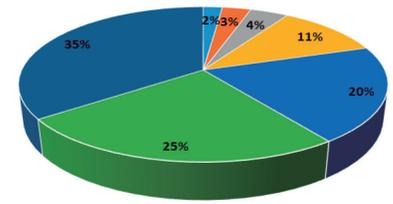


# Mantenimiento de turbinas eólicas. Una revisión

## Wind turbine maintenance. A review



Yuri Merizalde<sup>1</sup>, Luis-Miguel Bonilla<sup>2</sup>, Luis Hernández-Callejo<sup>3</sup> y Oscar Duque-Pérez<sup>4</sup>

<sup>1</sup> Universidad de Valladolid. Facultad de Ingeniería Química.

<sup>2</sup> Universidad de Guayaquil. Clemente Ballen 2709 e Ismael Perez Pazmiño, Guayaquil 593. Ecuador.

<sup>3</sup> Universidad de Valladolid. Dpto de Ingeniería Agrícola y Forestal. Campus Universitario Duques de Soria - 42004 Soria.

<sup>4</sup> Universidad de Valladolid. Escuela de Ingenierías Industriales. Dpto de Ingeniería Eléctrica. Paseo del Cauce, 59 - 47011 Valladolid.

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/8622> | Recibido: 19/10/2017 • Evaluando: 26/10/2017 • Aceptado: 02/01/2018

### ABSTRACT

- Climatic change has taxed humanity in terms of the use of renewable energy in most countries around the world. In this context, installed wind power has recently increased at an almost exponential rate. Although there is still a large potential market that could be covered, minimizing costs has become a critical factor for a wind project to be financially justified and competitive. The present work is a bibliographical review of the primary strategies and methodologies used to reduce the cost of these activities while producing the maximum electricity from wind turbines. This review includes tabulated information on the types of faults, occurrence statistics, and associated costs and equipment suppliers for monitoring, detection, diagnosis and fault prediction and although most of it refers to onshore wind turbines, offshore wind turbines are also included in several parts. Research shows that in order to guarantee the reliability and financial feasibility of wind farms, the most used methodologies is the Condition Monitoring System, which include vibration analysis, acoustic emission, ultrasonic testing techniques, thermography, oil analysis, structural health monitoring, measurement of mechanical stresses, radiographic inspection, power signal analysis. Currently, in addition to technical personnel, turbine operation and maintenance can include sensors, software, trucks, cranes, boats, helicopters, drones and smartphone applications.
- **Keywords:** wind turbines, maintenance strategies, cost, types of faults, condition monitoring system.

### RESUMEN

El cambio climático ha impuesto a la humanidad el uso de las energías renovables en la mayoría de países a nivel mundial. En este contexto, la potencia eólica instalada se ha incrementado de forma exponencial y, pese a que todavía existe un mercado potencial muy amplio que podría ser cubierto, minimizar los costos se ha convertido en un factor crítico para que un proyecto eólico sea competitivo y se justifique desde el punto de vista financiero.

El presente trabajo es una revisión bibliográfica sobre las principales estrategias y metodologías para reducir los costos en la operación y mantenimiento de los aerogeneradores a la vez que se produce el máximo de electricidad. El trabajo incluye información sobre el tipo de fallas, estadísticas, costos asociados y proveedores de equipos para el monitoreo, detección, diagnóstico y predicción de fallos. Aunque el estudio se centra en las turbinas onshore, también se incluye información sobre las offshore. La investigación muestra que para garantizar la confiabilidad y viabilidad financiera de los parques eólicos, la metodología más usada es el monitoreo de las condiciones el cual incluye análisis de las vi-

braciones, emisión acústica, técnicas de ultrasonido, termografía, análisis del aceite, monitoreo del estado de la estructura, análisis de esfuerzos mecánicos, inspección radiográfica, análisis de las señales de tensión y corriente. En la actualidad, además del personal técnico, la operación y mantenimiento de las turbinas eólicas puede incluir incluye sensores, software, camiones, grúas, botes, helicópteros, drones e inclusive aplicaciones para teléfonos inteligentes.

**Palabras claves:** Turbinas eólicas, estrategias de mantenimiento, costos, tipos de fallos, Sistema de monitoreo de las condiciones.

### 1. INTRODUCCIÓN

En las dos últimas décadas se ha observado un gran incremento en la potencia anual instalada de energías renovables. En 2012, este componente de la matriz energética global superó la incorporación anual de energías no renovables por primera vez y en el 2014 la energía eólica anual más la energía solar instalada superó a las fuentes hidroeléctricas. Desde que se instaló el primer aerogenerador, la producción de energía eólica ha aumentado con el tiempo y a un ritmo cada vez más rápido. En 2015, el 3.5% de la energía total generada, equivalente a 843.5 TWh, fue energía eólica. Los 6.500 MW/año que se instalaron en 2001 se convirtieron en 63.013 MW/año en 2015, mientras que la capacidad total instalada pasó de 17.400 MW en el 2000 a 487.000 MW el 2016, [1-3].

La energía eólica es limpia, inagotable y se ha demostrado que es viable tanto desde el punto de vista financiero como técnico. Estas son las razones por las que, de todas las fuentes de energía renovables, la energía eólica es la que se ha implementado a nivel mundial con mayor éxito. Sin embargo, debe enfrentar un mercado competitivo en el que la eficiencia y la reducción de costos son determinantes, [4]. Los propietarios de los parques eólicos deben asumir muchas responsabilidades tales como cumplir con la producción de la energía, garantizar la fiabilidad de las instalaciones y la rentabilidad de los parques eólicos. Para cumplir con estos requisitos, se necesita una constante innovación tecnológica que facilite la integración de la energía eólica en los mercados eléctricos. La factibilidad podría verse afectada si no se aplican políticas adecuadas que contrarresten los siguientes factores, [2] y [3]:

- Resistencia a los impactos ambientales derivados de la instalación de parques eólicos, especialmente cuando se requieren grandes extensiones de terreno.
- Bajos precios de los combustibles fósiles.
- Competencia con otras fuentes de energías renovables.
- Problemas de integración a la red eléctrica.
- Falta de financiamiento para los proyectos eólicos.

