

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL

por

Diego Maiuri Pazo

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, Abril de 2017

ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO DE UN AEROGENERADOR DE EJE HORIZONTAL

por

Diego Maiuri Pazo
Engenheiro Industrial Mecânico

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Mecânica de Sólidos

Orientador: Prof. Dr. Ignacio Iturrioz

Co-orientador: Prof. Dr. Juan Pablo Raggio Quintas

Aprovada por:

Prof. Dr. Tiago Becker - PROMEC / UFRGS

Prof. Dr. Herbert Martins Gomes - PROMEC / UFRGS

Prof. Dr. Adriane Prisco Petry - PROMEC / UFRGS

Prof. Dr. Jakson Manfredini Vassoler
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 26 de Abril de 2017

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a la UFRGS y a la UdelaR por el apoyo brindado, tanto en la implantación del programa MINTER, como en el transcurso del mismo, haciendo posible la realización de este trabajo; a mi orientador Ignacio Iturrioz y mi co-orientador Juan Pablo Raggio Quintas por los conocimientos transmitidos; al cuerpo docente del PROMEC por los cursos brindados; a mis compañeros de estudio con los que he recorrido este camino, en especial a Valentina Machin, Francisco Puignau y Cecilia Caprani, con quienes hemos compartido viajes, jornadas de estudio y me han dado soporte en aspectos técnicos y emocionales siempre que lo he necesitado; a mis colegas del Departamento de Diseño Mecánico; al Profesor Daniel Moretti, con quien he recorrido mi carrera en el Departamento de Diseño Mecánico hasta su jubilación, y me ha formado no solo profesionalmente, sino que también me ha aportado muchísimo en el aspecto humano por sus valores transmitidos; a mis colegas de trabajo, con los cuales hemos compartido conocimientos y experiencias que me han enriquecido profesionalmente; a mi padre, mi madre, mi hermana, mi novia y amigos por el apoyo durante todo el transcurso de este trabajo, y por entenderme cada vez que sacrificaba un momento con ellos para continuar con este trabajo.

RESUMEN

La energía eólica es una de las fuentes de generación de energía que se ha consolidado como una energía renovable no convencional en el correr de los últimos años. En particular, en Uruguay, este tipo de generación de energía se ha impuesto repentinamente en la actualidad, en el marco de una política energética 2005-2030, la cual, apuesta, entre otras cosas, una diversificación de la matriz energética, procurando impulsar las energías renovables, eliminando así la dependencia del petróleo, y aprovechando los recursos autóctonos. En este contexto, es de gran importancia la gestión del mantenimiento de aerogeneradores, con el fin de maximizar la disponibilidad de los mismos. Por lo tanto, en este trabajo se pretende conocer las tareas de mantenimiento en términos generales, ubicar las tasas de falla del caso estudiado en relación a datos estadísticos de la industria, y procurar encontrar soluciones para aquellas fallas que generan mayor indisponibilidad y, consecuentemente, mayor pérdida económica. Se ha hecho especial énfasis en el estudio de fallas de tres componentes que generan grandes indisponibilidades: daños de palas, daños de rodamientos y engranajes de multiplicadoras, y fallas de reductoras del sistema de orientación. En relación a cada una de estas fallas, se ha presentado una propuesta de mejora del plan de mantenimiento asociada. En particular, en el caso de la falla de las reductoras del sistema de orientación se ha estudiado también su naturaleza. En el caso de daños de rodamientos y engranajes de multiplicadora, se ha estudiado también la posibilidad de utilizar los datos del sistema SCADA como herramienta de mantenimiento predictivo, aunque sin encontrarse técnicas que permitan obtener conclusiones claras en los casos estudiados.

Palabras clave: Mantenimiento; Aerogeneradores.

RESUMO

A energia eólica é uma das fontes de geração de energia que se consolidou como uma energia renovável não convencional no decurso dos últimos anos. Em particular, em Uruguai, este tipo de geração de energia foi imposto repentinamente na atualidade, no marco de uma política energética 2005-2030, que aposta, entre outras coisas, a uma diversificação da matriz energética, procurando impulsionar as energias renováveis, eliminando assim a dependência do petróleo, e aproveitando os recursos autóctones. Neste contexto, é de grande importância a gestão da manutenção de turbinas eólicas, a fim de maximizar sua disponibilidade. Portanto, este trabalho tem como objetivo atender a manutenção em termos gerais, localizando as taxas de falha do caso estudado em relação aos dados estatísticos da indústria, e tentar encontrar soluções para falhas que geram maior indisponibilidade e, conseqüentemente, maior perda econômica. Estudaram-se em particular as falhas de três componentes que geram grande indisponibilidade: danos das pás, danos dos rolamentos e engrenagens da caixa multiplicadora e falhas nas caixas redutoras do sistema de orientação. Em relação a cada uma dessas falhas, se apresentou uma proposta para melhorar o plano de manutenção associado. Em particular, no caso da falha das redutoras do sistema de orientação também se estudou sua origem. No caso de danos de rolamentos e engrenagens da caixa multiplicadora, também se estudou a possibilidade de utilizar os dados do sistema SCADA como ferramenta de manutenção preditiva, mas sem encontrar técnicas para obter conclusões claras nos casos estudados.

Palavras-chave: Manutenção; Turbinas Eólicas.

ABSTRACT

Wind power is one of the energy generation sources that have consolidated as a non-conventional renewable energy in the last few years. In Uruguay, particularly, this kind of energy has rapidly been installed, within the framework of an energy policy 2005-2030, which seeks, among other things, a diversification of the energy matrix, trying to promote renewable energies, removing the dependence of oil, taking advantage of the country resources. In this context, the maintenance management takes special importance, in order to maximize wind farms availability. Therefore, this paper aims to know the maintenance tasks in general terms, locate the failure rates of the case studied in relation to statistical data of the industry, and seek to find solutions for those failures that generate greater unavailability and, consequently, greater economic loss. Particular emphasis has been placed on the study of three component faults that generate great unavailability: blade damage, gearbox gear and bearing damage, and failure of gearboxes of the yaw system. In relation to each of these failures, a proposal has been presented to improve the maintenance plan. In particular, in the case of the failure of the yaw system gearboxes, has also been studied its origin. In the case of gearbox gear and bearing damage, it has also been studied the possibility of using SCADA data as a predictive maintenance tool, although it has not be possible to finding techniques to obtain clear conclusions in the cases studied.

Keywords: Maintenance; Wind Turbines.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Motivación	5
1.2	Objetivo	7
1.3	Descripción del trabajo	7
2	AEROGENERADORES	9
2.1	Góndola	12
2.2	Rotor	12
2.2.1	Palas	12
2.2.2	Buje	14
2.2.3	Nariz	14
2.3	Tren de potencia	14
2.3.1	Eje principal	15
2.3.2	Multiplicadora	16
2.4	Sistema de generación eléctrica	21
2.4.1	Generador eléctrico	21
2.4.2	Transformador	23
2.5	Sistema de orientación	24
2.6	Sistema hidráulico	27
2.7	Sistema de cambio de paso	27
2.8	Sistema de control	28
3	FALLAS EN AEROGENERADORES	30
3.1	Distribución de fallas en aerogeneradores	30
3.1.1	Fallas de la multiplicadora	38
3.1.2	Fallas del generador	41
3.1.3	Fallas de las palas	42
4	MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE AEROGENERADORES	44

4.1	Mantenimiento preventivo del tren de potencia	44
4.2	Mantenimiento preventivo del sistema de generación eléctrica	46
4.3	Mantenimiento preventivo del sistema de orientación	46
5	MONITOREO DE AEROGENERADORES	48
5.1	Utilización de las variables registradas en el sistema SCADA	48
5.2.1	Mantenimiento predictivo basado en análisis datos de SCADA	49
5.2	Monitoreo de vibraciones en aerogeneradores	51
5.2.1	Frecuencias de falla	51
5.2.2	Procesamiento de datos	55
5.2.3	Estado del arte	57
6	ANÁLISIS DE FALLAS HISTÓRICAS.....	58
6.1	Procesamiento de datos	59
6.2	Análisis de datos	60
6.3	Daños de palas	62
6.4	Falla de reductoras del sistema de orientación	66
6.5	Daños de engranajes y rodamientos de multiplicadoras	68
7	PROPUESTA DE MEJORAS AL PLAN DE MANTENIMIENTO	84
7.1	Modificación del plan de inspecciones y mejora del sistema de captación de rayos de palas	84
7.2	Instalación de un sistema de monitoreo continuo de vibraciones del tren de potencia	85
7.3	Mantenimiento predictivo de reductoras del sistema de orientación	86
8	CONCLUSIONES	88
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	90
	ANEXO A	94

ANEXO B

96

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Potencia eólica global instalada anual [GWEC, 2016]	1
Figura 1.2	Potencia eólica global instalada acumulada anual [GWEC, 2016]	2
Figura 1.3	Composición de la matriz energética global, años 2009 y 2014 [The Shift Data Project Portal, 2016]	2
Figura 1.4	Potencia instalada por los principales fabricantes de turbinas [Smead, 2014]	3
Figura 1.5	Potencia eólica instalada anual y acumulada en Uruguay [AUDEE, 2016]	4
Figura 1.6	Potencia eólica instalada anual y acumulada en América Latina y el Caribe [GWEC, 2007-2016]	5
Figura 1.7	Potencia eólica instalada acumulada en América Latina y el Caribe, por país o región [GWEC, 2016]	6
Figura 2.1	Esquema general de transformación de energía de un aerogenerador [adaptado de Hau, 2006]	9
Figura 2.2	Componentes de un aerogenerador moderno de eje horizontal [Pinar Pérez, J.M., 2013]	11
Figura 2.3	Esquema estructural de la pala [adaptado de Conti-Ramsden et al., 2015]	13
Figura 2.4	Esquema de sistema de descarga a tierra de corrientes de rayos de la pala	14
Figura 2.5	Eje principal de la turbina (vista posterior)	15
Figura 2.6	Multiplicadora de la turbina en estudio [www.sparesinmotion.com, 2016]	16
Figura 2.7	Multiplicadora de una etapa planetaria y dos paralelas helicoidales [IEC 61400-4:2012].....	17
Figura 2.8	Circuito de acondicionamiento de aceite de multiplicadora	18
Figura 2.9	Freno de una multiplicadora desacoplada al generador	19
Figura 2.10	Acoplamiento flexible multiplicadora-generador	20
Figura 2.11	Junta rotativa de doble paso [Manual de instrucciones de juntas rotativas Deublin serie 7100]	20
Figura 2.12	Esquema de conexión eléctrica a la red [adaptado de Hau, 2006]	21
Figura 2.13	Sistema de anillos deslizantes del rotor (vista lateral)	22
Figura 2.14	Sistema de anillos deslizantes del rotor (vista posterior)	22
Figura 2.15	Transformador seco Siemens GEAFOL [www.energy.siemens.com] .	23
Figura 2.16	Motor y reductoras del sistema de orientación	24
Figura 2.17	Etapa planetaria de reductora del sistema de orientación	25
Figura 2.18	Engranaje motriz en la punta de eje de la reductora del sistema de orientación	25

Figura 2.19	Anillo del sistema de orientación	26
Figura 2.20	Sistema de freno del sistema de orientación	26
Figura 2.21	Unidad del sistema hidráulico	27
Figura 2.22	Configuración general del sistema de control	28
Figura 2.23	Curva de potencia del aerogenerador en estudio	29
Figura 3.1	Tasa de falla para diferentes tecnologías, para cada subsistema o componente [NREL, 2013]	31
Figura 3.2	Indisponibilidad por falla por subsistema [NREL, 2013]	32
Figura 3.3	Fallas por turbina por año por subsistema [NREL, 2013]	32
Figura 3.4	Indisponibilidad asociada a subsistemas, período 2003-2007 [NREL, 2013]	33
Figura 3.5	Indisponibilidad asociada a subsistemas, período 2008-2012 [NREL, 2013]	33
Figura 3.6	Tasa anual de falla asociada a subsistemas, período 2006 [NREL, 2013]	34
Figura 3.7	Tasa anual de falla asociada a subsistemas, período 2009 [NREL, 2013]	34
Figura 3.8	Tasa anual de falla asociada a subsistemas, período 2012 [NREL, 2012]	35
Figura 3.9	Indisponibilidad asociada a subsistemas [Peters, 2012]	35
Figura 3.10	Indisponibilidad por falla asociada a subsistemas [Peters, 2012]	36
Figura 3.11	Fallas por turbina por año asociadas a subsistemas [Peters, 2012]	37
Figura 3.12	Distribución de fallas de aerogeneradores, por subsistema [Nivedh, 2013]	37
Figura 3.13	Distribución de tipos de daños de multiplicadora [NREL, 2013]	39
Figura 3.14	Distribución de tipos de daños de multiplicadora [Nivedh, 2014]	40
Figura 3.15	Tasa anual de sustitución de multiplicadora, años 1 a 10 [NREL, 2013]	40
Figura 3.16	Tasa anual de sustitución de generador, años 1 a 10 [NREL, 2013]	41
Figura 3.17	Distribución de fallas de generador de gran tamaño [Nivedh, 2014] ...	41
Figura 3.18	Tasa anual de sustitución de pala, años 1 a 10 [NREL, 2013]	43
Figura 5.1	Espectro de un engranaje en buen estado [adaptado de www.sinais.es, 2016]	54
Figura 6.1	Parque eólico de estudio	58
Figura 6.2	Distribución de eventos de falla por categorías	61
Figura 6.3	Distribución de tiempo de indisponibilidad por categorías	61
Figura 6.4	Tiempo de indisponibilidad relativa entre categorías	62
Figura 6.5	Daño de pala por impacto de rayo, sobre la turbina F (inspección preventiva)	65

Figura 6.6	Daño de pala por impacto de rayo, sobre la turbina J (inspección preventiva)	65
Figura 6.7	Daño de pala por impacto de rayo, sobre la turbina G (inspección preventiva)	66
Figura 6.8	Daño de pala por impacto de rayo, sobre la turbina C (inspección preventiva)	66
Figura 6.9	Parámetros asociados a la falla de las reductoras del sistema de orientación	67
Figura 6.10	Separación superficie/núcleo en la corona del eje intermedio de la etapa helicoidal, turbina J	70
Figura 6.11	Separación superficie/núcleo en la corona del eje lento de la etapa helicoidal, turbina I	70
Figura 6.12	Referencia normativa de separación superficie/núcleo (case/core separation) [AGMA, 1995]	71
Figura 6.13	Rotura superficial [Rexnord Industries, 1978]	71
Figura 6.14	<i>Spalling</i> avanzado en rodamiento HSS-B-NRE-I (Ref. 5, Tabla 5.1) ...	72
Figura 6.15	<i>Spalling</i> avanzado en rodamiento HSS-B-NRE-I (Ref. 5, Tabla 5.1) ...	72
Figura 6.16	<i>Spalling</i> avanzado en rodamiento HSS-B-NRE-I (Ref. 5, Tabla 5.1), luego de extraído	73
Figura 6.17	Varilla magnética extraída, prácticamente sin viruta	73
Figura 6.18	Evolución de temperatura del HSS-B-NRE con daño	75
Figura 6.19	Evolución de temperatura del HSS-B-NRE sin daño	76
Figura 6.20	Evolución de la relación de temperaturas rodamiento-góndola del HSS-B-NRE con daño	76
Figura 6.21	Evolución de la relación de temperaturas rodamiento-góndola del HSS-B-NRE sin daño	77
Figura 6.22	Evolución de la relación de temperaturas rodamiento-aceite del HSS-B-NRE con daño	77
Figura 6.23	Evolución de la relación de temperaturas rodamiento-aceite del HSS-B-NRE sin daño	78
Figura 6.24	Evolución de las temperaturas real y esperada del HSS-B-NRE con daño (correlación con temperatura de góndola)	79
Figura 6.25	Evolución de las temperaturas real y esperada del HSS-B-NRE sin daño (correlación con temperatura de góndola)	80
Figura 6.26	Evolución de las temperaturas real y esperada del HSS-B-NRE con daño (correlación con temperatura de aceite)	80
Figura 6.27	Evolución de las temperaturas real y esperada del HSS-B-NRE sin daño (correlación con temperatura de aceite)	81
Figura 6.28	Etapas de deterioro de rodamientos [adaptado de Bork, 2012]	81
Figura 6.29	Diferencia de temperatura entre la temperatura del aceite y la temperatura de la góndola	82
Figura 6.30	Diferencia de temperatura entre la temperatura del aceite y la temperatura de la góndola, para temperatura de góndola mayor a 35 °C	83

Figura 7.1	Ubicación típica (puntos rojos) de los acelerómetros de un sistema de monitoreo de vibraciones del tren de potencia	86
------------	---	----

