos a la hora de planificar el mantenimiento.

Este trabajo arrojó que:

1. El tiempo promedio de interrupciones debidas a fallos, por año, varía entre 62 horas y 172 horas, es decir, entre 2 días y 7 días.
2. Una turbina promedio puede necesitar ser atendida por reparación desde 0.34 hasta 2.38 veces al año.
3. Los componentes generadores de fallos más frecuentes fueron:
  - a. Sistema eléctrico.
  - b. Sensores del sistema hidráulico.
  - c. Sistema Palas/*Pitch*.
  - d. Sistema de control
  - e. Caja de engranajes.
5. Los componentes cuyos fallos demandaron los mayores tiempos totales de interrupción fueron:
  - a. Caja de engranajes.
  - b. Tren de potencia.
  - c. Generador.
  - d. Sistema eléctrico.
  - e. Sistema Palas/*Pitch*.
  - f. Sistema de control
  - g. Sistema hidráulico.
6. Los componentes que demandaron los mayores tiempos promedios de interrupción por fallo fueron:
  - a. Caja de engranajes.
  - b. Tren de potencia.
  - c. Generador.
  - d. Sistema Palas/*Pitch*.
  - e. Sistema de orientación con el viento.
  - f. Estructura.
7. La caja de engranajes y el tren de potencia constituyen los componentes más críticos, debido a que los tiempos promedios de interrupción que demandaron fueron mayores en relación con otros componentes de la turbina.

En la referencia 7 la consecuencia de los fallos es expresada en términos financieros. En este trabajo se realiza un estudio que abarca 26 turbinas de eje horizontal de 600 kW, operando a un factor de capacidad promedio del 33 %. El estudio reveló que los componentes más críticos de las turbinas analizadas fueron:

- La caja de engranajes (£ 102,972.30)
- Las palas (£ 86,065.80).
- El generador (£ 46,658.95).
- El eje principal (£ 32,234.20).
- Los rodamientos principales (£ 25,993.89)

De estos, los componentes que más fallos presentaron como promedio anual, por turbina individual, fueron:

- La caja de engranajes, 0.01282 veces.
- El generador, 0.00641 veces.

De manera más particular, se puede hacer mención al caso de las palas, las cuales constituyen un importante y costoso componente de la turbina eólica, uno de los componentes que con mayor frecuencia falla, generando significativas demoras por interrupción o la propia pérdida de la máquina [9], y un elemento que ejerce significativo impacto en la eficiencia de la turbina eólica.

### **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 [10].

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 [5]; 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 [11].

Como ya se mencionó en la sección 3, el estudio realizado en la referencia 5, reveló que para las turbinas 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 la referencia 5, 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 [5].

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](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 la referencia 6, 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 la referencia 12, 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 ([8],[10],[13]–[21]) 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 la referencia 10.