A pesar de la gran cantidad de factores que intervienen en un parque eólico, no hay duda de que una de las variables más importantes para su éxito es la operación y mantenimiento (O&M), principalmente porque de esta variable dependerá la confiabilidad y disponibilidad de las instalaciones. Adicionalmente, según [5], un plan adecuado de O&M puede contribuir al aumento de la vida útil del 5 al 10% para parques eólicos onshore y del 15 al 30% para los offshore. Por esta razón, el objetivo principal de este trabajo es determinar el estado del arte en O&M, estrategias, metodologías y técnicas aplicadas. La sección II trata sobre los principales fallos de las turbinas eólicas y los costos asociados. La Sección III describe las estrategias, y técnicas específicas para diagnosticar los fallos. La sección IV incluye las conclusiones y recomendaciones.

## 2. PRINCIPALES TIPOS DE FALLOS, ESTADÍSTICAS Y COSTOS

No existe una estandarización en la recopilación de información o una base de datos necesaria para realizar un análisis estadístico completo. Además, la información recopilada no es de

libre acceso. Estas dificultades, no solo hace que el análisis sea más difícil, sino que además impide el diseño e implementación de una metodología segura y generalizada que pueda aplicarse a toda la industria eólica. Tratando de corregir esta brecha, algunas instituciones han realizado varios proyectos de investigación [5-7], los cuales son un buen punto de partida para comprender el comportamiento de los tipos de fallos de los generadores eólicos, su frecuencia, duración y costes, aunque sea notoria la diferencia en el registro y agrupación de los fallos (ver Tabla 1).

El comportamiento de los fallos de las turbinas eólicas depende de múltiples factores, tales como las condiciones climáticas del lugar de emplazamiento, procesos de fabricación, modelo o tipo, tiempo de servicio y mantenimiento aplicado. Los datos estadísticos muestran que más del 60%, corresponden a fallos internos inherentes a la turbina eólica (ver Fig. 1). Aunque los sistemas eléctricos y de control son los que presentan la mayor frecuencia de fallos, sin embargo, debido a la duración de los fallos, la dificultad de las reparaciones (especialmente los generadores eólicos offshore), costos de mantenimiento y reposición, los datos muestran que la caja multiplicadora esta entre las partes más críticas, [5][8-10].

|                    | Suecia (2000-2004) |              | Suecia (2008-2011) |              | Finlandia (2000-2004) |              | Alemania (2003-2005) | UK (2003) | Holanda (offshore) (2003) | China (2010-2012) |
|--------------------|--------------------|--------------|--------------------|--------------|-----------------------|--------------|----------------------|-----------|---------------------------|-------------------|
|                    | Fallo (%)          | Duración (%) | Fallo (%)          | Duración (%) | Fallo (%)             | Duración (%) | Fallo (%)            | Fallo (%) | Fallo (%)                 | Fallo (%)         |
| Hub                | 0.3                | 0.0          |                    |              | 0.6                   | 0.1          | 2.21                 | 0         |                           |                   |
| Blades/Pitch       | 13.4               | 9.4          |                    |              | 14.3                  | 21.4         | 9.81                 |           |                           |                   |
| Blades             |                    |              |                    |              |                       |              |                      | 5         | 34                        | 4,2               |
| Pitch              |                    |              | 21.3               | 23.32        |                       |              |                      |           | 2                         | 19,1              |
| Pitch System       |                    |              |                    |              |                       |              |                      |           |                           |                   |
| Generator          | 5.5                | 8.9          | 7.16               | 10.47        | 6.1                   | 4.4          | 2.59                 | 5         | 32                        | 22,8              |
| Electric system    | 17.5               | 14.3         |                    |              | 7.7                   | 6.4          | 27.14                | 13        | 5                         |                   |
| MV Switchgear      |                    |              | 3.32               | 3.27         |                       |              |                      |           |                           |                   |
| LV Switchgear      |                    |              | 5.88               | 3.03         |                       |              |                      |           |                           |                   |
| Converter          |                    |              | 13                 | 18.39        |                       |              |                      |           | 1                         | 3,2               |
| Transformer        |                    |              | 1.71               | 1.84         |                       |              |                      |           |                           |                   |
| Control system     | 18.3               | 12.9         |                    |              | 6.9                   | 1.7          | 14.63                |           | 2                         |                   |
| Grid               |                    |              |                    |              |                       |              |                      | 5         |                           |                   |
| Drivetrain         | 1.1                | 2.4          |                    |              | 0.0                   | 0.0          | 2.33                 |           |                           |                   |
| Sensors            | 14.1               | 5.4          |                    |              | 8.4                   | 2.0          | 8.80                 |           |                           |                   |
| Gearbox            | 9.8                | 19.4         | 5.13               | 4.66         | 9.4                   | 32.2         | 5.72                 | 12        | 21                        | 13,6              |
| Shaft and bearing  |                    |              |                    |              |                       |              |                      |           | 1                         | 1.8               |
| Axle bearing       |                    |              |                    |              |                       |              |                      | 1         |                           |                   |
| Mechanical brakes  | 1.2                | 1.2          |                    |              | 3.3                   | 2.2          | 5.22                 | 5         | 0                         |                   |
| Hydraulics         | 13.3               | 4.4          | 1.19               | 1.42         | 22.8                  | 11.4         | 10.57                | 5         |                           |                   |
| Yaw system         | 6.7                | 13.3         | 11.28              | 7.30         | 7.3                   | 6.5          | 6.87                 | 8         | 2                         | 6,1               |
| Structure          | 1.5                | 1.2          |                    |              | 6.3                   | 6.5          | 4.10                 |           |                           |                   |
| Tower              |                    |              | 2.66               | 1.75         |                       |              |                      | 0         |                           |                   |
| Foundation         |                    |              |                    |              |                       |              |                      | 0         |                           |                   |
| Couplings          |                    |              |                    |              |                       |              |                      | 0         |                           |                   |
| Entire unit        | 2.7                | 1.7          |                    |              | 0.0                   | 0.0          |                      | 7         |                           |                   |
| Entire Nacelle     |                    |              |                    |              |                       |              |                      | 1         |                           |                   |
| Mechanical Control |                    |              |                    |              |                       |              |                      | 2         |                           |                   |
| Others             |                    |              |                    |              | 4.5                   | 2.1          |                      | 30        |                           |                   |
| Unknown            |                    |              |                    |              | 2.4                   | 2.1          |                      |           |                           |                   |

Tabla 1: Estadísticas de fallos y su duración según la parte de la turbina eólico, [8-10]

Los costos asociados a un proyecto de generación eólica incluyen financiamiento, O&M e inversión inicial. Esta última incluye el generador eólico, obras civiles, conexión a la red, planificación, estudio de factibilidad, entre otros. El generador eólico es la parte que más contribuye a la inversión inicial, pudiendo representar del 65 al 84% para proyectos onshore y del 30 al 50% para offshore (ver Fig. 2), [11] y [12]. Los costos totales de instalación varían según el país y pueden oscilar entre 1.114 y 3.300 USD/kW para las turbinas eólicas onshore. Para las offshore, el valor promedio está en el orden de 4.471 USD/kW, [2] y [12].

