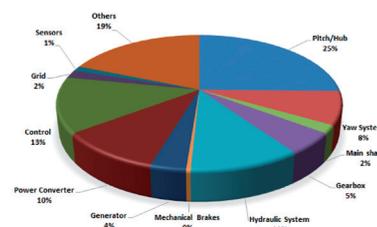


Análisis comparativo entre aerogeneradores con generador de inducción asíncrono y control de potencia de paso fijo y aerogeneradores con generador sincrónico y control de potencia de paso variable



Comparative analysis of faults from stall controlled wind turbines with asynchronous generators and pitch controlled wind turbines with synchronous generators



Yuri Merizalde¹, Luis Hernández-Callejo², Javier Gracia Bernal³, Oscar Duque-Perez⁴, Luis-Miguel Bonilla², Ángel Zorita-Lamadrid⁴ y Daniel Morinigo-Sotelo⁴

¹ Universidad de Guayaquil. Facultad de Ingeniería Química. Av. Delta entre Av. Kennedy, Guayaquil, Ecuador, Av. Kennedy, Guayaquil (Ecuador).

² Universidad de Valencia. Dpto. de Ingeniería Agrónoma y Forestal. Campus Universitario Duques de Soria - 42004 Soria (España)

³ Compañía Eólica de Tierras Altas S.A (CETASA), Calle Diputación, 1- 42002 Soria (España).

⁴ Universidad de Valladolid (UVA). Dpto de Ingeniería Eléctrica. Ell. Paseo del Cauce, 59 - 47011 Valladolid (España).

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/8741> | Recibido: 08/02/2018 • Inicio Evaluación: 14/02/2018 • Aceptado: 04/04/2018

ABSTRACT

• A large number of wind turbines from different manufacturers have been installed worldwide. They have different operating principles and are designed according to the climatic conditions of the installation site. The objective of this study is to perform a comparative analysis of the behavior of the different types of internal and external failures, their frequency and their duration for different types of wind turbines. To accomplish this, data collected directly from the Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system is used to monitor two wind farms installed in Soria (Spain). The study reveals the typical faults of each type of wind turbine. Wind turbines with synchronous generator and pitch control experience more types of faults; however, the frequency and duration of faults are greater in wind turbines with stall control and asynchronous generators.

• **Keywords:** Wind turbine, stall control, pitch control, synchronous and asynchronous generators, failures type, downtime.

RESUMEN

La gran cantidad de turbinas eólicas instaladas a nivel mundial provienen de diferentes fabricantes, se diseñan de acuerdo las condiciones climáticas del lugar de emplazamiento y tienen diferentes principios de funcionamiento. El objetivo del presente estudio es realizar un análisis comparativo de los fallos internos y externos, su frecuencia y tiempo de duración entre las turbinas eólicas que utilizan generador de inducción asíncrono y control de potencia mediante palas de paso fijo y las turbinas eólicas con generador sincrónico y control de potencia con palas de paso variable. Para esto se utilizan los datos recogidos directamente del sistema SCADA mediante los cuales se supervisan y controlan dos parques eólicos instalados en la ciudad de Soria (España). El estudio revela la frecuencia y duración de los fallos típicos para cada tipo de turbina eólica. Aunque las turbinas eólicas que utilizan generador sincrónico y

control de potencia mediante palas de paso variable experimentan mayor tipo de fallos, sin embargo, la frecuencia y duración de estos son mayores en las turbinas eólicas con generador de inducción y control de potencia mediante palas de paso fijo.

Palabras clave: Aerogenerador, control de potencia fijo y variable, generador eléctrico sincrónico y asíncrono, tipos de fallos, duración de fallos.

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la industria de la energía eólica se ha caracterizado por un aumento constante en la potencia instalada por año, potencia instalada total, potencia de las turbinas, empresas dedicadas a la fabricación de turbinas eólicas, parques eólicos y empresas que prestan diferentes tipos de servicios. Simultáneamente, la tendencia ha sido hacia turbinas eólicas de bajo costo y mayor potencia, [1-3]. Una de las variables más importantes en la industria de la energía eólica, es Operación y Mantenimiento (O&M), ya que esta magnitud impactará significativamente en el costo de cada kWh generado y por lo tanto en la rentabilidad y sostenibilidad de un parque eólico, [4] y [5].

Los propietarios de parques eólicos generalmente contratan a empresas externas de O&M para realizar los trabajos de mantenimiento de forma permanente, [6]. Sin embargo, la administración está a cargo de la compañía propietaria del parque eólico. Las reparaciones mayores generalmente se realizan durante el verano ya que durante el invierno serían muy difíciles debido a las duras condiciones climáticas. La supervisión y el control generalmente se realizan utilizando los sistemas Condition Monitoring Systems (CMS) y Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA), [5]. Estos sistemas registran la información obtenida de los sensores de la turbina eólica a diferentes intervalos de tiempo (cada diez minutos o segundos) y además permiten la descarga de los registros de diferentes maneras (mensual, anual, por fecha de inicio y finalización del evento, por parque eólico o por turbina eólica). Ver Tabla 1.