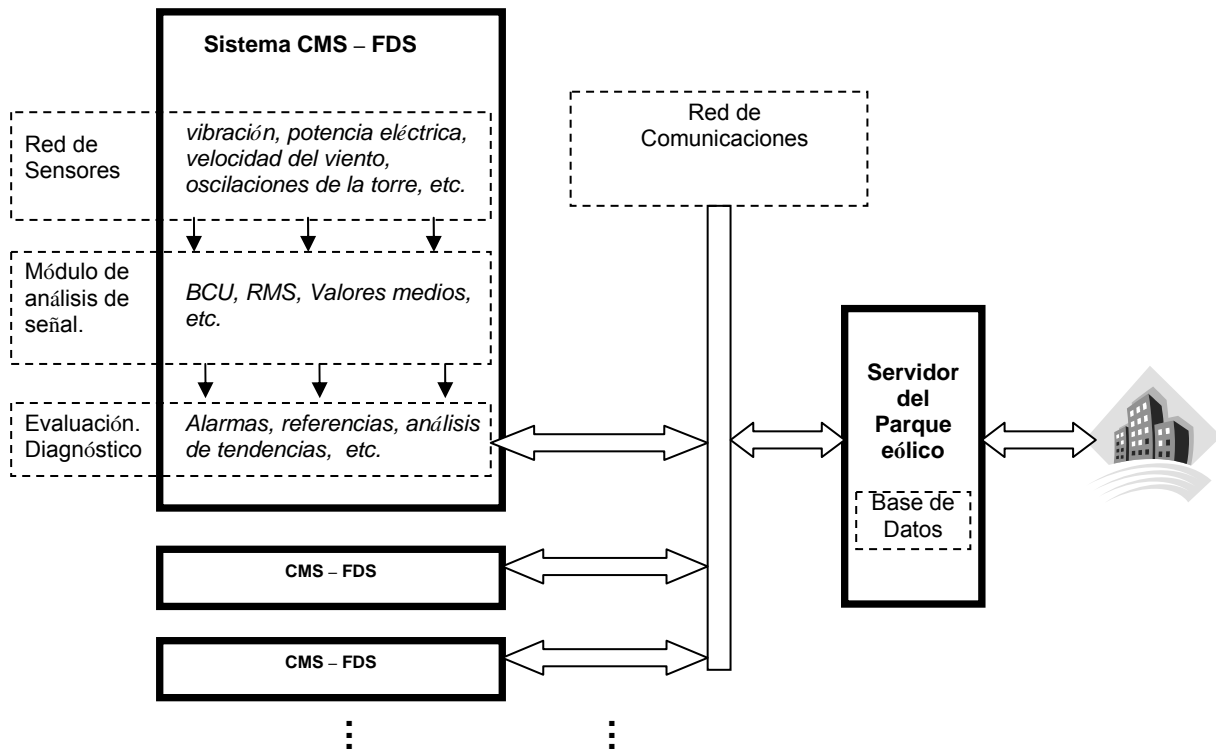


Fig. 1. Esquema general de implementación de CMS-FDS en un parque eólico.

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* [10], 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.

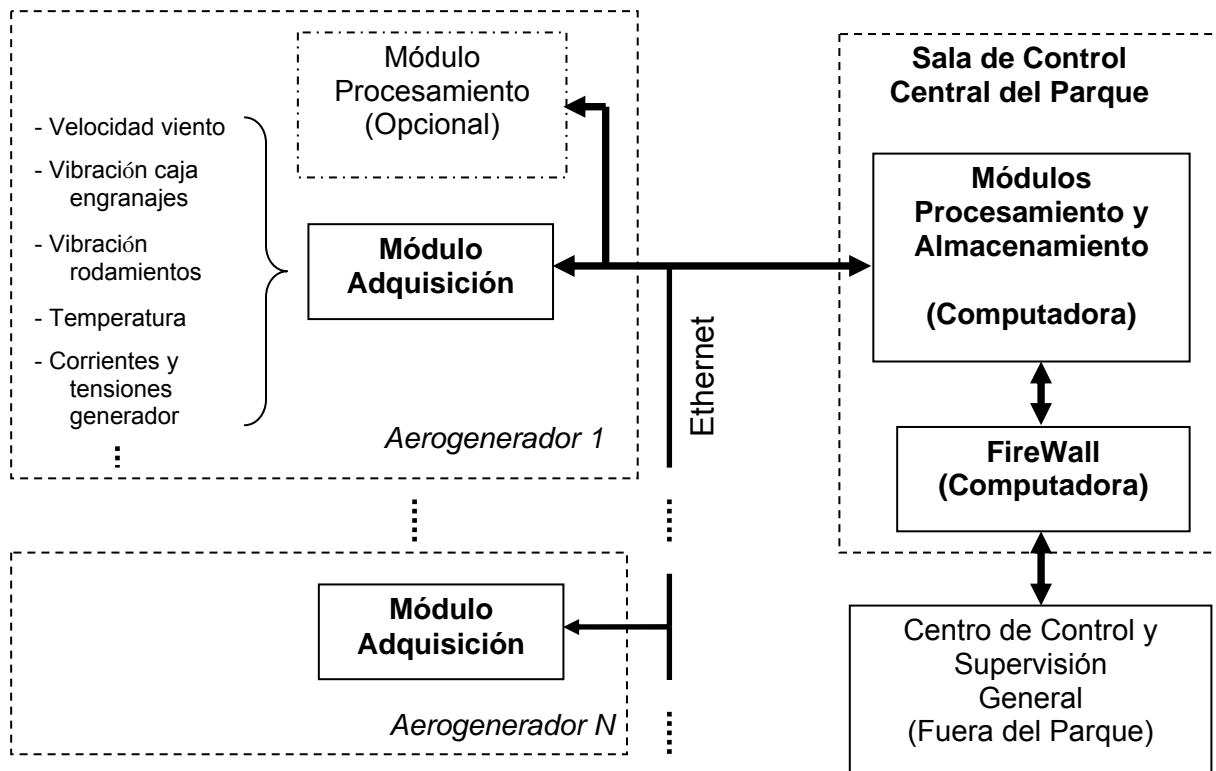
### PROPUESTA DE SISTEMA DE BAJO COSTO DE MONITOREO POR CONDICIÓN PARA AEROGENERADORES

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
5. Robustez
6. Modularidad
7. No modificación de los sistemas instalados
8. Autochequeo.
9. 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 el sistema de diagnóstico, soportado en una computadora, permanecería en la estación central del parque eólico.