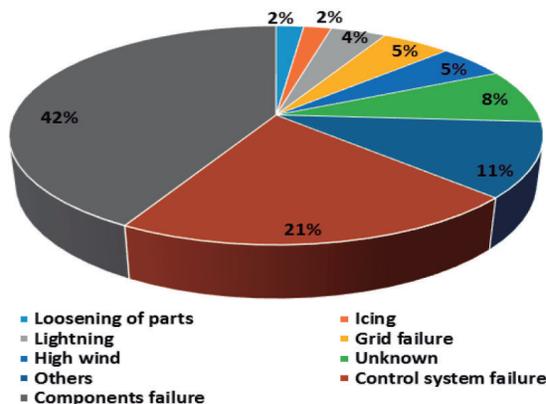


Fig. 1: Causas de los fallos, [8-10]

Después de los costos asociados a la inversión inicial necesaria para un parque eólico, los costos más significativos son los de O&M. Según [13], los costos de O&M representan el 28% de la inversión total, además es uno de los componentes más importante de los Costos de Electricidad (COE) producida. El COE se obtiene mediante (1) y todos sus términos están relacionados con el mantenimiento, el cual puede representar entre el 10 y 20% del COE, [14]. Según [2], la O&M puede representar del 20 al 25% del Levelized Cost Of Energy (LCOE).

$$COE = \frac{ICC * FCR + LRC}{AEP_{GROSS} * Availability * (1 - Loss)} + O\&M$$

donde:

- COE = Cost of Energy (\$/kWh)
- ICC = Initial Capital Cost (\$)
- FCR = Fixed Charge Rate (%/year)
- LRC = Levelized Replacement Cost (\$/year)
- O&M = Operations and Maintenance costs (\$/kWh)
- AEP = Annual Energy Production (kWh/year).

El costo de generación es un indicador útil de la fiabilidad y competitividad de un parque eólico. Debido a las dificultades de mantenimiento y reparación de este tipo de equipo, un fallo inesperado puede significar varios días de inactividad con una pérdida económica considerable. Aunque no existen valores estandarizados, de acuerdo con diversos estudios, el costo de la O&M es equivalente a un valor que varía entre 0.005 y 0.022 \$/kWh. La evidencia indica que el término O&M es una función de la tecnología y potencia de la turbina eólica. Cuanto mayor es la magnitud de estas variables, menor es el costo de los kWh. Por el contrario, la contribución del componente O&M al COE aumenta con los años de operación, [14].

Los costos de O&M y COE dependen también de la configuración del drivetrain. Según [6], la alternativa más conveniente sería usar multiplicadora de una etapa y generador de imanes permanentes (PM) (ver Fig. 3b). De acuerdo con [2], dependiendo del

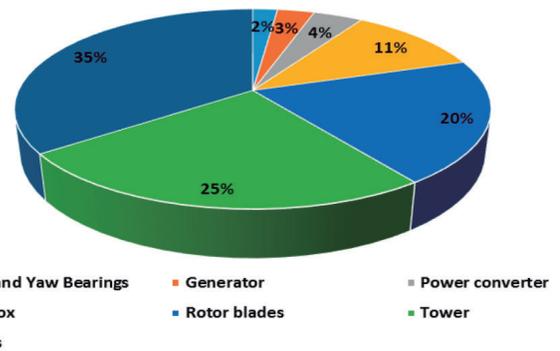


Fig. 2: Costos de los componentes principales de una turbina eólica [10]

país, el costo variable de O&M para las turbinas eólicas onshore puede variar de 0,01 a 0,043 \$/kWh, mientras que para las offshore estos valores pueden variar entre 0,027 y 0,054 \$/kWh. Los costos asociados con la inspección, mantenimiento y reemplazo según los componentes, se muestran en [8] y [9]. La multiplicadora se confirma como la parte más costosa, ya sea la reparación o la adquisición de una nueva.

### 3. ESTRATEGIAS APLICADAS AL MANTENIMIENTO DE LAS TURBINAS EÓLICAS

Para minimizar los costos totales, maximizar la rentabilidad de la inversión y garantizar las 120,000 horas de operación en un lapso de 20 años, que de acuerdo con [6] sería la vida útil de una turbina eólica, el mantenimiento debe realizarse de manera planificada y continua, [14] y [15]. Con este objetivo, se emplean diferentes estrategias, que pueden incluir desde aplicar o no mantenimiento. Cuando se decide aplicar mantenimiento, las estrategias pueden ser preventivas, proactivas, de diagnóstico y predictivas (sistemas expertos), [9]. Las metodologías utilizadas se caracterizan por tener el objetivo común de minimizar los costos de mano de obra calificada, repuestos, herramientas, administración, logística, financiamiento, tiempos improductivos y calidad del servicio.

La filosofía relacionada con el mantenimiento de turbinas eólicas no difiere mucho de otros tipos de industria moderna, donde el mantenimiento predictivo se caracteriza por el uso de técnicas y herramientas, tales como, Reliability Centered Maintenance (RCM), Failure Mode Effects Analysis (FMEA), Hazard and Operability study (HAZOP), Hazard Analysis (HAZAN), Fault tree analysis (FTA), Event tree analysis (ETA), Critical Task Analysis (CTA), Quantified Risk Assessment (QRA), Root cause analysis (RCA), Risk-based inspection (RBI), Structured what-if technique (SWIFT), Total Productive Maintenance (TPM), Computerized maintenance management system (CMMS), Condition monitoring system (CMS) y otros sistemas expertos que están asociados con el control remoto y tecnologías automáticas de diagnóstico, [9] y [13]. Sin embargo, el hecho de que las turbinas eólicas se encuentren generalmente en áreas de difícil acceso, utilice equipos muy sofisticados, requieran una inversión económica considerable, demande investigación específica sobre la gestión óptima de la cadena de suministro (transporte, inventarios, repuestos), funcionen en condiciones climáticas complejas, y estén en constante evolución, hace que la generación eólica tenga particularidades que la distinguen de otras industrias, [16-18].

