

TEC | Tecnológico de Costa Rica

Instituto Tecnológico de Costa Rica

Escuela de Ingeniería Electromecánica



Laboratorio de Investigación en Confiabilidad, Universidad de Alberta

Diseño de un modelo de toma de decisiones para mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multiestado para un sistema de aerogeneración instalado en Costa Rica

Informe de Práctica de Especialidad para optar por el Título
Ingeniera en Mantenimiento Industrial, grado Licenciatura

Ana Laura Loría García

Cartago, Junio, 2016

Profesor Guía

Ing. Carlos Piedra Santamaría

Asesor Industrial

Dr. Ming J. Zuo

Tribunal Examinador

Ing. Fernando Bonilla Lorenzo

Ing. Luis Gómez Gutiérrez

Información del estudiante y de la empresa

Nombre: Ana Laura Loría García
Cédula: 3 0460 0983
Carné ITCR: 201136558
Dirección de residencia en época lectiva: Del Colegio Universitario de Cartago 100 m Sur, 75 m Este y 75 m Norte, Calle 8.
Dirección de residencia en época no lectiva: Del Colegio Universitario de Cartago 100 m Sur, 75 m Este y 75 m Norte, Calle 8.
Teléfono en época lectiva: 2552 7104
Teléfono en época no lectiva: 2552 7104
Email: analoga2992@gmail.com
Fax: N/A

Información del Proyecto

Nombre del Proyecto: Diseño de un modelo de toma de decisiones para mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multiestado para un sistema de aerogeneración instalado en Costa Rica
Profesor Asesor: Ing. Carlos Piedra Santamaría
Horario de trabajo del estudiante: De lunes a viernes de 9:00 am a 5:00 pm

Información de la Empresa

Nombre: Laboratorio de Investigación en Confiabilidad
Zona: Universidad de Alberta, Canadá
Dirección: 10-203 Donadeo Innovation Centre for Engineering, 9211-116 Street NW, Edmonton, Alberta.
Teléfono: +1 780 492 4466
Fax: N/A
Apartado: T6G 1H9
Actividad Principal: Investigación

Dedicatoria

A mis padres y hermano, por ser incondicionales, por todo su amor y por darme la libertad de soñar y hacer lo que me apasiona.

A Mateo, por su constante amor, ayuda y motivación durante todo este proceso y por demostrarme su apoyo de distintas maneras.

Agradecimientos

A Dios, porque a través del Espíritu Santo me ha guiado y me ha dado la fortaleza necesaria para luchar día con día.

A mis padres por siempre apoyarme, por darme oportunidades y herramientas para la vida. Les agradezco infinitamente su amor, solidaridad, amistad y paciencia.

A mi hermano Antonio por animarme y ayudarme a ordenar mis ideas en los momentos de incertidumbre, como sólo él lo sabe hacer.

A Mateo, por su corazón lleno de bondad y por ser el mejor compañero que alguien podría tener.

A Natalie, Branko y Dante, por abrirme las puertas de su hogar y hacerme sentir en casa. Todo este proceso hubiera sido muy difícil sin su ayuda. Gracias por toda la guía, consejos y buenos momentos en Edmonton.

Al profesor Ing. Carlos Piedra por creer en este proyecto desde el principio y por toda su guía y entusiasmo.

A mis compañeros y profesores del Instituto Tecnológico de Costa Rica, por todos los conocimientos transmitidos para contribuir con mi formación académica.

Al Dr. Ming Zuo y a todo el equipo del Laboratorio de Investigación en Confiabilidad de la Universidad de Alberta, así como al programa de Movilidad Estudiantil del Instituto Tecnológico de Costa Rica.

A todas las personas que de una u otra forma me acompañaron y estuvieron al pendiente durante todo este proceso.

Tabla de contenido

Dedicatoria	4
Agradecimientos	5
Resumen	14
Abstract	15
Acrónimos	16
CAPÍTULO 1: Introducción	17
1.1 Reseña del Laboratorio de Investigación en Confiabilidad	17
1.2 Descripción del proceso	18
1.3 Objetivos del Proyecto	18
1.3.1 Objetivo General	18
1.3.2 Objetivos Específicos.....	18
1.4 Descripción del Proyecto	18
1.5 Motivaciones	19
1.6 Metodología	26
1.7 Alcance del proyecto.....	26
1.8 Limitaciones del proyecto	28
CAPÍTULO 2: Marco Conceptual	29
2.1 Ingeniería de confiabilidad.....	29
2.1.1 Necesidad del modelado de la confiabilidad.....	29
2.2 Probabilidad y estadística en el análisis de la confiabilidad	30
2.2.1 Variables aleatorias	31
2.2.2 Eventos mutuamente excluyentes	31
2.2.3 Función de masa de probabilidad (pmf).....	32
2.2.4 Función de densidad de probabilidad (pdf).....	32
2.2.5 Función de distribución acumulada.....	34
2.2.6 Función de confiabilidad.....	35
2.2.7 Tasa de riesgo.....	35
2.2.8 Distribución exponencial	37
2.2.9 Distribución Weibull.....	39
2.2.10 Distribución normal	42

2.3 Configuración del sistema y reglas de operación.....	45
2.3.1 Configuración del sistema.....	47
2.3.2 Representación del sistema	49
2.3.3 Reglas de operación	50
2.3.4 Edad de los componentes	52
2.4 Mantenimiento selectivo	52
2.5 Redes neuronales artificiales (ANN)	54
2.5.1 Arquitectura de redes neuronales artificiales	56
2.5.2 Modelado de redes neuronales artificiales	58
CAPÍTULO 3: Turbinas Eólicas	60
3.1 Partes de una turbina eólica.....	60
3.1.1 Rotor.....	61
3.1.2 Caja multiplicadora	62
3.1.3 Frenos.....	63
3.1.4 Generador.....	64
3.1.5 Transformador.....	65
3.1.6 Sistema de orientación	65
3.1.7 Torre.....	65
3.1.8 Sistemas de control, protección y desconexión.....	66
3.1.9 Dispositivos auxiliares	67
3.2 Clasificación de las turbinas eólicas	67
3.3 Tendencias de falla de los componentes de un aerogenerador.....	70
CAPÍTULO 4: Panorama de implementación	76
4.1 Selección de las turbinas más representativas.....	78
4.1.1 Características de la turbina seleccionada	83
4.1.2 Proyecto Eólico Orosí	86
4.2 Estrategias de mantenimiento para aerogeneradores	87
4.2.1 Mantenimiento Correctivo	88
4.2.2 Mantenimiento Preventivo	88
4.2.3 Mantenimiento basado en condición.....	89
4.3 Comparación de las estrategias de mantenimiento	90
4.4 Monitoreo del deterioro de turbinas	91

4.4.1 Técnicas predictivas	93
CAPÍTULO 5: Descripción del modelo	97
5.1 Pronóstico de la condición de los componentes.....	98
5.2 Estimación de la probabilidad de falla de los componentes y el sistema.....	100
5.3 Estrategia de mantenimiento basado en condición	102
5.4 Modelo de optimización del CBM y metodología de solución.....	103
5.5 Ejemplo Ilustrativo.....	107
5.6 Estudio comparativo con la política de intervalo constante	111
CAPÍTULO 6: Configuración requerida	114
6.1 Representación del sistema	114
6.2 Datos iniciales	116
6.3 Construcción de las redes neuronales artificiales.....	118
6.3.1 Consideraciones de vibración	122
6.3.2 Redes neuronales artificiales de los componentes	124
6.4 Método de simulación para evaluar el costo	127
6.5 Acciones de mantenimiento	129
6.6 Instrumentación requerida.....	130
6.6.1 Sistema de monitoreo de condición	131
CAPÍTULO 7: Aspectos económicos	150
Conclusiones y Recomendaciones	159
Conclusiones	159
Recomendaciones.....	160
Anexos	161
Anexo 1: La función sigmoideal.....	161
Anexo 2: Potencias nominales de los aerogeneradores de Costa Rica.....	162
Anexo 3: Características técnicas del aerogenerador Gamesa G87-2,0 MW.....	163
Anexo 4: Cantidad de MWh producidos por cada proyecto eólico de Costa Rica	164
Anexo 5: Procedimiento para obtener distribuciones de probabilidad de tiempo de vida de componentes.....	164
Anexo 6: Historiales de falla y suspensión	166
Anexo 7: Procedimiento para crear redes neuronales en Neuroph Studio	168
Anexo 8: Colocación de los sensores.....	180

A8.1 Acelerómetros	180
A8.2 Sensor contador de partículas en el aceite.....	185
A8.3 Termopar	186
A8.4 Puntas especializadas de voltaje.....	186
Anexo 9: Cotizaciones	187
Referencias bibliográficas	197

Índice de Figuras

Figura 1.1 Matriz energética de Costa Rica.....	23
Figura 2.2 Gráfica de una función de masa de probabilidad.....	32
Figura 2.3 Funciones de densidad de probabilidad para las distribuciones exponencial, normal y Weibull.....	33
Figura 2.4 Riesgo de falla para el intervalo $[t_i, t_j]$	34
Figura 2.5 Sistema binario	46
Figura 2.6 Sistema multiestado.....	47
Figura 2.7 Sistema en serie	47
Figura 2.8 Sistema en paralelo.....	48
Figura 2.9 Ejemplo de sistema serie paralelo.....	49
Figura 2.10 Misiones en el horizonte de planificación	51
Figura 2.11 Esquema de una neurona biológica	55
Figura 2.12 Elementos de una red neuronal artificial	56
Figura 2.13 Red neuronal artificial unicapa.....	57
Figura 2.14 Perceptrón multicapa	57
Figura 3.15 Aerogeneradores de eje horizontal y tres palas	60
Figura 3.16 Partes principales de una turbina eólica de eje horizontal	61
Figura 3.17 Secciones transversales del aspa de un aerogenerador	61
Figura 3.18 Tipos de cubo.....	62
Figura 3.19 Configuración típica de una caja multiplicadora	63
Figura 3.20 Freno de disco.....	64
Figura 3.21 Sistema de orientación.....	65
Figura 3.22 Tipos de torre.....	66
Figura 3.23 Turbina de eje horizontal (a) y turbina de eje vertical (b)	68
Figura 3.24 Turbinas eólicas monopala, bipala y tripala	68
Figura 3.25 Turbina de barlovento (a) y turbina de sotavento (b)	69
Figura 3.26 Diagrama de conexión de turbina eólica de eje directo	70
Figura 4.27 Resumen de la operación del Sistema Eléctrico Nacional.....	77
Figura 4.28 Aerogeneradores Kenetech 33M-VS.....	81
Figura 4.29 Aerogeneradores Gamesa G87/2000	83
Figura 4.30 Caja multiplicadora de dos etapas	84
Figura 4.31 Caja multiplicadora de dos etapas	85
Figura 4.32 Ubicación del Proyecto Eólico Orosí	87
Figura 4.33 Variación del estado de un componente en función del tiempo según la estrategia utilizada.....	90
Figura 4.34 Configuración típica del tren motriz de un aerogenerador	92
Figura 4.35 Configuración de un sistema de monitoreo de condición basado en análisis de vibraciones	94

Figura 5.36	Estructura del modelo de perceptrón multicapa para la predicción de la condición del componente	98
Figura 5.37	Escala de probabilidad de falla	102
Figura 5.38	Diagrama de flujo del método de simulación para evaluar el costo	104
Figura 5.39	Principales componentes de la turbina eólica y puntos de medición.....	108
Figura 5.40	Costo en función de los valores umbrales de probabilidad de falla (escala logarítmica)	110
Figura 5.41	Costo en función del valor umbral de probabilidad de falla d_1 (escala logarítmica)	111
Figura 5.42	Costo en función del valor umbral de probabilidad de falla d_2 (escala logarítmica)	111
Figura 5.43	Costo en función del intervalo de mantenimiento preventivo en días	113
Figura 6.44	Diagrama de bloques del proyecto eólico Orosí.....	115
Figura 6.45	Red neuronal artificial para la el rotor y el rodamiento principal.....	120
Figura 6.46	Red neuronal artificial para la caja multiplicadora.....	121
Figura 6.47	Red neuronal artificial para el generador eléctrico.....	122
Figura 6.48	Red de Neuroph Studio para el rotor	125
Figura 6.49	Red de Neuroph Studio para el rodamiento principal.....	126
Figura 6.50	Red de Neuroph Studio para la caja multiplicadora	126
Figura 6.51	Red de Neuroph Studio para el generador eléctrico	127
Figura 6.52	Flujograma para el método de simulación para evaluar el costo.....	128
Figura 6.53	Escala para toma de decisiones de mantenimiento según la probabilidad de falla.....	130
Figura 6.54	Módulo para mediciones de vibración.....	132
Figura 6.55	Chasis modular para la adquisición de datos	132
Figura 6.56	Módulos y controlador en tiempo real colocados en el chasis	133
Figura 6.57	Módulos y controlador en tiempo real colocados en el chasis	134
Figura 6.58	Arquitectura del sistema en línea para el monitoreo de condición	135
Figura 6.59	Acelerómetro industrial IMI, Modelo 622B01	136
Figura 6.60	Cable para acelerómetro industrial IMI, conexión BNC	137
Figura 6.61	Sensor contador de partículas en el aceite ANALEXrs Ferro	137
Figura 6.62	Cable para sensor contador de partículas en aceite.....	138
Figura 6.63	Termopar tipo T cortado en campo	138
Figura 6.64	Conector para termopar tipo T.....	139
Figura 6.65	Juego de prueba P-3.....	139
Figura 6.66	Módulo de acelerómetros NI 9230	140
Figura 6.67	Aliviadores de tensión y protección al operador NI 9971	141
Figura 6.68	Ferritas de eliminación de ruido por interferencia electromagnética (EMI).....	141
Figura 6.69	Módulo para la calidad de aceite NI 9205	142
Figura 6.70	Aliviador de tensión y protección al operador NI 9940.....	142
Figura 6.71	Módulo de temperatura con termopar NI 9211	143
Figura 6.72	Aliviador de tensión y protección al operador NI 9932.....	143
Figura 6.73	Módulo de voltaje NI 9244.....	144
Figura 6.74	Módulo inalámbrico NI 9795	144
Figura 6.75	Gateway centralizado programable NI 9792	145
Figura 6.76	Fuente de alimentación NI PS-15	146

Figura 6.77	Juego para montaje de Gateway en riel DIN NI 3282.....	146
Figura 6.78	Chasis con controlador NI cRIO-9039	147
Figura 6.79	Kit de montaje tipo panel con tornillos.....	147
Figura 6.80	Paquete LabVIEW de Monitoreo y Control Embebidos	148
Figura 7.81	Chasis con controlador NI cRIO-9030	156

Índice de Gráficas

Gráfica 1.1	Capacidad de generación anual a partir de energía eólica en Costa Rica	20
Gráfica 1.2	Participación en la instalación de proyectos eólicos en el país	25
Gráfica 2.3	Función de distribución acumulada de la distribución exponencial	38
Gráfica 2.4	Función de confiabilidad de la distribución exponencial.....	38
Gráfica 2.5	Función de tasa de riesgo de la distribución exponencial	39
Gráfica 2.6	Función de distribución acumulada de la distribución Weibull.....	40
Gráfica 2.7	Función de confiabilidad de la distribución Weibull	41
Gráfica 2.8	Función de tasa de riesgo de la distribución Weibull.....	41
Gráfica 2.9	Función de distribución acumulada de la distribución normal	43
Gráfica 2.10	Función de confiabilidad de la distribución normal.....	44
Gráfica 2.11	Función de tasa de riesgo de la distribución normal	44
Gráfica 3.12	Tiempos de paro para distintos subsistemas de una turbina eólica	72
Gráfica 3.13	Distribución porcentual del tiempo de paro por componente, Suecia.....	73
Gráfica 3.14	Distribución porcentual del tiempo de paro por componente, Finlandia	74
Gráfica 3.15	Distribución porcentual del tiempo de paro por componente, Alemania.....	75
Gráfica 4.16	Diagrama de Pareto para la identificación de criticidad de los aerogeneradores nacionales.....	79
Gráfica 4.17	Agrupamiento de turbinas bajo el criterio de la caja multiplicadora	80
Gráfica 7.18	Costos de explotación generales para proyectos eólicos.....	150

Índice de Tablas

Tabla 1.1 Proyectos eólicos existentes en el país	24
Tabla 1.2 Metodología propuesta para el desarrollo del proyecto	27
Tabla 4.3 Plantas de generación eólica en Costa Rica y modelos de los distintos aerogeneradores.....	78
Tabla 4.4 Comparación de estrategias de mantenimiento para la industria eólica.....	91
Tabla 5.5 Parámetros de la distribución Weibull para el tiempo de falla de los principales componentes.....	108
Tabla 5.6 Costos por reemplazo preventivo y correctivo de los principales componentes.....	109
Tabla 5.7 Valores de desviación estándar de los errores de predicción del porcentaje de vida	109
Tabla 5.8 Información de costos para la política de intervalo constante.....	113
Tabla 6.9 Codificación de los componentes del diagrama de bloques.....	115
Tabla 6.10 Valores de referencia para turbinas eólicas terrestres con salidas nominales menores o iguales a 3MW	124
Tabla 7.11 Costos por monitoreo de las distintas variables de medición para cada componente de los aerogeneradores del Proyecto Eólico Orosí	155
Tabla 7.12 Costos por monitoreo de las distintas variables de medición para cada componente de los aerogeneradores del Proyecto Eólico Orosí con la propuesta de ahorro	157
Tabla 7.13 Comparación de costos, retorno de inversión y aprovechamiento de cada escenario de implementación del modelo de toma de decisiones de mantenimiento	158

Resumen

Actualmente, el mantenimiento es visto como un asunto de administración estratégica, luego de haber sido considerado por años sólo como un asunto meramente técnico. Este nuevo rol del mantenimiento implica brindar soluciones a problemas cada vez más complejos y una eficiente gestión de activos.