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1	Composición de la matriz energética a octubre 2016 [UTE, 2016]	4
Tabla 2.1	Subsistemas y componentes típicos de aerogenerador moderno de eje horizontal	10
Tabla 3.1	Subsistemas con mayor indisponibilidad y frecuencia de falla, para diferentes bases de datos	38
Tabla 3.2	Posibles daños de palas y tiempos recomendados para reparación [Nivedh, 2014]	42
Tabla 5.1	Frecuencia de rotación de ejes @ 16,7 rpm rotor	54
Tabla 5.2	Frecuencias asociadas a engranajes @ 16,7 rpm rotor	55
Tabla 5.3	Frecuencias asociadas a rodamientos @ 16,7 rpm rotor	55
Tabla 6.1	Indisponibilidad por daños de palas detectados durante inspecciones reactivas	64
Tabla 6.2	Indisponibilidad por daños de palas detectados durante inspecciones preventivas	64
Tabla 6.3	Resumen de daños detectados en engranajes y rodamientos de multiplicadoras	69
Tabla 6.4	Parámetros de ajuste por mínimos cuadrados	79
Tabla 7.1	Propuesta de mejora del plan de mantenimiento de palas	85
Tabla A.1	Variables registradas en el sistema SCADA	94
Tabla B.1	Fuentes de vibraciones de rodamientos y frecuencias asociadas	96
Tabla B.2	Fuentes de vibraciones de engranajes y frecuencias asociadas	98

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

PROMECC	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
GWEC	Global Wind Energy Council
AUDEE	Asociación Uruguaya de Energía Eólica
DNE	Dirección Nacional de Energía
UTE	Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
HAWT	Turbina eólica de eje horizontal
PVC	Policloruro de vinilo
GRP	Plástico reforzado con fibra de vidrio
SCADA	Supervisión, control y adquisición de datos
MS	Eje principal
LSS	Eje de velocidad lenta de la etapa helicoidal
LSS-G	Corona del eje de velocidad lenta de la etapa helicoidal
LSS-B-RE	Rodamiento del eje de velocidad lenta de la etapa helicoidal, lado rotor
LSS-B-NRE	Rodamiento del eje de velocidad lenta de la etapa helicoidal, lado generador
IMS	Eje de velocidad intermedia de la etapa helicoidal
IMS-G	Corona del eje de velocidad intermedia de la etapa helicoidal
IMS-P	Piñón del eje de velocidad intermedia de la etapa helicoidal
IMS-B-RE	Rodamiento del eje de velocidad intermedia de la etapa helicoidal, lado rotor
IMS-B-NRE-IB	Rodamiento del eje de velocidad intermedia de la etapa helicoidal, lado generador, interior
IMS-B-NRE-OB	Rodamiento del eje de velocidad intermedia de la etapa helicoidal, lado generador, exterior
HSS	Eje de velocidad alta de la etapa helicoidal
HSS-P	Piñón del eje de velocidad alta de la etapa helicoidal
HSS-B-RE	Rodamiento del eje de velocidad alta de la etapa helicoidal, lado rotor

HSS-B-NRE-IB	Rodamiento del eje de velocidad alta de la etapa helicoidal, lado generador, interior
HSS-B-NRE-OB	Rodamiento del eje de velocidad alta de la etapa helicoidal, lado generador, exterior
PG	Engranaje planetario
PG-B-RE	Rodamiento del engranaje planetario, lado rotor
PG-B-NRE	Rodamiento del engranaje planetario, lado generador
PC-B-RE	Rodamiento del portador de planetas, lado rotor
PC-B-NRE	Rodamiento del portador de planetas, lado generador
CMS	Sistema de monitoreo de condición
BPFI	Frecuencia de paso de los elementos rodantes sobre la pista interior
BPFO	Frecuencia de paso de los elementos rodantes sobre la pista exterior
FTF	Frecuencia de rotación de la jaula
BSF	Frecuencia de rotación de los elementos rodantes
GMF	Frecuencia de engrane
TRF	Frecuencia de repetición de diente
APF	Frecuencia de fases de ensamblaje o frecuencia fantasma

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área, m ²
ρ	Densidad del aire, kg/m ³
r	Radio del rotor, m
v	Velocidad del aire, m/s
F	Frecuencia de rotación del eje, Hz
N	Número de elementos rodantes
D	Diámetro de los elementos rodantes
P	Diámetro primitivo, m
θ	Ángulo de contacto, °
Z_C	Número de dientes de la corona
F_C	Frecuencia de giro de la corona, Hz
Z_P	Número de dientes del piñón
F_P	Frecuencia de giro del piñón, Hz
N_E	Número de fases de ensamblaje

1 INTRODUCCIÓN

Durante el siglo XXI, la industria de la energía eólica ha crecido con un ritmo vertiginoso, al punto que la generación de energía eléctrica a partir del viento se ha consolidado como una modalidad de generación de energía eléctrica a gran escala. Al cierre del año 2015, la potencia eólica global instalada alcanzó 432 GW, cuando en el año 2000 era de 17 GW [GWEC, 2016]; esto quiere decir que, en los últimos 15 años, la potencia eólica instalada se multiplicó por 25 respecto a su valor inicial. Los valores de potencia eólica global instalada anual y potencia eólica global instalada acumulada anual se presentan en las Figuras 1.1 y 1.2, respectivamente, donde se puede observar que la tasa de crecimiento aumenta en la gran mayoría de los períodos, respecto su inmediato anterior.

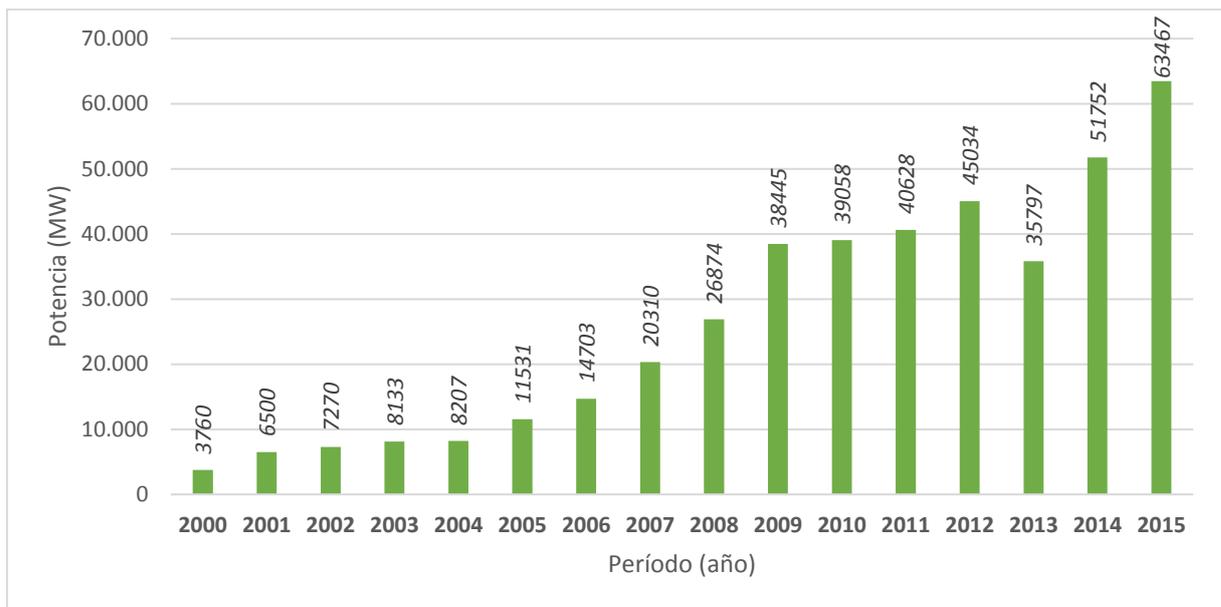


Figura 1.1 - Potencia eólica global instalada anual [GWEC, 2016]

En términos relativos a otras fuentes de energía, la potencia global instalada de energía eólica ha crecido, en proporción a otras fuentes de energía convencionales. Como se puede observar en la Figura 1.3, la proporción de potencia eólica se ha duplicado respecto a la potencia total instalada, mientras que en el resto de las fuentes de generación relevantes en la matriz ha disminuido.

El ritmo de crecimiento de la potencia eólica instalada se ha manifestado no solamente en la potencia instalada, sino que también en la potencia de las turbinas. El desarrollo

tecnológico ha permitido pasar de turbinas de 2 MW de potencia en el año 2000, a turbinas de hasta 5MW de potencia en la actualidad (referido a máquinas diseñadas para ser instaladas en tierra).

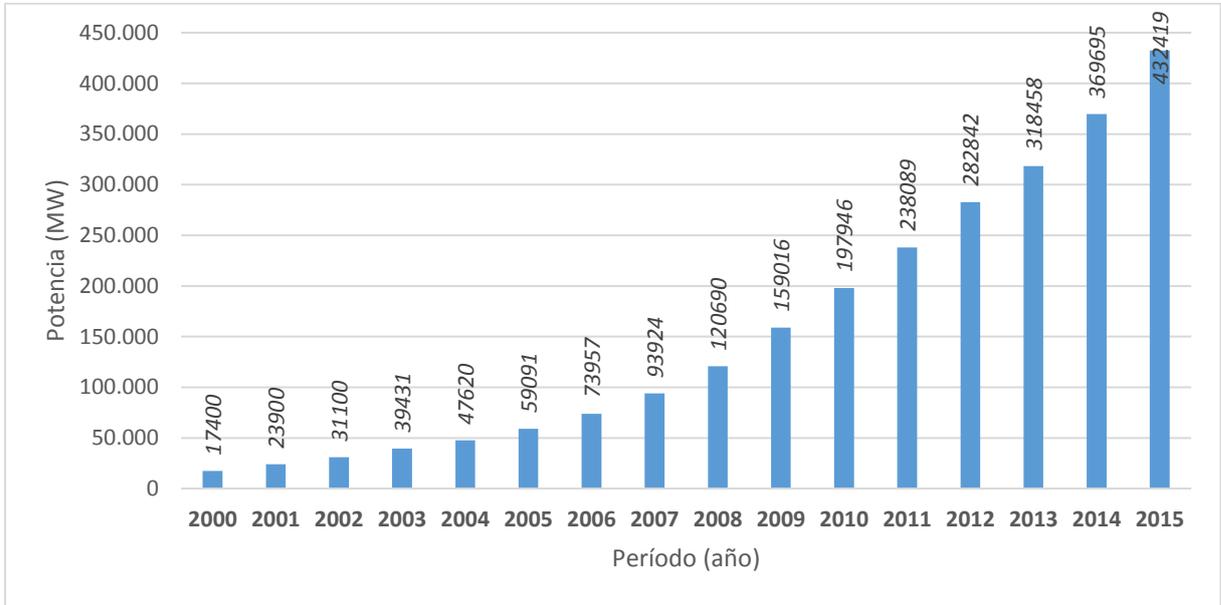


Figura 1.2 - Potencia eólica global instalada acumulada anual [GWEC, 2016]

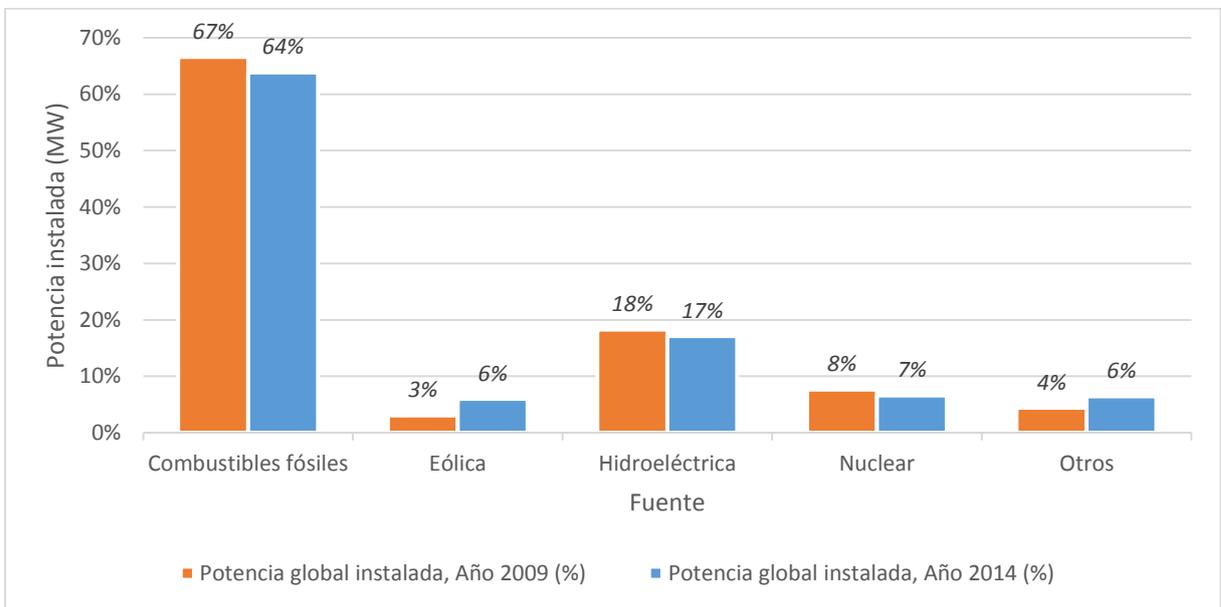


Figura 1.3 - Composición de la matriz energética global en los años 2009 y 2014 [The Shift Data Project Portal, 2016]

Mundialmente, existen 121 fabricantes de turbinas activos, de acuerdo a lo establecido por The Wind Power, 2016, y hay otros 83 fabricantes que han sido absorbidos por otros, o que simplemente ya no existen en la actualidad. Según Smead, 2014, el mercado de las turbinas eólicas está distribuido según se indica en la Figura 1.4 (datos a noviembre 2014), en la cual se muestran los 10 fabricantes principales de aerogeneradores de acuerdo a su capacidad instalada, los cuales abarcan, entre ellos, un 68,4% del mercado. Es decir que, cerca del 70% de la capacidad instalada está repartida entre aproximadamente un 8% de los fabricantes.

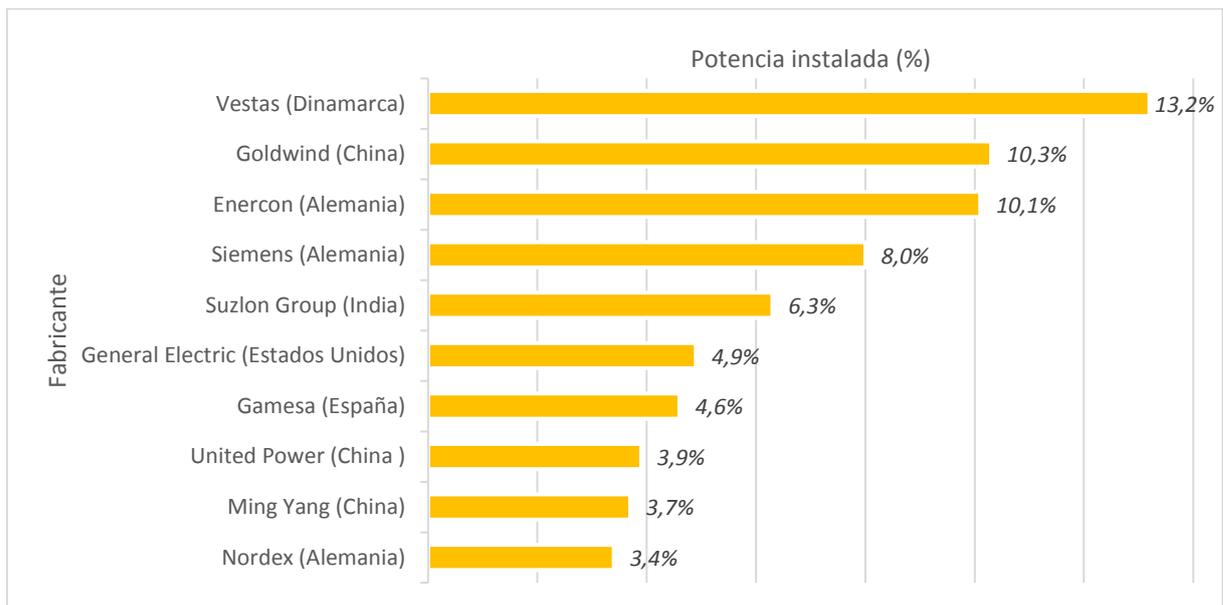


Figura 1.4 – Potencia instalada por los principales fabricantes de turbinas [Smead, 2014]

El ritmo de crecimiento de la industria se ha visto reflejado también en Uruguay, ya que, en los últimos años, la potencia eólica instalada en el período mencionado pasó de ser nula a alcanzar los 846 MW al final del año 2015 [AUDEE, 2016]. Esto se debe a una política energética presentada por la Dirección Nacional de Energía (DNE), correspondiente al período 2005-2030, la cual pretende impulsar las energías renovables como herramienta para fomentar la utilización de las fuentes energéticas autóctonas y disminuir la dependencia del petróleo [DNE]. En la Figura 1.5 se detalla la potencia eólica instalada anual y acumulada en Uruguay, a modo de poder contrastar los datos. Aquí se puede observar que el crecimiento se concentra en los últimos años, principalmente en los últimos 5 años. Es importante agregar que se prevé una potencia eólica instalada de 493 MW en 2016 y 52,8 MW en 2017, lo que implicaría una potencia acumulada de 1.339 MW y 1.391,8 MW, respectivamente.