Unit	Serial no.	Code	Description	Detected	Reset/Run	Duration	Event type
T1	64574	49	Vector surge	06/12/2013 6:57	06/12/2013 7:07	0:10:01	Alarm log (S)
T1	64574	0	Turbine OK	06/12/2013 7:07	06/12/2013 7:07	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	63	High frequency L1	11/12/2013 9:39	11/12/2013 9:49	0:10:00	Alarm log (S)
T1	64574	0	Turbine OK	11/12/2013 9:49	11/12/2013 9:49	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	604	Remote stop	11/12/2013 14:08	11/12/2013 14:09	0:00:59	Alarm log (S)
T1	64574	605	Remote start	11/12/2013 14:09	11/12/2013 14:09	0:00:00	Warning log (W)
T1	64574	0	Turbine OK	11/12/2013 14:09	11/12/2013 14:09	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	226	10 min wind speed high	24/12/2013 10:48	24/12/2013 11:09	0:20:39	Alarm log (S)
T1	64574	0	Turbine OK	24/12/2013 11:09	24/12/2013 11:09	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	226	10 min wind speed high	24/12/2013 11:20	24/12/2013 21:47	10:26:22	Alarm log (S)
T1	64574	228	1 min wind speed high	24/12/2013 11:27	24/12/2013 21:49	10:22:13	Alarm log (A)
T1	64574	230	1 sec wind speed high	24/12/2013 12:57	24/12/2013 21:49	8:52:30	Alarm log (A)
T1	64574	998	Max stop time	24/12/2013 17:20	24/12/2013 21:49	4:29:00	Warning log (W)
T1	64574	0	Turbine OK	24/12/2013 21:49	24/12/2013 21:49	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	321	Pump time shaft brake too long	24/12/2013 21:49	24/12/2013 22:24	0:34:35	Alarm log (S)
T1	64574	0	Turbine OK	24/12/2013 22:24	24/12/2013 22:24	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	0	Turbine OK	24/12/2013 22:24	24/12/2013 22:24	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	605	Remote start	24/12/2013 22:24	24/12/2013 22:24	0:00:00	Warning log (W)
T1	64574	321	Pump time shaft brake too long	24/12/2013 22:25	24/12/2013 22:27	0:01:37	Alarm log (S)
T1	64574	0	Turbine OK	24/12/2013 22:27	24/12/2013 22:27	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	0	Turbine OK	24/12/2013 22:27	24/12/2013 22:27	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	605	Remote start	24/12/2013 22:27	24/12/2013 22:27	0:00:00	Warning log (W)
T1	64574	321	Pump time shaft brake too long	24/12/2013 22:28	25/12/2013 7:55	9:26:37	Alarm log (S)
T1	64574	998	Max stop time	25/12/2013 4:28	25/12/2013 7:55	3:26:37	Warning log (W)
T1	64574	0	Turbine OK	25/12/2013 7:55	25/12/2013 7:55	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	321	Pump time shaft brake too long	25/12/2013 7:56	25/12/2013 7:57	0:01:38	Alarm log (S)
T1	64574	0	Turbine OK	25/12/2013 7:57	25/12/2013 7:57	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	321	Pump time shaft brake too long	25/12/2013 7:59	25/12/2013 13:33	5:34:31	Alarm log (S)
T1	64574	0	Turbine OK	25/12/2013 13:33	25/12/2013 13:33	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	321	Pump time shaft brake too long	25/12/2013 13:37	26/12/2013 9:22	19:44:51	Alarm log (S)
T1	64574	998	Max stop time	25/12/2013 19:37	26/12/2013 9:22	13:44:51	Warning log (W)
T1	64574	0	Turbine OK	26/12/2013 9:22	26/12/2013 9:22	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	321	Pump time shaft brake too long	26/12/2013 9:23	26/12/2013 9:24	0:00:52	Alarm log (S)
T1	64574	0	Turbine OK	26/12/2013 9:24	26/12/2013 9:24	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	226	10 min wind speed high	27/12/2013 9:59	27/12/2013 10:18	0:18:49	Alarm log (S)
T1	64574	0	Turbine OK	27/12/2013 10:18	27/12/2013 10:18	0:00:00	Miscellaneous
T1	64574	226	10 min wind speed high	27/12/2013 11:27	27/12/2013 11:44	0:16:59	Alarm log (S)
T1	64574	0	Turbine OK	27/12/2013 11:44	27/12/2013 11:44	0:00:00	Miscellaneous
T10	64572	604	Remote stop	11/12/2013 14:08	11/12/2013 14:09	0:01:00	Alarm log (S)
T10	64572	605	Remote start	11/12/2013 14:09	11/12/2013 14:09	0:00:00	Warning log (W)
T10	64572	0	Turbine OK	11/12/2013 14:09	11/12/2013 14:09	0:00:00	Miscellaneous
T10	64572	63	High frequency L1	13/12/2013 6:05	13/12/2013 6:15	0:10:00	Alarm log (S)
T10	64572	0	Turbine OK	13/12/2013 6:15	13/12/2013 6:15	0:00:00	Miscellaneous
T10	64572	226	10 min wind speed high	18/12/2013 20:18	18/12/2013 22:32	2:13:49	Alarm log (S)

Tabla 1: Datos originales obtenidos del sistema SCADA de un parque eólico. El logo de la empresa de mantenimiento a sido omitido

Cada turbina eólica funciona de forma autónoma gracias a su propio sistema de control alimentado por sensores. El sistema de control ejecuta secuencias específicas relacionadas con arrancar o detener la turbina dependiendo de la magnitud de variables tales como: dirección y velocidad del viento, disponibilidad, potencia activa, potencia reactiva, diferencia angular máxima, mensajes de

error, tiempo en error, tiempo en alarma, mantenimiento, velocidad del eje y temperaturas del chopper DC, tiristores, generador eléctrico, multiplicadora, inversor, etc. Cuando una variable excede determinado umbral durante un intervalo de tiempo preestablecido, el generador se desconecta de la red eléctrica y el sistema de control de la turbina emite una alarma o mensaje de

error que se muestra en el sistema SCADA. La duración total de los mensajes de error es utilizada para calcular la disponibilidad del parque eólico y determinar posibles penalizaciones a la empresa de mantenimiento.

Existen varios estudios que muestran cómo la información obtenida a través del sistema SCADA se utiliza para desarrollar diferentes metodologías para mejorar la O&M de un parque eólico, [7–16]. Actualmente, el gran volumen de información obtenida del sistema SCADA se ha convertido en un recurso valioso para aplicando el concepto de big data [17], predecir los fallos, calcular el tiempo restante al fallo de los componentes, decidir si es más rentable aplicar mantenimiento para alargar la vida útil o reemplazar las turbinas eólicas.

Conocer las diferencias que existen en términos de operación, rendimiento, ventajas y desventajas entre aerogeneradores con diferentes tecnologías es fundamental al realizar un análisis costo-beneficio para elegir la turbina eólica apropiada de acuerdo con las condiciones geográficas y climáticas que prevalecen en el lugar de emplazamiento de un parque eólico. Sin embargo, el acceso, especialmente la información específica sobre fallos está limitado principalmente a los propietarios y compañías de O&M, por lo que hay poca información disponible sobre el tema. Por este motivo, el presente estudio trata de aprovechar el acceso permitido por el Director General de una empresa propietaria de cuatro parques eólicos para presentar un estudio con los siguientes objetivos:

- Realizar un análisis basado en datos originales obtenidos del sistema de control y monitoreo de un parque eólico, recopilados durante varios años de funcionamiento.
- Determinar los tipos de fallos específicos según el tipo de turbina eólica.
- Comparar el comportamiento de los fallos entre aerogeneradores con diferentes principios operativos .
- Determinar la frecuencia y duración de los fallos.
- Identificar las posibles ventajas y desventajas de seleccionar determinado tipo de aerogenerador de acuerdo con las condiciones del lugar de emplazamiento.