En tiempos recientes, se han desarrollado modelos estadísticos y probabilísticos para evaluar la confiabilidad de un sistema con base en la confiabilidad de sus componentes, el diseño y la disposición de los mismos en el sistema. Estos modelos tienen un alto nivel de aplicación en las industrias más exigentes a nivel mundial, como es la de las energías renovables.

La tendencia creciente en formas renovables de generación, y particularmente en la industria del viento, ha creado nuevos retos operativos. La incertidumbre asociada con el viento es un tema que debe ser considerado para que la energía eólica sea exitosamente integrada a sistemas existentes de energía eléctrica.

La característica distintiva del modelo de toma de decisiones para mantenimiento basado en el monitoreo multiestado para un sistema de aerogeneración instalado en Costa Rica es la utilización de redes neuronales artificiales (ANN), modelos matemáticos inspirados en el comportamiento de las neuronas humanas.

El presente proyecto ofrece un amplio marco conceptual con definiciones claves para el establecimiento del modelo, teoría de turbinas eólicas donde se describen las características esenciales de cada uno de sus componentes, el estudio del panorama para una eventual implementación donde se evalúa cuál es el sistema de aerogeneración más representativo de Costa Rica, una descripción completa del modelo seleccionado, la configuración requerida para ejecutar esta nueva estrategia de mantenimiento a un proyecto eólico del país, así como los aspectos económicos relacionados con una posible implementación de este modelo.

Palabras clave: Confiabilidad, Sistema Multiestado, Turbinas Eólicas, Redes Neuronales Artificiales

Abstract

Nowadays, maintenance is seen as a strategic management issue, after being considered for years just as a technical issue. This new role implies giving solutions to ever more complex problems and a more efficient asset management.

In recent years, statistical and probabilistic models have been developed for evaluating system reliability based on the components' reliability, the design and the assembly of them in the system. These models present a high level of application to the more exigent worldwide industries, for example the renewable energy industry.

The increasing trend in renewable ways of generation has created new operational challenges, particularly in the wind industry. The uncertainty related to the wind is a very important topic to take in account for the successful integration of wind energy to the existing electric systems.

The distinctive feature of the maintenance making decision model based on the multistate monitoring for a wind generation system installed in Costa Rica is the utilization of artificial neural networks (ANN), which are mathematical models inspired in the behavior of the human neurons.

This project offers a wide literature review with key concepts for the definition of the model, wind turbines theory with essential characteristics of their components, the outlook for an eventual implementation in which the more representative wind generation national system is evaluated, a complete description of the selected model, the required configuration for the execution of this new maintenance strategy in a wind farm from Costa Rica and economic aspects regarding a possible implementation of this model.

Keywords: Reliability, Multistate System, Wind Turbines, Artificial Neural Networks

Acrónimos

ANN – Artificial Neural Network (Red Neuronal Artificial)

CENCE – Centro Nacional de Control de Energía

CBM – Condition Based Maintenance (Mantenimiento basado en condición)

DAS – Data Acquisition System (Sistema de Adquisición de Datos)

DN – Do Nothing (No hacer nada, acción de mantenimiento)

ICE – Instituto Costarricense de Electricidad

IM – Imperfect Maintenance (Mantenimiento imperfecto, acción de mantenimiento)

IR – Imperfect Repair (Reparación imperfecta, acción de mantenimiento)

MR – Minimal Repair (Reparación mínima, acción de mantenimiento)

NI – National Instruments

R – Reliability (Confiabilidad)

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)

SGIPE – Sistema de Gestión Integral de Parques Eólicos (GAMESA)

SMP – Sistema de Mantenimiento Predictivo (GAMESA)

CAPÍTULO 1: Introducción

En el presente capítulo, se proporcionan detalles sobre el lugar donde se desarrolló el proyecto, así como los objetivos, motivaciones, metodología, alcances y limitaciones del mismo. Los anteriores aspectos conforman las bases estructurales del diseño de un modelo de toma de decisiones de mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multiestado para un sistema de aerogeneración instalado en Costa Rica.

1.1 Reseña del Laboratorio de Investigación en Confiabilidad

El Laboratorio de Investigación en Confiabilidad (Reliability Research Lab) pertenece al Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Alberta en Canadá.

El propósito de las investigaciones realizadas en este laboratorio es mejorar la confiabilidad de componentes y sistemas a través de un óptimo diseño, operación efectiva y adecuado mantenimiento.

Dentro de los temas medulares de investigación destacan la evaluación de confiabilidad, monitoreo basado en condición, diagnóstico de fallas y métodos para la toma de decisiones de mantenimiento.

Entre los recientes resultados de investigación se pueden mencionar modelos de confiabilidad para sistemas multiestado, algoritmos para la evaluación eficiente de la confiabilidad de sistemas, técnicas de procesamiento de señales para la detección y diagnóstico de fallas y algoritmos para la predicción de tendencias de deterioro de equipos.

Actualmente, existen diversos proyectos de investigación en proceso, aplicados a motores eléctricos, engranes planetarios, turbinas eólicas y bombas de lodo, con orientación hacia industrias como la aeroespacial, petrolera y nuclear.

El Laboratorio cuenta con un continuo proceso de publicaciones como artículos indexados, monografías y reportes técnicos en los distintos temas que se desarrollan.

1.2 Descripción del proceso

El área de investigación correspondiente a “Monitoreo basado en condición y diagnóstico de fallas en turbinas eólicas” se dedica a desarrollar tecnología de punta en procesamiento de señales y mejoramiento de la confiabilidad con base en la condición para distintos componentes de las turbinas eólicas.

Lo anterior se debe al rápido crecimiento de la industria eólica y el proyecto como tal cuenta con gran potencial para investigación y desarrollo.

1.3 Objetivos del Proyecto

1.3.1 Objetivo General

- Proponer un análisis del deterioro multiestado para el sistema de aerogeneración más representativo instalado en Costa Rica como una nueva estrategia de gestión del mantenimiento en el país.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Describir el modelo de diagnóstico y pronóstico bajo un proceso de deterioro multiestado, desarrollado en el Laboratorio de Investigación en Confiabilidad de la Universidad de Alberta en Canadá.
- Determinar si es posible la aplicación del modelo para los componentes que presentan mayor frecuencia de falla.
- Especificar la configuración requerida para la implementación del modelo en el sistema de aerogeneración más representativo instalado en Costa Rica.
- Calcular el costo económico de una eventual implementación del modelo en Costa Rica.

1.4 Descripción del Proyecto

El proyecto consiste en analizar la posibilidad de aplicar el modelo de diagnóstico y pronóstico bajo un proceso de deterioro multiestado para un sistema de aerogeneración en el país, como paso inicial para la introducción de una nueva estrategia de gestión de mantenimiento para la industria eólica costarricense.

Primeramente, se describirá el modelo ya establecido para el diagnóstico y pronóstico bajo un proceso de deterioro multiestado, el cual fue desarrollado por personal del Laboratorio de Investigación en Confiabilidad de la Universidad de Alberta en Canadá, y se determinará si resulta posible la aplicación del modelo para los componentes críticos de una turbina eólica en el país.

A partir del análisis anterior, se pretende determinar cuáles de las características del modelo resultan funcionales para la aplicación a nivel nacional y cuáles se deben descartar o modificar.

Se incluirá además una estimación del costo económico que representaría una eventual implementación del modelo en el país.

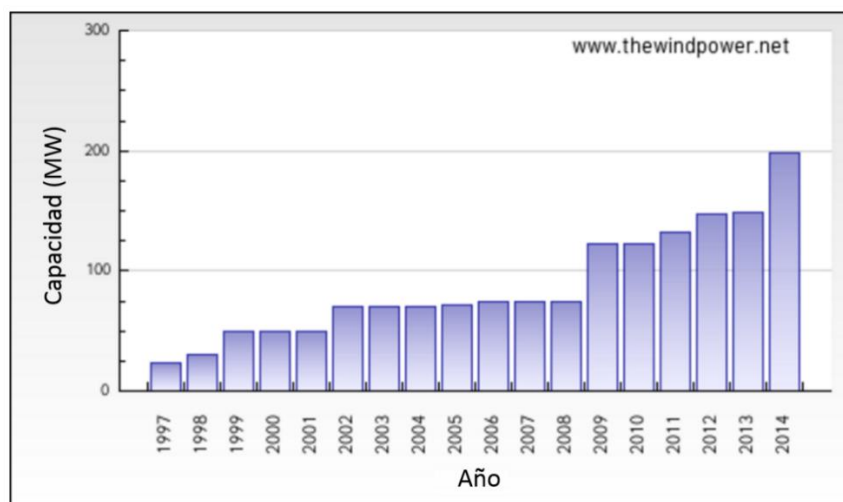
1.5 Motivaciones

Para el sistema de aerogeneración más representativo del país, se especificará la configuración recomendada para implementar el modelo de diagnóstico y pronóstico bajo un proceso de deterioro multiestado, lo cual incluye detallar la instrumentación, localización de la misma y recurso humano necesario para llevar a cabo el modelo citado.

Costa Rica se ha propuesto como meta ser un país carbono neutral para el año 2100, con el 2021 como año clave para lograrlo, lo cual implica, entre otros aspectos, producir el 100% de su electricidad con energías renovables.

En la Gráfica 1.1, se presenta gráficamente el crecimiento de la industria energética eólica a nivel nacional.

Gráfica 1.1 Capacidad de generación anual a partir de energía eólica en Costa Rica



Fuente: The Wind Power, 2015

Como se observa, en los últimos años, el crecimiento de la industria eólica ha sido acelerado y como contraste se evidencia que para finales de 1997 se contaba con una capacidad instalada de 23 MW, mientras que para finales del 2014, la capacidad instalada se registró en 198 MW, lo cual representa aproximadamente nueve veces la capacidad inicial.

Sin embargo, a pesar del crecimiento acelerado de la industria eólica, los modelos de mantenimiento en esta área no han crecido en conjunto con la expansión de este tipo de energía y las estrategias de mantenimiento actuales son nulas o deficientes.

Lo anterior se evidencia en casos que han acontecido en el país, tales como el informe publicado por la Contraloría General de la República, en el cual se mencionaba que entre el 2013 y 2014, el parque eólico Valle Central ubicado en Santa Ana generó pérdidas de \$2,1 millones por bajos niveles de producción.

Otra de las problemáticas presentadas en la industria eólica nacional fue la de San Buenaventura en Puntarenas, pues este proyecto se encuentra detenido por falta de rentabilidad y ha generado grandes pérdidas económicas a la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), responsable del mismo.

Estas y otras situaciones similares son consecuencia de inadecuados o nulos modelos de gestión de mantenimiento, lo cual indica que no se ha logrado un nivel de confiabilidad satisfactorio para los aerogeneradores en los distintos proyectos eólicos del país.

El mantenimiento para turbinas eólicas resulta particular porque tiene como factor de contrapeso una limitada accesibilidad y alta criticidad en la mayoría de sus componentes.

Es fundamental contar con un modelo de gestión de mantenimiento que considere el deterioro multiestado de los aerogeneradores y por lo tanto sea basado en la condición, para así retornar la rentabilidad a los distintos proyectos eólicos y lograr una significativa reducción en los costos de mantenimiento, siempre con acciones orientadas a una producción energética de alta calidad, ya que la energía eólica es la tercera en importancia dentro de la matriz eléctrica nacional y su adecuado desarrollo representa un beneficio de alto impacto para el país.

Como se mencionó anteriormente, las estrategias de mantenimiento no han crecido proporcionalmente al desarrollo de la industria eólica en Costa Rica y los costos de operación y mantenimiento en esta industria son altamente representativos, dada la naturaleza de los componentes de los aerogeneradores y las condiciones climáticas que imperan en el país, por lo cual las actividades de mantenimiento deben llevarse a cabo de forma precisa sin perder de vista los factores mencionados.

El presente proyecto ofrece una propuesta de un modelo de gestión de mantenimiento adaptable al contexto operacional de los aerogeneradores a nivel nacional, dejando atrás las actividades de mantenimiento del tipo correctivo y preventivo, las cuales resultan contraproducentes, ya que según Byon y Ding (2010, p. 1823), las turbinas eólicas se encuentran sujetas a cargas irregulares y el progreso de deterioro de sus componentes difiere entre uno y otro.

Al contar con un modelo que se ajusta a las características particulares existentes en el país en cuanto a generación eólica, es posible proporcionar las pautas iniciales para una futura implementación del modelo propuesto, con el fin primordial de reducir los costos de mantenimiento y operación de los proyectos eólicos existentes en el país.

Como el modelo es basado en condición, permite ejecutar las actividades de mantenimiento en momentos oportunos, según el proceso de deterioro multiestado que se presente en cada caso.

Este modelo, como una nueva estrategia de mantenimiento adaptada a los requerimientos de los parques eólicos del país, permitiría eventualmente un manejo más eficiente de la actividad de generación energética.

Así mismo, las energías limpias son un factor clave para la meta país de carbono neutralidad y por lo tanto, un modelo de gestión de mantenimiento que permita un funcionamiento adecuado de los aerogeneradores impulsaría la generación a partir de energía eólica, ya que se reducirían los paros por fallas o por mantenimiento innecesario.

Por la naturaleza del modelo, se reduce considerablemente la disposición de partes reemplazadas que aún podrían tener vida útil remanente, y además se garantizaría una vida útil prolongada para los componentes a través del monitoreo constante con el fin de evaluar el deterioro progresivo. Lo anterior representa una disminución representativa en cuanto a costos de mantenimiento y operación, en conjunto con una producción energética de calidad.

La matriz energética del país es la más limpia de Latinoamérica y la misma se detalla en la Figura 1.1. Como se observa en la figura, la energía eólica es la tercera en importancia para la producción eléctrica en el país, con un 7,26% asociado a energía producida por aerogeneradores. Este porcentaje aumentará debido al auge en cuanto a las energías renovables, lo cual implica la instalación de nuevos proyectos eólicos tanto estatales como de iniciativa privada.

En la Tabla 1.1, se muestran los proyectos eólicos de Costa Rica, la modalidad bajo la cual operan, su capacidad instalada y el número de turbinas con las que cuenta cada uno de ellos.

En cuanto a la participación de la instalación y modalidad de operación, se tiene lo mostrado en la Gráfica 1.2.

Renovable:



No renovable:



Figura 1.1 Matriz energética de Costa Rica

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, 2015

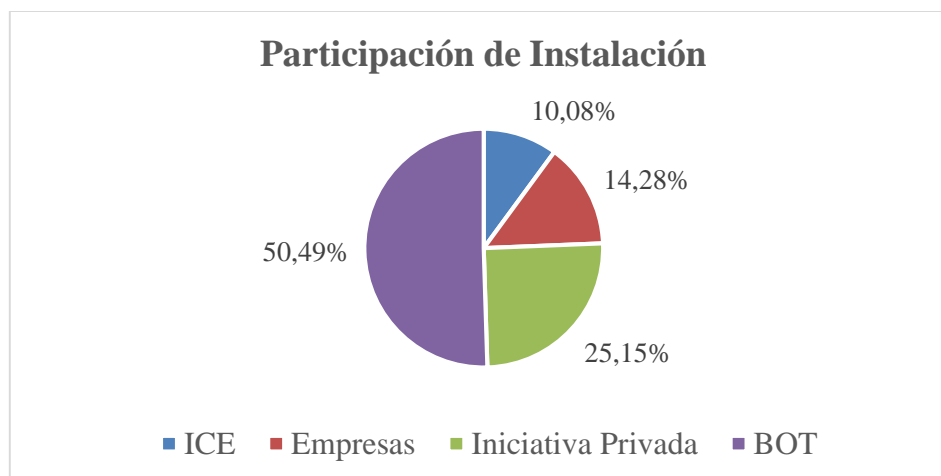
Tabla 1.1 Proyectos eólicos existentes en el país

Plantas de generación de energía eólica en Costa Rica – 2016

Empresa	Planta	Unidades	kW de placa	kW contrato
ICE	Tejona	30	18 480	-
		30	18 480	-
BOT	P.E Guanacaste	55	49 700	49 500
	Chiripa	33	49 500	49 500
	Orosí	25	50 000	50 000
		113	149 200	149 000
Privado	Plantas Eólicas S.R.L	55	22 660	19 800
	Aeroenergía	9	6 750	6 400
	Tilawind	7	21 000	19 550
	Movasa	32	20 000	20 000
	Vientos del Este	4	12 000	9 000
		107	82 410	74 750
C.N.F.L	Valle Central	17	15 300	-
Coopesantos	Los Santos	15	12 750	-
		32	28 050	-
	Total Eólico	282	278 140	
	% con respecto al S.E.N	9,07%		

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, 2016

Gráfica 1.2 Participación en la instalación de proyectos eólicos en el país



Fuente: Elaboración propia (datos del Instituto Costarricense de Electricidad), 2015

Como se observa en la Gráfica 1.2, el mercado de la energía eólica está segmentado entre proyectos llevados a cabo por el ICE, proyectos de otras empresas estatales como Coopesantos, de iniciativa privada como Aeroenergía y por último, se evidencia que prácticamente la mitad de los proyectos corresponde a la modalidad BOT (*Build, Operate and Transfer*), la cual consiste en desarrolladores privados que construyen y operan la planta eólica, para posteriormente entregarla al ICE.

Sin embargo, independientemente del tipo de participación, las actividades usuales de mantenimiento en todos los proyectos eólicos son del tipo correctivo y preventivo, lo cual, como se ha mencionado, no se adapta por completo a las necesidades de mantenimiento de cada uno de los componentes de los aerogeneradores. Esto resulta en el aumento de costos de mantenimiento y operación, ya que se realizan reemplazos innecesarios de partes o se dejan fallar componentes, cuando un adecuado seguimiento del deterioro de los mismos pudo haber evitado situaciones de este tipo.