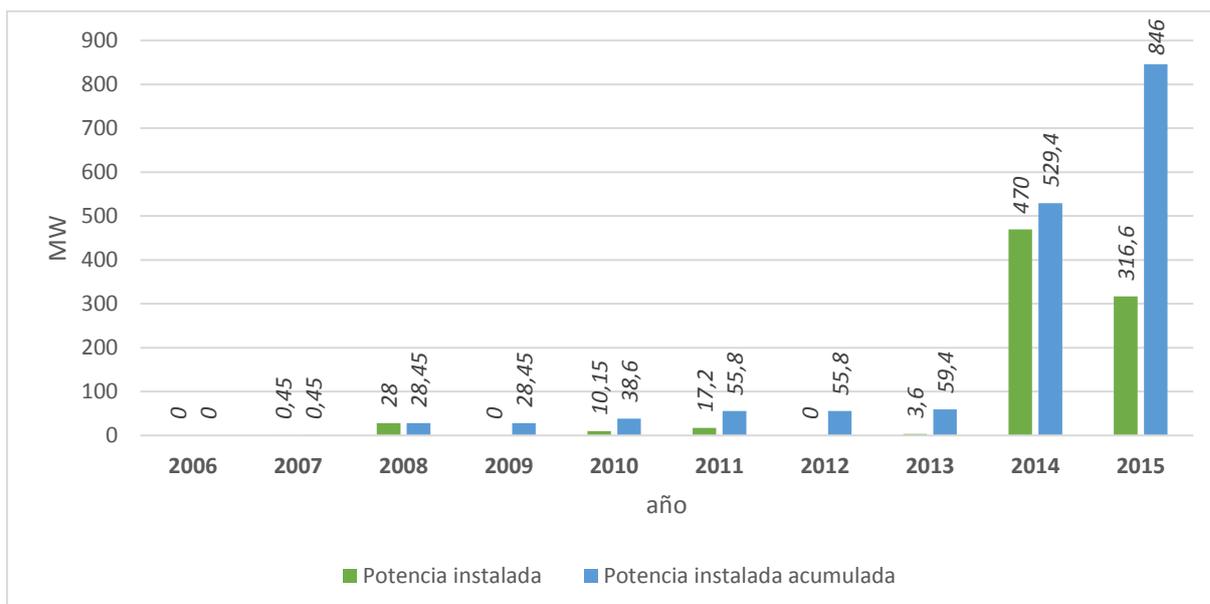


Figura 1.5 - Potencia eólica instalada anual y acumulada en Uruguay [AUDEE, 2016]

Si bien en primera instancia estos valores no aparentan ser significativos, debe ser considerado que el consumo pico de energía eléctrica Uruguay no alcanza los 2.000 MW (el consumo pico alcanzado es de 1.940 MW, registrado el 7 de junio de 2016). De acuerdo a lo establecido por la Administración de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, UTE, la matriz de generación energética, sin tener en cuenta fuentes de micro generación, está compuesta por fuentes eólicas, hidráulicas, fotovoltaicas térmicas, biomasa, según el detalle que se indica en la Tabla 1.1. Aquí se puede observar que la composición de la matriz energética tiene una gran componente de fuentes renovables, y en particular, de energía eólica, la cual alcanza un 28% de la matriz.

Tabla 1.1 – Composición de la matriz energética a octubre 2016 [UTE, 2016]

Tipo de fuente	Potencia instalada (MW)	Potencia autorizada (MW)
Eólica	970,55	944,75
Hidráulica	1.538,00	1.538,00
Fotovoltaica	78,55	78,55
Térmica	647,47	603,95
Biomasa	413,30	198,65
Total	3.647,87	3.363,90

La situación de Uruguay no es ajena al contexto regional, la cual presenta características similares. Esto se refleja en la Figura 1.6, donde se observa un gran crecimiento en la potencia instalada en los años 2014 y 2015, al igual que en Uruguay, aunque de forma no tan acentuada.

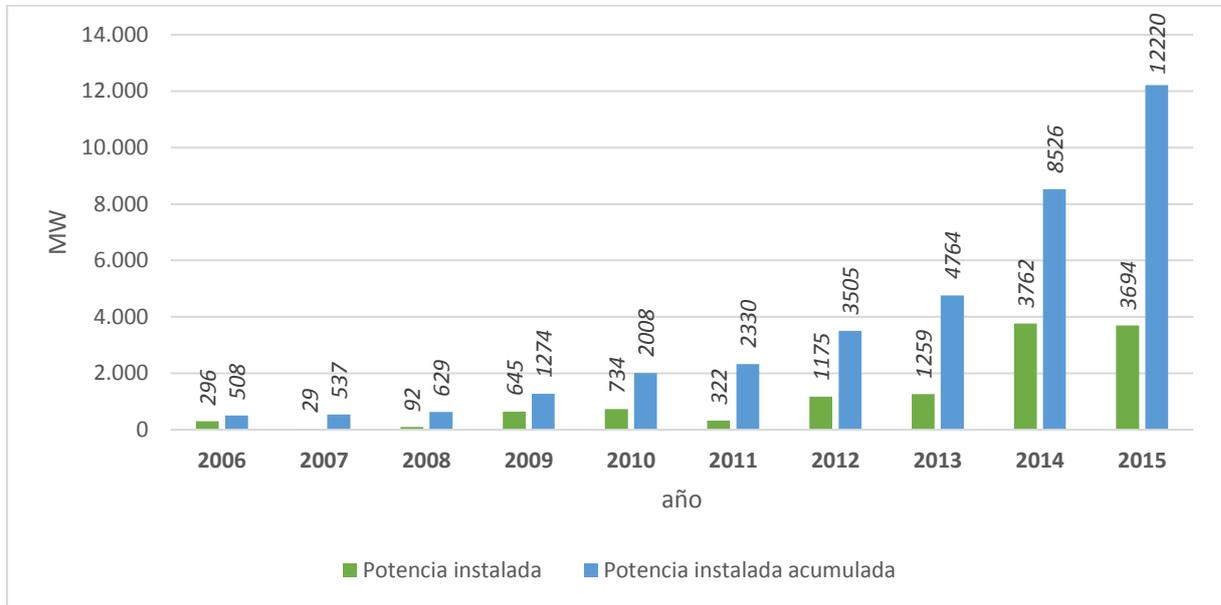


Figura 1.6 - Potencia eólica instalada anual y acumulada en América Latina y el Caribe
[GWEC, 2007-2016]

A final de 2015, los países con mayor potencia eólica instalada fueron Brasil, Chile y Uruguay, como puede observarse en la Figura 1.7. Sin embargo, si observamos la potencia total instalada en cada uno de estos países, la proporción de energía eólica instalada es de aproximadamente 7% en Brasil, 5% en Chile y 25% en Uruguay. Esto posiciona a Uruguay como un país con una gran apuesta a la energía eólica, no solo a nivel regional, sino que también a nivel mundial, previéndose que a final de 2016 sea el país con mayor proporción de potencia eólica instalada en su matriz energética.

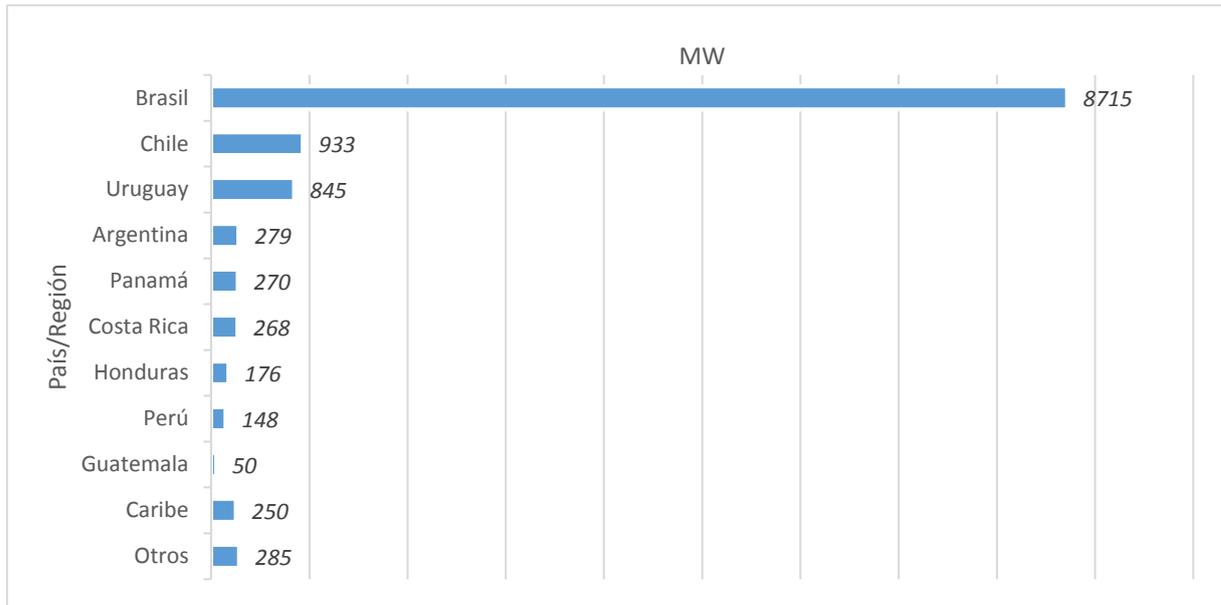


Figura 1.7 – Potencia eólica instalada acumulada en América Latina y el Caribe, por país o región [GWEC, 2016]

1.1 Motivación

Todos los avances presentados, ya sea en relación a la capacidad instalada como a las nuevas tecnologías en la energía eólica, ha generado la necesidad de mejorar y ajustar continuamente los planes de mantenimiento.

Debido a su característica de industria emergente, la ejecución del mantenimiento de los parques eólicos está limitado a los fabricantes y a unas pocas empresas especializadas en el rubro, a causa de la falta de conocimiento e/o información disponible acerca de los activos. Es así que, en la gran mayoría de los casos, los propietarios de los parques eólicos poseen contratos de mantenimiento de diversos tipos con estas empresas, a menos de los grandes propietarios que, por su escala, ya han adquirido suficiente experiencia para afrontarlo por sí mismos.

Es sabido que el propietario de los activos debe estar preparado para afrontar el mantenimiento por sí mismo, en caso que tenga la necesidad económica o que simplemente no haya disponibilidad de empresas para realizarlo. Por otra parte, en caso de no llegar a realizarlo, es importante tener un control del estado de los equipos y los trabajos realizados, ya que en la gran mayoría de los casos los intereses de ambas partes son contrapuestos, lo que puede llevar, en muchos casos, a no tener la mejor calidad en los trabajos realizados. Un ejemplo de este conflicto de intereses es el de una empresa que realiza el mantenimiento de aerogeneradores

con un contrato de 5 años de duración, entre los años 1 y 5 de vida, cuando el ciclo de vida de los activos es de 20 años. Resulta evidente que si la empresa que realiza el mantenimiento tiene una falla que le implique una gran inversión económica cercano al fin del año 5, intentará minimizar esta inversión, por lo que se debe tener especial cuidado en estos casos.

Esto genera una necesidad de conocer en detalle el estado de los activos, así como su historia, para lo que es muy importante tener un registro de fallas históricas y la situación actual de los equipos. Para esto es necesario llevar un control estricto de las tareas del mantenimiento realizado, ya sea correctivo, preventivo, predictivo o proactivo, lo que genera la necesidad de tener un involucramiento integral en la totalidad de las tareas de mantenimiento.

1.2 Objetivo

El objetivo general de este trabajo es estudiar las tareas de mantenimiento de aerogeneradores en el mayor detalle posible, en relación a los recursos disponibles, para un parque eólico de una edad aproximada de 7 años.

Se pretende estudiar el registro histórico de fallas disponibles, a fin de: contrastar las estadísticas de fallas del parque en estudio con las de otros parques a nivel global, identificar las causas de las fallas más relevantes, y, en base a lo anterior, intentar comprender las posibles desviaciones de este caso en particular.

En base a las fallas más críticas, se propondrán alternativas para la mejora de planes de mantenimiento, en procura de la mejora de la disponibilidad de los aerogeneradores.

1.3 Descripción del trabajo

En primera instancia, en el Capítulo 2 se introducirá en detalle el aerogenerador en estudio, realizando ciertos contrastes con variantes que pueden ser encontradas dentro de la industria, más allá de que este tipo de turbina sea el más común en la industria. Se realizará una descripción de todos los subsistemas de la turbina, en un detalle necesario para comprender su mantenimiento.

A continuación, en el Capítulo 3, se presentará una revisión bibliográfica acerca de mantenimiento y fallas en aerogeneradores, a fin de contrastar con lo que se expondrá en los capítulos siguientes.

En el capítulo 4 se presentarán las tareas de mantenimiento realizadas históricamente en los aerogeneradores en estudio, mientras que en el capítulo 5 se presentará un resumen acerca de las posibilidades de monitoreo remoto que ofrece un sistema SCADA incorporado a un parque eólicos y, en particular, a las turbinas. En el capítulo 6 se realizará un análisis de las fallas históricas de los aerogeneradores en estudio y, finalmente, en el capítulo 7 se propondrán mejoras al plan de mantenimiento con el fin de mejorar la disponibilidad de los equipos.

Como cierre del trabajo, se presentan las conclusiones del mismo en el capítulo 8.

3 FALLAS EN AEROGENERADORES

El mantenimiento correctivo es aquel en el que solamente se realiza una reparación una vez que se ha producido una falla. Es por esto que este tipo de mantenimiento es también conocido como mantenimiento a la falla.

Son muy pocas las plantas industriales que utilizan una estrategia de mantenimiento íntegramente correctivo, ya que en casi todos los casos existen al menos algunas actividades básicas de mantenimiento preventivo. Esto se debe a que este tipo de mantenimiento origina costos mayores que otros tipos de mantenimiento, debido a que se incrementan los costos de inventario de repuestos y horas extra, se incrementan los tiempos de detención de los equipos y disminuye la disponibilidad de producción. A modo de ejemplificar, una reparación realizada en un modo correctivo acarrea un costo aproximadamente tres veces mayor que la misma reparación realizada en un modo programado. [Mobley, 2002]

En las secciones siguientes se presentará una revisión bibliográfica acerca de datos estadísticos en fallas en aerogeneradores, desde el punto de vista de la disponibilidad afectada por subsistema, así como también su causa puntual en el caso de componentes principales.

3.1 Distribución de fallas en aerogeneradores

De acuerdo a lo establecido por NREL, 2013, la base de datos WMEP (Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm) contiene información detallada acerca de confiabilidad y disponibilidad de 1500 turbinas eólicas instaladas en tierra, entre los años 1989 y 2006, totalizando 193.000 reportes mensuales y 64.000 reportes de incidencias. En la amplia mayoría de los casos recogidos por esta base de datos, la tasa de falla de los diferentes subsistemas de las turbinas es mayor en las tecnologías menos maduras. Esto es absolutamente razonable, dado que dichas tecnologías continúan en desarrollo y proceso de análisis en búsqueda de mejoras de los planes de mantenimiento. Por otra parte, los subsistemas que presentan mayor ratio de fallas son: el sistema eléctrico, electrónico y sensores, el sistema hidráulico, y el sistema de orientación. De todas formas, esta última información no es determinante, ya que se trata solamente de tasas de falla, y no de tiempos asociados a fallas. Todos estos datos se pueden observar en detalle en la Figura 3.1.