Con el desarrollo de nuevas tecnologías, la industria eólica ha mostrado avances significativos en el mantenimiento predictivo mediante la detección temprana de fallos mecánicos y eléctricos basándose en el análisis de los espectros de señales acústicas, tér-

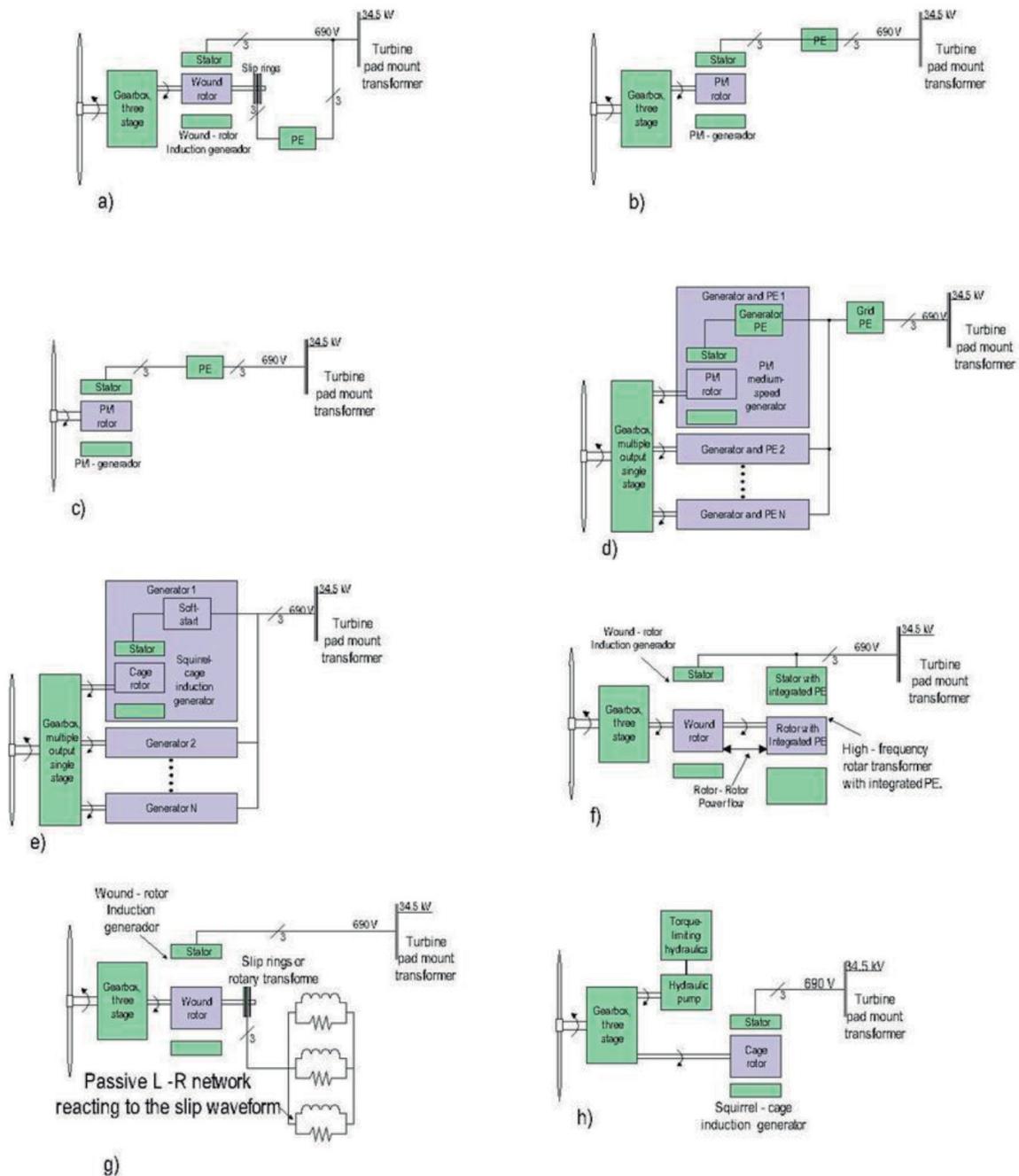


Fig. 3: a) Doubly-fed generator and PE system, b) Single PM drivetrain, c) Direct drivetrain, d) Multi-PM drivetrain, e) Multi-induction drivetrain, f) Klatt drivetrain, g) Jeller De Julio drivetrain, h) Henderson drivetrain. Reproduced with permission from [6]. Copyright 2017. NREL

micas, de vibración, eléctricas, entre otras. Según [19], el mantenimiento predictivo tendría las siguientes ventajas:

- Reducción en los costos de reparación.
- Incremento de la disponibilidad y vida útil.
- Planificación más selectiva de las tareas de mantenimiento.
- Control de la evolución del comportamiento de la máquina.
- Mejora en la protección de los equipos.

La complejidad que caracteriza las operaciones de mantenimiento debido a las condiciones climáticas, lugar de emplazamiento, costos, tipo y cantidad de turbinas eólicas, amerita el diseño de una estrategia que según [16], incluya:

- Adecuada planificación y optimización de los recursos.
- Diseño y ejecución de procedimientos de trabajo seguros.
- Investigación, desarrollo y adaptación de nuevas metodologías de gestión integral del mantenimiento.