2. METODOLOGÍA

Soria es la capital de la provincia de Soria y parte de la comunidad autónoma de Castilla y León; su clima se caracteriza por tener abundantes recursos eólicos que han sido aprovechados por algunas compañías para instalar parques eólicos. Este estudio se realiza con los datos de una de estas empresas propietaria de 132 aerogeneradores, con una potencia total instalada de 100 MW. Los aerogeneradores se encuentran ubicados en la región de Tierras Altas, fueron instalados entre los años 2001 al 2004 y se distribuyen en cuatro parques eólicos con 33 aerogeneradores cada uno.

Dos de los parques eólicos tienen turbinas eólicas NEG Micon NM/900 con control de potencia mediante palas de paso fijo (stall-control) y generadores asíncronos, mientras que los otros dos parques cuentan con turbinas eólicas AE52 modelo 800 kW fabricadas por Made con control de potencia mediante palas de paso variable (*pitch-control*) y generadores sincrónicos. Para este estudio, se eligió un parque eólico para cada tipo de aerogenerador, denominándolos como turbina eólica 1 (WT1) del parque eólico 1 (WF1) y la turbina eólica 2 (WT2) del parque eólico 2 (WF2); ver la Tabla 2.

Para cumplir con los objetivos de este estudio, se procesaron los mensajes de error originales registrados y almacenados por cada uno de los sistemas SCADA de los parques eólicos seleccionados durante el período de 2012 a 2016 para WF1 y de 2013 a 2016 para WF2. Cada mensaje de error tiene una duración después del cual el Sistema se bloquea. Cuando esto sucede, hay un tiempo mínimo que debe transcurrir antes de que la unidad pueda reiniciarse automáticamente, bajo la condición de que se haya eliminado la causa del mensaje de error. Los sistemas SCADA pueden guardar la información en formatos como Excel (ver Fig. 1), donde se pueden organizar y procesar. La gran cantidad de datos analizados de varios años aumenta la confiabilidad de los resultados.

Para evaluar el comportamiento de las variables, se utilizan gráficos de control, mientras que el concepto de disponibilidad se utiliza para medir el efecto de la duración de los fallos en el funcionamiento del parque eólico. Las muestras utilizadas para generar los gráficos de control son la frecuencia de ocurrencia de un

	WT1	WT2
Fabricante	NEG Micon	Made
Modelo	NM52/900	AE-52/800
Diámetro	52.2 m	52
Número de palas	3	3
Regulación de potencia	Stall control	Pitch control
Potencia	900 KW	800 KW
Multiplicadora	Planetary - parallel axle Gear Type Ratio 1:67.5 Main shaft: Forged shaft and flange Main bearing: Spherical roller Cooling Heat: exchanger with pump	Planetary - parallel axle Gear Type Ratio 1:58.34
Generador Eléctrico	Asíncrono 4/6 polos Velocidad fija 2 bobinados 23 rpm/15 rpm 900 kW/200 kW 690 V/50 Hz Enfriado por líquido	Sincrónico 4 polos Velocidad variable 12,8 a 25,71 rpm 800 kW 1000 V/50 Hz
Acoplamiento a la red	Soft by thyristors	Through Converter (diode rectifier, lift chopper, IGCT 'S inverter)

Tabla 2: Datos técnicos de las turbinas eólicas (WT1 and WT2)

mensaje de error y su duración para los doce meses del año 2015, que es tomado como ejemplo. Más específicamente, la cantidad de muestras para cada aerogenerador es 12, y en consecuencia se usa una tabla X-S, [18] y [19]. Una vez que los datos se organizan en Excel, se exportan al software Minitab para obtener los gráficos de control.

Para medir el impacto de los errores en la disponibilidad de parques eólicos [20], se aplican las fórmulas (1) y (2) en función del tiempo, [21]. Se asume que una turbina eólica está disponible las 24 horas del día durante los 365 días del año. Este tiempo se multiplica por el número total de aerogeneradores. El porcentaje (%) de disponibilidad técnica es el porcentaje del tiempo total durante el cual la turbina eólica está libre de fallas y, por lo tanto, podría funcionar, a menos que exista alguna restricción, como la velocidad del viento. El porcentaje de inactividad anual total es una medida del tiempo de inactividad del parque eólico, ya sea por año o período de análisis.

$$\% \text{ Disponibilidad técnica} = \frac{\text{Tiempo total} - \text{downtime}}{\text{Tiempo total}} \times 100 \quad (1)$$

$$\% \text{ Total de downtime} = \frac{\text{Downtime}}{\text{Tiempo total}} \times 100 \quad (2)$$

Un fallo puede tener diferentes causas. Debido a que el estudio se basa exclusivamente en datos tomados del sistema SCADA, la clasificación de los fallos según el componente, se realiza acorde el manual de operación del aerogenerador. Para el análisis, se excluyen los mensajes de error que no dependen del aerogenerador tales como: alta velocidad del viento, apagado general realizado manualmente cuando se realiza tareas de mantenimiento, paradas manuales de emergencia, llaves de servicio activas, arranques y paradas remotas.

3. RESULTADOS ESTADÍSTICOS

El sistema SCADA registra variables tales como: velocidad y dirección del viento, energía consumida, energía producida, energía reactiva, potencia, vibración, corriente, voltaje, temperatura

ambiental y de cada una de las partes del aerogenerador, ect. Es posible obtener informes individuales para cada variable o un registro general de todos los errores ocurridos durante un intervalo de tiempo seleccionado (día, mes, año). Ver Tabla 1. Considerando el gran número de variables y datos disponibles, se podría realizar

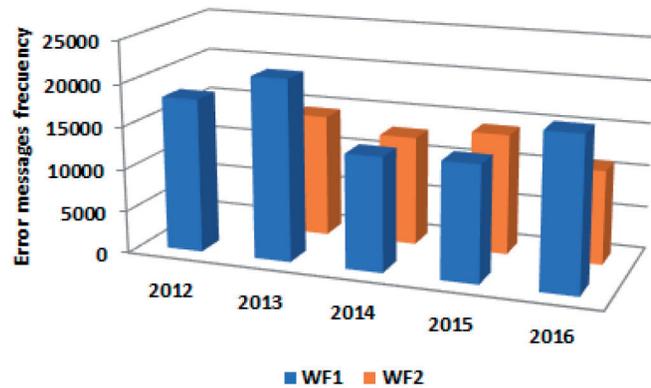


Fig. 1: Frecuencia de los mensajes de error

un análisis estadístico muy extenso, sin embargo, de acuerdo con los objetivos mencionados anteriormente, este estudio se limita a la frecuencia y duración de los fallos de acuerdo con las partes de las turbinas eólicas estudiadas, como se detalla a continuación.