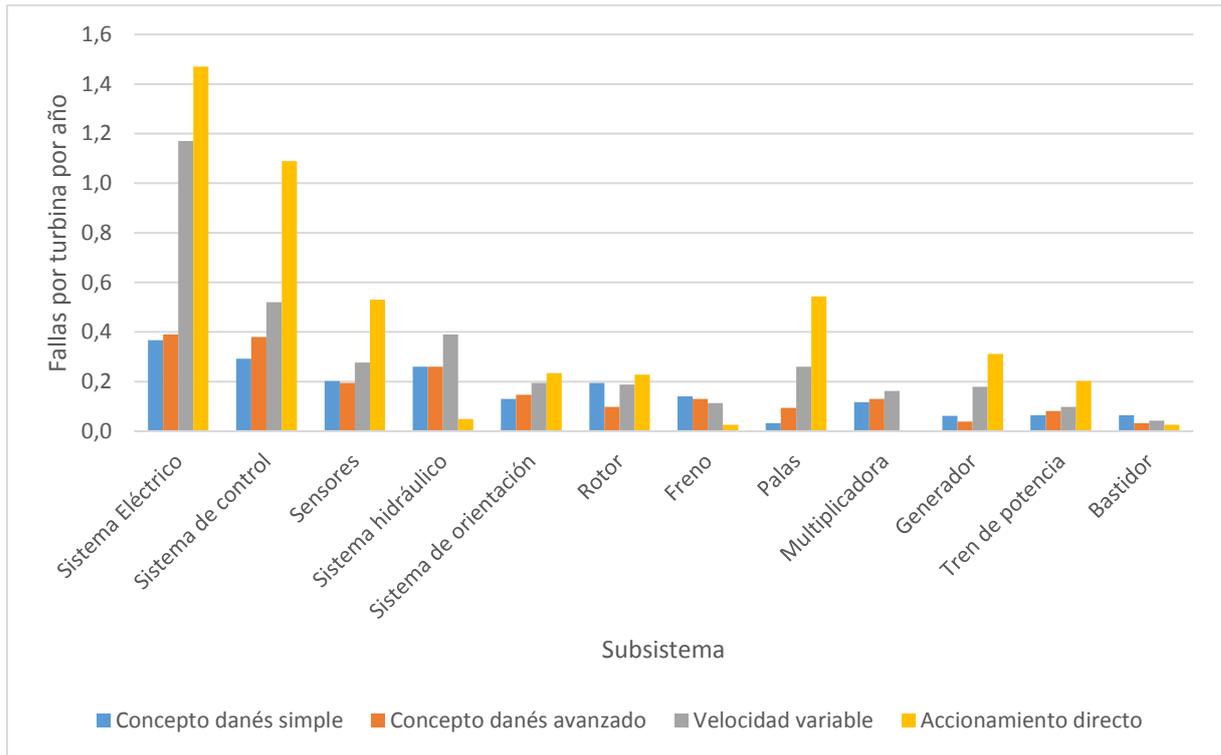


Figura 3.1 - Tasa de falla para diferentes tecnologías, para cada subsistema o componente [NREL, 2013]

En su reporte, NREL, 2013, presenta también datos recopilados de las bases de datos WMEP, anteriormente mencionada, y LWK (Landwirtschaftskammer Schleswig-Holestein), la cual contiene información acerca de fallas de más de 650 aerogeneradores, entre los años 1993 y 2006. De acuerdo a estos datos, el sistema eléctrico y el sistema de control son los subsistemas que presentan la tasa de falla más alta; sin embargo, la indisponibilidad asociada a la falla de estos subsistemas es menor a la de la gran mayoría de los subsistemas o componentes restantes. En relación a la indisponibilidad generada por la falla de cada subsistema o componente, la mayor indisponibilidad se genera al presentarse una falla en la multiplicadora, las palas y el generador. Por otra parte, se destaca que el 25% de las fallas generan el 95% de la indisponibilidad, lo cual muestra un gran desequilibrio en relación a la indisponibilidad que genera cada una de las fallas, y demuestra que la tasa de falla, sin tener en cuenta los tiempos de indisponibilidad, no es un parámetro relevante. Todos estos datos se pueden observar en las Figuras 3.2 y 3.3.

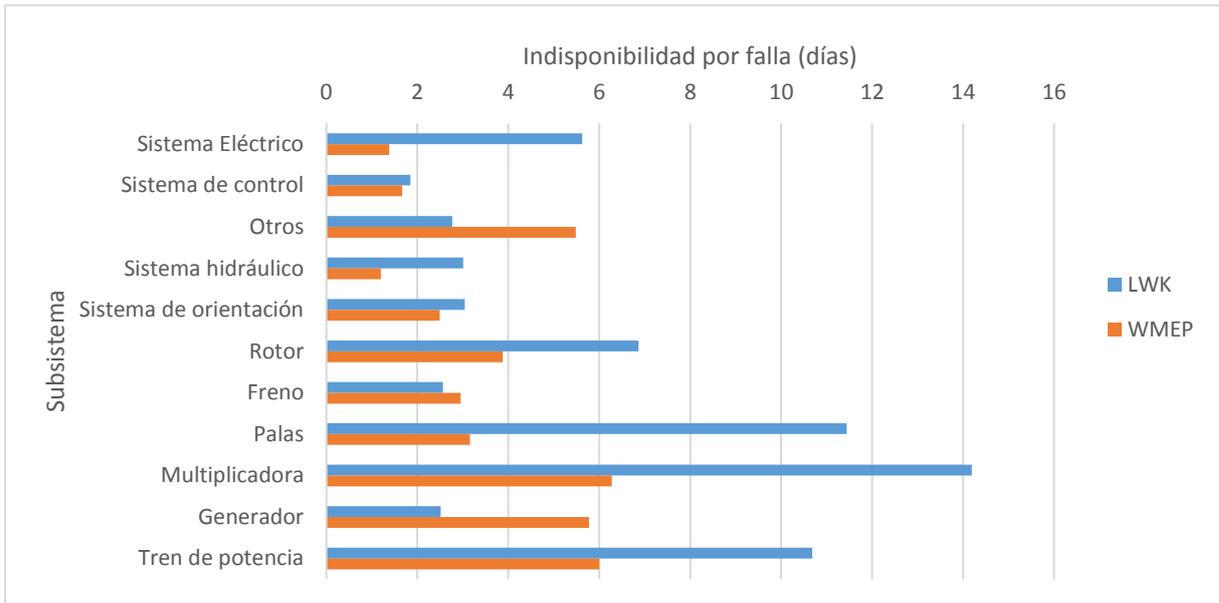


Figura 3.2 - Indisponibilidad por falla por subsistema [NREL, 2013]

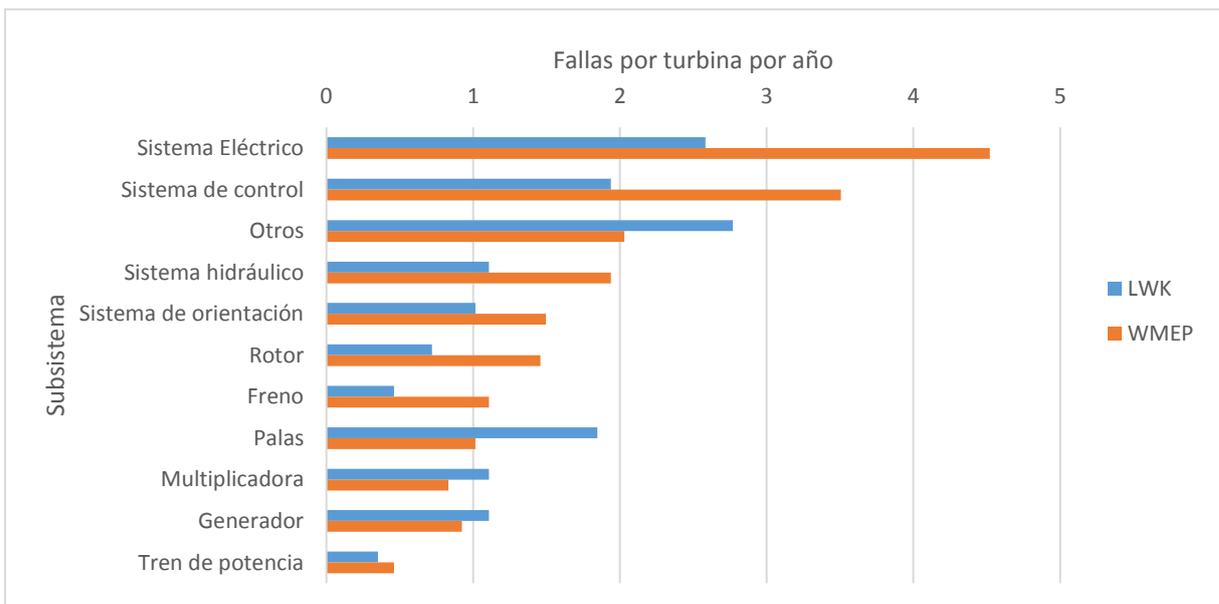


Figura 3.3 - Fallas por turbina por año por subsistema [NREL, 2013]

De acuerdo a NREL, 2013, la revista WindStats posee datos estadísticos acerca de producción y operación de un total aproximado de 30.000 turbinas eólicas repartidas entre Suecia, Dinamarca, Alemania y Finlandia (a diciembre 2012). Dichos datos se pueden observar en los gráficos de las Figuras 3.4 y 3.5, agrupadas en dos períodos: 2003-2007 y 2008-2012. Como se puede observar en dichos gráficos, en ambos períodos el subsistema que generó mayor indisponibilidad fue la multiplicadora, seguido por el generador, el sistema eléctrico y el rotor,

aunque el orden de estos últimos tres depende del período. Es importante destacar que la indisponibilidad disminuye en el período 2008-2012 respecto al 2003-2007, para la mayoría de los subsistemas.

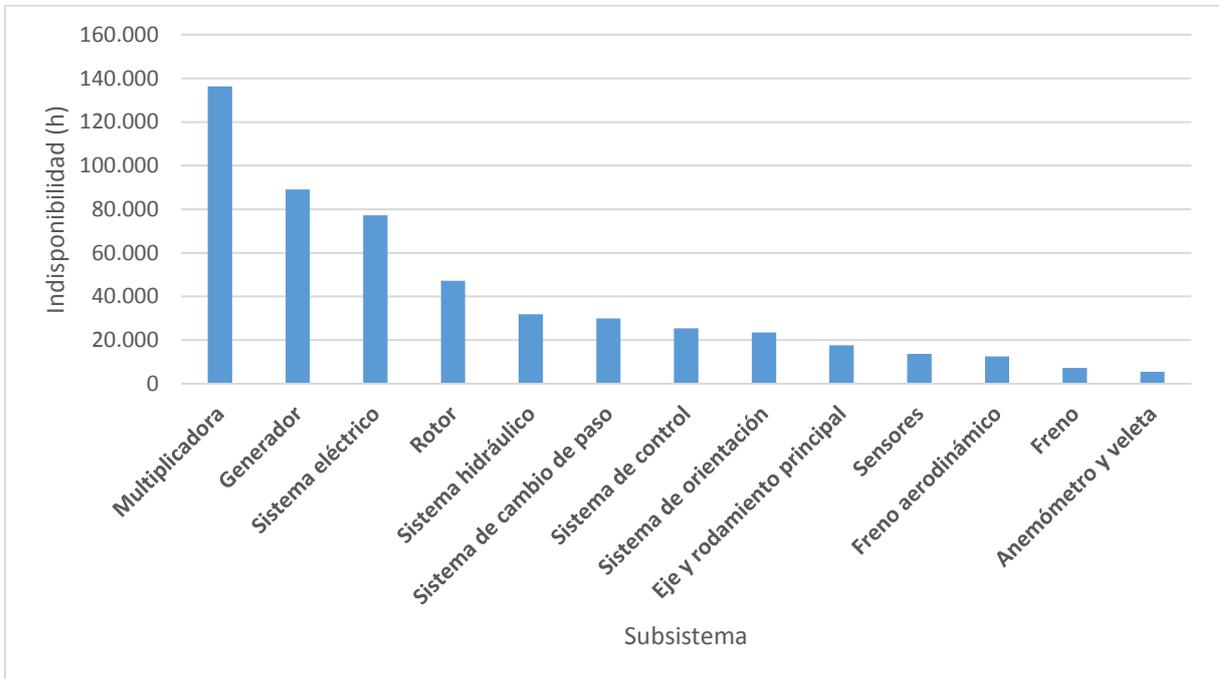


Figura 3.4 – Indisponibilidad asociada a subsistemas, período 2003-2007 [NREL, 2013]

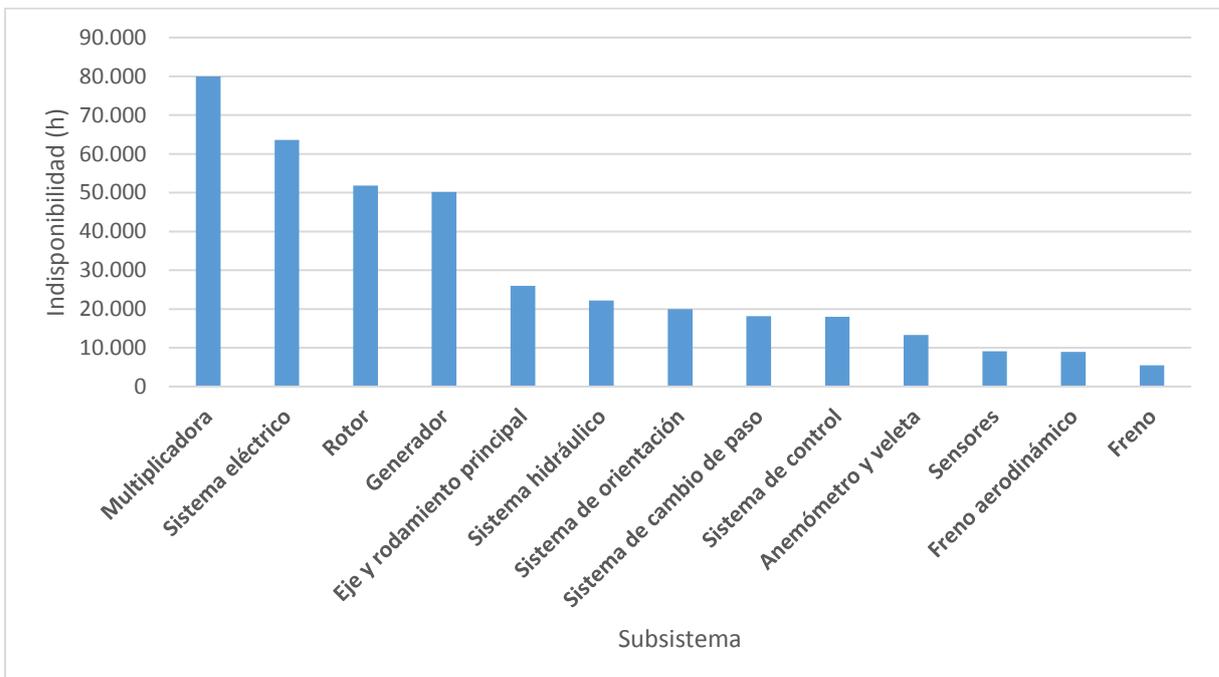


Figura 3.5 - Indisponibilidad asociada a subsistemas, período 2008-2012 [NREL, 2013]

Respecto a la tasa de falla de los diferentes subsistemas, los datos se encuentran agrupados en tres períodos, coincidentes con los años 2006, 2009 y 2012. En las Figuras 3.6 a 3.8 se puede observar que, en los tres períodos, la mayor tasa de falla corresponde al sistema eléctrico, y que entre los siguientes cuatro siempre se encuentran la multiplicadora, el sistema hidráulico y el generador.

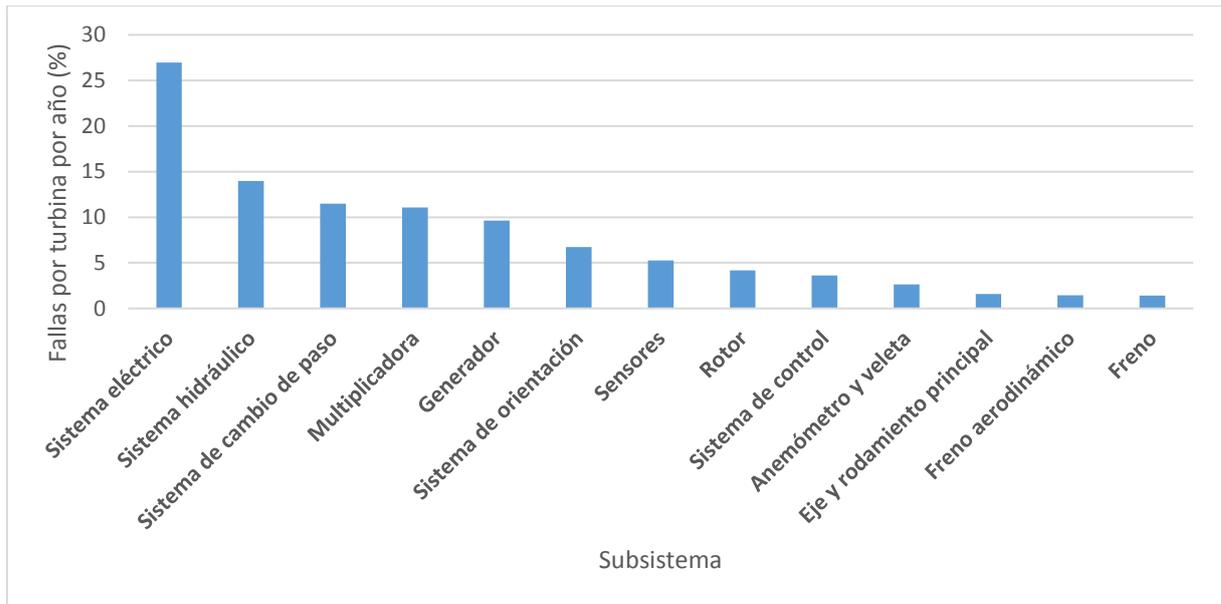


Figura 3.6 – Tasa anual de falla asociada a subsistemas, período 2006 [NREL, 2013]