A pesar de las diferencias encontradas en la bibliografía analizada, todas las fuentes coinciden en que el CMS es la metodología

más utilizada para monitorear, detectar y diagnosticar los tipos de fallos en la turbina eólica. El CMS puede ser programado, temporal o continuo, online u offline y su objetivo es monitorear el estado de las máquinas para detectar los fallos en su estado inicial de modo que las acciones correctivas puedan programarse y se reduzcan los costos debido a fallos imprevistos. El CMS incluye el Structural Health Monitoring (SHM) que, utilizando las señales de sensores de desplazamiento, vibración, temperatura e inclinación, además de la interferometría láser y fotométrica, determina la socavación, sello de las juntas, corrosión y deformación, [7] y [8]. Desde un punto de vista formal, los fabricantes y las compañías de seguros requieren el uso de un CMS para cumplir con la garantía de la turbina eólica, [8]. Sin embargo, y pese a los beneficios del CMS, también debe considerarse que implementar una estrategia basada en CMS implica lidiar con la inestabilidad de las mediciones debido a la variabilidad de las condiciones climáticas (por ejemplo, los cambios en la dirección y magnitud de la velocidad del viento),

| Técnicas de Diagnóstico  |  | Estado                 | Señal                 | Fallos                        | Técnicas de Soft computing                       |
|--|--|------------------------|-----------------------|-------------------------------|--|
| Dominio del tiempo   |  | Estacionario           | Corriente             | Asimetría del rotor           | ANN, RST, SVM, Fuzzy logic, Algoritmos genéticos |
| Valor pico<br>Valor RMS<br>Forma de onda   | Factor de cresta<br>Kurtosis<br>Bandas laterales |                        |                       | Excentricidad                 |  |
|  |  |                        |                       | Corto circuitos en el estator |  |
|  |  |                        |                       | Rodamientos                   |  |
|  |  |                        | Vibración             | Asimetría del rotor           |  |
|  |  |                        |                       | Excentricidad                 |  |
|  |  |                        |                       | Corto circuitos en el estator |  |
|  |  |                        | Rodamientos           |                               |  |
|  |  |                        | Par                   | Excentricidad                 |  |
|  |  |                        | Velocidad             | Excentricidad                 |  |
|  |  | Flujo de Dispersión    | Excentricidad         |                               |  |
| Barras rotas   |  |                        |                       |                               |  |
| Excentricidad estática y dinámica  |  |                        |                       |                               |  |
| Dominio de la frecuencia (Análisis espectral clásico)  |  | Potencia Instantánea   | Asimetría del rotor   |                               |  |
| Discrete Fourier Transform (DFT)   |  |                        | Rodamientos           |                               |  |
| Análisis Tiempo-Frecuencia   |  | Transitorio            | Par<br>Velocidad      | Barras rotas                  |  |
| Short-time Fourier Transform (STFT)<br>Continuous Wavelet Transform (CWT), Discrete Wavelet Transform (DWT), Hilbert transform, Hilbert-Huang transform<br>Distribuciones de: Wigner Ville, Pseudo Wigner Ville, Smoothed Wigner Ville<br>Choi-Willians Zhao-Atlas-Mark<br><br>Método del Kernel<br><br>Operador Teager-Kaiser |  |                        |                       | Rodamientos                   |  |
|  |  |                        |                       | Saturación del núcleo         |  |
|  |  |                        |                       | Puntos de alta resistencia    |  |
|  |  |                        | Corriente de arranque | Asimetría del rotor           |  |
|  |  | Múltiples Barras rotas |                       |                               |  |
| Puntos de alta resistencia   |  |                        |                       |                               |  |
| Corto circuito entre espiras   |  |                        |                       |                               |  |
| Rodamientos  |  |                        |                       |                               |  |

Tabla 2: Metodologías aplicadas para la detección de fallos en los motores de inducción [31-39]

costos del CMS, defectos o averías del software y hardware. Según [14], para justificar el costo de un CMS, este debe permitir obtener suficiente información oportuna que no pueda obtenerse mediante inspección visual, facilitar la programación de reparaciones de fallos con suficiente antelación, reducir los costos de inspección e incluir los puntos de monitoreo necesarios sin que el sistema se convierta demasiado complejo y poco confiable.

Los sensores de una turbina eólica pueden funcionar de forma independiente o en grupos de forma holística. Su gestión se realiza utilizando software especializado para cada CMS, tal como el SCADA o una combinación de los mismos, que es lo más conveniente si consideramos que el CMS asociado a cada sección de la turbina eólica puede tener puntos fuertes y débiles y que hay posibilidades de no detectar fallos o que se emitan falsas alarmas. Lo ideal es la combinación de varios CMS, eliminando la dependencia de un solo sistema y permitiendo comparar diferentes tipos de señal o información para el mismo componente, [19-23].

Uno de los objetivos principales de todas las estrategias es determinar el tiempo restante hasta el fallo, la fiabilidad, momento exacto en que se debe realizar el mantenimiento y el intervalo de aplicación. Para este fin, se han desarrollado numerosos modelos matemáticos probabilísticos, entre los cuales la metodología de Weibull (distribución exponencial, lognormal, normal, entre otras), es uno de los más citados, [24] y [25]. Las fases de la vida útil de los generadores eólicos se las puede representar mediante la curva conocida como Bathtub (ver Figura 4). Los coeficientes de los modelos matemáticos mencionados se los obtiene de los registros del

tiempo de operación, duración de los fallos, costos de operación y mantenimiento. Sin embargo, cuando se trata de generadores eólicos, debe tenerse presente que es probable que no haya suficientes datos disponibles para identificar cada etapa. También, tal como se mencionó anteriormente, en otros casos puede ser difícil acceder a la información necesaria, [26].

El desempeño de los componentes se puede controlar mediante su fiabilidad y disponibilidad. Mediante la distribución de probabilidad de estos índices se puede predecir el Mean Time To Failure (MTTF), fallos por una unidad de tiempo o tasa de fallos, [8]. De acuerdo con [5], la disponibilidad en la turbina eólica fluctúa entre 95 y 99% para las onshore y del 60 al 70% para las offshore.

### 3.1. ESTRATEGIA OPERATIVA DEL MANTENIMIENTO

El CMS puede ser offline y online. La segunda alternativa se realiza mediante sensores térmicos, acústicos, de campo magnético, vibración y corriente. Estas señales se usan para monitorear, detectar, diagnosticar y pronosticar las condiciones de la turbina eólica. Independientemente de la señal utilizada, el objetivo del análisis reside en identificar el componente del espectro de frecuencia correspondiente específicamente a cada tipo de fallo. Otro desafío radica en tratar la señal con la técnica adecuada de tal manera que permita la identificación precisa de las anomalías que presentan los equipos, [27]. Con este objetivo se han desarrollado una cantidad considerable de métodos en estado estacionario y en estado transitorio, [24] y [25]. El análisis de los fundamentos teóricos, el equipo implícito y las metodologías para detectar las anomalías

según cada tipo de señal sería demasiado extenso. Sin embargo, a modo de ejemplo, se puede mencionar la señal de vibración, ya que es una de las más utilizadas para la monitorización, detección y diagnóstico en la turbina eólica. Las señales de vibración a menudo se usan no solo porque ocurren en todas las partes de la turbina, sino que, además, igual que la temperatura, permiten la detección temprana de fallos, [20] y [23].