El tipo de mensajes de error (alta tensión, baja tensión, temperatura de los diodos, temperatura de la multiplicadora, velocidad excesiva, vientos fuertes, etc.) de los parques eólicos permanecen casi constantes en el tiempo, aunque WF2 siempre tiene un 13% más de estos tipos de errores que WF1. La misma uniformidad se observa en la frecuencia de ocurrencia de los mensajes de error, sin embargo, WF1 es el parque eólico con los porcentajes más altos (ver Fig. 1). Esta diferencia se vuelve mucho más notable en la duración de los mensajes de error.

Según los manuales, WT1 y WT2 podrían emitir 999 y 172 tipos de mensajes de alarma y errores, respectivamente. En este estudio, se registraron 108 tipos de errores para WT1 y 123 para WT2 (ver Fig. 2 y 3).

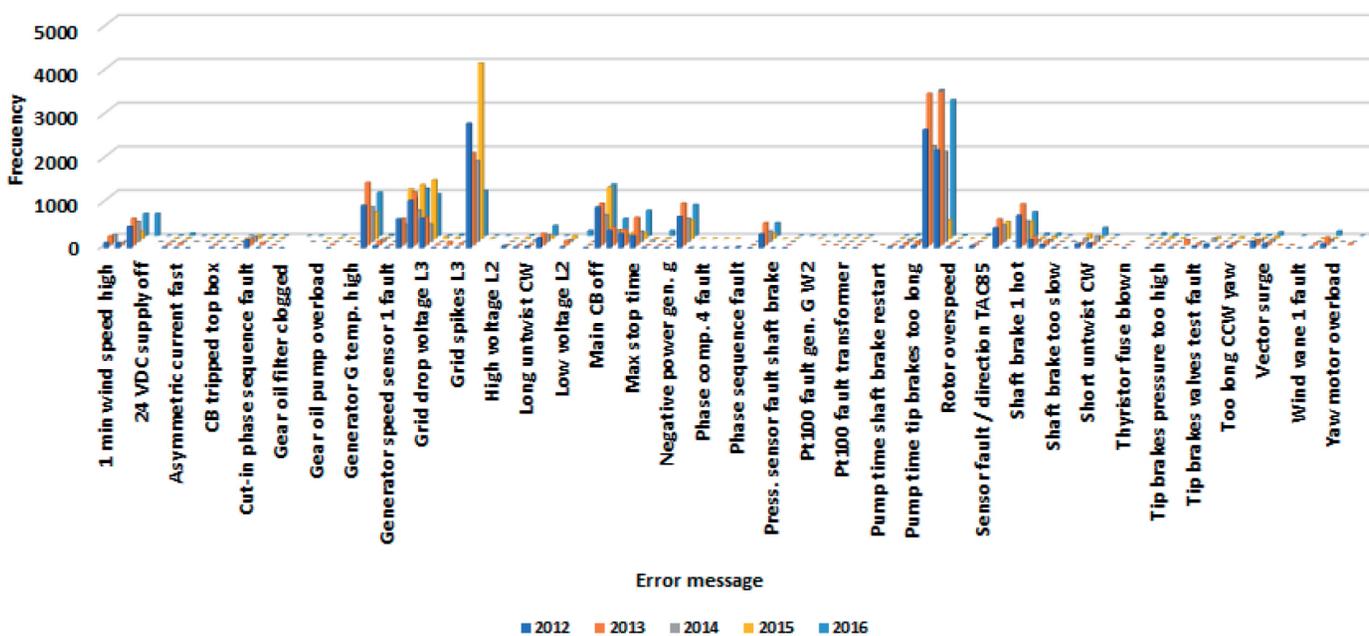


Figura 2: Frecuencia de mensajes de error según tipo de fallo, WF1

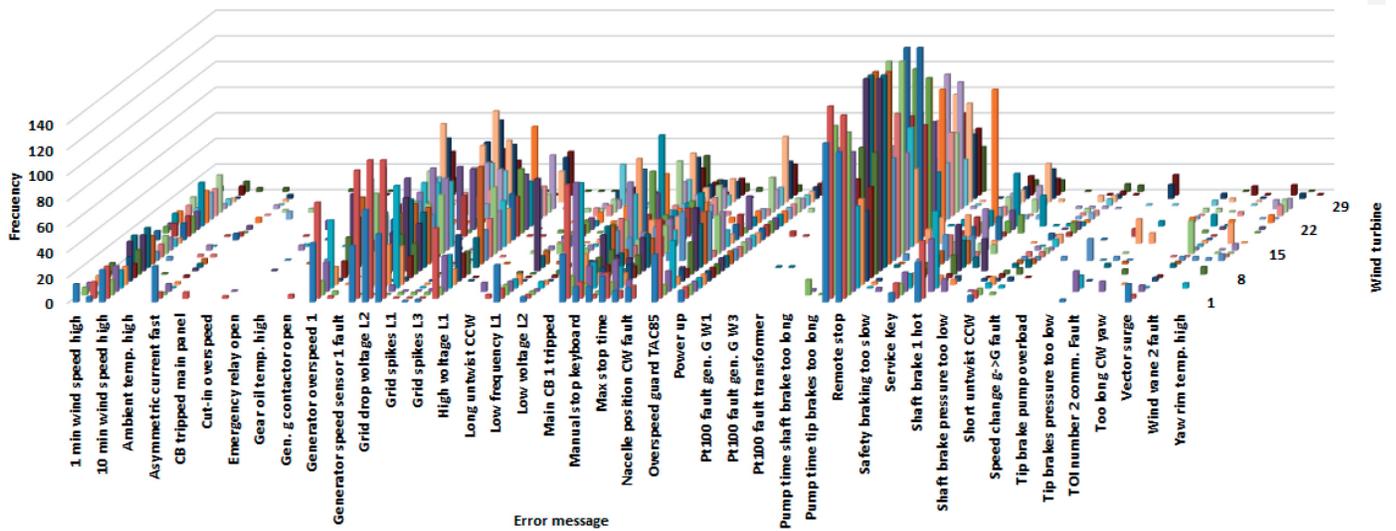


Figura 3: Frecuencia de mensajes de error para cada turbina según tipo de fallo, WF1. (2016)

Las Figuras 2 y 3 muestran que tanto a nivel individual (turbina eólica) como grupal (parque eólico), hay algunos fallos que ocurren con mayor frecuencia que otras. Para WT1, la mayor cantidad de fallos se originaron durante el acoplamiento a la red eléctrica, destacándose la velocidad excesiva del eje y el frenado. Para WT2, la frecuencia de fallos es menor y se distribuyen de manera más uniforme entre las diferentes partes de la turbina eólica. En WT2, de los mensajes registrados entre 2013 y 2016, el 20% de ellos representaba el 87% del tiempo total de mensaje de error (ver Fig. 4). Lo mismo es cierto con la frecuencia de ocurrencia, aunque en algunos casos, la causa de los mensajes de error con mayor duración no es necesariamente la causa con mayor frecuencia y viceversa.