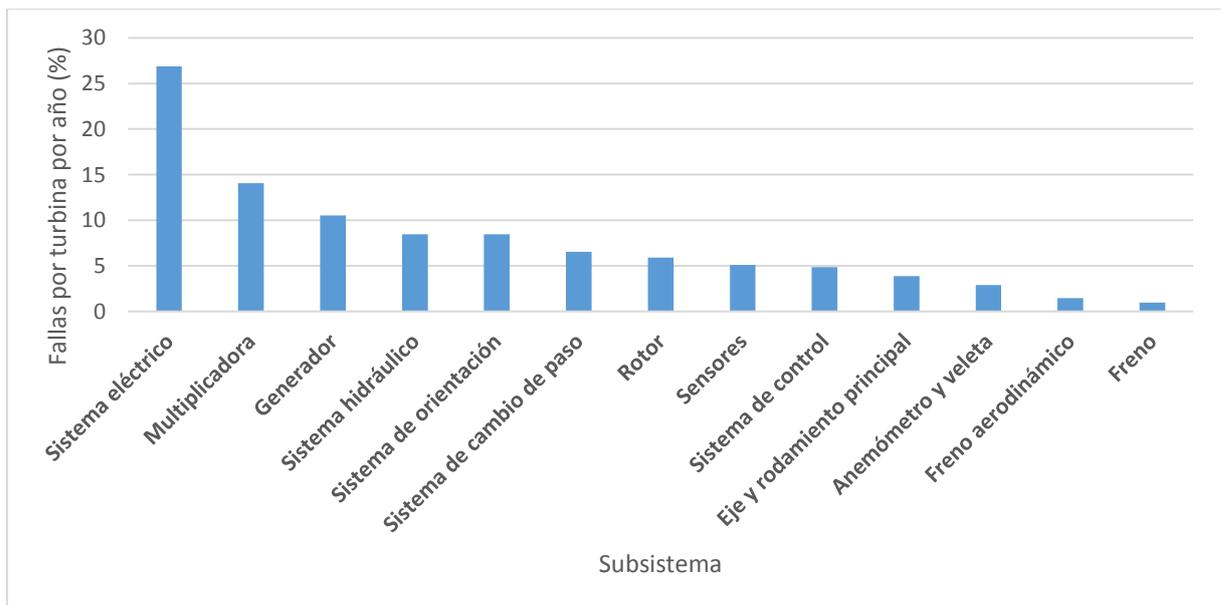


Figura 3.7 – Tasa anual de falla asociada a subsistemas, período 2009 [NREL, 2013]

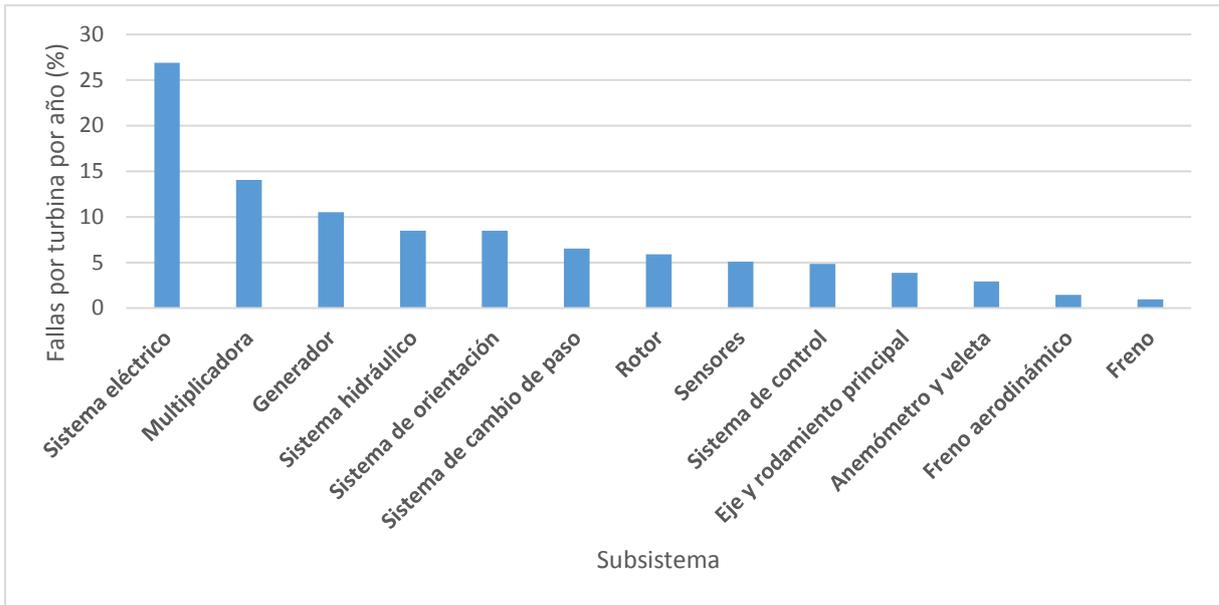


Figura 3.8 – Tasa anual de falla asociada a subsistemas, período 2012 [NREL, 2013]

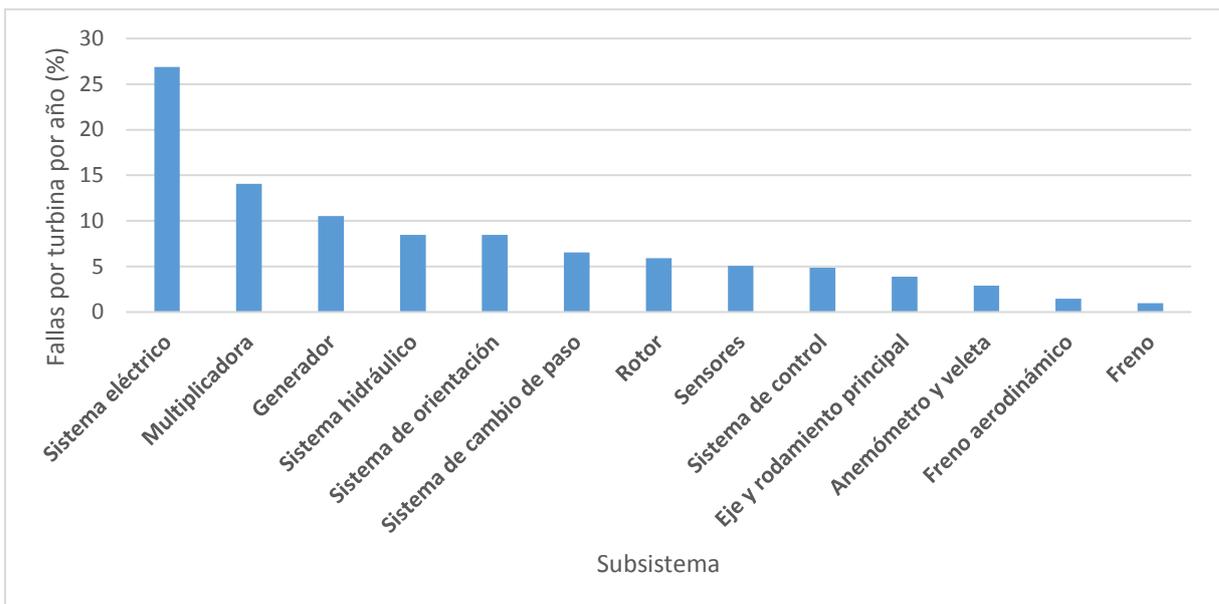


Figura 3.9 – Indisponibilidad asociada a subsistemas [Peters, 2012]

Según lo establecido por Peters et al., 2012, la base de datos CREW (Continuous Reliability Enhancement for Wind), la cual fue desarrollada por Sandia National Laboratories (SNL) de los Estados Unidos de América, contiene datos de entre 800 y 900 turbinas de potencia mayor a 1 MW, de un total de 10 plantas generadoras. De acuerdo a esta base de datos, el sistema que tiene mayor contribución a la indisponibilidad es el rotor, seguido por el generador y el sistema de control, aunque distingue también una categoría denominada “otros”, la cual

tiene el 63,7% de la disponibilidad asociada e introduce una gran incertidumbre. La indisponibilidad asociada a cada subsistema, para esta base de datos, se puede observar en la Figura 3.9.

La base de datos CREW, según indica Peters et al., 2012, ha relevado también la frecuencia de los eventos y la indisponibilidad por evento, para los diferentes subsistemas. Al igual que en el caso anterior, una gran parte de los eventos están asociados al rubro “otros”, y el primero de los sistemas en relación a la frecuencia de los eventos es el rotor, seguido por el generador y el sistema de control. En cuanto a la indisponibilidad generada por cada una de las fallas, se puede observar que, en más de 50% de los casos, la indisponibilidad por evento es aproximadamente 1 hora. Estos datos se pueden observar en la Figura 3.10 y 3.11.

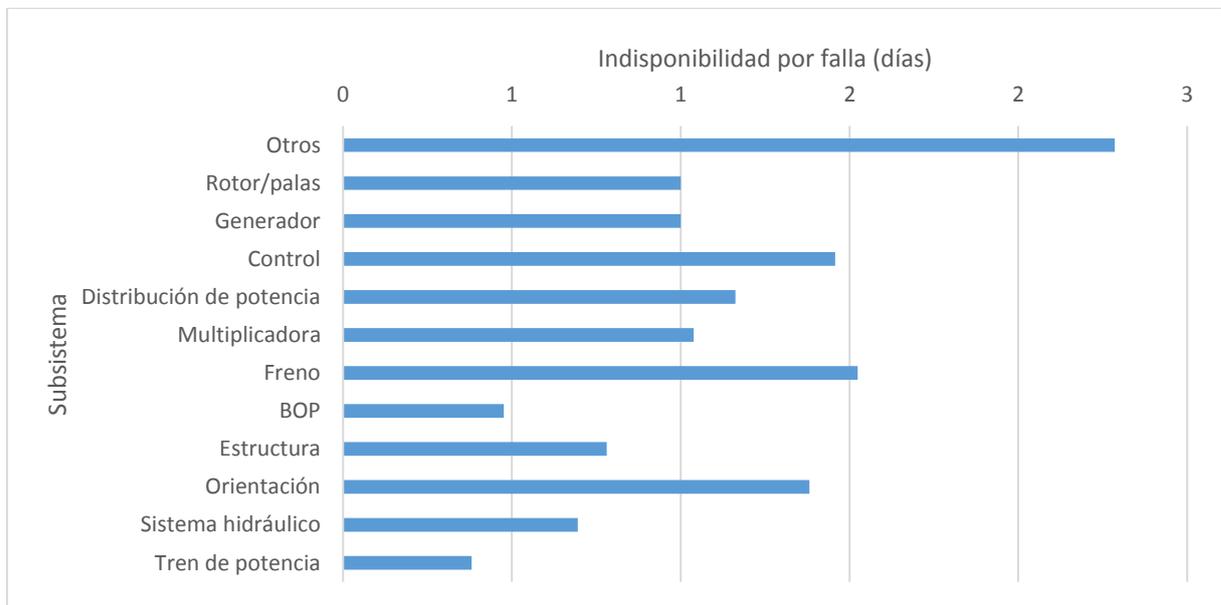


Figura 3.10 – Indisponibilidad por falla asociada a subsistemas [Peters, 2012]

Conforme a lo establecido por Nivedh, 2014, establece que la causa de las fallas de un aerogenerador está asociada, en gran parte, a los componentes principales, con un 74% de las fallas asociadas a la multiplicadora y el generador en conjunto; de este porcentaje, un 59% corresponde a la multiplicadora y un 25% al generador, como se puede observar en la Figura 3.12.

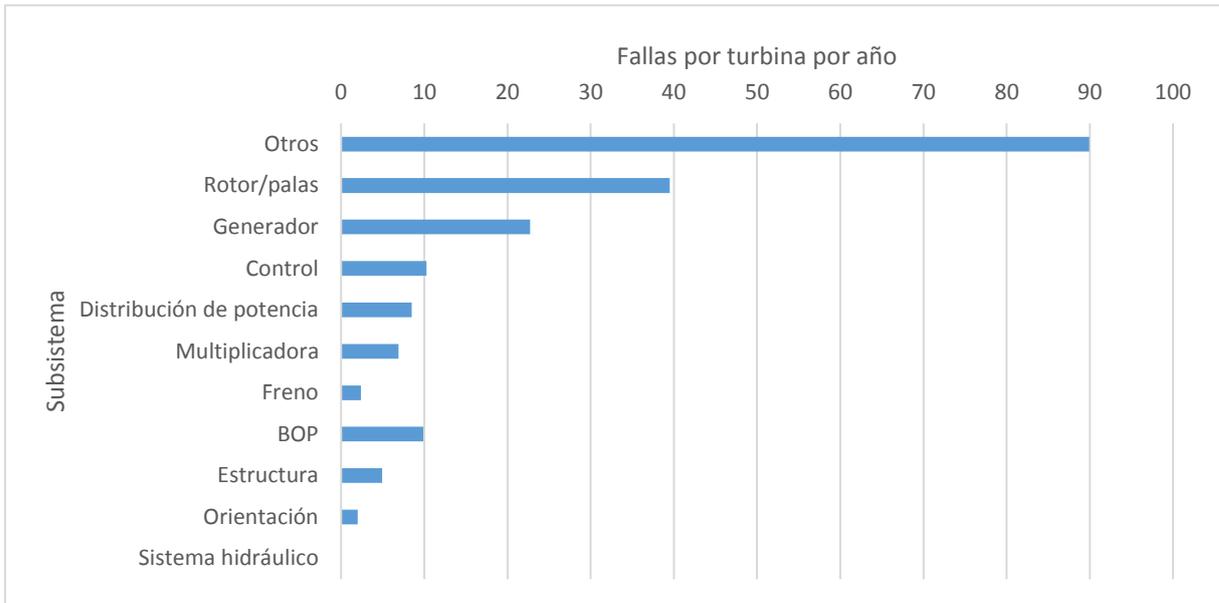


Figura 3.11 – Fallas por turbina por año asociadas a subsistemas [Peters, 2012]

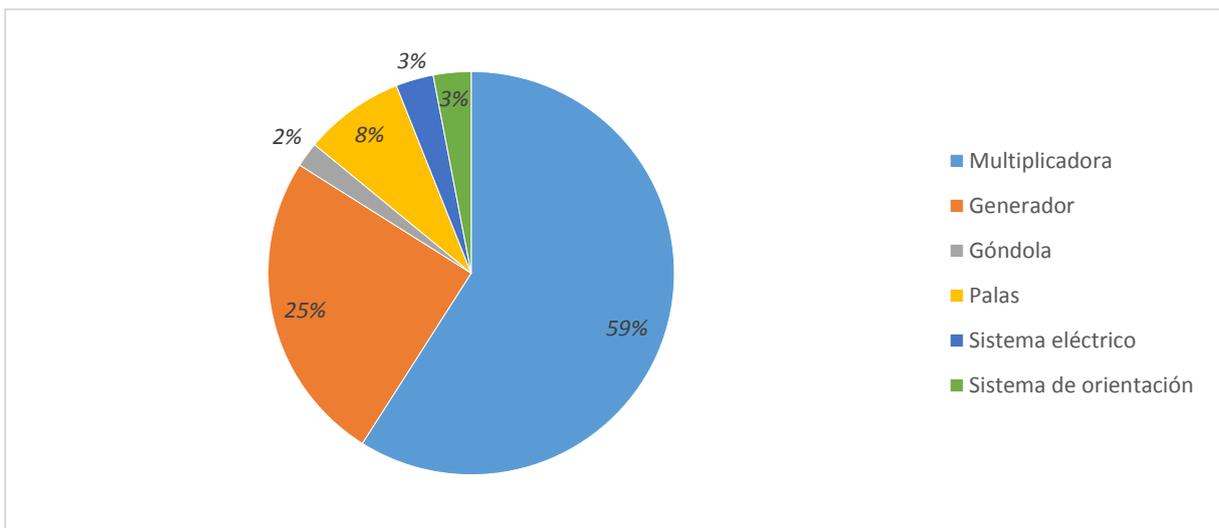


Figura 3.12 – Distribución de fallas de aerogeneradores, por subsistema [Nivdeh, 2013]

Estudiadas las distintas bases de datos, se presenta, en la Tabla 3.1, un resumen de las distintas bases de datos, y las indisponibilidades y frecuencias de falla más relevantes de acuerdo a los diferentes subsistemas, para aerogeneradores similares a los de estudio. Aquí queda claramente de manifiesto lo mencionado acerca de la inexistencia de un vínculo entre la frecuencia de las fallas y la indisponibilidad que estas generan, además de dejar en evidencia que los componentes más críticos desde el punto de vista de la indisponibilidad que generan

son: la multiplicadora, las palas y el generador. Es por esto que a continuación se estudiarán en mayor profundidad los datos estadísticos de fallas de estos subsistemas.

Tabla 3.1 – Subsistemas con mayor indisponibilidad y frecuencia de falla, para diferentes bases de datos

Base de datos	Subsistemas con mayor indisponibilidad	Subsistemas con mayor frecuencia de falla
WMEP	Multiplicadora Tren de potencia (no incluye multiplicadora) Generador	Sistema eléctrico Sistema de control
LWK	Multiplicadora Palas Tren de potencia (no incluye multiplicadora)	Sistema eléctrico Sistema de control
WindStats	Multiplicadora Generador Sistema eléctrico Rotor	Sistema eléctrico Sistema hidráulico Multiplicadora Generador
CREW	Rotor Generador Sistema de control Sistema eléctrico	Rotor Generador Sistema de control Sistema eléctrico
Nivedh	Multiplicadora Generador Palas	-

3.1.1 Fallas de la multiplicadora

En lo que respecta a fallas de multiplicadoras, de acuerdo a lo establecido por NREL, 2013, desde el año 2009 dicho laboratorio maneja una base de datos propia, con el objetivo de conocer los modos de falla más frecuentes, las posibles causas raíz y conocer la confiabilidad

de los componentes. Los datos que recopilados provienen de aproximadamente veinte compañías, entre las que se incluyen: fabricantes de turbinas y multiplicadoras, propietarios, talleres de reparación de multiplicadoras y proveedores de operación y mantenimiento de turbinas. La base de datos contiene información (a la fecha del informe) de 289 fallas de multiplicadoras, con 257 registros de daños. Estos registros muestran que 70% de las fallas están asociadas a rodamientos, 26% a engranajes y 4% a otros elementos, según se indica (aún en mayor detalle) en la Figura 3.13.