Con el presente proyecto se desea proporcionar las pautas iniciales para una eventual implementación del modelo propuesto, como una nueva estrategia de mantenimiento para aerogeneradores a nivel nacional, la cual permita una generación eficiente y confiable, con costos de operación y mantenimiento razonables y justificados.

1.6 Metodología

Las etapas en las cuales se realizó el proyecto se muestran a continuación, así como el objetivo asociado a cada una de ellas y las actividades correspondientes que se desarrollaron para cada objetivo.

Cabe destacar que para el desarrollo del proyecto, se trabajó en conjunto con investigadores del Laboratorio de Investigación en Confiabilidad de la Universidad de Alberta en Canadá, donde además se realizaron tareas propias del laboratorio, con el beneficio de recibir capacitación por parte de expertos de primer nivel en el tema. En la Tabla 1.2, se describe la metodología bajo la cual se condujo el desarrollo del proyecto.

1.7 Alcance del proyecto

Se brinda un marco conceptual que se utilizará como base para la eventual implementación de un modelo de mantenimiento basado en el diagnóstico y pronóstico bajo un proceso de deterioro multiestado adaptado para la industria eólica a nivel nacional, en donde se establecen las condiciones bajo las cuales podría desarrollarse el mismo en el país.

Con esto se pretende tener un documento que funcione como guía para una futura implementación del modelo, incluyendo los costos que se podrían derivar de ella.

Tabla 1.2 Metodología propuesta para el desarrollo del proyecto

ETAPA	OBJETIVO ASOCIADO	ACTIVIDADES
1. Estudio del modelo de diagnóstico y pronóstico bajo un proceso de deterioro multiestado.	Describir el modelo de diagnóstico y pronóstico bajo un proceso de deterioro multiestado, desarrollado en el Laboratorio de Investigación en Confiabilidad de la Universidad de Alberta en Canadá.	<ul style="list-style-type: none"> • Recopilar información relacionada con el tema de interés (referencias bibliográficas pasivas). • Seleccionar la información de mayor interés (referencias bibliográficas activas). • Procesar la información seleccionada.
2. Determinación de la posibilidad de aplicar el modelo en el país.	Determinar si es posible la aplicación del modelo para los componentes que presentan mayor frecuencia de falla.	<ul style="list-style-type: none"> • Determinar las principales diferencias entre las condiciones bajo las cuales se desarrolló el modelo y las que se presentan a nivel nacional. • Introducir los parámetros o variables faltantes con respecto del modelo existente. • Analizar si todas las variables o parámetros son requeridos para la aplicación del modelo en el país.
3. Establecimiento de la configuración requerida para implementar el modelo.	Especificar la configuración requerida para la implementación del modelo en el sistema de aerogeneración más representativo de Costa Rica.	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer la instrumentación, ubicación de la misma, recurso humano y demás parámetros necesarios para aplicar el modelo al sistema de aerogeneración más representativo de Costa Rica.
4. Cálculo del costo económico para la implementación del modelo.	Calcular el costo económico de una eventual implementación del modelo en Costa Rica.	<ul style="list-style-type: none"> • Determinar la instrumentación requerida para una eventual ejecución del modelo. • Determinar el recurso humano necesario para una futura implementación del modelo. • Determinar otros costos operativos que se podrían derivar de una eventual implementación del modelo. • Cotizar los insumos y materiales requeridos para una futura implementación del modelo.

Fuente: Elaboración propia (Microsoft Word), 2015

1.8 Limitaciones del proyecto

No se contempla la implementación del proyecto, sin embargo se brindan las pautas iniciales para implementarlo, sentando las bases para una línea de investigación en este campo, lo cual podría generar resultados positivos a corto o mediano plazo.

Se recomienda una configuración para aplicar el modelo únicamente en el tipo de aerogeneradores más representativos del país, por lo tanto quedan excluidos de esta recomendación otros aerogeneradores.

Al existir dificultad con la obtención de datos históricos de los parques eólicos nacionales, se utilizó información técnica proporcionada por los respectivos fabricantes, al conocer previamente los modelos de la mayoría de aerogeneradores instalados en el país, y se recurrió a la consulta de tesis de posgrado, artículos indexados, bases de datos y *journals* académicos propios del tema.

El estudio del proceso de falla multiestado es un campo nuevo y desconocido en Costa Rica, por lo cual existe falta de experiencia y antecedentes en el mismo. Por este motivo, se contactó con el Dr. Ming Zuo, director del Laboratorio de Investigación en Confiabilidad de la Universidad de Alberta en Canadá, quien aceptó que el presente proyecto se desarrollara en conjunto con este laboratorio.

CAPÍTULO 2: Marco Conceptual

En el presente capítulo, se detallan las bases teóricas que sustentan al modelo de toma de decisiones de mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multiestado para un sistema de aerogeneración instalado en Costa Rica. Se definen conceptos de ingeniería de confiabilidad, probabilidad y estadística, diagramas de bloque, mantenimiento selectivo y redes neuronales artificiales.

2.1 Ingeniería de confiabilidad

La confiabilidad se define como la probabilidad de un sistema, subsistema o componente para llevar a cabo sus funciones o desempeñarse satisfactoriamente bajo condiciones de operación específicas en un período específico (Kuo y Zuo, 2003, p. 1). La confiabilidad permite medir qué tan bien un sistema cumple el objetivo para el cual fue diseñado.

Para describir la confiabilidad de un sistema dado, es necesario especificar:

- a. El proceso de falla.
- b. La configuración que describe la manera en la cual se encuentra conectado el sistema.
- c. Las reglas de operación del sistema.
- d. El estado para el cual se define que el sistema se encuentra en falla.

El proceso de falla se relaciona con las leyes de probabilidad que gobiernan las fallas, la configuración del sistema define la forma en la cual se comportará la función de confiabilidad del sistema, las reglas de operación del sistema son definidas en función de la demanda y la cuarta consideración se refiere a las condiciones de falla del sistema.

2.1.1 Necesidad del modelado de la confiabilidad

Actualmente, la mayoría de los sistemas son grandes, complejos, con características especiales y estructuras particulares. Cuando un sistema complejo falla, las consecuencias pueden ser dramáticas, por ejemplo, pueden ocurrir pérdidas económicas sensibles, afectación de la salud y bienestar de seres humanos y daños serios al ambiente.

En la ingeniería de confiabilidad no hay espacio para declaraciones basadas en la intuición. Lo que se requiere son argumentos basados en hechos. Por esta razón, cada vez es mayor la necesidad de contar con herramientas que aseguren una toma de decisiones de mantenimiento tendientes a optimizar la confiabilidad de los sistemas.

2.2 Probabilidad y estadística en el análisis de la confiabilidad

La confiabilidad se puede ver como un área de aplicación de la Probabilidad y Estadística.

Existe una incertidumbre asociada al momento en el cual ocurre la transición de un equipo desde un estado operativo a un estado de falla, sin embargo, es posible obtener información sobre la probabilidad de ocurrencia de esa transición en un tiempo particular. Según Jardine y Tsang (2013), se requiere conocimiento del área estadística para comprender el comportamiento estocástico de la transición entre estados.

Dentro de los temas probabilísticos aplicados al análisis de la confiabilidad, se tiene el tiempo de vida de un componente, el cual es una variable aleatoria de interés en este campo de estudio. El tiempo de vida es continuo y sólo puede tomar valores no negativos. Por lo tanto, las distribuciones continuas son principalmente utilizadas para el análisis de la confiabilidad.

Tres de las distribuciones de probabilidad mayormente empleadas para la descripción del proceso de falla en el análisis de confiabilidad son la distribución exponencial, la distribución Weibull y la distribución normal.

Para corroborar qué tan bien se ajusta una distribución a un grupo de observaciones de falla, se utilizan pruebas de bondad de ajuste, sin embargo este tema se escapa de los alcances de la presente tesis.

A continuación, se describen conceptos básicos de probabilidad y estadística, los cuales serán utilizados posteriormente.

2.2.1 Variables aleatorias

En diversas aplicaciones que involucran resultados inciertos, el interés usualmente se centra en cierto aspecto de los resultados (Kuo y Zuo, 2003, p. 11). Por ejemplo, cuál será la temperatura mayor en determinado día o cuántos bombillos habrán fallado cuando se inspecciona el sistema de iluminación de una industria.

La variable aleatoria X es una función que asigna cada resultado en un espacio muestral S con un valor real. La designación general para una variable aleatoria se realiza con letras mayúsculas y el valor específico que una variable aleatoria puede tomar se indica con letras minúsculas.

Las variables aleatorias pueden ser de dos clases: discreta o continua. Una variable aleatoria discreta puede tomar valores finitos o infinitos numerables. Por otro lado, una variable aleatoria continua puede tomar valores de una escala continua, los cuales pueden encontrarse en el intervalo $(-\infty, \infty)$.

2.2.2 Eventos mutuamente excluyentes

Hernández define que “dos o más eventos son llamados mutuamente excluyentes si la ocurrencia de uno de ellos excluye la ocurrencia de los otros” (2006, p. 104).

Siendo E_1 y E_2 eventos mutuamente excluyentes, la probabilidad de que ocurran ambos es cero. Esto se muestra en la ecuación 2.1.

$$P(E_1 \cap E_2) = 0 \quad \text{Ec. 2.1}$$

Ahora, si se quiere conocer la probabilidad de que ocurra E_1 o E_2 , esta probabilidad se denota en la ecuación 2.2, la cual se conoce como regla general de la suma.

$$P(E_1 \cup E_2) = P(E_1) + P(E_2) - P(E_1 \cap E_2) \quad \text{Ec. 2.2}$$

Como en eventos mutuamente excluyentes ocurre lo planteado en la ecuación 2.1, la probabilidad de ocurrencia se denota particularmente como lo indica la ecuación 2.3.

$$P(E_1 \cup E_2) = P(E_1) + P(E_2) \quad \text{Ec. 2.3}$$

En general, si se tienen n eventos mutuamente excluyentes (E_1, E_2, \dots, E_n), la probabilidad de ocurrencia es la suma de las probabilidades de cada evento, situación que se expresa en la ecuación 2.4.

$$P(E_1 \cup E_2 \cup E_3 \dots \cup E_n) = P(E_1) + P(E_2) + P(E_3) + \dots + P(E_n) \quad \text{Ec. 2.4}$$

2.2.3 Función de masa de probabilidad (pmf)

Según Stewart (2009), la función de masa de probabilidad (pmf) para una variable aleatoria discreta X , suministra la probabilidad de que el valor obtenido por X en el resultado de un experimento probabilístico sea igual a x . En ocasiones, se utiliza el término función de densidad discreta para denominar a la función de masa de probabilidad.

En la Figura 2.2, se observa un ejemplo de función de masa de probabilidad. De la figura, se observa que la suma de las probabilidades para los distintos eventos x es igual a 1, ya que los eventos son mutuamente excluyentes.

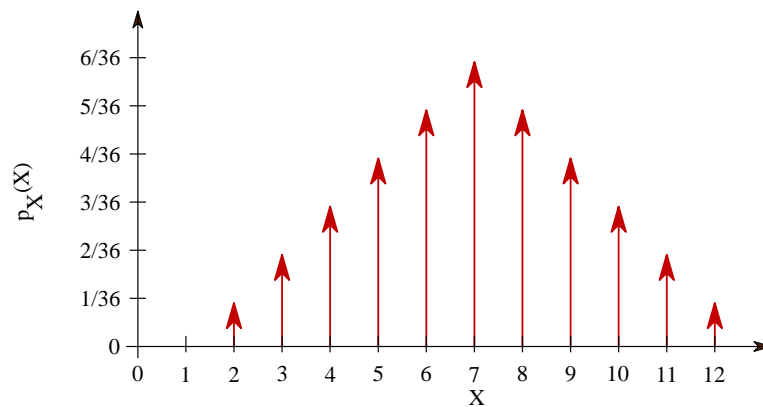


Figura 2.2 Gráfica de una función de masa de probabilidad

Fuente: Jardine y Tsang, 2013

2.2.4 Función de densidad de probabilidad (pdf)

La función de densidad de probabilidad (pdf) brinda un entendimiento más claro de la distribución de falla.

Como la variable por modelar es el tiempo hasta la falla o tiempo de vida (*time to failure*) y se trata de una variable continua, se utiliza la función de densidad de probabilidad para describir el comportamiento estocástico de la falla a través del tiempo.

La ecuación de la curva de la función de densidad de probabilidad se denota como $f(t)$.

En la Figura 2.3, se observan las funciones de densidad de probabilidad para las distribuciones más comunes, en las cuales se hará énfasis posteriormente.

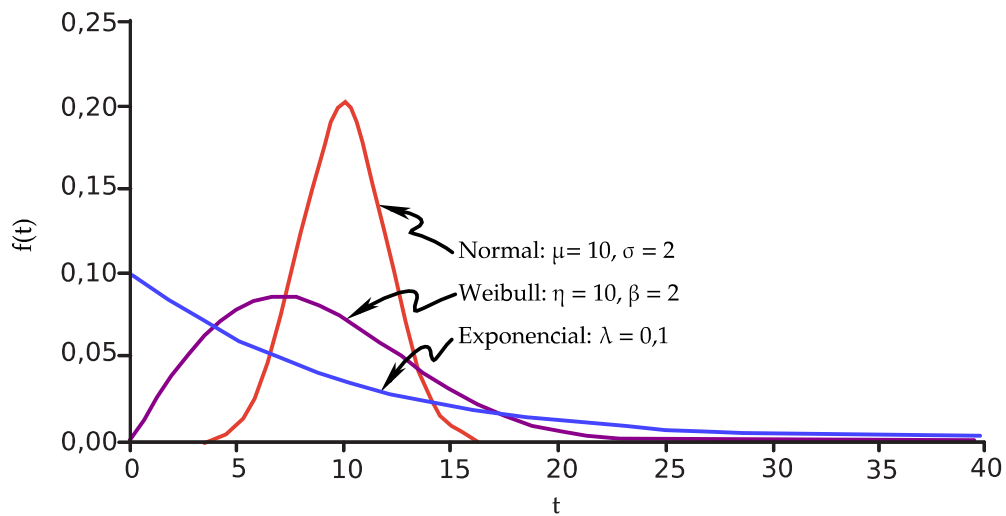


Figura 2.3 Funciones de densidad de probabilidad para las distribuciones exponencial, normal y Weibull

Fuente: Jardine y Tsang, 2013

Dada la ecuación de la curva de una determinada distribución, se tiene que la probabilidad o riesgo de que ocurra una falla en un intervalo específico, corresponde al área bajo la curva que comprende dicho intervalo. Lo descrito se muestra en la Figura 2.4.

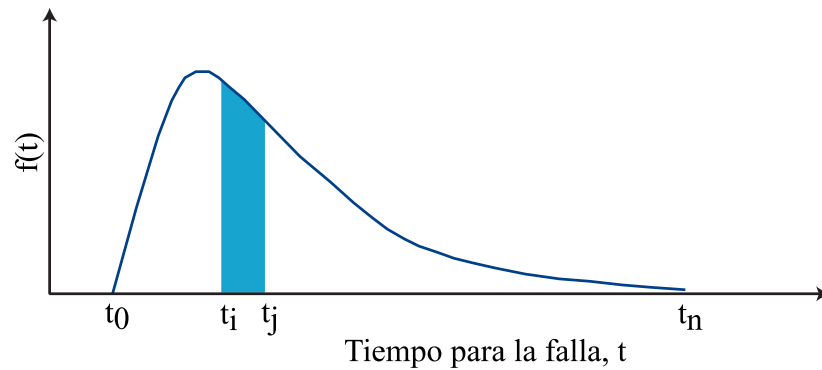


Figura 2.4 Riesgo de falla para el intervalo $[t_i, t_j]$

Fuente: Jardine y Tsang, 2013

En la Figura 2.4, el intervalo $[t_i, t_j]$ es el que se desea evaluar, entonces, integrando la función de densidad de probabilidad, es posible obtener el riesgo de falla en el intervalo citado, tal y como se muestra en la ecuación 2.5.

$$\text{Riesgo de falla en un intervalo} = \int_{t_i}^{t_j} f(t) dt \quad \text{Ec. 2.5}$$

Una propiedad importante radica en que la probabilidad de falla desde el tiempo cero hasta el tiempo infinito corresponde al área total bajo la curva, y esta área es igual a uno. La propiedad mencionada queda descrita en la ecuación 2.6.

$$\int_0^{\infty} f(t) dt = 1 \quad \text{Ec. 2.6}$$

2.2.5 Función de distribución acumulada

En los estudios de mantenimiento, el interés se centra en la probabilidad de ocurrencia de falla antes de un tiempo específico t (Jardine y Tsang, 2013, p. 224). Esta probabilidad se obtiene a partir de las funciones de densidad de probabilidad (ver Ecuación 2.7).

$$\text{Probabilidad de falla antes del tiempo } t = F(t) = \int_0^t f(t) dt \quad \text{Ec. 2.7}$$

La integral correspondiente a la Ecuación 2.7 y denotada como $F(t)$, es la distribución acumulada de fallas. Conforme t tiende a infinito, $F(t)$ tiende a 1.

2.2.6 Función de confiabilidad

Esta función complementa a la función de distribución acumulada y es también conocida como la función de supervivencia. La misma se denota como $R(t)$ y puede ser observada en la ecuación 2.8.