**Fig. 2. Estructura general de sistema CMS-FDS de bajo costo.**

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 conversores 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 cambiante, 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 necesita 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

- [1] JOSELIN, G et al. “A review of wind energy technologies”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2007, vol. 11, p. 1117–1145.
- [2] OZERDEM, B, et al. "Feasibility study of wind farms: A case study for Izmir, Turkey". *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 2006, vol. 94, p. 725–743.
- [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., et al. “On-line fault detection and prediction in wind energy converters”, *Proceedings of the EWEC'94*. 1994, Thessaloniki.
- [5] 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.
- [6] ANDRAWUS, J., et al. “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.
- [7] NILSSON, J. “Maintenance management of wind power systems. Cost effect analysis of condition monitoring systems”, Master Thesis written at the Royal Institute of Technology KTH, 2006.
- [8] CRUZ, M., et al. “SIMAP: Intelligent System for Predictive Maintenance, Application to the health condition monitoring of a windturbine gearbox”, *Computers in Industry*. 2006, vol. 57, p. 552–568.

- [9] JEFFRIES, W., et al. "Experience with bicoherence of electrical power for condition monitoring of wind turbine blades", *IEE Proceedings Vision, Image, and Signal Processing*, 1998, vol. 145, no. 3.
- [10] CASELITZ, P. y GIEBHARDT, J. "Advanced maintenance and repair for offshore wind farms using fault prediction techniques", *World Wind Energy Conference*, June 2002, Berlin, Germany.
- [11] GIEBEL, G., et al. "CleverFarm- A SuperSCADA system for wind farms", Reporte de Proyecto, Riso National Laboratory, 2004.
- [12] VERBRUGGEN, T. "Wind Turbine Operation & Maintenance based on Condition Monitoring WT-Ω. Final Report", Lagerwey the WindMaster, Siemens Nederland, and SKF. 2005.
- [13] CASELITZ, P., et al. "Development of a fault detection system for wind energy converters". 1996, *EUWEC '96*.
- [14] CASELITZ, P., et al. "Advanced Condition Monitoring System for Wind Energy Converters", *Proceedings EWEC'99. 1999, Nice, France, p. 63-66*.
- [15] *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.
- [16] 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.
- [17] LARS, L., et al. "Fundamentals for Remote Structural Health Monitoring of Wind Turbine Blades – a Preproject", Reporte de Proyecto, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, May 2002.
- [18] DUTTON, A., et al. "Acoustic emission condition monitoring of wind turbine rotor blades: Laboratory certification testing to large scale in-service deployment". 2003, *Proceedings European Wind Energy Conference*, Madrid, Spain.
- [19] POPA, L., et al. "Condition Monitoring of Wind Generators". 2003, *38th IAS Annual Meeting, Industry Applications Conference*.
- [20] BAINES, N., et al. "Development of Prognostic/Health Management (PHM) Technologies for wind turbines: Final report", Reporte de Proyecto, Programa de Tecnología de Energía Emergente de DTI, 2006.
- [21] BORUM, K., et al. "Condition monitoring of wind turbine blades". 2006, *Proceedings of the 27 Riso International Symposium on Materials Science*, Denmark.

## AUTORES

### **Fidel Ernesto Hernández Montero**

Ingeniería en Telecomunicaciones y Electrónica, Director Grupo de Investigación para el Diagnóstico Avanzado de Maquinaria, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Asistente, Universidad de Pinar del Río, fidel@tele.upr.edu.cu.

### **Mario Luis Ruiz Barrios**

Ingeniería en Telecomunicaciones y Electrónica, Profesor Asistente, Universidad de Pinar del Río, mruiz@tele.upr.edu.cu.

### **Juan Raúl Rodríguez Suárez**

Licenciatura en Física, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Auxiliar, Universidad de Pinar del Río, jotar@tele.upr.edu.cu.

### **Alberto Rolo Naranjo**

Doctor en Ciencias, Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas, Profesor Titular, InSTEC, rolo@instec.cu.

### **Samir N.Y. Gerges.**

Doctor en Ciencias, Profesor Titular, Universidad Federal de Santa Catarina, Brasil, samir@emc.ufsc.br.

### **Luis Javier de Miguel**

Doctor en Ciencias, Profesor Titular, Universidad de Valladolid, España, luimig@eis.uva.es..