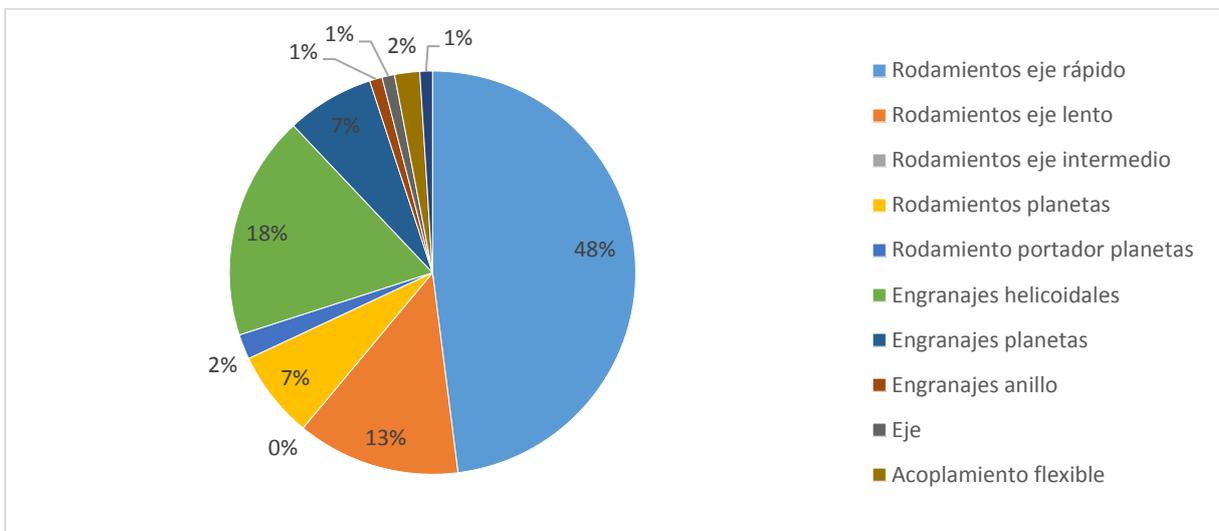


Figura 3.13 – Distribución de tipos de daños de multiplicadora [NREL, 2013]

Según Nivedh, 2014, las causas más frecuentes de falla de multiplicadoras son los rodamientos, que abarcan un 67% de los casos, lo que es consistente con lo presentado por NREL. Estas fallas las atribuye principalmente a: fluctuaciones de carga, desalineamiento, condiciones térmicas inadecuadas y mala lubricación. Seguido de los rodamientos, la fuente de falla más frecuente son los engranajes, lo cual se asocia principalmente a carga excesiva o vibración. Sin embargo, se debe tener especial cuidado a la hora de comparar ambas bases de datos, ya que la categorización no es igual en los dos casos, ya que en la categorización de Nivedh hay categorías como “vibración” y “ruido”, que pueden comprender casos de fallas de rodamientos o engranajes. La distribución de tipos de daños de multiplicadora se presenta en la Figura 3.14. Es posible que la gran diferencia en los casos de falla por rodamientos difiera demasiado entre ambas bases de datos. A este estudio se agrega el dato de tiempo de sustitución de multiplicadora, el cual, de acuerdo a lo expuesto por el autor, es entre 5 y 7 años.

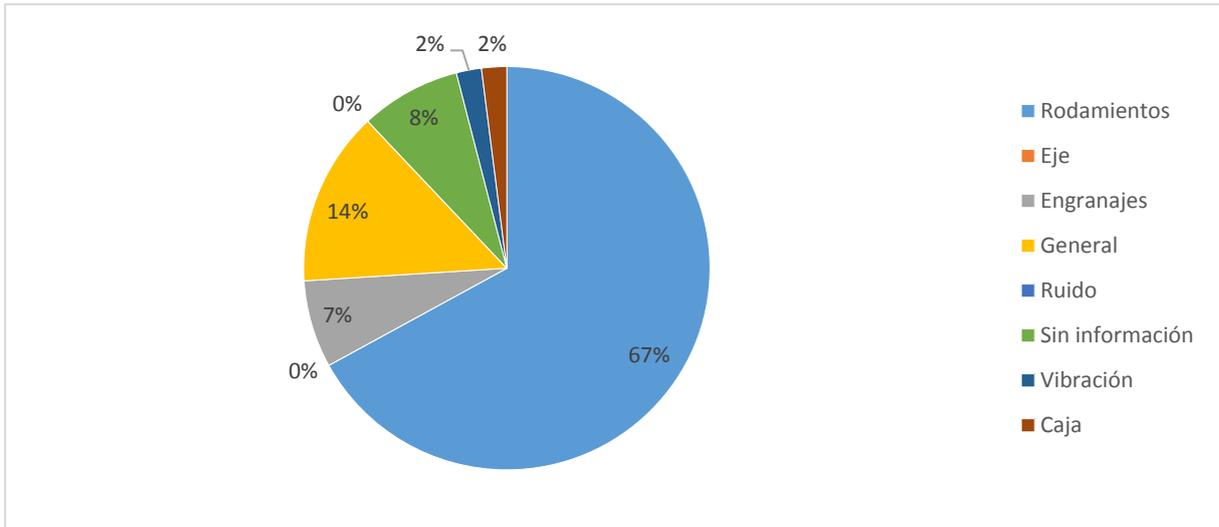


Figura 3.14 – Distribución de tipos de daños de multiplicadora [Nivedh, 2014]

Datos recopilados por NREL, 2013, a través de DNV KEMA, acerca de sustituciones de multiplicadora y generador durante los primeros diez años de operación, muestran una tasa promedio de requerimiento de sustitución de 5% para la multiplicadora y 3,5% para el generador. La tasa de requerimiento de sustitución de generador es mayor a la de la multiplicadora solamente en los años 6 y 7, que coinciden con los picos de falla del primero. Es importante resaltar que estos datos incluyen fallas asociadas a defectos de serie, por lo que pueden verse afectados por situaciones puntuales. El detalle de los datos se presenta en las Figuras 3.15 y 3.16.

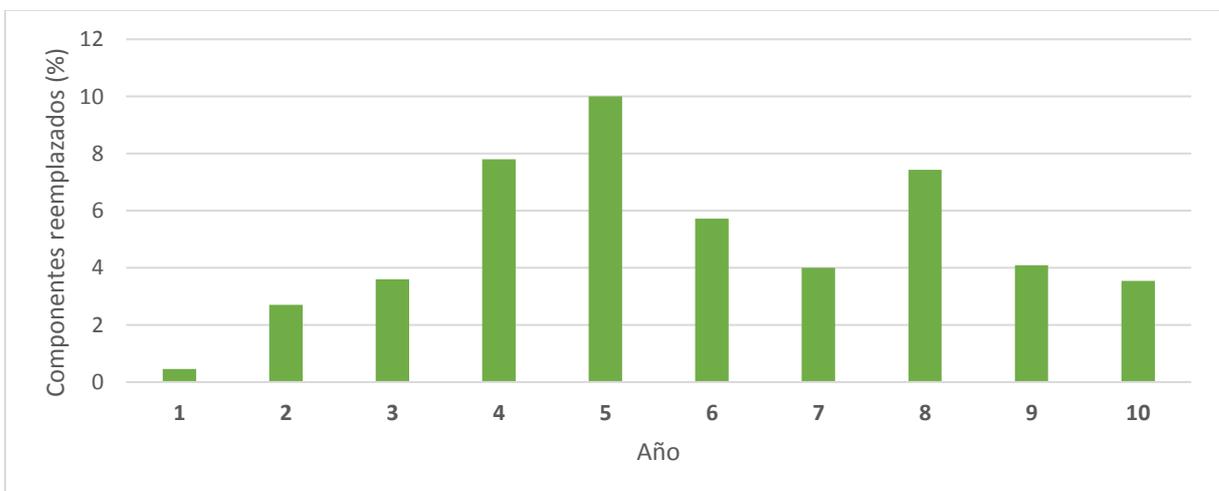


Figura 3.15 – Tasa anual de sustitución de multiplicadora, años 1 a 10 [NREL, 2013]

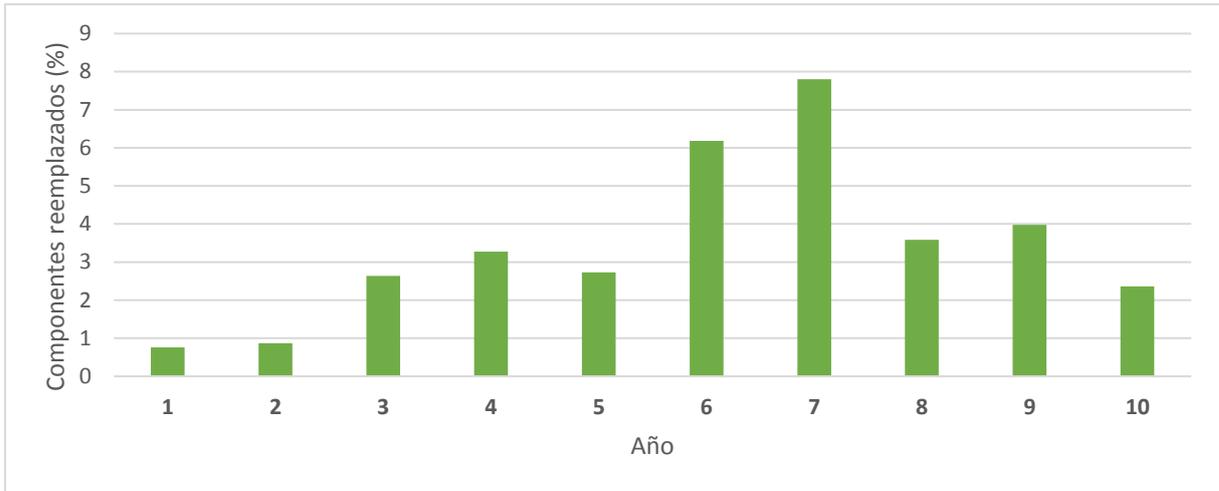


Figura 3.16– Tasa anual de sustitución de generador, años 1 a 10 [NREL, 2013]

3.1.2 Fallas del generador

En lo que respecta a generadores, conforme a Nivedh, 2014, hay dos grandes categorías de fallas de generadores: falla de los bobinados, por insuficiente aislación o mal diseño, y falla mecánica de los rodamientos, debido a fatiga temprana, que puede ocasionarse por mala lubricación. Los datos estadísticos de fallas son presentados en la Figura 3.17, donde las fallas se dividen en 7 categorías. Allí se observa claramente que la gran mayoría de las fallas del generador se dan en los rodamientos, y, a continuación, en el estator.

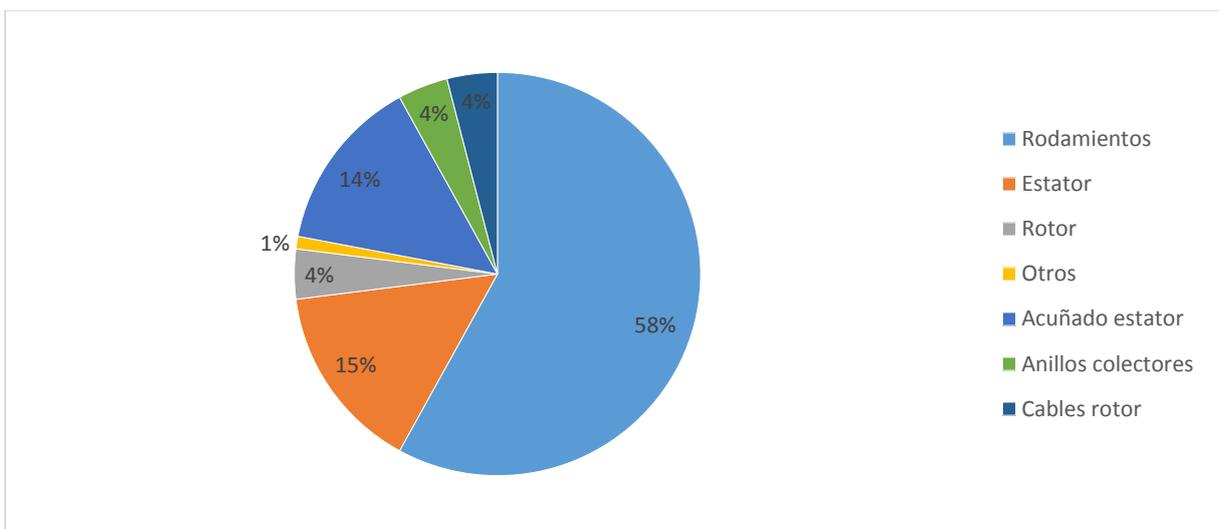


Figura 3.17 – Distribución de fallas de generador de gran tamaño [Nivedh, 2014]

3.1.3 Falla de las palas

Según lo establecido por Nivedh, 2014, los daños más comunes que pueden ser encontrados en el exterior de las palas son: “erosión o impacto en la superficie de la pala, desviaciones observables en el laminado (spalling, descamación, y cavidades), adhesivo deficiente en las superficies de adhesión, fisuras y, por supuesto, impactos de rayos”. Mientras tanto, en el interior de la pala, los daños son: “fisuras en la resina adhesiva, falta de adhesivo, discontinuidades en el sándwich, delaminaciones entre la fibra de vidrio, fisuras en la viga, exceso de resina, problemas de adhesión, ondas, inclusiones de aire, etc.”.

Este mismo autor presenta una categorización de las fallas, de acuerdo a las presentadas en el párrafo anterior, y asocia a éstas un tiempo recomendado para la reparación, que se puede observar en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 – Posibles daños de palas y tiempos recomendados para reparación [Nivedh, 2014]

Posibles daños de palas	Tiempo para reparación
Defectos superficiales menores dentro y fuera de la pala	24 meses
Primeros signos de daño estructural	12 a 24 meses
Varios defectos superficiales	
Pequeñas fisuras en el adhesivo	
Daño en la estructura	3 a 12 meses
Fisuras en la valva y en el adhesivo	
Varios defectos superficiales	
Defectos mayores en la estructura principal	0 a 3 meses
Fisuras que limitan la estructura aerodinámica	Posible limitación de potencia
Daños que no ofrecen operación segura	Inmediato

Datos recolectados por el NREL, a través de DNV KEMA, pretenden recoger información acerca de fallas en palas, multiplicadora y generador. Estos datos muestran que, durante diez años de operación, un promedio anual de 2% de las turbinas requieren una sustitución de pala, siendo el impacto de rayos la causa más común de falla. No obstante, las sustituciones de palas durante los años 1 y 2 son principalmente debidas a defectos de

construcción o daños ocurridos durante el transporte y montaje. El detalle de los datos se presenta en la Figura 3.18.

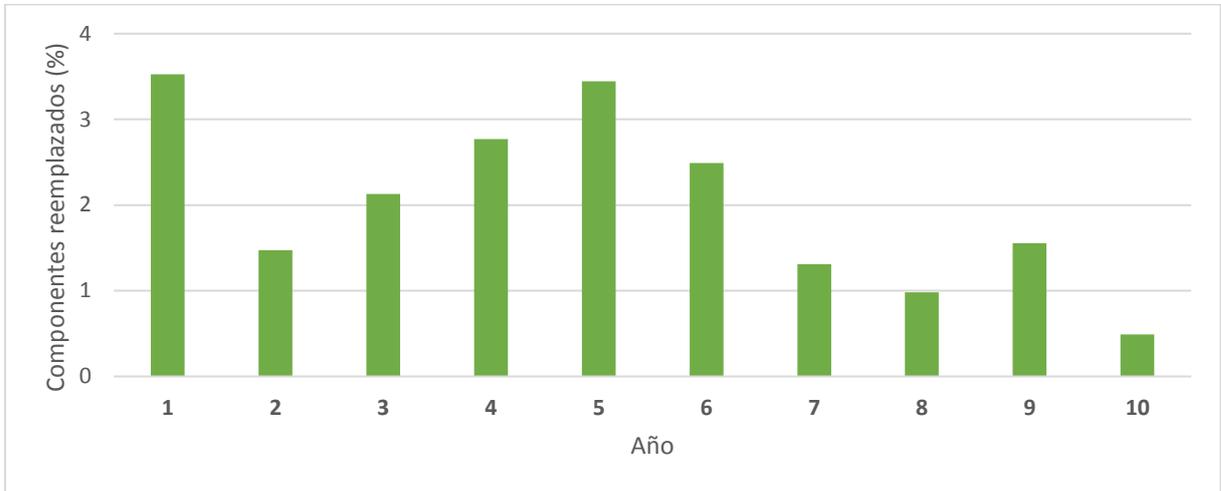


Figura 3.18 – Tasa anual de sustitución de pala, años 1 a 10 [NREL, 2013]

5 MONITOREO DE AEROGENERADORES

Los aerogeneradores modernos cuentan con un sistema de monitoreo a distancia mediante sistemas SCADA, a fin de tener una supervisión continua de los mismos. En estos sistemas se pueden observar las variables medidas en las turbinas, así como sus alarmas, avisos y estados, ya sea en línea o como registros históricos.