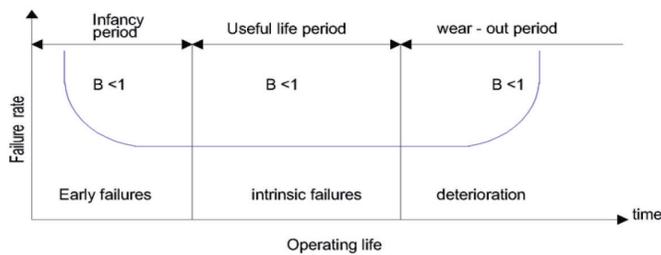


Fig. 4: Proceso de deterioro de la multiplicadora según la curva bathtub [20]

Todas las partes dinámicas de un equipo en funcionamiento producen vibraciones acústicas o ultrasonidos y cualquier anomalía se reflejará en el espectro de la señal. Dado que los rodamientos se encuentran en los ejes principal y secundario, multiplicadora, generador eléctrico, sistema de orientación y control de potencia, la vibración es la principal señal para monitorear sus condiciones. El Análisis Vibracional (VA) se emplea inclusive para monitorear la estructura metálica, [8] y [28]. Las señales de vibración que se recolectan con diferentes tipos de sensores (transductores de posición, sensores de velocidad y acelerómetros que se usan para niveles de frecuencia bajos, medios y altos, respectivamente), montados rígidamente en el equipo, se tratan y filtran utilizando varios modelos matemáticos diseñados para separar los anchos de banda en cada uno de los cuales se pueden identificar irregularidades que, de acuerdo con las bases de datos creadas con numerosos estudios previos, corresponden a fallos específicas de la turbina eólica, [29].

En [30] y [31], se realiza un estudio detallado sobre las diferentes técnicas utilizadas en el análisis de vibraciones para determinar los tipos y causas de fallos en los rodamientos. En [32], se ofrece un estudio amplio sobre métodos de diagnóstico mediante la señal de vibración, según la eficiencia de los volúmenes de información requeridos, el tiempo implícito, software y hardware utilizados. El autor indica que la técnica más eficiente es el análisis espectral de la envolvente de la señal. De acuerdo con [33] y [34], el análisis de las señales de vibración no solo se usa para la detección de fallos mecánicos sino también de fallos eléctricos. Técnicas tales como Short-time Fourier transform (STFT) y el nivel de energía total de la señal, son técnicas que han ofrecido ventajas significativas para la detección y diagnóstico temprano de anomalías tales como desbalance de fases, barras rotas y excentricidad estática y dinámica del rotor.

Además de las técnicas de análisis clásico basadas en el estudio del espectro de la señal, principalmente en el dominio tiempo-frecuencia, en la actualidad, el mantenimiento predictivo de las turbinas eólicas se basa en el monitoreo online en tiempo real, diseño de las estrategias de mantenimiento, detección, diagnóstico y predicción de fallos, utilizando técnicas de Soft Computing (SC). El SC incluye varias técnicas de Inteligencia Artificial (AI) tales como: lógica difusa, Redes neuronales artificiales (ANN) y sistemas híbridos tales como Terology Integrated Modular System (SMIT) y Intelligent System for Predictive Maintenance (SIMAP). SIMAP utiliza ANN, lógica difusa y algoritmos genéticos, SMIT emplea Support Vector Regression (SVR), Autoregressive Moving Average (ARMA)

y Autoregressive Integrated Moving Average (ARIMA). Además de tolerar la incertidumbre, imprecisión o información incompleta, estos modelos son relativamente sencillos, robustos y de bajo costo, [29][35-39]. La Tabla 2, presenta un resumen del escenario descrito, aplicado al motor de inducción.

### 3.2. PROVEEDORES DE CMS Y MANTENIMIENTO

La compra de una turbina eólica incluye piezas de repuesto y servicio de mantenimiento correctivo de 2 a 5 años. Después de este tiempo, los propietarios del parque eólico pueden suscribir con el fabricante o con empresas dedicadas al mantenimiento, un contrato de servicio que puede tener dos modalidades. El primero es un pago global por la duración del contrato a cambio de la totalidad de los servicios de mantenimiento, y la segunda alternativa implica el pago puntual de acuerdo con el fallo presentado. El contrato también puede incluir penalizaciones y bonificaciones dependiendo de la disponibilidad del parque eólico, [17]. Existen instituciones que se centran exclusivamente en trabajos de mantenimiento y otras en la provisión de partes hidráulicas, mecánicas, electrónicas, eléctricas, sensores y sistemas completos de CMS que incluye hardware y software. No se descarta la oferta y el uso de drones, robots y aplicaciones para teléfonos inteligentes, [8] y [14]. En [7] y [19] se ofrece una excelente colección de compañías que ofertan sistemas completos de CMS (generalmente compatibles con SCADA) para diferentes componentes de turbinas eólicas.

Según [39], los 33.540 dólares promedio que podría costar un CMS, resultarían muy económicos comparados con los de una multiplicadora, generador eléctrico, palas o transformador de potencia, los cuales podrían alcanzar un valor de 388.500, 194.250, 129.500 y 259.000 dólares, respectivamente. Sin embargo, aunque los diseñadores de estos sistemas los promocionan como producto de pequeño tamaño, bajo costo, fácil instalación y aplicación, servicio al cliente, reducción significativa de recursos, flexibilidad para adaptarse a las condiciones de funcionamiento, comunicación mediante protocolo TCP/IP y cumplimiento estricto de las regulaciones, se deben considerar aspectos como las especificaciones técnicas, modelo y fabricante, ya que esto influirá en la confiabilidad del CMS elegido.

### 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las turbinas eólicas son equipos altamente sofisticados, que demandan la aplicación de varias áreas de la ciencia e ingeniería. Aunque la inversión requerida para iniciar un proyecto de energía eólica es relativamente alta, sin embargo, una vez que se financian los costos de estudio de factibilidad, diseño, adquisición de aerogeneradores, montaje y puesta en marcha, no es necesario invertir en combustible porque los únicos costos incurridos durante su vida útil son los costos de O&M. Minimizar este componente del costo de la energía producida es crítico para la viabilidad del proyecto. Un programa de mantenimiento adecuado aumentará la vida útil, reducirá la pérdida de generación debido a tiempos improductivos, minimizará los costos en repuestos, lo que se traducirá en un aumento de confiabilidad, disponibilidad, competitividad y rentabilidad financiera.