Entre el 2012 y el 2016, el 20% de las 108 causas de mensajes de error en WF1 representaron el 91% del tiempo total de mensajes de error. Lo mismo ocurre con la frecuencia de ocurrencia, aunque nuevamente, en algunos casos, la causa que genera el tiempo de mensaje de error de mayor duración no es necesariamente el de mayor frecuencia y viceversa. En este parque eólico, además de tener aproximadamente un 17% menos de tipos de mensajes de error, se puede ver una relación mucho más directa entre la frecuencia de ocurrencia y la duración de los mensajes.

En WF2, sin considerar los mensajes de error debido al apagado manual para mantenimiento o vientos fuertes, el 24% de los tipos

de fallos representa el 81% de la frecuencia y el 79% del tiempo de error. Del mismo modo, para WF1, 20% de los tipos de fallos representa el 64% de la frecuencia y el 91% del tiempo de error. Observe que para WF1, la mayoría de los mensajes de error están relacionados con el funcionamiento del generador de inducción y el control de potencia de la turbina eólica con palas de paso fijo (ver Fig. 5), a diferencia de WF2, donde los mensajes de error se distribuyen de manera más uniforme entre diferentes partes de la turbina eólica.

En WT2, los principales fallos ocurren en el generador eléctrico, convertidor de potencia, pitch y hub (ver Fig. 6). En WT1, las partes que más contribuyen a la frecuencia de fallos son el sistema eléctrico, sistema de control, generador eléctrico y su acoplamiento a la red (ver Fig. 7).

En WF1, el porcentaje de tiempo de inactividad muestra una gran variabilidad, oscilando entre 5 y 23,3%. Para WF2, el rango de variación es mucho más pequeño y oscila entre 4,8 y 7,8%. De acuerdo con esto, los valores de producción de energía y los ingresos de su venta son más altos en WF2. A modo de resumen, los valores promedio de las variables analizadas se muestran en la Tabla 3. La diferencia entre ambas tecnologías es notoria.

4. DISCUSIÓN

El análisis de la duración total de los mensajes de error y sus frecuencias durante el período analizado para cada parque eólico, mediante las cartas de control, revela dos características principales sobre el comportamiento de los datos, [18] y [19]:

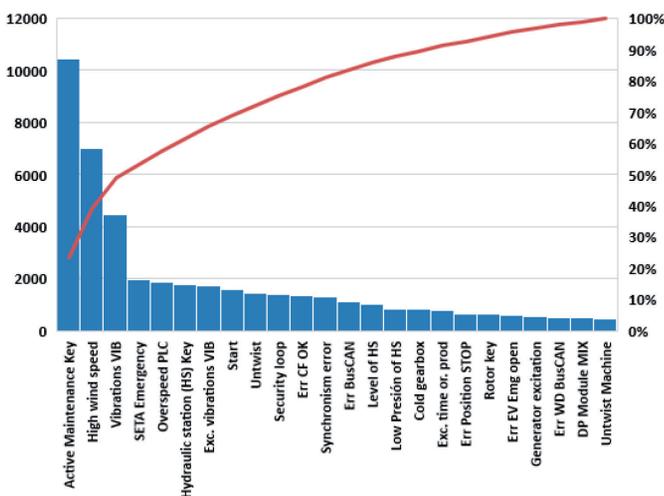


Fig. 4: Diagrama de Pareto para la frecuencia de los errores de WF2. (2013-2016)

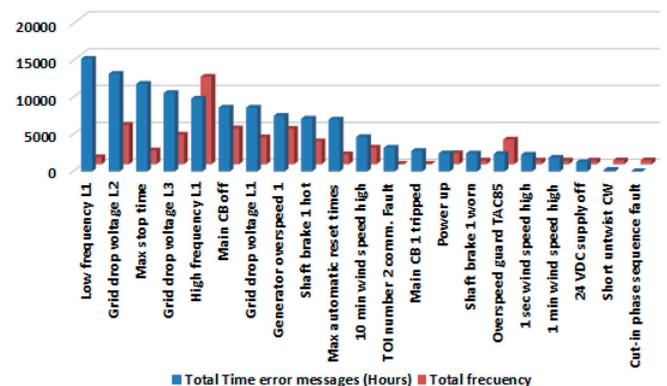


Fig. 5: Frecuencia y duración de los principales mensajes de error de WF1. (2012-2016)

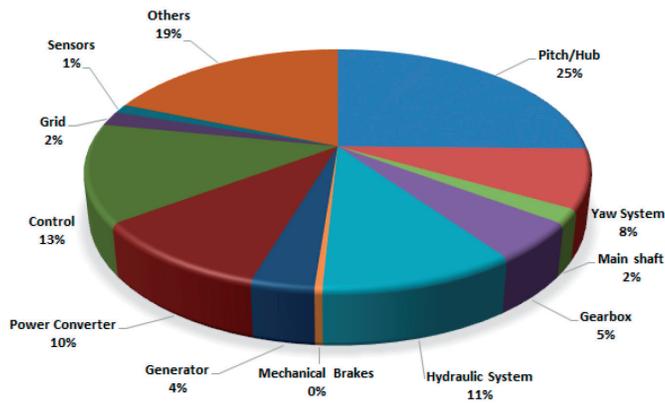


Fig. 6: Distribución de fallos según los componentes de WT2. (2013-2016)