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t) = 1 - F(t) \quad \text{Ec. 2.8}$$

Conforme el tiempo tiende a infinito, la confiabilidad tiende a cero, definiendo confiabilidad como la probabilidad de que un equipo sobreviva al menos hasta un tiempo específico. En otras palabras, la confiabilidad es la probabilidad de que el equipo sobreviva al siguiente período, dado que ya lo ha logrado en un período anterior. La notación de probabilidad condicional de la definición anterior, se puede observar en la ecuación 2.9, donde T representa la variable aleatoria del tiempo de supervivencia.

$$R(t_1 + t|t_1) = P(T \geq t_1 + t|T \geq t_1) = \frac{P(T \geq t_1 + t)}{P(T \geq t_1)} = \frac{R(t_1 + t)}{R(t_1)} = \frac{\int_{t_1+t}^{\infty} f(t)dt}{\int_{t_1}^{\infty} f(t)dt}$$

Ec. 2.9

2.2.7 Tasa de riesgo

La tasa de riesgo de un componente en el tiempo t , es la probabilidad de que el componente falle en el próximo intervalo de tiempo, dado que está funcionando al inicio del intervalo, lo cual representa una probabilidad condicional. Un estimado de la tasa de riesgo para un componente en cualquier punto de tiempo, puede ser el cociente entre un número de componentes que ha fallado en un intervalo y el número de componentes de la población original que estaban operando al inicio del intervalo (Jardine y Tsang, 2013, p. 226).

En la ecuación 2.10, se observa la notación de probabilidad condicional correspondiente a la falla de un componente en un corto intervalo δt , dado que ha sobrevivido

hasta el tiempo t y definiendo la probabilidad como $h(t)\delta t$. En esa ecuación, A es el evento “falla ocurre en el intervalo δt ”, mientras que B es el evento “no ha ocurrido falla hasta el tiempo t ”.

$$P(A|B) = \text{Probabilidad de ocurrencia del evento } A \text{ una vez que } B \text{ ha ocurrido} \\ = h(t)\delta t$$

$$P(A|B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)} = \frac{\int_t^{t+\delta t} f(t)dt}{\int_t^{\infty} f(t)dt} \quad \text{Ec. 2.10}$$

Entonces, la tasa de riesgo en el intervalo δt se calcula como lo muestra la ecuación 2.11.

$$h(t)\delta t = \frac{F(t + \delta t) - F(t)}{1 - F(t)} \quad \text{Ec. 2.11}$$

Si en la ecuación 2.11, el intervalo δt tiende a cero, entonces la tasa de riesgo queda definida por la ecuación 2.12, la cual se conoce como tasa de riesgo instantánea.

$$h(t) = \frac{f(t)}{1 - F(t)} = \frac{f(t)}{R(t)} \quad \text{Ec. 2.12}$$

La función de tasa de riesgo puede ser decreciente, constante o creciente. Cuando la tasa de riesgo es decreciente o constante, si se realiza el reemplazo de un componente, ya sea correctivo o preventivo, el riesgo no se reducirá debido a esta acción y por lo tanto, los esfuerzos de mantenimiento estarán siendo desperdiciados. Lamentablemente, esta política de reemplazo es usual en la práctica porque se ha asumido de forma errónea que conforme el equipo envejece, el riesgo de falla siempre aumenta, sin embargo, en fases tempranas, el riesgo decrece y luego existe un período en el cual las fallas ocurren predominantemente por causas aleatorias. Donde el reemplazo preventivo podría reducir el riesgo de falla a futuro es, en la mayoría de los casos, durante el último período de vida útil del componente.

En conclusión, la tasa de riesgo permite obtener respuestas como el tiempo óptimo para aplicar un reemplazo preventivo y así lograr una minimización del costo esperado por

unidad de tiempo o el momento oportuno para aplicar mantenimiento preventivo en un determinado componente sin que las acciones de mantenimiento resulten contraproducentes.

Tanto la tasa de riesgo, como la función de confiabilidad, la función de distribución acumulada y la función de densidad de probabilidad varían según sea la distribución probabilística de los componentes, subsistemas o sistemas. Como se mencionó anteriormente, en el análisis de confiabilidad, las distribuciones mayormente utilizadas son la Weibull, la exponencial y la normal, mismas que se describen a continuación.

2.2.8 Distribución exponencial

En la práctica, esta distribución describe cuando la falla del equipo puede ser causada por una falla en alguno de sus componentes o también cuando el equipo está sujeto a fallas por causas aleatorias, como una carga excesiva repentina. La distribución exponencial es típica para diversos componentes electrónicos y plantas industriales complejas (Jardine y Tsang, 2003, p. 222).

La función de densidad de probabilidad (pdf) de la distribución exponencial, se observa en la ecuación 2.13.

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}; t \geq 0 \quad \text{Ec. 2.13}$$

Donde la letra griega lambda (λ) es un parámetro propio de la función y su inverso equivale al tiempo medio hasta la falla (MTTF).

La función de confiabilidad para esta distribución, está dada por la ecuación 2.14.

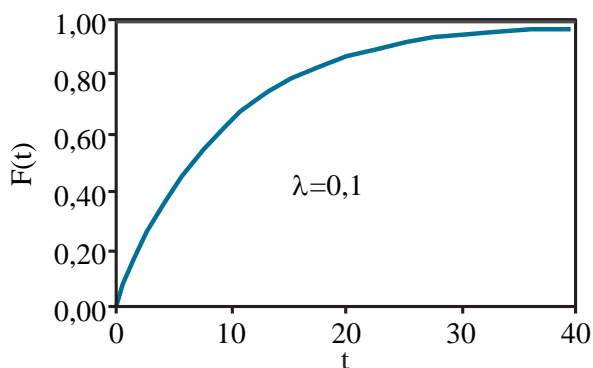
$$R(t) = e^{-\lambda t}; t \geq 0 \quad \text{Ec. 2.14}$$

Es la única distribución con tasa de falla constante. Esto significa que la edad de un componente no afectará su salud. Lo anterior se demuestra en la ecuación 2.15.

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}} = \lambda \quad \text{Ec. 2.15}$$

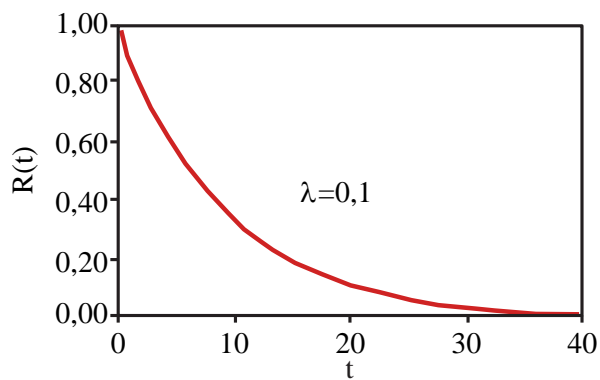
Las gráficas 2.3, 2.4 y 2.5 corresponden a la función de distribución acumulada, la función de confiabilidad y la tasa de riesgo (respectivamente) para una distribución exponencial con $\lambda=0,1$.

Gráfica 2.3 Función de distribución acumulada de la distribución exponencial



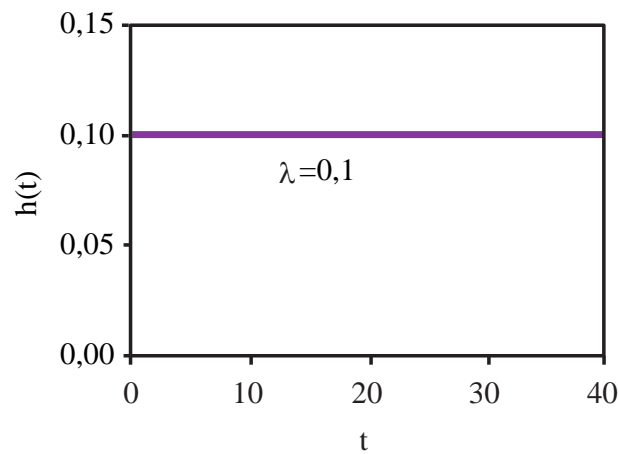
Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Gráfica 2.4 Función de confiabilidad de la distribución exponencial



Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Gráfica 2.5 Función de tasa de riesgo de la distribución exponencial



Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Si el tiempo de vida de un componente sigue la distribución exponencial y cada parte fallada se repara inmediatamente, el número total de fallas experimentadas durante un intervalo $(0,t)$, sigue la distribución de Poisson, la cual es una distribución discreta con un único parámetro denotado por letra griega rho (ρ), equivalente al producto de la tasa de riesgo y el tiempo t (λt). Esto se expresa según la ecuación 2.16, la cual es una propiedad que resulta de gran utilidad para la administración de repuestos.

$$\Pr(N(0, t) = x) = \frac{\rho^x}{x!} e^{-\rho} ; x = 0,1,2, \dots \quad \text{Ec. 2.16}$$

2.2.9 Distribución Weibull

En ingeniería de confiabilidad, la distribución Weibull es la más utilizada por tener distintas formas de función de densidad de probabilidad (pdf). Esto se debe a uno de sus parámetros característicos, llamado el parámetro de forma, el cual se denota con la letra griega beta (β) y dependiendo de su valor, la distribución Weibull equivale a otras distribuciones probabilísticas. Por ejemplo, cuando $\beta=1$, la distribución Weibull se convierte en distribución exponencial. Esta flexibilidad permite también representar funciones de tasa de riesgo constantes, crecientes y decrecientes.

El otro parámetro característico de la distribución Weibull es el de escala o vida característica, el cual se representa con la letra griega eta (η), sin embargo, en cierta literatura se podría encontrar este parámetro denotado como alfa (α) (Walpole, Myers y Myers, 2012, p. 203).

En las ecuaciones 2.17, 2.18 y 2.19, se muestran la función de densidad de probabilidad, confiabilidad y tasa de riesgo para la distribución Weibull.

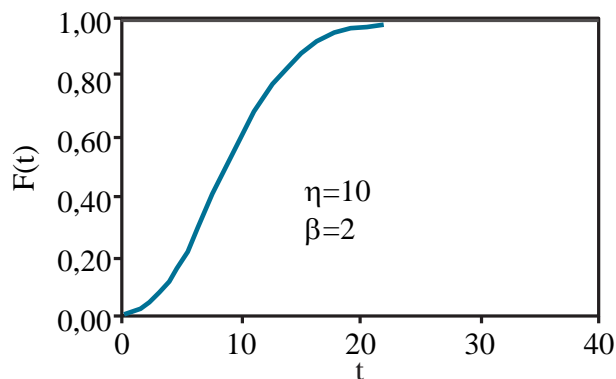
$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}; t \geq 0 \quad \text{Ec. 2.17}$$

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}; t \geq 0 \quad \text{Ec. 2.18}$$

$$h(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} \quad \text{Ec. 2.19}$$

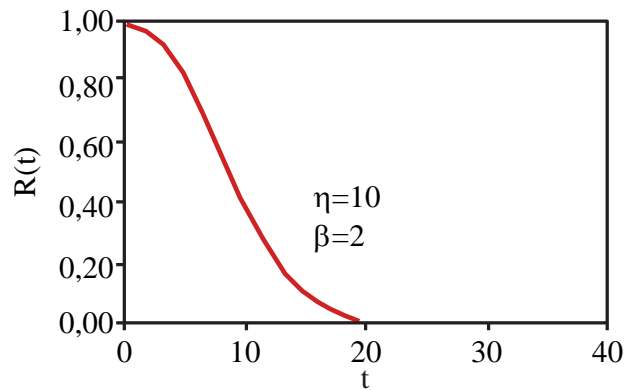
Se presentan las gráficas de función de la función de distribución acumulada, la función de confiabilidad y la tasa de riesgo para una distribución Weibull con parámetros $\eta=10$ y $\beta=2$ en las gráficas 2.6, 2.7 y 2.8.

Gráfica 2.6 Función de distribución acumulada de la distribución Weibull



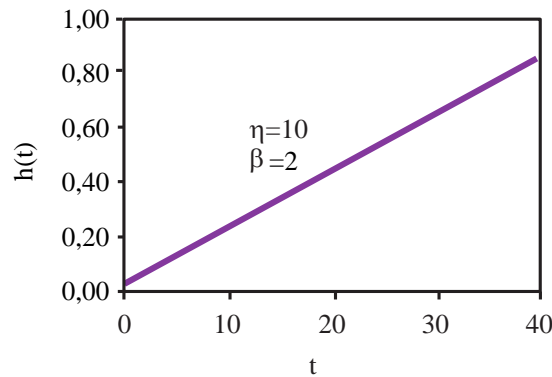
Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Gráfica 2.7 Función de confiabilidad de la distribución Weibull



Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Gráfica 2.8 Función de tasa de riesgo de la distribución Weibull



Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Existe una propiedad particular en la distribución Weibull, la cual permite obtener los parámetros de la distribución para un sistema en serie. La propiedad se cumple para las siguientes condiciones: Todos los componentes siguen la distribución Weibull, tienen el mismo parámetro de forma β y posiblemente distintos parámetros de escala η (McCool, 2012). Entonces, el tiempo de vida del sistema sigue la distribución Weibull, con los parámetros calculados como se muestra en las ecuaciones 2.20 y 2.21.

$$\beta_{sistema} = \beta \quad \text{Ec. 2.20}$$

$$\eta_{sistema} = \left(\sum_{i=1}^n \frac{1}{\eta_i^\beta} \right)^{-\frac{1}{\beta}} \quad \text{Ec. 2.21}$$

2.2.10 Distribución normal

También conocida como distribución Gaussiana, se aplica cuando una salida aleatoria como el tiempo hasta la falla es el efecto aditivo de un gran número de variaciones pequeñas e independientes. En este caso, la distribución de falla es una función normal en forma de campana (Jardine y Tsang, 2003, p. 222).

Los parámetros característicos de la distribución normal son la media (μ) y la desviación estándar (σ). En la ecuación 2.22 se expresa que esta distribución está usualmente centrada en cero.

$$\int_0^{\infty} f(t)dt < 1 \text{ pero } \int_{-\infty}^{\infty} f(t)dt = 1 \quad \text{Ec. 2.22}$$

En la práctica, se considera que si la media de la distribución normal está muy alejada del origen, y la varianza σ^2 no es muy grande, es aceptable utilizar esta distribución.

Según Jardine y Tsang (2003, p. 23), una regla de aproximación aplicable para el uso de la distribución Gaussiana es que la media sea 3,5 veces mayor que la desviación estándar, ya que de esta forma, existen probabilidades prácticamente nulas de que la distribución arroje un tiempo de falla negativo.

Las funciones de densidad de probabilidad, confiabilidad y tasa de riesgo para la distribución normal, se muestran respectivamente en las ecuaciones 2.23, 2.24 y 2.25.

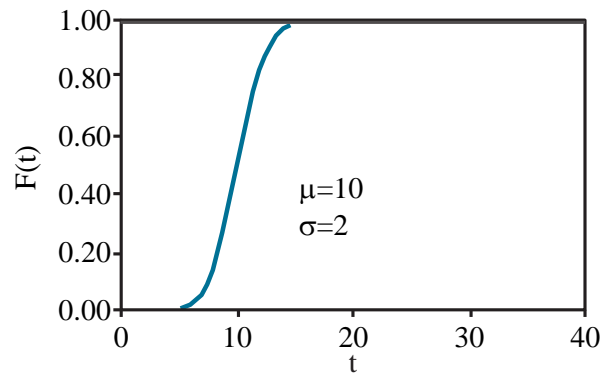
$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-0,5\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2}; -\infty < t < \infty \quad \text{Ec. 2.23}$$

$$R(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_t^{\infty} e^{-0,5\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2} dt \quad \text{Ec. 2.24}$$

$$h(t) = \frac{\exp[-(t - \mu)^2/2\sigma^2]}{\int_t^{\infty} \exp[-(t - \mu)^2/2\sigma^2]dt} \quad \text{Ec. 2.25}$$

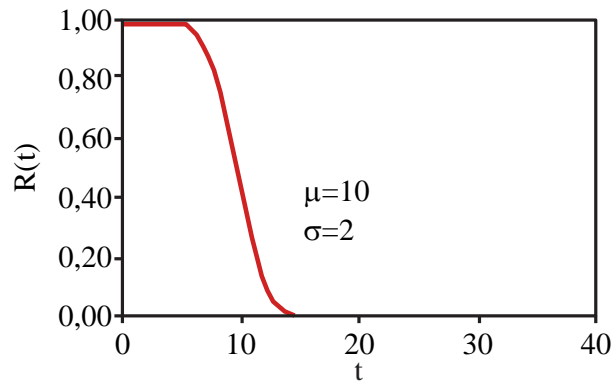
En las gráficas 2.9, 2.10 y 2.11, se ilustran la función de distribución acumulada, la función de confiabilidad y la tasa de riesgo (respectivamente) para una distribución normal con parámetros $\mu=10$ y $\sigma=2$.

Gráfica 2.9 Función de distribución acumulada de la distribución normal



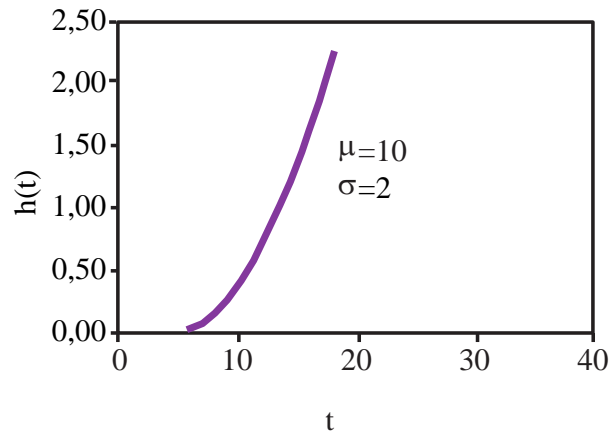
Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Gráfica 2.10 Función de confiabilidad de la distribución normal



Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Gráfica 2.11 Función de tasa de riesgo de la distribución normal



Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Existen componentes y sistemas que siguen la distribución normal, por ejemplo el tiempo de vida de los bombillos incandescentes y el tiempo hasta la primera falla de motores de autobús, esto según lo indican Jardine y Tsang (2003).