Las variables disponibles como registros históricos son registros de periodicidad diezminutal o similar, pudiéndose encontrar valores medios, máximos, mínimos y desviación estándar, dependiendo de la variable que se trate, y de la versión de software instalada en el controlador de la turbina. De todas formas, es posible acceder a los datos instantáneos directamente desde el servidor, para lo cual se requiere tener un manejador de grandes bases de datos, ya que el volumen de información disponible no es manejable mediante un sistema convencional.

Los avisos y alarmas indican dos niveles de funcionamiento fuera de los parámetros esperados o adecuados. Los avisos indican que alguna de las variables está fuera del rango esperado, pero en una magnitud tal que no impide el funcionamiento, ni pone en riesgo la integridad de la turbina o alguno de sus componentes. En el caso de las alarmas, la magnitud es tal que el funcionamiento se ve impedido, o pone en riesgo la integridad de la turbina o alguno de sus componentes.

Algunos aerogeneradores incluyen también sistemas de monitoreo continuo de vibraciones, los cuales se utilizan como herramienta de mantenimiento predictivo de la multiplicadora, el eje principal y el generador. Dichos datos pueden estar integrados al sistema SCADA, o manejarse mediante otro software adicional.

En este capítulo se pretende plasmar la utilidad que tienen los datos de SCADA y de los sistemas de monitoreo continuo de vibraciones, y las nuevas tendencias y técnicas tradicionales existentes para cada una de estas herramientas.

5.1 Utilización de las variables registradas en el sistema SCADA

El listado de variable registradas en el sistema SCADA se presenta en la Tabla A.1, del Anexo A, en la cual las mismas se encuentran divididas por categorías, y además se indica el

tipo de registro que se realiza para cada tipo de variable en cada período de diez minutos, que es el que corresponde a estos registros.

La principal utilidad de las variables monitoreadas en los aerogeneradores radica en el ingreso de éstas al sistema de control, a fin de darle su funcionalidad. De todas formas, no todas las variables entran dentro de la lógica del controlador con el fin de establecer las pautas de funcionamiento, sino que algunas intervienen estableciendo alarmas o avisos, que pueden llegar a interrumpir el funcionamiento continuo. Si bien aquí se han mencionado las variables en su sentido más amplio, puede tratarse o no, dependiendo del caso, de los valores registrados en el sistema SCADA; en general, la lógica de funcionamiento, alarmas y avisos está asociada a valores de frecuencia menor a diez minutos.

Los datos almacenados en el sistema SCADA tienen como utilidad la supervisión de los parámetros de operación de las turbinas y del parque en general, con el fin de monitorear su condición de operación. Es decir que, algunos de estos datos, tienen utilidad como herramienta de mantenimiento predictivo. El desafío de esta cuestión se encuentra en identificar cuáles datos son útiles con este fin, y cómo procesarlos.

5.1.1 Mantenimiento predictivo basado en análisis de datos de SCADA

En esta sección se presenta un estado del arte acerca de mantenimiento predictivo de aerogeneradores a través de datos de SCADA, a fin de comprender cuales son las utilidades y tendencias en la utilización de estos datos.

Sharma et al., 2014, presenta un modelo elaborado a partir de los datos de SCADA en la condición libre de falla, para la cual establece una temperatura esperada para el rodamiento principal, en función de la velocidad de rotación del eje principal, la temperatura del freno, la presión de aceite hidráulico en el circuito de freno, y el ángulo de paso; adicionalmente, se realiza una corrección de temperatura por temperatura ambiente. Dado el valor esperado y el valor real del rodamiento principal, se establece el valor residual, calculado como la diferencia entre ambos, como parámetro de aviso anticipado de falla.

Shaowu, 2016, ha desarrollado un modelo para predecir fallas en multiplicadoras, a partir de la comparación entre el valor de la presión del aceite del circuito de lubricación y refrigeración de la multiplicadora y la predicción de este valor, la cual se realiza en función de la temperatura del aceite, la potencia y la temperatura del eje principal.

Gray et al., 2011, presenta un método para predicción de fallas que combina métodos estadísticos, fundamentos de física, y herramientas de software. Este método es aplicado a fallas de la multiplicadora, mediante el análisis de la temperatura de aceite, y a fallas del generador, mediante la evaluación de la temperatura de sus bobinados.

Wang et al., 2014, mediante la evaluación de tres métodos de inteligencia artificial (AI), como lo son las redes neuronales artificiales (ANNs), sistemas difusos, y sistemas neuro-difusos (ANFIS), propone la evaluación combinada de datos de SCADA y datos de alta frecuencia. Por otra parte, y en base a una revisión bibliográfica, establece que es posible determinar el estado global de las turbinas mediante el seguimiento de la velocidad de viento y la potencia de salida, y que el resto de los datos pueden ser utilizados para la localización de fallas.

Soraghan, 2016, presenta un software denominado SpheriCAL, desarrollado por la empresa E.ON, el cual “adopta una aproximación pragmática al modelado, combinando el entendimiento físico y el reconocimiento de patrones”, en lugar de usar las técnicas principales de monitoreo, señaladas por el autor como las redes neuronales, el modelado físico y las tendencias.

Feng et al., 2013, presenta dos casos de fallas de multiplicadoras, y su posible predicción a través de datos de SCADA, sistemas de monitoreo continuo de vibraciones (CMS) y conteo de partículas. En el primer caso, la predicción se basa en el modelado físico que establece que, al disminuir la eficiencia de la multiplicadora (lo que ocurre al existir un daño), aumenta la diferencia de temperatura entre el aceite y la góndola, para cada nivel de potencia. Este caso se trata de un daño en la etapa planetaria. En el segundo caso, se presenta una falla en el IMS, en la cual se evidencia un aumento del nivel de vibraciones y del conteo de partículas.

Tchakoua et al., 2014, realiza una revisión acerca del estado del arte del monitoreo de condición de aerogeneradores, sus nuevas tendencias, y los desafíos futuros. En relación a los datos de SCADA, plantea que, en muchos casos, estos no son suficientes como herramienta de mantenimiento predictivo, por su baja frecuencia de 5 a 10 minutos. También observa que estos datos varían en un rango muy amplio en condiciones de operación variable, lo que hace que se requiera de una herramienta de análisis apropiada.

Kim et al., 2011, realiza un estudio en el que separa los datos de SCADA (con frecuencia de 1 Hz) según la etapa de operación en la que se encuentre la turbina, ya que entiende que regímenes diferentes de operación pueden determinar signos de falla diferentes. El análisis se realiza mediante la utilización de redes neurales auto asociativas, con el fin de detectar

relaciones entre diferentes variables. Las relaciones encontradas, y que presentan desvíos previos a la falla de la multiplicadora, son: entre la potencia y torque dividido la velocidad de giro del eje de alta velocidad, y entre la potencia y la relación efectiva de la multiplicadora.

5.2 Monitoreo de vibraciones en aerogeneradores

Algunos aerogeneradores modernos cuentan con un sistema de monitoreo de vibraciones del tren de potencia, con el fin de daños en engranajes y rodamientos de la multiplicadora y rodamientos del generador en etapas tempranas, evitando así fallas intempestivas que generen grandes indisponibilidades de las turbinas. En el caso de la turbina de estudio, no cuenta con este sistema de monitoreo, que cada vez se utiliza de forma más habitual en esta industria.

Los daños pueden ser detectados mediante análisis en el dominio tiempo (forma de onda) o en el dominio frecuencia (espectro). Ambos análisis son útiles y complementarios, si bien comúnmente se tiende a usar únicamente el espectro como método de análisis para la detección de fallas.

5.2.1 Frecuencias de falla

Un rodamiento defectuoso puede ser diagnosticado mediante la presencia de componentes no síncronos en el espectro de vibraciones, los cuales son conocidos como frecuencias de falla o tonos, más precisamente: frecuencia de paso de los elementos rodantes sobre la pista interior (BPFI), frecuencia de paso de los elementos rodantes sobre la pista exterior (BPFO), frecuencia de rotación de la jaula (FTF), frecuencia de rotación de los elementos rodantes (BSF). Dichas frecuencias están asociadas a la frecuencia de rotación del eje, y a las características constructivas del rodamiento.

La frecuencia de paso de los elementos rodantes sobre la pista interior, abreviada BPFI por su denominación en inglés *ball pass frequency of inner race*, es la frecuencia con la cual los elementos rodantes pasan por un punto de la pista interior. Esta frecuencia es, aproximadamente, el 60% del número de elementos rodantes multiplicado por la frecuencia de rotación del eje, independientemente de cual sea la pista que está rotando.

La frecuencia de paso de los elementos rodantes sobre la pista exterior, abreviada BPFO por su denominación en inglés *ball pass frequency of outer race*, es la frecuencia con la cual

los elementos rodantes pasan por un punto de la pista exterior. En forma aproximada, esta frecuencia se puede calcular como el 40% del número de elementos rodantes multiplicado por la frecuencia de rotación del eje, independientemente de cual sea la pista que está rotando.

La frecuencia de rotación de los elementos rodantes, abreviada BSF por su denominación en inglés *ball spin frequency*, es la frecuencia de rotación de los elementos rodantes sobre su propio centro.

La frecuencia de rotación de la jaula, abreviada FTF por su denominación en inglés *fundamental train frequency*, es equivalente a la frecuencia de rotación de los centros de los elementos rodantes. En forma aproximada, esta frecuencia se puede calcular como el 40% de la frecuencia de rotación del eje, en caso que la pista interior esté rotando, o como el 60% de la frecuencia de rotación del eje, en caso que la pista exterior esté rotando.

Para el cálculo de las frecuencias de falla se utilizan las Ecuaciones 5.1 a 5.4, que se muestran a continuación:

$$BPFI = \frac{N}{2} \times F \times \left(1 + \frac{B}{P} \times \cos \theta \right) \quad (5.1)$$

$$BPFO = \frac{N}{2} \times F \times \left(1 - \frac{B}{P} \times \cos \theta \right) \quad (5.2)$$

$$BSF = \frac{1}{2} \times \frac{P}{B} \times F \times \left(1 - \left(\frac{B}{P} \right)^2 \times (\cos \theta)^2 \right) \quad (5.3)$$

$$FTF = \frac{1}{2} \times F \times \left(1 - \frac{B}{P} \times \cos \theta \right) \quad (5.4)$$

donde F es la frecuencia de rotación del eje, N es el número de elementos rodantes, B es el diámetro de los elementos rodantes, P es el diámetro primitivo, y θ es el ángulo de contacto.

Las fallas detectables en rodamientos, a través del análisis de vibraciones, y sus signos asociados, se indican en la Tabla A.1 del Anexo A.

En el caso de los engranajes, existen frecuencias que son características de su operación, más allá de que su estado sea bueno o no, y otras frecuencias que son típicas de un engranaje

defectuoso: frecuencia de giro de la corona (FC), frecuencia de rotación del piñón (FP), frecuencia de engrane (GMF), frecuencia de repetición de diente (TRF), y frecuencia de fase de ensamblaje o frecuencia fantasma (APF).

La frecuencia de giro de la corona y del piñón son las frecuencias de giro de sus respectivos ejes. La frecuencia de engrane, abreviada GMF por su nombre en inglés “gear mesh frequency”, es la frecuencia con la que un diente del piñón engrana con un diente de la corona, y se calcula como:

$$GMF = Z_C \times F_C = Z_P \times F_P \quad (5.5)$$

donde Z_C es el número de dientes de la corona, F_C es la frecuencia de giro de la corona, Z_P es el número de dientes del piñón, F_P es la frecuencia de giro de la corona

La frecuencia de repetición de diente, abreviada TRF por su nombre en inglés “tooth repeat frequency”, es la frecuencia con la cual un diente particular del piñón engrana con un diente particular de la corona engrana, y se calcula como:

$$TRF = \frac{GMF \times N_E}{Z_P \times Z_C} \quad (5.6)$$

donde GMF es la frecuencia de engrane y N_E es el número de ensamblaje, la cual se calcula como el máximo común divisor entre Z_C y Z_P .

La frecuencia de fase de ensamblaje o frecuencia fantasma (APF), indica que, como consecuencia del desgaste, el espacio entre dientes y su perfil ha cambiado, y se calcula como:

$$APF = GMF \times N_E \quad (5.7)$$

Un engranaje en buen estado presenta un espectro con picos en la frecuencia de giro del piñón, la frecuencia de giro de la corona, y en la frecuencia de engrane y sus armónicos 2X y 3X. Una representación gráfica, así como la intensidad de estos picos puede observarse en la Figura 5.2.

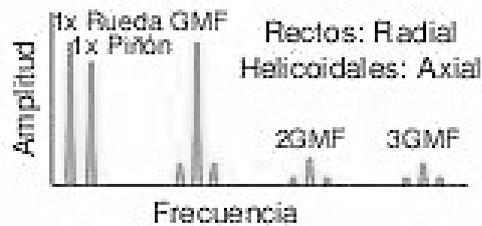


Figura 5.1 – Espectro de un engranaje en buen estado [adaptado de www.sinais.es, 2016]

Tanto en el caso de rodamientos como de engranajes, la aparición de las distintas frecuencias mencionadas y sus armónicos en el espectro, definirán que tipo de falla presente el equipo. En las Tablas B.1 y B.2 del Anexo B se presentan distintas fallas que pueden aparecer en rodamientos y engranajes, respectivamente, junto con las frecuencias que aparecen en el espectro para cada caso.

Para realizar un análisis del espectro de vibraciones del tren de potencia, es importante, en primera instancia, registrar todas las frecuencias características presentes. Estas frecuencias fueron calculadas, a modo de ejemplo, en la multiplicadora en cuestión, y se presentan en las Tablas 5.1, 5.2 y 5.3. Las mismas fueron calculadas para una velocidad de rotación del HSS de 1655 rpm.

Tabla 5.1 – Frecuencia de rotación de ejes @ 16,7 rpm rotor

Fuente de vibración	Frecuencia (Hz)
Rotación del rotor	0,28
Paso de palas	0,84
Rotación del eje de velocidad baja (etapa helicoidal)	1,58
Rotación del eje de velocidad intermedia (etapa helicoidal)	6,76
Rotación del eje de velocidad alta (etapa helicoidal)	33,53

Tabla 5.2 – Frecuencias asociadas a engranajes @ 16,7 rpm rotor

Fuente de vibración	Frecuencia (Hz)
Engrane planeta-corona y planeta-sol	24,79
Engrane IMS-LSS	148,72
Engrane IMS-HSS	784,14
Repetición de diente planeta-sol	0,037
Repetición de diente planeta-corona	0,015
Repetición de diente LSS-IMS	0,144
Repetición de diente IMS-HSS	0,966
Frecuencia de fases de ensamblaje planeta-sol y planeta-corona	24,77
Frecuencia de fases de ensamblaje LSS-IMS	297,44
Frecuencia de fases de ensamblaje IMS-HSS	3136,60

Tabla 5.3 – Frecuencias asociadas a rodamientos @ 16,7 rpm rotor

Fuente de vibración	BPFI (Hz)	BPFO (Hz)	BSF (Hz)	FTF (Hz)
Rodamiento HSS-B-RE	275,42	200,66	173,95	11,80
Rodamiento HSS-B-NRE-I	264,40	183,58	147,67	11,47
Rodamiento HSS-B-NRE-O	264,40	188,57	152,65	11,77
Rodamiento PG-B-RE	5,54	-	3,35	0,40
Rodamiento PG-B-NRE	5,54	-	3,35	0,40
Rodamiento PC-B-RE	8,92	8,06	5,40	0,12
Rodamiento PC-B-NRE	6,00	5,13	3,55	0,13
Rodamiento LSS-B-RE	23,42	19,27	16,47	0,72
Rodamiento LSS-B-NRE	30,59	26,33	21,29	0,73
Rodamiento IMS-RE	58,62	35,19	32,50	2,70
Rodamiento IMS-NRE-I	80,69	61,31	46,74	2,91
Rodamiento IMS-NRE-O	80,69	61,31	46,74	2,91

5.2.2 Procesamiento de datos

Se debe tener especial cuidado en cuanto al procesamiento de los datos, debido a que el sistema es no lineal y no estacionario, en términos generales.