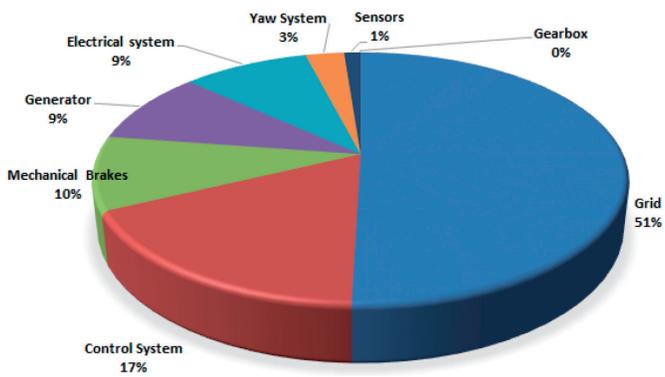


Fig. 7: Distribución de fallos según las partes de WT1. (2012-2016)

Variable	WF1	WF2
Cantidad de turbinas eólicas	33	33
Tipos de fallos	81	98
Duración de mensajes de error (horas)	40.529	17.958
Mensajes de error	16.528	13.091
Duración de fallos/WT (horas)	1.228	544
Frecuencia de fallos/WT	501	397
% Anual de tiempo de fallos	14	6
% Disponibilidad técnica	86	94
Producción de energía eléctrica (GW.h)	67.519.408	72.224.858
Facturación de energía (€)*	2.466.913	2.756.900

Tabla 3: Comparación general entre WF/WT1 and WF/WT2. Valores anuales promedio en el periodo 2013-2016.

* Valores anuales promedio en el periodo 2015-2016

control de la desviación estándar (S) se pueden apreciar varios puntos fuera del Lower Control Limit (LCL) and UCL, lo cual es propio de un proceso fuera de control y confirma la gran variabilidad entre turbinas eólicas. El mismo comportamiento se observa en la duración de los mensajes de error.

Según la Fig. 8, se puede ver que cuando el proceso está fuera de control, ya sea para la frecuencia o duración de los fallos, no corresponden a la misma turbina eólica; esto indica que las turbinas eólicas con más fallos no representan necesariamente la mayor cantidad de tiempo en el estado de fallo. Ambos parques eólicos muestran una gran uniformidad con respecto a los fallos (ver Fig. 2); sin embargo, existe una gran variabilidad entre los aerogeneradores (ver Fig. 3). La investigación sobre las causas que originan la gran cantidad de mensajes de error que caen fuera de los límites de un proceso bajo control está más allá del objetivo de este estudio.

Durante el periodo 2013-2016, las turbinas eólica con generador sincrónico y pitch-control (WF2 y WT2) registraron un 23% más de tipos de fallos; sin embargo, su frecuencia de ocurrencia fue un 21% menor y la duración total fue la mitad de la de las turbinas eólicas con generadores asíncronos jaula de ardilla y stall-control (WF1 y WT1). Las partes de WT1 son más robustas y sufren menos averías en comparación con WT2; sin embargo, la frecuencia y duración de los fallos es mayor.

El echo de que todas las turbinas eólicas de un mismo parque eólico presenten el mismo tipo de fallos (Fig. 3), hace pensar que este comportamiento se deba al tipo de turbina eólica. Además, la variabilidad entre las unidades sugiere que este comportamiento podría estar influenciado por su distribución dentro del parque eólico, lo que hace que cada aerogenerador reciba vientos con velocidades diferentes (ver Fig. 10). A pesar de que la disponibilidad del viento es

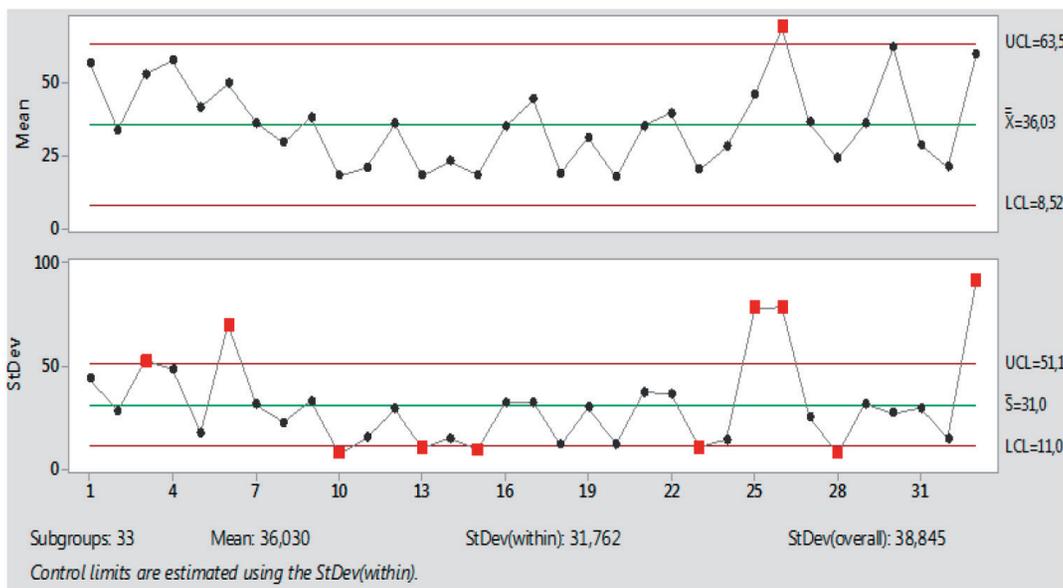


Fig. 8: Frecuencia de fallos de las turbinas eólicas de WF2. Cartas de control X-S