En general, el análisis de las distribuciones probabilísticas permite tomar decisiones como el momento oportuno para reemplazar componentes y a qué nivel de riesgo, determinar cuántos componentes fallarán en un intervalo (lo cual es útil para el manejo de inventario de repuestos), bajo qué condiciones se minimiza el costo de ciclo de vida y la manera adecuada de sincronizar los planes de mantenimiento e inspección para distintos componentes en el mismo sistema. Ante estas posibilidades, es de vital importancia saber interpretar los datos que arroja la aplicación de estas distribuciones en diversos sistemas.

2.3 Configuración del sistema y reglas de operación

Según Zapata, la confiabilidad de un sistema dado “depende de la confiabilidad de los componentes que lo conforman y de su configuración operativa” (2011, p. 12).

Un componente es la mínima unidad de un sistema, la cual no se puede subdividir en partes menores. Dependiendo de las consideraciones, un ítem puede ser visto como un componente o como un sistema. Por ejemplo, un rodamiento puede ser un sistema con componentes como la jaula, el elemento rodante y los anillos exteriores; sin embargo, también puede ser visto como un componente de una banda transportadora u otro sistema. Por lo anterior, es de suma importancia definir adecuadamente qué se considerará como componente en un sistema específico a estudiar.

Los componentes se agrupan usualmente en subsistemas, los cuales están clasificados según la función que desempeñan. Por ejemplo, en una prensa de impresión, se pueden mencionar subsistemas como el de alimentación de papel, alimentación de agua, lubricación, entintado, impresión, y de salida de los impresos, cada uno con componentes de diversa naturaleza.

Entonces, un sistema consiste en un conjunto de subsistemas, cuyos componentes desempeñan una o más funciones operacionales específicas y el estado del sistema permite definir las condiciones de falla del mismo.

Cuando se considera que los únicos dos posibles estados de un sistema son funcionando o en falla, se dice que este sistema es binario. De forma análoga sucede con los

componentes. En la Figura 2.5, se ilustra un sistema binario y las transiciones posibles del mismo.



Figura 2.5 Sistema binario

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Para el caso binario, se asume que el sistema desempeñará la función deseada satisfactoriamente hasta que falle. La falla aleatoria desde el estado de operación hasta el estado de falla, sigue una cierta función de densidad de probabilidad (pdf), según las características del sistema.

Sin embargo, para algunos sistemas, suponer un comportamiento binario no refleja la realidad del comportamiento de los mismos, ya que estos pueden desempeñar sus tareas con más de dos niveles distinguidos de eficiencia, los cuales se conocen como tasas de desempeño. Este caso corresponde a sistemas multiestado, donde las tasas de desempeño varían desde la operación perfecta hasta la falla completa.

Un sistema multiestado puede ser de estado continuo o de estado discreto. Se denomina sistema multiestado de estado continuo al sistema que se considera en falla cuando se ha degradado más allá de un umbral predefinido. El principal inconveniente con este tipo de sistema, consiste en la complejidad matemática relacionada con el mismo.

Debido a lo anterior, el sistema multiestado de estado discreto resulta popular en el modelado de la confiabilidad. En la Figura 2.6, se muestra un sistema multiestado de estado discreto, con un total de $v+1$ estados (con $v \geq 1$). El estado cero es el estado de falla completa, el estado v es el estado de mejor desempeño y los estados del 1 al $v-1$ son estados intermedios de degradación. Cuando el sistema está nuevo, se encuentra en el estado v . Conforme el

tiempo progresa, el sistema se degrada a estados de desempeño inferiores. El mantenimiento se necesita entonces para mejorar el desempeño del sistema y llevarlo a un estado superior.

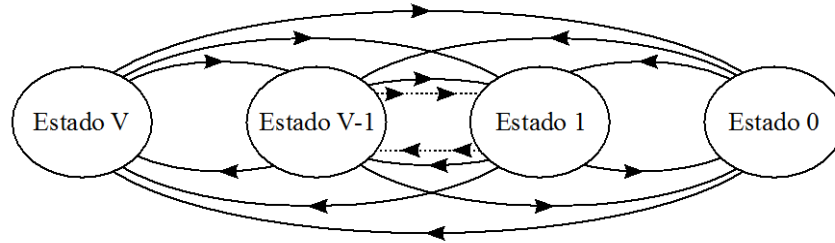


Figura 2.6 Sistema multiestado

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

2.3.1 Configuración del sistema

La configuración del sistema describe la manera en la cual el sistema se encuentra conectado, así como sus reglas de operación. Por ejemplo, si n componentes ($n > 1$) en un sistema están conectados en serie, el desempeño del sistema se define por el menor de los desempeños de los componentes. En la Figura 2.7, se muestra un sistema con n componentes conectados en configuración serie.



Figura 2.7 Sistema en serie

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Para un sistema con n componentes conectados en serie, la confiabilidad del sistema se calcula como el producto de las confiabilidades, tal y como se observa en la ecuación 2.26.

$$R_{\text{Sistema Serie}} = \prod_{i=1}^n R_i \quad \text{Ec. 2.26}$$

Por otro lado, para una configuración en paralelo o también conocida como configuración en redundancia, el desempeño se define como la suma de los desempeños de los componentes. En la Figura 2.8, se observa un sistema con n componentes conectados en paralelo.

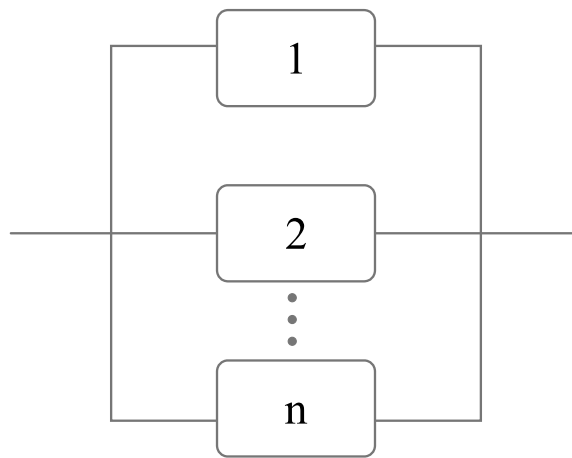


Figura 2.8 Sistema en paralelo

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Si se tiene un sistema con n componentes conectados en paralelo, la confiabilidad del sistema se calcula como se muestra en la ecuación 2.27.

$$R_{\text{Sistema Serie}} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i) \quad \text{Ec. 2.27}$$

En la configuración serie-paralelo, se suman los elementos de cada subsistema y del equivalente de cada subsistema se elige el desempeño mínimo, el cual será el desempeño global. La Figura 2.9 ilustra un sistema bajo la configuración serie-paralelo, correspondiente a un proyector de filminas.

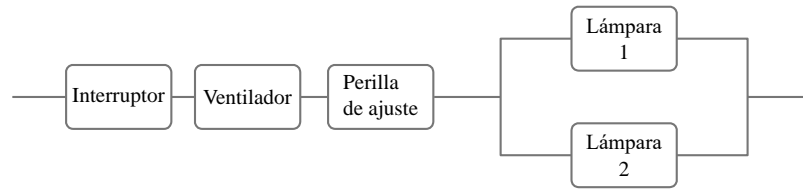


Figura 2.9 Ejemplo de sistema serie paralelo

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

La confiabilidad del sistema se calcula dependiendo de la configuración del mismo. Si los estados de todos los componentes se conocen, entonces también puede conocerse el estado del sistema, ya que el mismo está en función de los estados de los componentes. Esto se determina mediante la función de estructura del sistema, la cual se denota con la letra griega phi (Φ) y se define como lo muestra la ecuación 2.28.

$$\Phi = \Phi(\mathbf{R}) = \Phi(R_1, R_2, \dots, R_n) \quad \text{Ec. 2.28}$$

En la ecuación 2.28, \mathbf{R} es el vector que contiene a todas las confiabilidades de los componentes y el operador Φ es la designación general para la configuración del sistema. Cada sistema tiene una única función de estructura, dependiendo de la disposición de sus componentes.

2.3.2 Representación del sistema

Las representaciones mostradas en las figuras 2.7, 2.8 y 2.9, se conocen como diagramas de bloque de confiabilidad. Estos diagramas se utilizan para mostrar la relación entre el funcionamiento de un sistema y el funcionamiento de sus respectivos componentes.

Un rectángulo o un círculo son las figuras usualmente utilizadas para representar un componente. El nombre o un número indicativo del componente pueden colocarse en el interior del rectángulo o círculo. Normalmente, la lectura de los diagramas es de izquierda a derecha, sin embargo, con una flecha se puede indicar el sentido del diagrama.

El diagrama de bloques de confiabilidad no representa necesariamente la manera en la cual los componentes se encuentran físicamente conectados. Únicamente indica cómo el funcionamiento de los componentes asegura el funcionamiento del sistema. Esta es la razón por la cual un diagrama de bloques de confiabilidad representa la relación lógica entre el funcionamiento del sistema y el funcionamiento de los componentes del mismo.

2.3.3 Reglas de operación

Existe un horizonte de planificación sobre la vida útil de un sistema y es posible que el sistema necesite más de un paro de mantenimiento en un horizonte finito, ya que efectuar mantenimiento sólo una vez, puede hacer que el sistema no sea lo suficientemente confiable para el horizonte de planificación completo. Por esta razón, se deben determinar los intervalos de inspección, para así establecer el número de paros de mantenimiento y las decisiones de mantenimiento durante cada paro.

Las acciones de mantenimiento durante cada paro, deben asegurar un límite de confiabilidad mínimo durante cada misión.

La programación del mantenimiento juega un papel muy importante en la operación exitosa, económica y confiable de los sistemas.

Si las acciones de mantenimiento se llevan a cabo rara vez, puede ocurrir un gran número de fallas y cortes, mientras que si se llevan a cabo muy frecuentemente, puede existir un incremento considerable del costo de mantenimiento. El tiempo disponible para efectuar mantenimiento y las acciones de mantenimiento durante los paros, son variables de decisión clave para cualquier política de mantenimiento.

En sistemas como los de manufactura de semiconductores, plantas de energía, transporte y manejo de material, usualmente se conoce la información de la demanda sólo para un horizonte de tiempo conocido, por lo tanto el mantenimiento se programa para un horizonte finito (Pandey, 2014, p. 107). Para un sistema con múltiples componentes, los modelos de mantenimiento tienen que ver con la política de mantenimiento óptima que englobe a componentes con proceso estocástico de falla. El número de opciones disponibles de

mantenimiento para un sistema, depende de las opciones de mantenimiento para cada componente.

Se asume que el tiempo de vida de cada componente sigue la distribución Weibull, con la posibilidad de que cada componente tenga diferentes valores de parámetros característicos de forma y escala, y se establece un horario sobre el horizonte de planificación finito, denotado por el intervalo $[0, L]$. El horizonte de planificación $[0, L]$ se divide en J valores discretos, denotados como L_j con $j=1, \dots, J$. Cada intervalo consiste en una misión y un paro de mantenimiento al final de cada misión (excepto en la última misión para el horizonte de planificación dado). Lo descrito anteriormente se ilustra en la Figura 2.10.

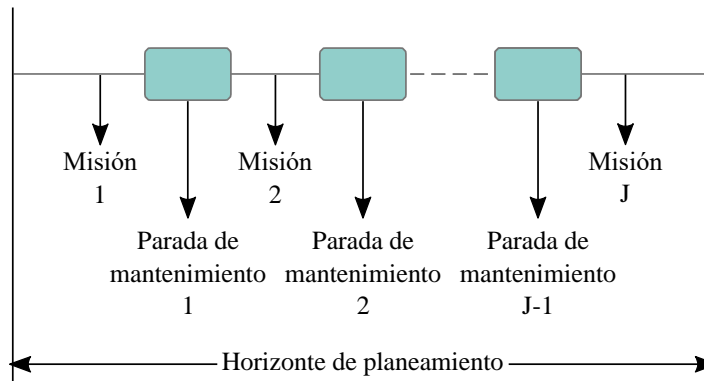


Figura 2.10 Misiones en el horizonte de planificación

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Es importante mencionar que durante una misión, tanto el sistema como sus componentes son no reparables, es decir, estos se degradan durante la misión, pero pueden intervenir únicamente al alcanzarse el paro de mantenimiento.

2.3.4 Edad de los componentes

La edad calendario de un sistema es el tiempo transcurrido desde que inició operaciones, sin embargo, existe otro concepto denominado edad efectiva.

La edad efectiva incluye la condición del sistema para conocer el porcentaje de vida útil que tiene el mismo en un tiempo específico. Esta edad permite evaluar la probabilidad de falla y difiere en gran medida de la edad calendario, al fusionar variables de tiempo y condición para ser determinada. La edad efectiva refleja el efecto del envejecimiento de un componente o sistema a través del tiempo y el rejuvenecimiento luego de distintas intervenciones de mantenimiento realizadas al sistema en diferentes ocasiones. Lo anterior indica que la edad efectiva sí puede ser reducida, caso opuesto a la edad calendario.

Si las acciones de mantenimiento se llevan a cabo correctamente, la edad efectiva es usualmente menor que la edad calendario. Luego del mantenimiento, la vida útil de un sistema aumenta y su condición puede mejorar. La edad efectiva puede indicar el efecto de diferentes acciones de mantenimiento en la edad del sistema.

El mantenimiento de un sistema puede caracterizarse por el cambio en su edad efectiva y la tasa de riesgo. Un valor más alto de tasa de riesgo indica que el sistema tiene una probabilidad de falla más alta en la siguiente unidad de tiempo, comparado con una tasa de riesgo menor.

2.4 Mantenimiento selectivo

La decisión sobre acciones de mantenimiento, depende de los requerimientos del sistema durante la siguiente misión y de los recursos disponibles para realizar las actividades respectivas.

Cuando un sistema tiene varios componentes y cada componente tiene diversas opciones de mantenimiento disponibles, se torna más crítico decidir cuáles componentes seleccionar y qué tipo de mantenimiento aplicar a esos componentes.

En diversos ambientes industriales, se requiere que un sistema desempeñe una secuencia de operaciones (o misiones) con un descanso finito entre dos misiones sucesivas. Estos descansos

brindan la oportunidad de desempeñar tareas de mantenimiento en los componentes del sistema, sin embargo, resulta imposible desempeñar todas las actividades deseables de mantenimiento antes del inicio de la siguiente misión, debido a recursos limitados como tiempo, presupuesto y disponibilidad de personal. En este caso, se elige un subconjunto de actividades de mantenimiento para que la siguiente misión se complete exitosamente a pesar de los recursos limitados.

La anterior política de mantenimiento se denomina mantenimiento selectivo y se aplica a sistemas de manufactura, vehículos, unidades generadoras de energía, entre otros (Pandey, 2014, p. 14). En el tiempo de paro entre dos misiones sucesivas, se toman decisiones para asignar los recursos disponibles.

Es necesario determinar la degradación de cada componente y el efecto de las decisiones de mantenimiento sobre la salud de los mismos. De esta forma, es posible determinar cuál grupo de componentes y cuál nivel de mantenimiento asegurará la confiabilidad del sistema, posterior al mantenimiento.

Una política de mantenimiento selectivo define los componentes seleccionados de un sistema y las acciones de mantenimiento que se desempeñarán en los mismos. Se deben considerar aspectos como los estados del sistema, el proceso de falla y distintos modos de falla.

Un sistema está formado por muchos componentes y en general, mejorar la salud de ciertos componentes causa una mayor mejora de la confiabilidad del sistema, en contraposición a mejorar la salud de otros componentes.

Para una decisión de mantenimiento selectivo, el horizonte de planificación debe ser definido previamente. En la mayoría de trabajos de programación de mantenimiento se asume un horizonte finito. En un horizonte de planificación, el número de paros de mantenimiento se puede elegir en intervalos iguales (periódico) o distintos (no periódico o secuencial).

Es importante contar con un plan de mantenimiento para sistemas con múltiples componentes y con un horizonte de planificación finito, debido a los recursos disponibles y la demanda que se les exige a los sistemas.

En el mantenimiento selectivo de sistemas multicomponente, se requiere la consideración simultánea de todos los componentes, ya que considerar un componente a la vez no es beneficioso bajo esta modalidad porque aumentan los costos de mantenimiento.

Paros frecuentes de mantenimiento aumentan el presupuesto para mantenimiento, mientras que pocos paros de mantenimiento aumentan el número de fallas. Por esta razón, el momento oportuno para aplicar mantenimiento y las decisiones de mantenimiento durante cada paro en el horizonte de planificación, son variables clave en las decisiones de programación de mantenimiento. Además de esto, se debe asegurar siempre un costo mínimo con un nivel óptimo de confiabilidad.

Si el sistema y sus componentes existen en estados múltiples, el estado del sistema en cualquier punto del tiempo depende de la combinación de los estados de sus componentes. El estado y la confiabilidad del sistema durante la siguiente misión, se determinan según el estado de los componentes luego del mantenimiento.

Para llevar a cabo la política de mantenimiento selectivo, se requieren herramientas que faciliten la toma de decisiones. Una de estas herramientas es el modelo de redes neuronales artificiales (ANN), mismo que se utiliza frecuentemente para toma de decisiones de mantenimiento en componentes y se describe en el siguiente apartado.

2.5 Redes neuronales artificiales (ANN)

Las redes neuronales artificiales (ANN) son modelos matemáticos inspirados en el funcionamiento de las estructuras neurobiológicas, específicamente en el comportamiento de las neuronas humanas. Las partes esenciales de una neurona biológica se muestran en la Figura 2.11.

Las neuronas trabajan en paralelo para comunicar señales a través de sinapsis entre cuerpos celulares, desde los cuales se generan señales eléctricas que se propagan por canales conocidos como axones.