Los lugares remotos donde se instalan los parques eólicos, la altura a la que trabajan, las condiciones climáticas variables y muchas veces adversas, distinguen a la industria eólica. Estas características ameritan que las tácticas preferidas por las diferentes estrategias de mantenimiento de turbinas eólicas se basen en el CMS online y offline junto con el uso de software tales como SCA-

DA. Determinar el momento correcto y el intervalo óptimo entre mantenimiento, así como gestionar de manera eficiente la cadena de suministro, maximizará la confiabilidad y la disponibilidad general de las instalaciones. Las tácticas de mantenimiento, tal como aquellas basadas en el CMS, evolucionan constantemente, dando lugar a nuevas investigaciones. Sin embargo, la información relacionada con la industria eólica se caracteriza por ser restringida y no estandarizada, lo que dificulta la investigación. La cooperación entre la industria privada, los gobiernos y las universidades debe reforzarse con el objetivo de ejecutar proyectos que tiendan a:

- Facilitar el acceso a base de datos sobre la operación de las turbinas eólicas.
- Desarrollar investigaciones sobre nuevas estrategias de mantenimiento aplicables a diferentes tipos de turbinas y condiciones de operación.
- La eliminación de la multiplicadora puede constituirse en una oportunidad de nuevas investigaciones sobre metodologías para detectar y diagnosticar los fallos de los generadores eólicos tipo direct train.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] GWEC. Global wind statistics 2016. Brussels. Available from: [http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC\\_PRstats2016\\_EN\\_WEB.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2016_EN_WEB.pdf); 2017 [accessed 11.06.17].
- [2] IRENA. Renewable power generation costs in 2012: an overview. Available from: [https://costing.irena.org/media/2769/Overview\\_Renewable-Power-Generation-Costs-in-2012.pdf](https://costing.irena.org/media/2769/Overview_Renewable-Power-Generation-Costs-in-2012.pdf); 2013 [accessed 12.12.16].
- [3] IRENA. Rethinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation. Available from: [http://www.irena.org/documentdownloads/publications/IRENA\\_rethinking\\_energy\\_2017.pdf](http://www.irena.org/documentdownloads/publications/IRENA_rethinking_energy_2017.pdf); 2017 [accessed 22.01.17].
- [4] Olivier J, Muntean M, Peters J. Trends in global CO2 emissions: 2015 report. The Hague: PBL Netherlands Environmental Agency, 2015. 78 p. Available from: <http://edgar.jrc.ec.europa.eu> [accessed 11.06.17].
- [5] Lina B, Peter W. Wind turbine operation and maintenance. Available from: [http://elforsk.se/Rapporter/?download=report&rid=12\\_41](http://elforsk.se/Rapporter/?download=report&rid=12_41); 2012 [accessed 06.11.16].
- [6] Poore R, Lettenmaier T. Alternative design study report: windPACT advanced wind turbine drive train designs study. Colorado, USA: National Renewable Energy Laboratory, 2002. Contract No. DE-AC36-99-GO10337. Available from: [www.nrel.gov/docs/fy03osti/33196.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy03osti/33196.pdf); 2002 [accessed 07.01.17].
- [7] Coronado D, Fischer K. Condition monitoring of wind turbines: state of the art, user experience and recommendations. Kassel: Fraunhofer Institute For Wind Energy and Energy System Technology. Project number: VGVb-Nr.383. Available from: [https://www.vgb.org/vgbmultimedia/383\\_Final+report-p-9786.pdf](https://www.vgb.org/vgbmultimedia/383_Final+report-p-9786.pdf); 2015 [accessed 13.01.17].
- [8] Ribrant J. Reliability performance and maintenance - a survey of failures in wind power systems. Master Thesis. Stockholm, Sweden: KTH University, 2006. Available from: <https://es.scribd.com/document/119723351/reliability-performance-and-maintenance>; [accessed 07.01.17].
- [9] Andrawus J. Maintenance optimisation for wind turbines. PhD Thesis. Aberdeen, Scotland, United Kingdom: School of Engineering, Robert Gordon University, 2008. Available from: <https://openair.rgu.ac.uk/bitstream/handle/10059/268/AndrawusThesis.pdf>; [accessed 10.01.17].
- [10] Lin Y, Tu L, Liu H. "Fault analysis of wind turbines in China." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016. Vol.55, p.482-490.
- [11] Coultate J. Understanding costs for large wind-turbine drivetrains. *Wind power engineering development*. Available from: <http://www.windpowerengineering.com/design/mechanical/understanding-costs-for-large-wind-turbine-drivetrains/>; 2017 [accessed 03.02.17].
- [12] IRENA. Renewable energy technologies: cost analysis series. Available from: [http://www.irena.org/documentdownloads/publications/overview\\_renewable\\_power\\_generation\\_costs\\_in\\_2012.pdf](http://www.irena.org/documentdownloads/publications/overview_renewable_power_generation_costs_in_2012.pdf); 2012 [accessed 25.09.17].
- [13] Costa A. Investigación de nuevas técnicas de mantenimiento de parques eólicos. Ph.D. dissertation. Coruña, España: Department of Marine Power and Propulsion, University of Coruña, 2012. Available from: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=38169>; [accessed 04.02.17].
- [14] Walford C. Wind turbine reliability: understanding and minimizing wind turbine operation and maintenance costs. Sandia National Laboratories, Albuquerque, USA. Available from: [prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2006/061100.pdf](http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2006/061100.pdf); 2006 [accessed 08.01.17].
- [15] Wu B, Lang Y, Zargari N, et al. Power conversion and control of wind energy systems. 1st edition. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, 2011. 480 p. ISBN: 978-0-470-59365-3
- [16] Pérez J, Faulin J. Optimización del mantenimiento preventivo de un aerogenerador mediante el diseño de tareas de su fuerza de trabajo. Navarra, España: Escuela de Ingenieros Industriales, University of Navarra. Available from: <http://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/13183/629187.pdf?sequence=1>; 2014 [accessed 22.06.17].