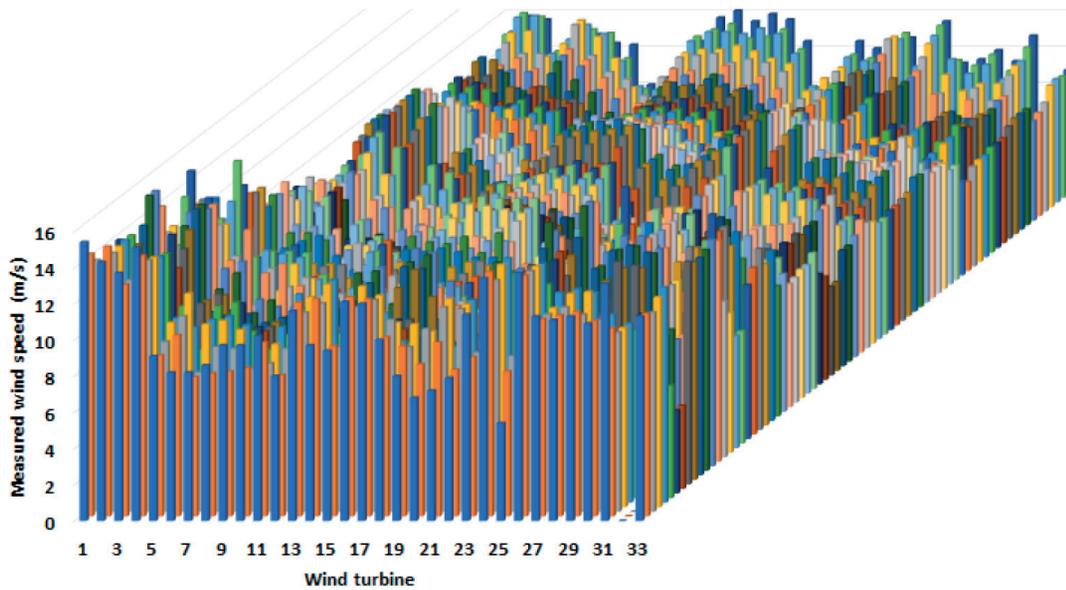


Fig. 9: Velocidad del viento medida por los sensores de cada turbina eólica de WF2. Datos diez minutos, durante un intervalo de 12 horas

una de las principales variables cuando se evalúa la viabilidad de un parque eólico, a veces una gran variabilidad en su velocidad, puede representar un problema. Para los parques eólicos ubicados en la provincia de Soria, los eventos de vientos fuertes están entre los más registrados por el sistema SCADA, especialmente en la temporada de invierno.

En lo que se refiere a la distribución de fallos entre los componentes de la turbina eólica, para WT2 el componente con mayor frecuencia de fallos es el pitch. Esto se explica por el hecho de que varios componentes del sistema de control de las palas constantemente soportan sobrecargas debido al control de potencia según la velocidad del viento, el generador sincrónico de rotor bobinado y el convertidor de potencia. El resto de fallos se distribuyen de manera uniforme entre las partes típicas de una turbina eólica de este tipo. Ver la Fig. 6.

El principio de funcionamiento de los generadores de inducción de jaula de ardilla hace que consuman una cantidad importante de potencia reactiva. La magnitud de este consumo variará mucho durante su operación, sin embargo, será mucho mayor durante los arranques y las fluctuaciones en la velocidad del viento. Ya que los bancos de condensadores no son capaces de compensar las fluctuaciones de la potencia reactiva, entonces el resultado son las caídas o huecos de tensión. Cuando baja el voltaje, se reduce el par resistente del generador y aumenta su velocidad. Si la velocidad del rotor excede ciertos límites, el generador eléctrico se desconecta de la red, pero cuando se vuelve a conectar, absorberá nuevamente una gran cantidad de energía reactiva, lo que provocará más caídas de voltaje. Este comportamiento cíclico expone la turbina eólica a muchas tensiones, cuya magnitud dependerá del tiempo que se tarda en desconectar los protectores contra sobretensiones y resolver la gran cantidad de errores que se producen. Dado que el generador de jaula de ardilla asíncrono (WT1) está acoplado directamente a la red, y la potencia se controla utilizando palas de paso fijo, la potencia reactiva no puede controlarse rápidamente, lo que causa inestabilidad en la red eléctrica y el incremento de los mensajes de error. Por el contrario, para las turbinas eólicas con pitch control y que poseen generadores sincrónicos (WT2), presentan más tipos de fallos, pero su duración y frecuencia se distribuyen más uniformemente entre todas las partes del sistema, debido a que WT2 tiene más componentes que WT1, [22]

Aunque WT1 es más sencillo, robusto y económico en comparación con WT2, sin embargo, para su operación se requiere inversiones adicionales en grandes bancos de condensadores con la finalidad de corregir los problemas técnicos y económicos que resultan de un alto consumo de potencia reactiva. El desarrollo del WT2 ocurrió precisamente para corregir las deficiencias de WT1. También se debe considerar, que aunque ambos parques eólicos tienen el mismo número de aerogeneradores y la potencia de WT1 (900 kW) es mayor que WT2 (800 kW), WF2 tiene un 7% más de producción de energía y un 12% más de facturación que WF1 (ver Tabla 3).

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una turbina eólica tiene una gran cantidad de componentes, y cada uno de ellos puede causar una gran variedad de fallos, a esto se deben sumar los factores atribuidos a las condiciones climáticas (entre otros). Esto explica la gran cantidad de mensajes de error que pueden aparecer. No se podría afirmar que todos los mensajes de error representen pérdidas de producción, ya que los errores pueden ocurrir cuando no hay demanda. Sin embargo, los errores definitivamente afectarán la disponibilidad de la turbina eólica; Además, las paradas por mantenimiento están directamente relacionadas con las alarmas que muestra el sistema. Varios mensajes de error causados por un componente son suficientes para tener que evaluar la unidad. En general, teniendo en cuenta los fallos y el trabajo de mantenimiento, para el período considerado, las pérdidas de disponibilidad anual serían de aproximadamente 13.2% para WF1 y 5% para WF2.

En general, se puede concluir que los mensajes de error generados por las turbinas eólicas analizadas son característicos del diseño y principios operativos. En WF1, la mayoría de los fallos se deben al principio de funcionamiento de las turbinas eólicas con generadores asíncronos jaula de ardilla, stall-control y acoplamiento directamente a la red. Sin embargo, en WF2, los fallos ya no son exclusivos del generador, sino que se distribuyen entre las diferentes partes de los aerogeneradores con generadores sincrónicos, pitch-control y acoplamiento a la red mediante convertidor de potencia. Si bien el tipo de aerogenerador es el mismo para un parque eólico, una tendencia que permanece constante durante los años analizados es que no todos los aerogeneradores se comportan por igual. Todas las turbinas eólicas del mismo fabricante, tipo y modelo tienen los mismos tipos de fallos; sin embargo, existe una gran variabilidad en la frecuencia y duración de los fallos. Esta variabilidad observada podría significar que el diseño y la fabricación de las turbinas eólicas podrían mejorarse para lograr un comportamiento más uniforme.

Según lo visto hasta ahora, WT2 tendría varias ventajas sobre

WT1, sin embargo, para saber qué tipo de instalación es más rentable, es necesario conocer los costos de mantenimiento. Como se mencionó anteriormente, en WF2 la frecuencia de fallos y el tiempo de inactividad es menor que en WF1, sin embargo, el número de fallos es mayor. El WT1 causa más tiempo de inactividad debido a sus principios operativos, pero es más robusto y tiene menos averías.