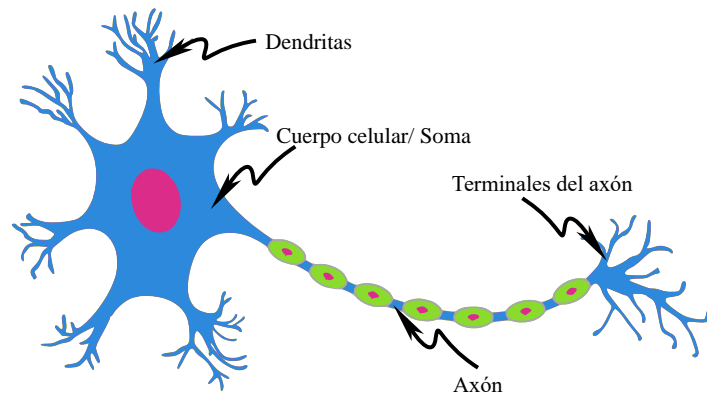


Figura 2.11 Esquema de una neurona biológica

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Con base en el procedimiento anteriormente descrito, se crearon las redes neuronales artificiales, las cuales corresponden a “una estructura compuesta de un número de unidades interconectadas donde cada unidad posee una característica de entrada y salida e implementa una función o computación local” (Schalkoff, 1997).

El primer modelo de red neuronal fue propuesto en 1943 por Warren McCulloch y Walter Pitts, el cual ha sido base para el desarrollo de diversos modelos neuronales en la actualidad y se utiliza como punto comparativo para evaluar la conducta de otros modelos. El modelo funciona como se muestra en la Figura 2.12, donde el componente básico vendría siendo el cuerpo celular de la neurona, el cual es llamado en este caso nodo o unidad. Este recibe entradas provenientes de otras unidades o una fuente externa (x_m), las cuales son análogamente las sinapsis en una neurona biológica. Cada entrada tiene asociada un peso (w_m) y cuanto más alto sea el mismo, más fuerte será la entrada respectiva. Los pesos pueden ser positivos o negativos y su signo depende de la naturaleza de la señal, ya sea esta excitadora o inhibidora.

En cuanto a los pesos, la regla de Hebb establece que “los cambios en la fuerza de las conexiones sinápticas son proporcionales a la correlación en el disparo de las dos neuronas de conexión” (Marsland, 2015, p. 40). Lo anterior significa que si dos neuronas se activan

simultáneamente, cualquier conexión entre ellas se hará más fuerte o intensa. De forma contraria, si dos neuronas nunca se activan simultáneamente, la conexión entre ellas morirá.

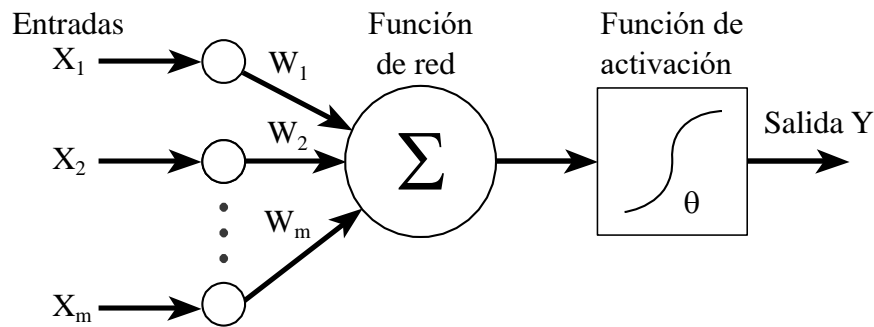


Figura 2.12 Elementos de una red neuronal artificial

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

En cada nodo se lleva a cabo una función de red o propagación f , correspondiente a la suma ponderada de las entradas, tal y como se observa en la Ecuación 2.29.

$$f = \sum_{i=1}^n w_i x_i \quad \text{Ec. 2.29}$$

Una vez ejecutada suma ponderada, existe la función de activación θ , la cual usualmente es una función umbral (como la función sigmoide, descrita en el Anexo 1) responsable de decidir si la unidad se activa o no, lo cual significa que se produce una salida o un cero en ese nodo.

La salida tiene un valor único y puede ser a la vez entrada de una unidad posterior, dependiendo de la configuración de la red, la cual se describe en el siguiente tema.

2.5.1 Arquitectura de redes neuronales artificiales

La red unicapa es llamada de esta forma porque a pesar de contar con capa de entrada y capa de salida, en la capa de entrada no se realiza ninguna computación y los datos de

entrada se transfieren directamente a los nodos respectivos. En la Figura 2.13 se muestra una red unicapa.

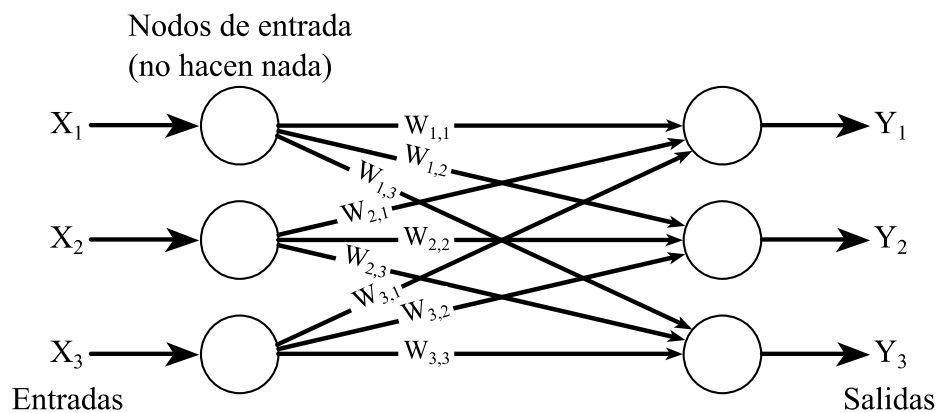


Figura 2.13 Red neuronal artificial unicapa

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Sin embargo, la arquitectura más utilizada es la de perceptrón multicapa, donde existen capas intermedias entre las capas de entrada y salida, las cuales se conocen como capas ocultas. En la Figura 2.14 se observa este tipo de arquitectura.

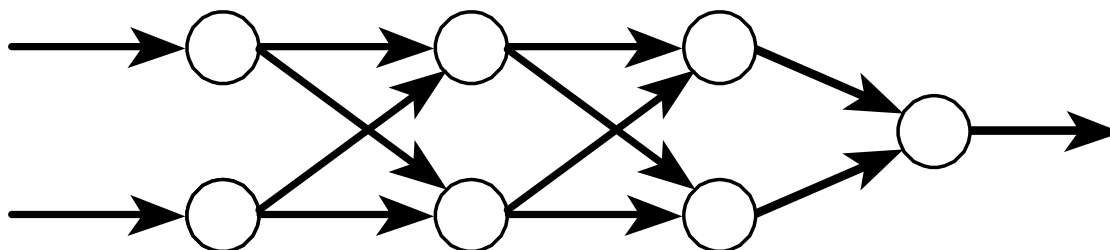


Figura 2.14 Perceptrón multicapa

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

La función de activación de un perceptrón multicapa debe ser no lineal, ya que en caso contrario, el perceptrón es equivalente a una red neuronal unicapa.

La ventaja de esta arquitectura es que tiene la capacidad de actuar como herramienta para aproximar funciones de distinta naturaleza. Con al menos una capa oculta de unidades suficientes, es posible la aproximación de funciones o relaciones continuas a partir de un grupo de entradas y salidas.

2.5.2 Modelado de redes neuronales artificiales

Anteriormente, se mencionó que los pesos se relacionan con la intensidad de transmisión de una señal por parte de un determinado nodo. Estos pesos deben ajustarse, con el fin de obtener la salida esperada para las entradas específicas. Cuando se tienen cientos o miles de nodos, se torna complicado encontrar manualmente los pesos necesarios, sin embargo, mediante algoritmos de ajuste para los pesos de la red neuronal artificial, se pueden obtener las salidas deseadas para la red en cuestión. Este procedimiento de ajuste de pesos se conoce con el nombre de aprendizaje o entrenamiento de la red. En esta fase, se utiliza un conjunto de datos de entrenamiento con el objetivo de obtener los pesos que definen el modelo de la red. Con estos valores de entrenamiento, de forma iterativa se calculan los pesos que permiten el ajuste de la red al funcionamiento deseado, minimizando el error entre la salida que se obtiene a través de la red y la salida esperada (Marsland, 2015).

En ocasiones ocurre el inconveniente conocido como sobreajuste, el cual se da cuando el modelo se ajusta en gran medida a las particularidades pertenecientes a los valores de entrenamiento y la red pierde su habilidad para generalizar el aprendizaje a nuevos casos. Para no tener este problema, se lleva a cabo la fase de prueba, en donde se toma un grupo de datos distinto al utilizado en la fase de aprendizaje y se realiza una validación que permite controlar el proceso de entrenamiento. Los pesos ideales se obtienen mediante procedimientos de optimización.

Uno de los algoritmos más utilizados para la optimización de pesos es el algoritmo de retropropagación, propuesto por Rumelhart y Williamsen (1986), el cual minimiza el error cuadrático promedio entre el valor a la salida y el valor esperado. Su objetivo es que los pesos de las capas ocultas tengan una representatividad que se adapte al problema que se está resolviendo.

Cuando las anteriores etapas se concluyen, la red neuronal artificial está lista para utilizarse, necesitando únicamente datos de entrada para obtener la o las soluciones al problema por resolver.

CAPÍTULO 3: Turbinas Eólicas

Un aerogenerador es un dispositivo mecánico cuya función es transformar la energía cinética proveniente del viento en energía mecánica, encargada del movimiento de un eje. Posteriormente, en el generador de la turbina, la energía mecánica es convertida en electricidad.



Figura 3.15 Aerogeneradores de eje horizontal y tres palas

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, 2015

3.1 Partes de una turbina eólica

Seguidamente, se describen las principales partes de los aerogeneradores típicos. Las partes o la disposición de las mismas varían dependiendo de los modelos y los distintos fabricantes. La Figura 3.16 ilustra las principales partes de un aerogenerador.

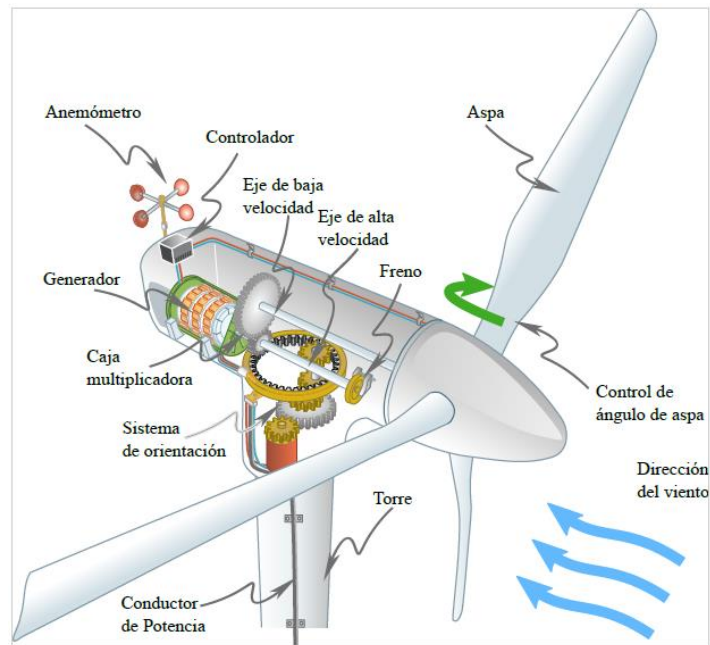


Figura 3.16 Partes principales de una turbina eólica de eje horizontal

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

3.1.1 Rotor

Está conformado por las aspas y el cubo, tal y como se observa en la Figura 3.17, donde también se visualizan las secciones transversales en distintas zonas del aspa.

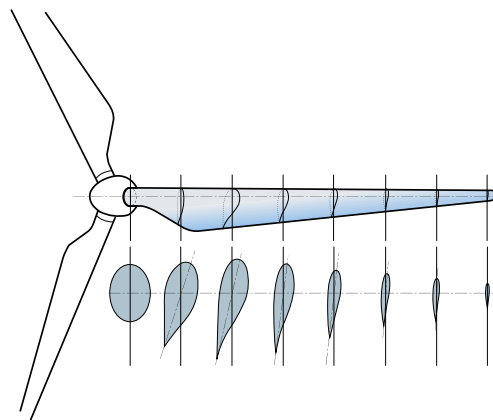


Figura 3.17 Secciones transversales del aspa de un aerogenerador

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Las aspas son los componentes que interactúan con el viento y se diseñan de tal manera que la superficie de sustentación maximice la eficiencia aerodinámica. Las aspas deben soportar cargas aerodinámicas, mecánicas y centrífugas y momentos flectores variables, las cuales producen desgaste, quebraduras y tracción en distintas secciones de las mismas. Por esta razón, las aspas se fabrican a partir de materiales livianos, como por ejemplo materiales plásticos (poliéster o resina epóxica) reforzados con fibras de vidrio, aluminio o carbono.

El cubo es el componente que conecta las aspas con el eje principal, transmitiendo así la potencia extraída del viento. Los cubos son usualmente de acero y se protegen externamente con un encapsulado ovalado llamado *spinner*. Cuentan con un sistema de control del ángulo de las aspas, para direccionarlas de manera que la eficiencia sea máxima. Existen tres tipos de cubo, los cuales son el rígido, abisagrado y móvil, mismos que se observan en la Figura 3.18.

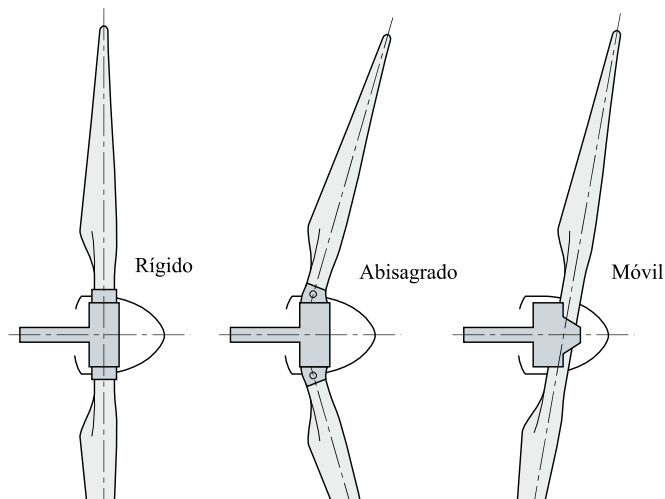


Figura 3.18 Tipos de cubo

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

3.1.2 Caja multiplicadora

La mayoría de los trenes motrices incluyen una caja multiplicadora de uno o más pasos, la cual tiene la función de aumentar las revoluciones del eje de alta velocidad, para obtener los valores requeridos por los generadores convencionales.

Este componente es fuente de ruido y uno de los que requiere mayor mantenimiento, además de que causa pérdidas de eficiencia en la turbina eólica (ABB, 2011). Una configuración típica de caja multiplicadora, se observa en la Figura 3.19, y la misma es en tres pasos. La etapa de baja velocidad es planetaria y las etapas de velocidad intermedia y alta velocidad son paralelas (Sheng y Veers, 2011, p. 4).

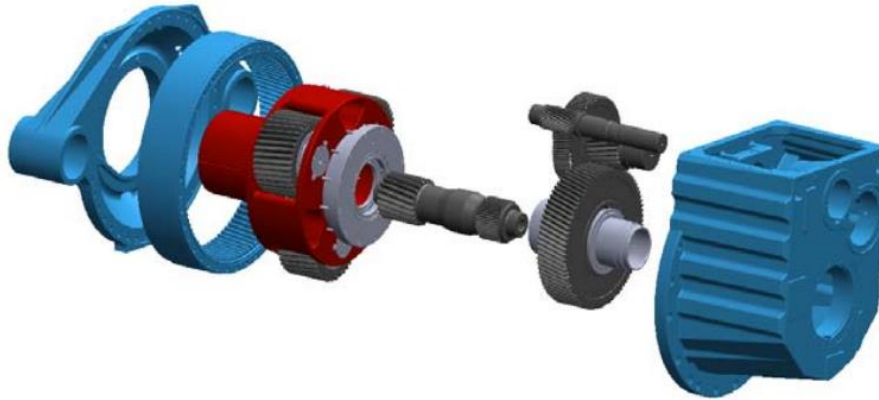


Figura 3.19 Configuración típica de una caja multiplicadora

Fuente: National Renewable Energy Laboratory, 2011

3.1.3 Frenos

La mayoría de las turbinas utilizan frenos mecánicos acoplados al tren motriz, además del freno aerodinámico. En diversos casos, los frenos mecánicos pueden detener al rotor bajo condiciones climáticas adversas y funcionan también como “frenos de parqueo” para mantener al rotor sin moverse cuando la turbina está fuera de operación. Los dos tipos de freno comúnmente utilizados son los de disco (ver Figura 3.20) y los de embrague.

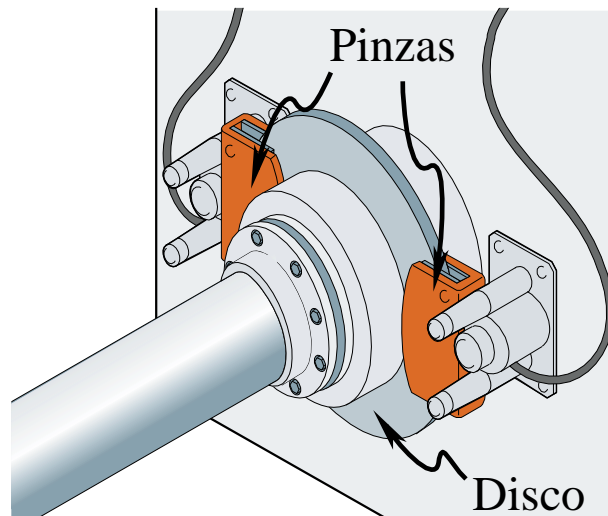


Figura 3.20 Freno de disco

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

En general, los frenos se pueden colocar ya sea en el lado de baja velocidad o de alta velocidad de las cajas multiplicadoras, y es importante tener en cuenta el hecho de que los frenos colocados en el lado de baja velocidad deben ser capaces de ejercer un torque mucho mayor.