- [17] Byon E, Ntamo L, Ding Y. "Optimal maintenance strategies for wind turbine systems under stochastic weather conditions". *IEEE Transactions on Reliability* 2010. Vol.59, no. 2, p.393-404
- [18] Byon E, Ding Y. "Season-dependent condition-based maintenance for a wind turbine using a partially observed Markov decision process". *IEEE Trans Power Syst* 2010. Vol.25, no. 4, p.1823-1834
- [19] Crabtree J, Feng Y, Tavner J. Detecting incipient wind turbine gearbox failure: a signal analysis method for on-line condition monitoring. In *European Wind Energy Conference (EWEC)*, Warsaw, Poland, 20-23 April 2010. Available from: [https://community.dur.ac.uk/super-gen-wind/docs/publications/Crabtree,Feng,Tavner\\_Gearboxfailure,EWEC2010.pdf](https://community.dur.ac.uk/super-gen-wind/docs/publications/Crabtree,Feng,Tavner_Gearboxfailure,EWEC2010.pdf); 2010 [accessed 28.01.17].
- [20] Tchakoua P, Wamkeue R, Ouhrouché M, et al. "Wind turbine condition monitoring: State-of-the-art review, new trends, and future challenges". *Energies* 2014. Vol.7, no. 4, p.2595-2690. Available from: <http://www.mdpi.com/1996-1073/7/4/2595> [accessed 19.06.17]
- [21] Zaher A, McArthur SDJ, Infield DG, et al. "Online wind turbine fault detection through automated SCADA data analysis". *Wind Energy* 2009. Vol.12, no. 6, p.574-593
- [22] Kusiak A, Verma A. "Analyzing bearing faults in wind turbines: a data-mining approach". *Renew Energy* 2012. Vol.48, no. Supplement C, p.110-116
- [23] Astolfi D, Castellani F, Terzi L. "Fault prevention and diagnosis through SCADA temperature data analysis of an onshore wind farm". *Diagnostyka* 2014. Vol.15, no.2, p.71-78
- [24] Herbert GMJ, Iniyar S, Goic R. "Performance, reliability and failure analysis of wind farm in a developing Country". *Renew Energy* 2010. Vol.35, no. 12, p.2739-2751
- [25] Igba J, Alemzadeh K, Durugbo C, et al. "Performance assessment of wind turbine gearboxes using in-service data: Current approaches and future trends". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015. Vol.50, no. Supplement C, p.144-159
- [26] Carlsson F, Eriksson E, Dahlbert M. Damage preventing measures for wind turbines, Phase1-Reliability data. Vindforsk III: Elforsk: Stockholm, Sweden. Available from: [file:///C:/users/ing/downloads/10\\_68\\_rapport\\_screen%20\(1\).pdf](file:///C:/users/ing/downloads/10_68_rapport_screen%20(1).pdf); 2010 [accessed 06.09.17].
- [27] El Bouchikhi EH, Choqueuse V, Benbouzid MEH. "Current frequency spectral subtraction and its contribution to induction machines' bearings condition monitoring". *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2013. Vol.28, no. 1, p.135-144
- [28] U.S. Department of Energy. Wind power, today and tomorrow. Available from: <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34915.pdf>; 2004 [accessed 02.01.17].
- [29] Merizalde Y, Hernández-Callejo L, Duque-Pérez O. "State of the art and trends in the monitoring, detection and diagnosis of failures in electric induction motors". *Energies* 2017. Vol.10, no. 7, p.1056 Available from: <http://www.mdpi.com/1996-1073/10/7/1056/pdf>.
- [30] McNerny SA, Dai Y. "Basic vibration signal processing for bearing fault detection". *IEEE Transactions on Education* 2003. Vol.46, no. 1, p.149-156
- [31] Hwang DH, Youn YW, Sun JH, et al. "Support vector machine based bearing fault diagnosis for induction motors using vibration signals". *Journal of Electrical Engineering & Technology*.2015. Vol.10, no. 4, p.1558-1565
- [32] Batista FB, Filho PCML, Pederiva R, et al. "An empirical demodulation for electrical fault detection in induction motors". *IEEE Trans Instrum Meas*.2016. Vol.65, no. 3, p.559-569
- [33] Shnibha R, Albarbar A, Abouhnik A, et al. "A more reliable method for monitoring the condition of three-phase induction motors based on their vibrations". *ISRN Mechanical Engineering* 2012. Vol.2012, p.230-314
- [34] Filho PCML, Brito JN, Silva VAD, et al. "Detection of electrical faults in induction motors using vibration analysis". *Journal of Quality in Maintenance Engineering* 2013. Vol.19, no. 4, p.364-380
- [35] Chirib u O, Ciupan C. "Maintenance service of the dynamic machinery using vibration analysis". *Acta Technica Napocensis* 2012. Vol.55, no. 1, p.147-154 Available from: <file:///c:/users/ing/downloads/121-219-1-SM.pdf> [accessed 22.06.17].
- [36] Alysouf I, Alzghoul A. Soft computing applications in wind power systems: a review and analysis. *Eur offshore wind 2009 Conference Exhibit, 1-8 September; 2009*. Available from: [https://www.researchgate.net/publication/228381982.Soft\\_computing\\_applications\\_in\\_wind\\_power\\_systems\\_a\\_review\\_and\\_analysis](https://www.researchgate.net/publication/228381982.Soft_computing_applications_in_wind_power_systems_a_review_and_analysis); 2009 [accessed 20.5.17].
- [37] Jayaswal P, Verma SN, Wadhvani AK. "Application of ANN, fuzzy logic and wavelet transform in machine fault diagnosis using vibration signal analysis". *Journal of Quality in Maintenance Engineering* 2010. Vol.16, no. 2, p.190-213
- [38] Alarcón VC, Guasp MR. Aportación al mantenimiento predictivo de motores de inducción mediante modernas técnicas de análisis de la señal. Ph.D. Thesis. Valencia Spain: Institute of Energy Engineering, Universitat Politècnica de València, 2012.
- [39] Nilsson J, Bertling L. "Maintenance management of wind power systems using condition monitoring systems—life cycle cost analysis for two case studies". *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2007. Vol.22, no. 1, p.223-229.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su gratitud a la Universidad de Valladolid y Universidad de Guayaquil por la ayuda para desarrollar el presente trabajo.