Con base en el análisis realizado, para optimizar los resultados obtenidos de este tipo de estudio, se recomienda:

- Realizar un análisis correlacional para determinar las variables que más influyen en fallos específicos, según cada tipo de turbina eólica.
- Investigar que fallos obedecen al comportamiento natural de las unidades y que fallos podrían depender de la O&M. Las causas del comportamiento anormal en la frecuencia y duración de dichos fallos también deben investigarse.
- Profundizar el análisis para determinar si la variabilidad entre las turbinas eólicas se debe a su ubicación dentro de un parque eólico o es debido a otras causas que podrían ser más controlables, tales como el diseño, proceso de fabricación, montaje y mantenimiento.
- Para diseñar, fabricación y selección de la turbina eólica apropiada, debería considerarse los resultados de campo obtenidos en el presente trabajo.
- Diseñar una estrategia y metodología de mantenimiento específica que considere tanto al parque eólico de forma integral, así como a cada aerogenerador de forma individual. El usar gráficos de control podría incluirse para realizar el seguimiento.
- Verificar la disponibilidad real y compararla con los resultados proporcionados por los fabricantes de aerogeneradores y proveedores del servicio de O&M.
- Analizar la evolución de la disponibilidad del parque eólico desde su instalación hasta la actualidad.
- Realizar un análisis financiero durante la vida útil de los parques eólicos, para comparar su rentabilidad.

BIBLIOGRAFÍA

[1] IRENA. Rethinking energy, Accelerating the global energy transformation, http://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_rethinking_energy_2017.pdf; 2017 [accessed 22 January 2017].

[2] IRENA. Renewable power generation costs in 2014, https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_re_power_costs_2014_report.pdf; 2013 [accessed 22 December 2016].

[3] IRENA. Renewable energy technologies: cost analysis series, https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf; 2012 [accessed 25 September 2017].

[4] Ribrant J. Reliability performance and maintenance - A survey of failures in wind power systems [dissertation]. Stockholm, Sweden: KTH University; 2006. <https://es.scribd.com/document/119723351/reliability-performance-and-maintenance>.

[5] Andrawus J. Maintenance optimisation for wind turbines [dissertation]. Aberdeen, Scotland, United Kingdom: School of Engineering, Robert Gordon University; 2008. <https://openair.rgu.ac.uk/bitstream/handle/10059/268/AndrawusThesis.pdf>

[6] Hernández-Callejo L, Merizalde Y., Duque-Pérez O, Bonilla L. Wind turbine maintenance: a review. *Dyna* (accepted in press).

[7] Tchakoua P, Wamkeue R, Ouhrouche M, Slaoui-Hasnaoui F, Tameghe AT, Ekemb G. Wind turbine condition monitoring: state-of-the-art review, new trends, and future challenges. *Energies* 2014;7:2595-630. <http://www.mdpi.com/1996-1073/7/4/2595>.

[8] Astolfi D, Castellani F, Terzi L. Fault prevention and diagnosis through SCADA temperature data analysis of an onshore wind farm. *Diagnostyka* 2014;15:71-8. http://diagnostyka.net.pl/archiwum/calyp_tekst/15_2/11.pdf.

[9] Zaher A, McArthur SDJ, Infield DG, Patel Y. Online wind turbine fault detection through automated SCADA data analysis. *Wind Energy* 2009. Vol. 12, p. 574-93. Doi: <http://dx.doi.org/10.1002/we.319>.

[10] Igba J, Alemzadeh K, Durugbo C, Henningsen K. Performance assessment of wind turbine gearboxes using in-service data: current approaches and future trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015, 50, 144-59. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.139>.

[11] Kusiak A, Verma A. Analyzing bearing faults in wind turbines: a data-mining approach. *Renew Energy* 2012. Vol. 48, p. 110-6. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.04.020>.

[12] Bangalore P, Letzgus S, Karlsson D, Patriksson M. An artificial neural network-based condition monitoring method for wind turbines, with application to the monitoring of the gearbox. *Wind Energy* 2017. Vol. 20, p. 1421-38. Doi: <http://dx.doi.org/10.1002/we.2102>.

[13] García-Márquez, F., Tobias, A., Pinar, J., Papaelias, M. Condition monitoring of wind turbines: Techniques and methods. *Renewable Energy*, 2012, 46, 169-178. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.03.003>

[14] Bangalore, P., Patriksson, M. Analysis of SCADA data for early fault detection, with application to the maintenance management of wind turbines. *Renewable Energy*, 2018, 115, 521-532. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.08.073>

[15] Astolfi, D., Castellani, F., Terzi, L. Fault Prevention and Diagnosis Through Scada Temperature Data Analysis Of An Onshore Wind Farm, *Diagnostyka*, 2014, 15, 2, 71-78. ISSN: 16416414

[16] Zaher, A., McArthur, S., Infield, D. Online Wind Turbine Fault Detection through Automated SCADA Data Analysis. *Wind Energy*, 2009, 12, 574-593. Doi: <http://dx.doi.org/10.1002/we.319>

[17] Helsen J, Sitter GD, Jordaens PJ. Long-term monitoring of wind farms using big data approach. In: *Proceedings of the IEEE Second International Conference on Big Data Computing Service and Applications (BigDataService)*, 2016 Mar 29; Oxford, UK: IEEE; 2016. p. 265-8. Doi: <http://dx.doi.org/10.1109/BigDataService.2016.49>.

[18] Duncan AJ. *Quality control and industrial statistics*. 5th ed. New York, USA: John Wiley & Sons; 1986. doi: <http://dx.doi.org/10.1002/qre.4680050315>

[19] Montgomery DM. *Introduction to statistical quality control*. 6th ed. New York, USA: John Wiley & Sons; 2009. ISBN: 978-0-470-16992-6.

[20] Guo H, Yang X, Xiang J, Watson S. Wind turbine availability analysis based on statistical data. In: *Proceedings of the International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, 2009 Apr 6-7; Nanjing, China: IEEE; 2009. p. 1-6. Doi: <http://dx.doi.org/10.1109/SUPERGEN.2009.5348175>.

[21] Conroy N, Deane JP, Ó Gallachóir BP. Wind turbine availability: should it be time or energy based? - A case study in Ireland. *Renew Energy* 2011. Vol. 36, p. 2967-71. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.044>.

[22] Fernández-Diez, P. <http://es.pfernandezdiez.es/libro/?id=6>, [accessed 25 January 2017].

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a la empresa propietaria de los parques eólicos donde se realizó el estudio, la Universidad de Valladolid y la Universidad de Guayaquil por su ayuda en la realización de este trabajo.