3.1.4 Generador

El generador eléctrico de una turbina eólica es el encargado de la transformación de la energía mecánica a energía eléctrica. Este puede ser síncrono o asíncrono.

Un generador asíncrono es básicamente un motor trifásico de inducción con velocidad síncrona dependiente del número de polos y la frecuencia de la red. La diferencia relativa entre la velocidad sincrónica y la velocidad efectiva de rotación se denomina deslizamiento (s), el cual es negativo para el caso de un generador.

El alternador o generador síncrono, consiste en un electroimán de corriente directa o imanes permanentes. En este tipo de generador, la frecuencia del voltaje inducido en el estator es directamente proporcional a la velocidad de rotación del rotor, es decir, no hay deslizamiento.

3.1.5 Transformador

La potencia eléctrica de salida del generador es usualmente de bajo voltaje y debe convertirse a media tensión a través de un transformador, con el fin de reducir las pérdidas por transmisión en la red. El transformador puede ubicarse en la góndola o en la base de la torre.

3.1.6 Sistema de orientación

La góndola está diseñada para rotar en la parte superior de la torre mediante un sistema activo de control de orientación, el cual consiste en actuadores eléctricos y engranajes reductores, y tiene como fin mantener al rotor siempre en dirección transversal al viento. En la Figura 3.21 se muestra este sistema.

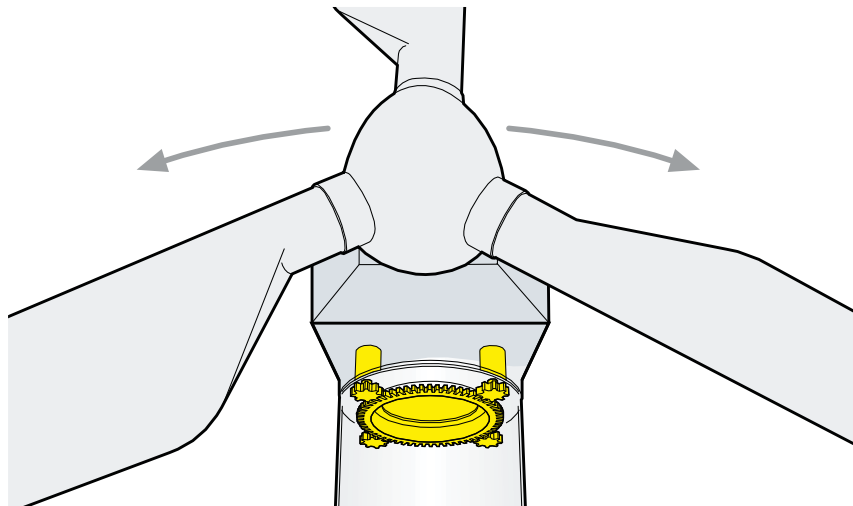


Figura 3.21 Sistema de orientación

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

El rotor se posiciona de acuerdo con la dirección promedio del viento, calculada periódicamente por el sistema de control de la turbina (ABB, 2011, p. 28).

3.1.7 Torre

En turbinas de eje horizontal, se utilizan dos tipos principales de torre: la enrejada y la tubular. Ambos tipos de torre se observan en la Figura 3.22.

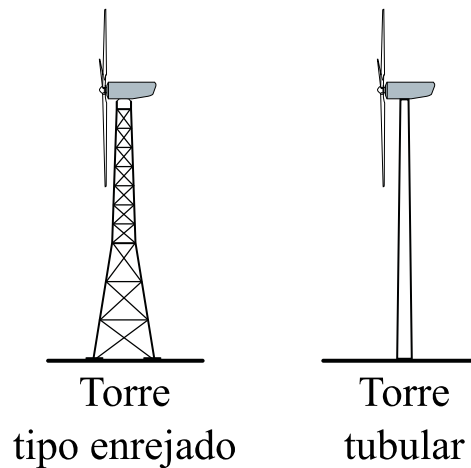


Figura 3.22 Tipos de torre

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Las primeras turbinas eólicas utilizaban torre de tipo enrejado, pero en la actualidad las torres tubulares ofrecen un mayor número de ventajas y por lo tanto su uso es predominante. Entre estas ventajas se pueden mencionar la reducción en cantidad de inspecciones, al no tener tantas uniones atornilladas, protección en cuanto al acceso hacia la góndola debido a las escaleras internas existentes y una estética mayormente aceptada. Las torres tubulares se fabrican con acero rolado y en ocasiones se refuerzan con concreto. Son cónicas, con la base de diámetro mayor y sus diferentes secciones se fijan mediante bridas atornilladas.

En general, la altura de la torre depende del régimen de viento en el sitio de instalación, siendo lo usual que la góndola se ubique en una elevación de 1 o 1,2 veces el diámetro del rotor si se trata de turbinas terrestres, y una altura de góndola de 0,8 veces el diámetro del rotor si la turbina es marina (ABB, 2011, p. 29).

3.1.8 Sistemas de control, protección y desconexión

Estos sistemas son los encargados de controlar de forma lógica los procedimientos de arranque y paro de la turbina y garantizan su funcionamiento en rangos definidos de

parámetros de operación, mediante la protección del rotor y diferentes partes del circuito eléctrico contra corrientes excesivas o sobretensiones.

La lógica del control se programa usualmente en un PLC y los sistemas de protección y desconexión desacoplan al aerogenerador de la red en caso de mal funcionamiento, lo cual permite una operación adecuada del resto de aerogeneradores en el parque eólico.

3.1.9 Dispositivos auxiliares

Dentro de los dispositivos auxiliares se encuentran el sistema hidráulico para la lubricación de la caja multiplicadora y otras partes mecánicas, así como intercambiadores de calor para enfriar el aceite y el generador.

En la parte superior de la góndola se colocan anemómetros y veletas para el control de la turbina, y también luces de advertencia para el tránsito aéreo.

Para mejorar la confiabilidad de las turbinas eólicas, se utilizan distintos sensores, los cuales permiten monitorear el estado de los componentes y así detectar cualquier posible mal funcionamiento que requiera operaciones de mantenimiento en el aerogenerador.

3.2 Clasificación de las turbinas eólicas

Existen diversas formas de clasificar las turbinas eólicas, por ejemplo, según su localización, ya sea en tierra (*onshore*) o en mar (*offshore*).

También se clasifican según la disposición de su eje de rotación, con amplia predominancia de las de eje horizontal sobre las de eje vertical. Esto se debe a que en las turbinas de eje vertical, “el par aerodinámico varía fuertemente con la posición de las palas, aún con viento constante, lo cual causa fatiga en las palas y el sistema de generación” (De Battista, 2000, p. 14). En la Figura 3.23, se observan las turbinas anteriormente descritas.

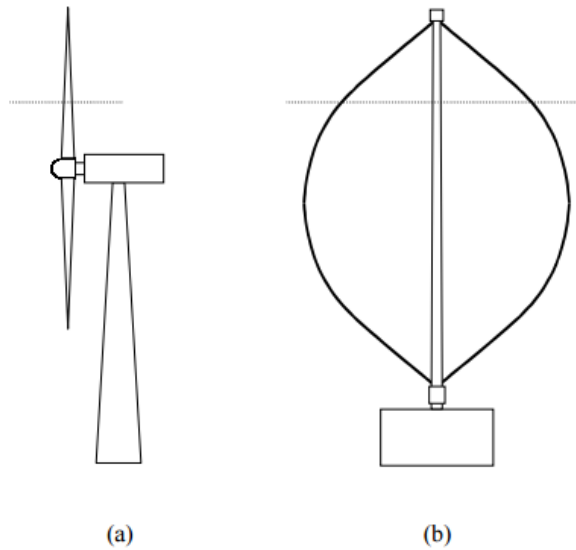


Figura 3.23 Turbina de eje horizontal (a) y turbina de eje vertical (b)

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Las turbinas de eje horizontal se clasifican a su vez por el número de palas en monopala, bipala y tripala. Las tripala son las más estables porque en ellas se distribuye la carga aerodinámica de manera relativamente uniforme. Las tres configuraciones mencionadas se observan en la Figura 3.24.

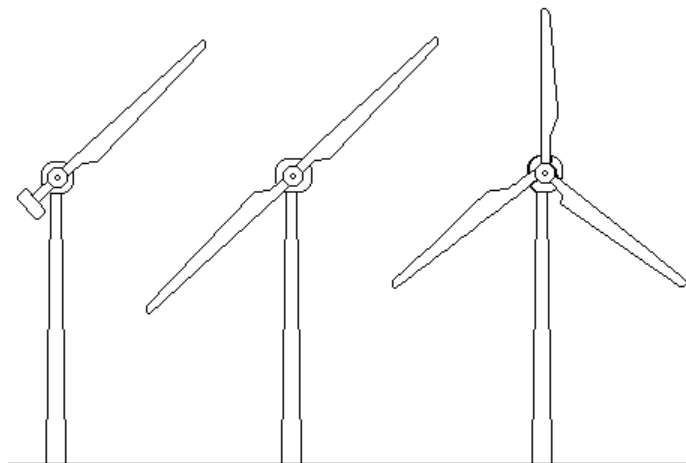


Figura 3.24 Turbinas eólicas monopala, bipala y tripala

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Otra de las clasificaciones es según el tipo de fuerza aerodinámica que mueve al rotor, por lo cual existen turbinas impulsadas por la fuerza de arrastre aerodinámico, caracterizadas por tener un alto par aerodinámico y baja velocidad, mientras que otras se impulsan mediante la fuerza de sustentación aerodinámica y se distinguen por contar con el mismo principio de funcionamiento que los perfiles alares de los aviones (De Battista, 2000, p. 13).

Las turbinas de eje horizontal pueden ser a barlovento si su rotor encara directamente al viento, por lo cual requieren un sistema de orientación, o pueden ser a sotavento si con respecto del viento, el rotor se ubica en el sector opuesto a la torre (López, Vannier y Sadarnac, 2008, p. 3). En la Figura 3.25 se observan ambos tipos.

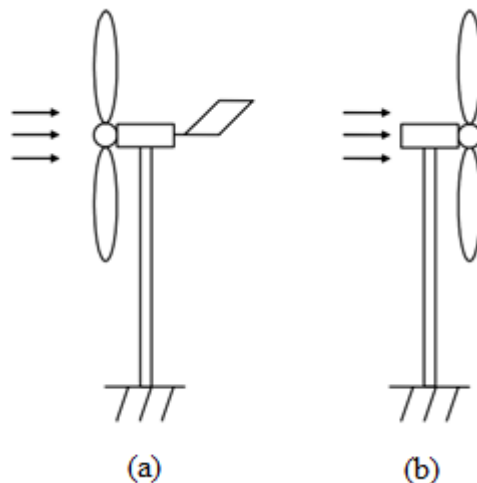


Figura 3.25 Turbina de barlovento (a) y turbina de sotavento (b)

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Se pueden encontrar turbinas con caja multiplicadora o sin ella. En el primer caso, a través de la caja multiplicadora, se aumenta la velocidad del eje acoplado al generador, ya que si no se utilizara este dispositivo mecánico, se requeriría un generador de grandes dimensiones y número de polos, y por ende excesivo peso, lo cual no es conveniente para esta aplicación. Mediante la relación de multiplicación configurada en la caja de transmisión, se logran las revoluciones específicas para la generación de electricidad. Cuando no se utiliza caja

multiplicadora, no implica que los generadores tengan un sobredimensionamiento, ya que a través de sistemas electrónicos de potencia se controla la frecuencia eléctrica y se utiliza un generador con imanes permanentes, en lugar de un generador con electroimanes. Las ventajas de esta configuración son un diseño más simple y compacto, reducción de partes móviles, menor peso y alta eficiencia (Siemens, 2009). En la Figura 3.26 se muestra el diagrama de conexión de una turbina eólica de eje directo, es decir, que funciona sin caja multiplicadora.

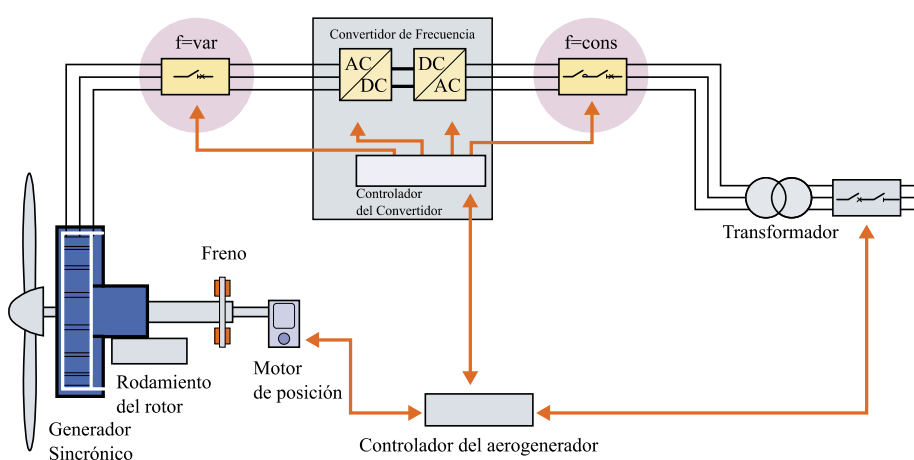


Figura 3.26 Diagrama de conexión de turbina eólica de eje directo

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

3.3 Tendencias de falla de los componentes de un aerogenerador

Al ser una energía limpia, la energía eólica se posiciona fuertemente como una alternativa a los combustibles fósiles, lo cual se evidencia con el rápido crecimiento a nivel mundial de capacidad instalada en lo que a turbinas eólicas respecta. Con el gran número de parques eólicos existentes en la actualidad, es necesario aplicar estrategias de mantenimiento efectivas, tendientes a garantizar el funcionamiento correcto de estos sistemas de generación. Se debe prestar especial atención a los componentes que constituyen el aerogenerador, ya que de la confiabilidad de estos depende la confiabilidad de la turbina como tal. La alta criticidad

de los componentes y las limitaciones de accesibilidad a las turbinas son factores clave para conocer cuáles componentes fallan con mayor frecuencia, o cuáles son más costosos de mantener.

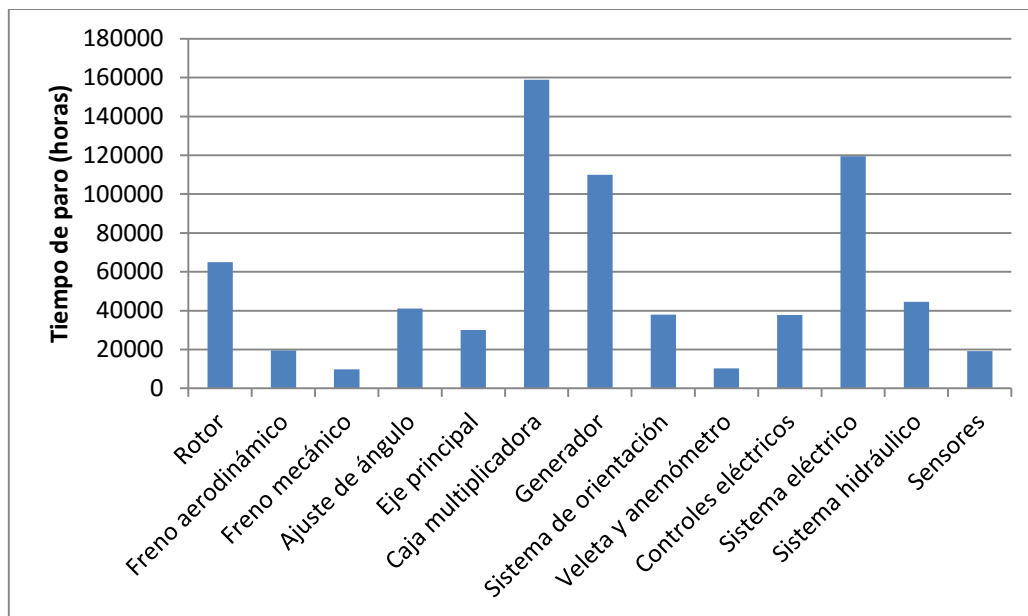
En la industria eólica, aún se experimentan fallas prematuras en componentes, lo cual aumenta significativamente los costos de operación y mantenimiento, por lo tanto, el objetivo principal de las estrategias actuales de mantenimiento debe ser garantizar que los costos mencionados sean mínimos, a través de la reducción del tiempo de paro de los aerogeneradores y el aumento de la confiabilidad de los mismos.

Sheng y Veers (2011, p. 1) aseguran que la caja multiplicadora ha mostrado tener el tiempo de paro más largo y es el subsistema más costoso económicamente en términos de mantenimiento.

Seguidamente, se muestran las tendencias de falla de distintos subsistemas de turbinas eólicas, expresadas a través del tiempo de paro de cada uno de ellos. Todos son datos tomados por períodos significativos para establecer el comportamiento de cada componente y así visualizar el nivel de criticidad de cada uno de ellos.

La Gráfica 3.12 pertenece a una base de datos del Reino Unido publicada por WindStats Newsletter, con datos colectados entre los años 2003 y 2009 en distintos parques eólicos del lugar. Se observa que los mayores tiempos de paro pertenecen a la caja multiplicadora, el sistema eléctrico y el generador.