Tradicionalmente, el análisis en el dominio frecuencia, conocido como análisis de espectro, consiste en la transformación de la señal en dominio tiempo (previamente procesada, si corresponde) al dominio frecuencia. Esto se realiza mediante la aplicación de la transformada de Fourier; en este caso en particular se aplica la transformada rápida de Fourier (FFT), la cual es un algoritmo computacional de la transformada discreta de Fourier (DFT), la cual transforma una señal discreta periódica en el tiempo en un espectro de frecuencias discreto periódico. La aplicación de la transformada de Fourier en un sistema no lineal y no estacionario introduce ciertos errores [Gavilán Moreno, 2007] [Antoniadou, 2015], y, por lo tanto, estos deben ser minimizados en caso de utilizarla. El requerimiento de linealidad viene dado por el proceso de la transformada de Fourier, y el de estacionariedad se debe a que, en caso de un sistema no estacionario, sus frecuencias variarán a lo largo del tiempo. De todas formas, el método de la FFT ha demostrado buenos resultados bajo condiciones estacionarias [Antoniadou, 2015]. Por lo tanto, si se asegura la condición de carga estacionaria, es de esperar un resultado aceptable.

Una alternativa a la transformada de Fourier es el método de Hilbert-Huang, el cual da la aceleración para las frecuencias instantáneas calculadas; esta representación gráfica es la llamada espectro de Hilbert. También puede ser calculado el espectro marginal de Hilbert, que no es más que un espectro instantáneo, y da una representación parecida a la transformada de Fourier. [Gavilán Moreno, 2015]

En vista de lo expuesto, es posible realizar un análisis del espectro mediante la aplicación de la FFT, durante un período que pueda considerarse estacionario. Para poder realizar esta consideración, la velocidad de rotación del rotor (y consecuentemente, del generador) no puede variar más de un 5% de su valor mínimo durante el período de estudio [Villa Montoya, 2011]. Es por esto que, en los sistemas comerciales, se toman datos en períodos en los cuales la velocidad de rotación y la carga es constante, a fin de lograr una condición estacionaria para el posterior análisis.

El algoritmo FFT, con un número de muestras igual a N , produce un número de líneas de frecuencia igual a $N/2$. El rango de frecuencias cubierto por la FFT está determinado por la frecuencia y el tiempo de muestreo, y puede calcularse como el número de líneas ($N/2$) dividido por el tiempo de muestreo.

Respecto a la frecuencia de muestreo, se debe tener especial cuidado en su selección, ya que una frecuencia de muestreo igual o menor a la frecuencia de la onda lleva a una representación incorrecta de la señal, lo cual se conoce como el fenómeno de aliasing. Para

evitar esto, es necesario que la frecuencia de muestreo sea al menos el doble de la frecuencia más alta que se desea analizar.

5.2.3 Estado del arte

Dolenc, et al., 2016, ha realizado un estudio acerca del análisis de vibraciones de daños distribuidos, y su diferencia con daños puntuales en cuanto a la respuesta en frecuencia. Para esto, ha estudiado cuatro casos: rodamiento sin falla, con daño localizado en la pista externa, con daño distribuido en la pista externa, y con daño distribuido en la pista interna. Ambos casos han sido estudiados mediante simulación y análisis experimental. Para el modelado, se han tenido en cuenta efectos como las imperfecciones de fabricación, como la ondulación de la pista. Como conclusión, ha detectado patrones diferentes en cada uno de los casos, mostrando un comportamiento más complejo en el caso de daños distribuidos. La diferencia también radica en la presencia de una frecuencia no mencionada en el punto 5.2.1 Frecuencias de falla, que aparece en el caso de daños distribuidas en la pista interna, llamada FTFI por su denominación en inglés “fundamental train frequency inner”, la cual está asociada a la cantidad de veces que un elemento rodante entra en la zona dañada, es decir:

$$FTFI = N \times BPI \quad (7.8)$$

Ciu et al., 2016, ha estudiado la respuesta vibratoria de rodamientos con daños en la pista externa, mediante simulación y un análisis experimental. En ambos casos ha estudiado la diferencia de la respuesta a medida que el tamaño del defecto aumenta, detectando que, en el caso de la simulación, los impactos claros pasan a ser impactos dobles. En el caso del análisis experimental, se destaca la dificultad de extraer información significativa para el caso de pequeños defectos por la presencia de ruido, lo que pasa a tener poca relevancia en el caso de grandes defectos. Finalmente, se plantea como desafío futuro, el estudio de algoritmos efectivos para la eliminación de ruido para el estudio de pequeños defectos.

Romero et al., 2016, ha propuesto un sistema de monitoreo de condición basado en análisis de vibraciones y datos de SCADA aplicado a una turbina Vestas V90-3.0MW, utilizando el método ICD, el cual descompone la señal no lineal y no estacionaria, en una serie de componentes que pueden ser estudiadas en el dominio frecuencia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

American Gear Manufacturers Association, **ANSI/AGMA 1010-E95 Appearance of Gear Teeth - Terminology of Wear and Failure**, United States of America, 1995.

Antoniadou, I.; Mason, G.; Staszewski, W.J.; Barszacz, T.; Worden, K. A time-frequency analysis approach for condition monitoring of a wind turbine gearbox under varying load conditions, **Mechanical Systems and Signal Processing**, v. 64-65, p. 188-216, 2015.

Bork Alegranzi,S, **Construção e adequação de uma bancada de ensaios para investigações de técnicas não destrutivas de detecção de falhas incipientes em rolamentos**, UFRGS, 2012.

Ciu, L., Zhang, Y. Zhang, F., Zhang, J., Lee, S., Vibration response mechanism of faulty outer race rolling element bearings for quantitative analysis, **Journal of Sound and Vibration**, v. 364, p. 67-76, 2016.

Conti-Ramsden, J., Dyer, K., Materials innovations for more efficient wind turbines, **Renewable Energy Focus**, 2015.

Dirección Nacional de Energía, **Política Energética 2005-2030**, Uruguay.

Dolenc, B., Bošković, P., Juričić, Đ., Distributed bearing fault diagnosis based on vibration analysis, **Mechanical Systems and Signal Processing**, p. 521-532, v. 66-67, 2016.

E.ON, **Wind Turbine Technology and Operations Factbook**, 2013.

Feng, Y., Qui, Y., Crabtree, C. Long, H. Monitoring wind turbine gearboxes, **Wind Energy**, 2013.

Gardner, D., Common vibration monitoring techniques, **Handbook of Condition Monitoring**, p. 303-323, 1998.

Gavilán Moreno, C.J. El uso de la transformada de Hilbert para el diagnóstico de vibraciones, **DYNA**, v. 82, p. 382-386, 2007.

Global Wind Energy Council (GWEC), **Global Wind Report 2015**, 2016.

Global Wind Energy Council (GWEC), **Global Wind Report 2014**, 2015.

Global Wind Energy Council (GWEC), **Global Wind Report 2013**, 2014.

Global Wind Energy Council (GWEC), **Global Wind Report 2012**, 2013.

Global Wind Energy Council (GWEC), **Global Wind Report 2011**, 2012.

Global Wind Energy Council (GWEC), **Global Wind Report 2010**, 2011.

Global Wind Energy Council (GWEC), **Global Wind Report 2009**, 2010.

Global Wind Energy Council (GWEC), **Global Wind Report 2008**, 2009.

Global Wind Energy Council (GWEC), **Global Wind Report 2007**, 2008.

Global Wind Energy Council (GWEC), **Global Wind Report 2006**, 2007.

Gray, C. S., Langmayr, F., Haselgruber, N., Watson, S. J., **A Practical Approach to the Use of SCADA Data for Optimized Wind Turbine Condition Based Maintenance**, Uptime Engineering GmbH, Austria, 2011.

Hau, E., **Wind Turbines**, Springer, Germany, 2006.

Kim, K., Parthasarathy, G., Uluyol, O., Foslien, W., Sheng, S., Fleming, P., **Use of SCADA for Failure Detection in Wind Turbines**, NREL, 2011.

Mobley, R.K. **An Introduction to Predictive Maintenance**, Butterworth-Heinemann, 2002.

National Renewable Energy Laboratory (NREL), **Report on Wind Turbine Subsystem Reliability – A Survey of Various Databases**, 2013.

Nivedh, B.S., Major failures in the wind turbine components and the importance of periodic inspections, **Wind Insider**, v. 6, p. 32-36, 2014.

NSK, **Maintenance of Bearings**, Germany, 2009.

Peters, V.A., Ogilvie, A.B., Rond, C.R., **Continuous Reliability Enhancement for Wind (CREW) Database: Wind Plant Reliability Benchmark**, 2012.

Pinar Pérez, J.M.; García Márquez, P.F.; Tobias, A.; Papaelias, M. Wind turbine reliability analysis, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 23, p. 463-472, 2013.

Rexnord Industries, **Failure Analysis: Gear - Shafts - Bearing - Seals**, United States of America, 1978.

Riley, N.H., Lubricant as a condition monitoring technique, **Handbook of Condition Monitoring**, p. 435-449, 1998.

Tchakoua, P., Wamkeue, R., Ouhrouche, M., Slaoui-Hasnaoui, F., Tameghe, T., Ekemb, G., Wind Turbine Condition Monitoring: State-of-the-Art Review, New Trends, and Future Challenges, **Energies**, v. 7, p. 2595-2630, 2014.

Shaowu, L., **Wind Turbine Major Components Failure Predicting Based on SCADA Data Analysis**, EWEA, 2016.

Sharma, S, Mahto, D. Condition Monitoring of Wind Turbine Gearbox, **International Journal of Research Studies in Science, Engineering and Technology**, v. 5, p 33-51, 2014.

Shrieve, P., Hill, J., Commercial applications of vibration monitoring, **Handbook of Condition Monitoring**, p. 354-374, 1998.

Smead, K., Top 10 Wind Turbine Suppliers, **Energy Digital**, November 2014, P. 40-47, 2014.

Soraghan, C. **Early Fault Detection Using SCADA Data: An Exploration of E.ON's intelligent use of operational data to identify faults**, 2006.

Spera, D, **Wind Turbine Technology**, ASME, New York, 2009.

Villa Montoya, L.F. **Mantenimiento predictivo aplicado a máquinas sometidas a velocidad y carga variables mediante análisis de órdenes**, Universidad de Valladolid, 2011.

Wang, K., Sharma, V. S., Zhang, Z., SCADA data based condition monitoring of wind turbines, **Advances in Manufacturing**, v. 2, p. 61-69, 2014.

White, G., **Introducción al Análisis de Vibraciones**, Azima DLI, 2010.

Yanhui, F., Tavner, P. Introduction to Wind Turbines and their Reliability and Availability, **European Wind Energy Conference and Exhibition**, 2010.

Yokoyama, S., Lightning protection of wind turbine blades, **Electric Power Systems Research**, v. 94, p. 3-9, 2013.

ANEXO A

Tabla A.1 – Variables registradas en el sistema SCADA

Categoría	Variable	Registro diezminutal
Generador	RPM	Promedio, máximo, mínimo y desviación estándar
	Temperatura de rodamiento 1	Promedio
	Temperatura de rodamiento 2	Promedio
	Temperatura de fase 1	Promedio
	Temperatura de fase 2	Promedio
	Temperatura de fase 3	Promedio
	Temperatura del anillo deslizante	Promedio
Circuito hidráulico	Presión de aceite hidráulico	Promedio, máximo, mínimo y desviación estándar
	Temperatura de aceite hidráulico	Promedio
Multiplicadora	Temperatura de rodamiento	Promedio
	Temperatura de rodamiento A	Promedio
	Temperatura de rodamiento B	Promedio
	Temperatura de rodamiento C	Promedio
	Temperatura de rodamiento principal	Promedio
	Temperatura de aceite	Promedio
Góndola	Dirección de góndola	Promedio
	Temperatura de góndola	Promedio
Rotor	RPM	Promedio, máximo, mínimo y desviación estándar
Ambiente	Velocidad de viento	Promedio, máximo, mínimo y desviación estándar

	Dirección de viento absoluta	Promedio, máximo, mínimo y desviación estándar
	Dirección de viento relativa	Promedio, máximo, mínimo y desviación estándar
	Temperatura	Promedio
Red	Temperatura de barra	Promedio
	Coseno phi	Promedio
	Corriente de fase 1	Promedio
	Corriente de fase 2	Promedio
	Corriente de fase 3	Promedio
	Potencia	Promedio, máximo, mínimo y desviación estándar
	Potencia reactiva	Promedio, máximo, mínimo y desviación estándar
	Frecuencia	Promedio
	Tensión de fase 1	Promedio
	Tensión de fase 2	Promedio
	Tensión de fase 3	Promedio
Controlador	Temperatura de controlador inferior	Promedio
	Temperatura de controlador superior	Promedio
	Temperatura de controlador del buje	Promedio
Nariz	Temperatura	Promedio
Palas	Ángulo de paso	Promedio, máximo, mínimo y desviación estándar
Transformador	Tensión de fase 1	Promedio
	Tensión de fase 2	Promedio
	Tensión de fase 3	Promedio

ANEXO B

Tabla B.1 – Fuentes de vibraciones de rodamientos y frecuencias asociadas

Fuente de vibración	Frecuencia de excitación	Plano dominante	Amplitud	Carácter espectral del envolvente	Comentarios
Anillo interior defectuoso (un defecto pequeño)	BPFI con armónicos	Radial	Uniforme	Picos síncronos	Carga Radial
Anillo interior defectuoso (un defecto moderado)	BPFI con armónico y bandas laterales de 1X	Radial	Modulado en Amplitud	Picos no síncronos con bandas laterales de 1X	Niveles de carga radial incrementados
Anillo interior defectuoso (dos o tres defectos pequeños)	BPFI con armónicos, radial prominentes	Radial	Alta, uniforme	Banda Ancha	El ruido de banda ancha incrementa
Anillo interior defectuoso (múltiples defectos pequeños, aspersiones alrededor del anillo)	BPFI y armónicos prominentes	Radial	Alto, uniforme	Picos no síncronos	El ruido de banda ancha incrementa
Anillo exterior defectuoso (un defecto pequeño)	BPFO con armónicos	Radial	Uniforme	Picos no Síncronos	Los armónicos tienen un más alto que la frecuencia fundamental
Anillo exterior defectuoso (un defecto moderado)	BPFO con armónicos	Radial	Uniforme	Picos no Síncronos	El ruido de banda ancha incrementa

Elemento rodante defectuoso (único)	BSF con armónicos	Radial	Alta Uniforme	Banda angosta	
Elemento rodante defectuoso (múltiples)	BSF con armónicos	Radial	Uniforme	Banda angosta	El ruido de banda ancha incrementa
Jaula defectuosa (rota en un lugar)	Ruido de banda ancha	Radial	Uniforme	Banda ancha	Nivel de ruido bajo
Jaula defectuosa (rota en pedazos)	Ruido de banda ancha	Radial	Uniforme	Banda ancha	Ruido causado por los pedazos de la jaula en el rodamiento
Precarga o lubricación inadecuada	Ruido de alta frecuencia	Radial		Banda ancha	El ruido de banda ancha incrementa
Holgura del rodamiento girando en la fecha	Armónicos 1X	Radial		Banda Angosta	Número y amplitud de los armónicos función de la holgura
Holgura en el carter	Armónicos 1X, 2X y 3X	Radial		Banda Agosta	
Holgura extrema o falla	Armónicos 0,5X	Radial			Línea de base del ruido de baja frecuencia se va elevando
Juega excesivo en un rodamiento	Armónicos 0,5X y 1X	Radial			De 4X hasta 8X o de 7X hasta 15X

Rodamiento desalineado	1X, 2X y tonos de rodamiento	Axial y radial	Elevado uniforme	Banda angosta	Diferencia de fase de 180° en medidas axiales en cada lado del cárter del rodamiento
------------------------	------------------------------	----------------	------------------	---------------	--

Fuente: Introducción al análisis de vibraciones [White, 2010]

Tabla B.2 – Fuentes de vibraciones de engranajes y frecuencias asociadas

Fuente de vibración	Frecuencia de excitación	Plano dominante	Amplitud	Carácter espectral del envolvente	Comentarios
Contacto de dientes incorrecto (engranaje)	X veces número de dientes en el engrane	Radial, Axial	Uniforme, a veces con batidos	Banda Angosta	Muchas veces con 1X de las bandas laterales de cualquier de los dos engranajes
Excentricidad del engranaje	1X engranaje	Radial		Banda Angosta	El engrane puede ser balanceado pero montado en un rotor desbalanceado. Bandas laterales 1X están presentes alrededor del engranaje.
Desalineación de engranes	2X engranaje	Axial	Uniforme	Banda Angosta	Bandas laterales 1X alrededor del engranaje

Línea de paso. Movimiento excéntrico. Desbalanceo de masa o dientes defectuosos.	1X más la frecuencia del engranaje	Radial para engranes rectos, más axial para engranes helicoidales simples o dobles.	Uniforme	Banda Angosta	Bandas laterales 1X alrededor del engranaje
Errores de fabricación	Engranaje, frecuencia fantasma por lo general no síncrono con 1X	Radial	Uniforme	Banda Angosta	Errores de fabricación debido a problemas en los engranes de activación de la fresadora y las cortadora pueden causar componentes fantasmas.
Problemas de engranes planetarios	Dependen engran parte de la geometría de la caja	Radial	Uniforme	Banda Angosta	Es común encontrar bandas laterales alrededor del engranaje al ritmo de la órbita del engrane planeta.

Fuente: Introducción al análisis de vibraciones [White, 2010]