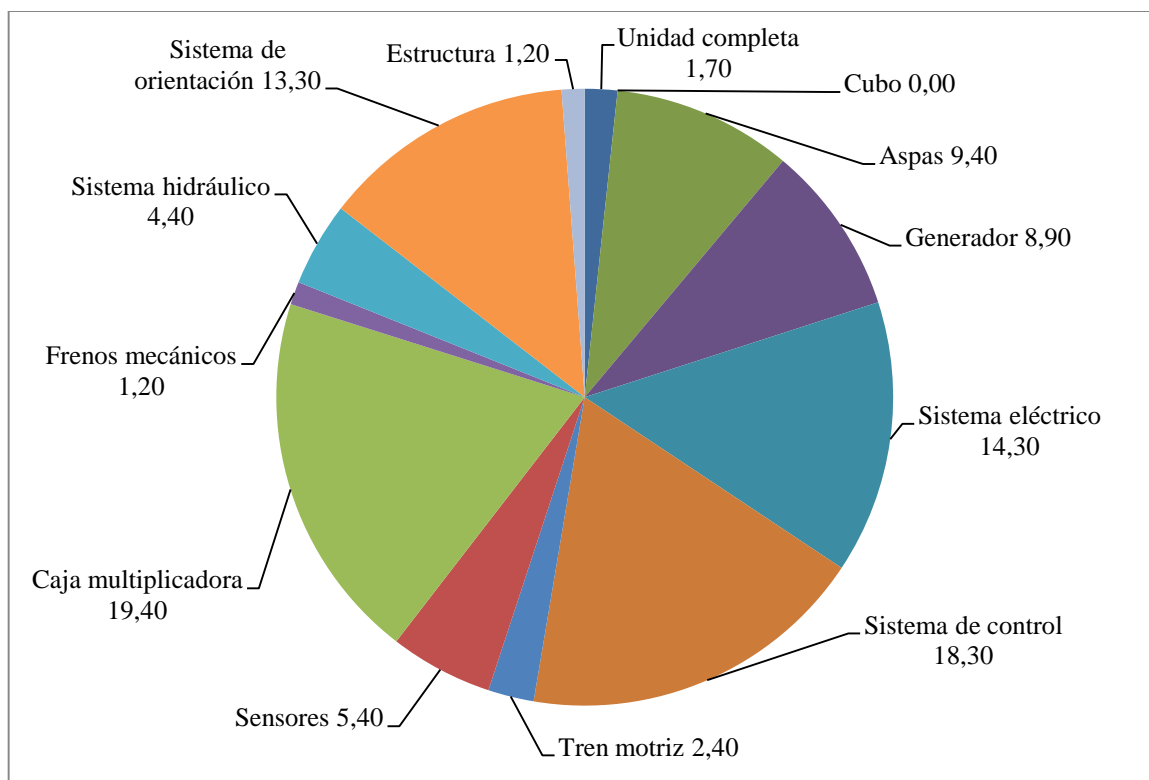
Gráfica 3.12 Tiempos de paro para distintos subsistemas de una turbina eólica



Fuente: Wind Stats Newsletter, 2003-2009, Reino Unido

Las tendencias de falla en Suecia, presentan alta similitud con la situación del Reino Unido. Esto se observa en la Gráfica 3.13, donde el mayor porcentaje de tiempo de paro corresponde a la caja multiplicadora (19,4%). Le siguen el sistema de control y el sistema eléctrico con 18,3% y 14,3% respectivamente. Estos datos fueron recolectados entre el 2000 y el 2004 por Swedpower AB para Elforsk, entidad que publica anualmente un reporte sobre el desempeño de las turbinas eólicas. Los reportes de falla no son automatizados, sin embargo, luego del reporte son compilados en una base de datos, la cual contiene información de producción e índices de mantenimiento desde 1989. El promedio de turbinas incluidas en la recolección de datos en el período citado fue de 624,5.

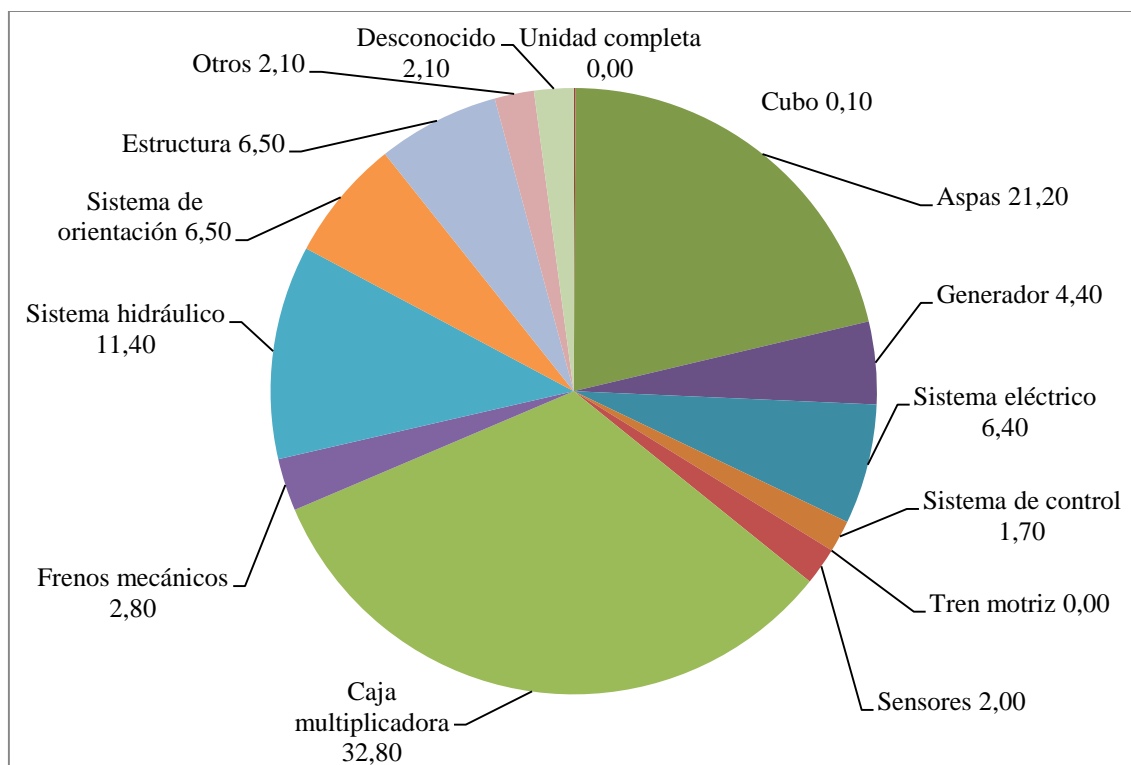
Gráfica 3.13 Distribución porcentual del tiempo de paro por componente, Suecia



Fuente: Driftuppföljning av Vindkraftverk Årsrapport 2000-2004, Suecia

En Finlandia, entre 1996 y 2004 se recolectaron datos por parte del centro de investigación VTT, con la particularidad de que los 92 parques eólicos existentes en dicho país fueron parte de la recolección, reportando su desempeño al VTT (ver Gráfica 3.14). Los engranajes de la caja multiplicadora son los responsables de prácticamente la tercera parte del tiempo de paro en los parques eólicos. Las fallas relacionadas con las aspas se posicionaron en el segundo lugar de mayor tiempo de paro. Esto ocurrió porque durante el período de recolección de datos, una tormenta dañó frenos aerodinámicos en tres parques, lo cual se tradujo en más de 6000 horas adicionales de tiempo de paro en el año 2004.

Gráfica 3.14 Distribución porcentual del tiempo de paro por componente, Finlandia



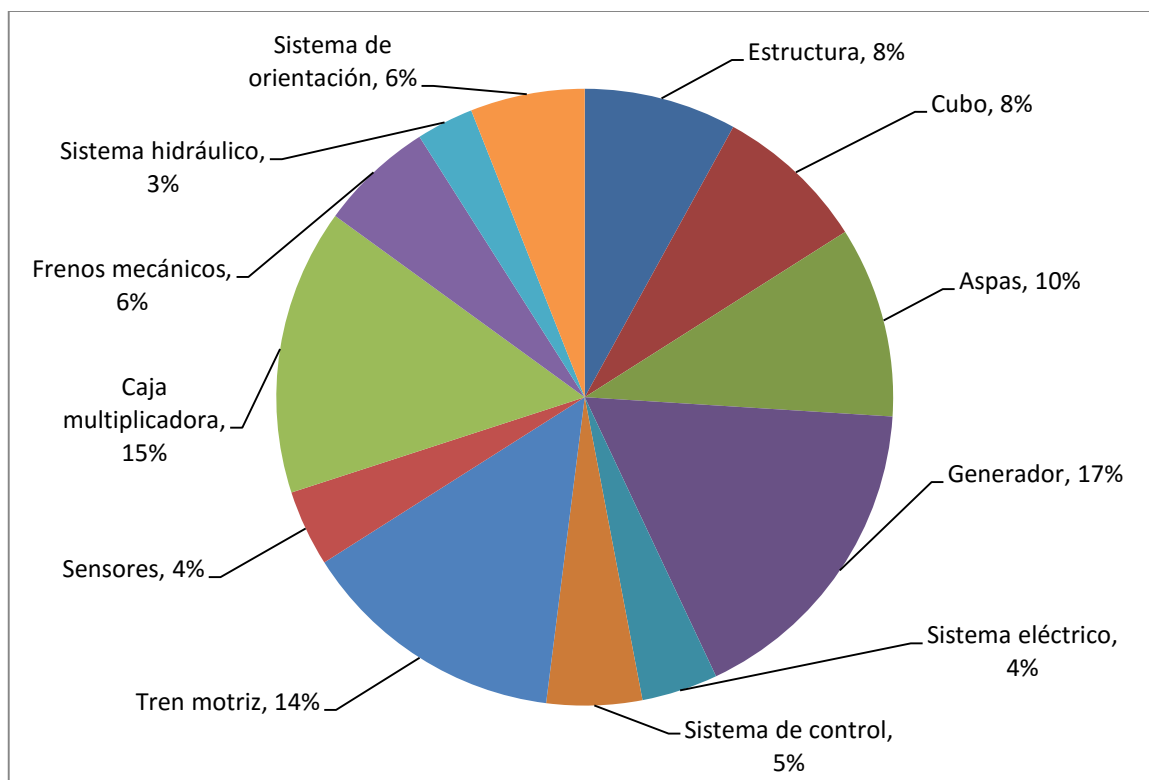
Fuente: Tuulivoiman Tuotantotilastot Vuosiraportti 2000-2004, Finlandia

Las estadísticas alemanas provienen del WMEP (*Wissenschaftliches Mess und Evaluierungs Programm*), el cual es un programa de investigación, donde se han seguido algunos aerogeneradores por un período de más de diez años e inclusive este tiempo podría prolongarse hasta alcanzar más de quince años.

Los fabricantes de turbinas eólicas estiman que el tiempo de vida de este dispositivo es de unos veinte años (WMEP, 2010), sin embargo, hasta el momento ningún parque eólico ha alcanzado esa edad. Esto resalta la importancia de la toma de datos por un período prolongado, para conocer de manera más aproximada la tendencia de falla en turbinas eólicas.

En la Gráfica 3.15, para un período de quince años, se muestran los tiempos de paro por componente y se observa que la caja multiplicadora, el generador y el tren motriz lideran en cuanto a tiempo de falla, lo cual indica que estos subsistemas son mayormente susceptibles a fallar.

Gráfica 3.15 Distribución porcentual del tiempo de paro por componente, Alemania



Fuente: WMEP 2003-2005, Alemania

Las anteriores gráficas permiten reflexionar sobre un aspecto de alta importancia, el cual se refiere a lo valioso que resulta contar con registros significativos de índices de mantenimiento por períodos prolongados, ya que esto permite comprender de una manera más precisa la tendencia de falla de los distintos componentes. Como consecuencia positiva, el administrador de mantenimiento puede establecer los niveles de criticidad de los distintos componentes, para así asignar los recursos de tiempo y presupuesto a los componentes adecuados que garanticen la confiabilidad óptima de los sistemas de generación eólicos.

CAPÍTULO 4: Panorama de implementación

Para aplicar estrategias de mantenimiento, independientemente del tipo, es importante conocer el contexto operacional de los sistemas, su entorno, las posibilidades reales que existen para aplicar las acciones pertinentes y las tendencias históricas asociadas al comportamiento de las fallas.

En el capítulo anterior, se presentaron bases de datos con indicadores de mantenimiento para turbinas eólicas pertenecientes a países europeos. Estas recolecciones de datos se realizaron por períodos prolongados y mediante organismos y centros de investigación especializados en el tema.

A nivel nacional, ningún proyecto eólico cuenta con un proceso de adquisición de datos históricos de fallas y tiempos de paro de sus aerogeneradores, según lo indicado por los encargados de mantenimiento de la mayoría de los proyectos del país.

Se rescata el hecho de que al menos existe información sobre datos de producción de los parques eólicos, la cual es publicada diariamente por el Centro Nacional de Control de Energía del Instituto Costarricense de Electricidad (CENCE-ICE). En la Figura 4.27 se muestra el resumen de operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), donde la franja blanca, y según lo indicado en la leyenda, corresponde a la energía eólica producida durante el día 5 de abril de 2016. Se observa una producción prácticamente constante y cercana a la capacidad total instalada en el país (278 MW). Lo anterior se debe a que en Costa Rica, la temporada favorable de viento ocurre entre diciembre y mayo, por lo cual los proyectos eólicos se encuentran operando en valores cercanos a sus capacidades nominales durante estos meses.

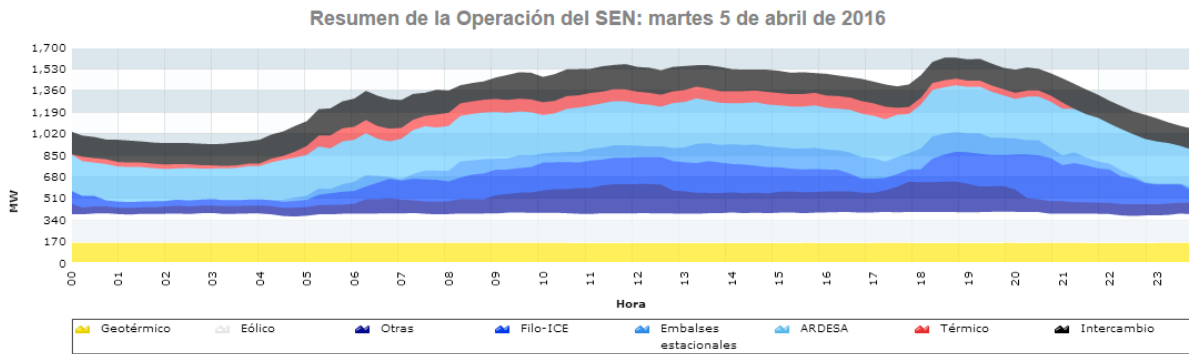


Figura 4.27 Resumen de la operación del Sistema Eléctrico Nacional

Fuente: CENCE-ICE, 2016

Además del resumen de la operación, el CENCE-ICE ofrece información diaria sobre los MWh producidos por cada proyecto eólico, esto mediante el Predespacho Técnico Nacional. En el Anexo 4, se muestra esta información de los once proyectos eólicos del país durante el día 6 de abril de 2016. Cada hora, se recolecta la información referente a la cantidad de MW producidos por cada parque.

Si bien los datos de producción podrían resultar de cierta forma útiles, los datos de mantenimiento son imprescindibles para comenzar a gestionar nuevas políticas de mantenimiento que permitan la atención adecuada y particular que requieren las plantas de generación eólica.

En una posible implementación de un modelo de tomas de decisión de mantenimiento basadas en la condición, se requerirían historiales de falla de los aerogeneradores por períodos de al menos cuatro años, tal y como se ha realizado en los casos europeos. En Costa Rica, al no contarse con este tipo de información, debe empezar a generarse la cultura de recolección de estos datos, iniciando con una toma preliminar de datos, al menos por un año, para luego ir generando una base de datos válida y significativa. Si bien las tendencias europeas son similares entre sí, hasta que no se tengan datos propios de Costa Rica, no se puede determinar con certeza si los resultados serán distintos o con aspectos en común, debido a las diferencias

entre contextos operacionales y factores incidentes en el funcionamiento de los aerogeneradores del país.

4.1 Selección de las turbinas más representativas

En el Capítulo 1, se encuentra la tabla “Plantas de generación de energía eólica en Costa Rica, 2016” original proporcionada por el Instituto Costarricense de Electricidad. En la Tabla 4.3, se observa esta información en conjunto con características de las turbinas eólicas como lo son fabricantes, modelos y si cuentan o no con caja multiplicadora.

Tabla 4.3 Plantas de generación eólica en Costa Rica y modelos de los distintos aerogeneradores

Empresa	Planta	Unidades	kW de placa	Fabricante	Modelo	Caja multiplicadora
ICE	Tejona	30	18 480	Vestas	V42/660	Sí
		30	18 480			
	P.E Guanacaste	55	49 700	Enercon	E44/900	No
BOT	Chiripa	33	49 500	Acciona	AW77/1500	Sí
	Orosí	25	50 000	Gamesa	G87/2000	Sí
		113	149 200			
	Plantas Eólicas S.R.L	55	22 660	Kenetech	33M-VS	Sí
	Aeroenergía	9	6 750	Neg Micon	NM48/750	Sí
Privado	Tilawind	7	21 000	Vestas	V90/3000	Sí
	Movasa	32	20 000	Neg Micon	NM48/750	Sí
	Vientos del Este	4	12 000	Wobben	E82/3000	No
		107	82 410			
C.N.F.L	Valle Central	17	15 300	Enercon	E44/900	No
Coopesantos	Los Santos	15	12 750	Gamesa	G52/850	Sí
		32	28 050			

Total Eólico 282 278 140

% con respecto al S.E.N 9,07%

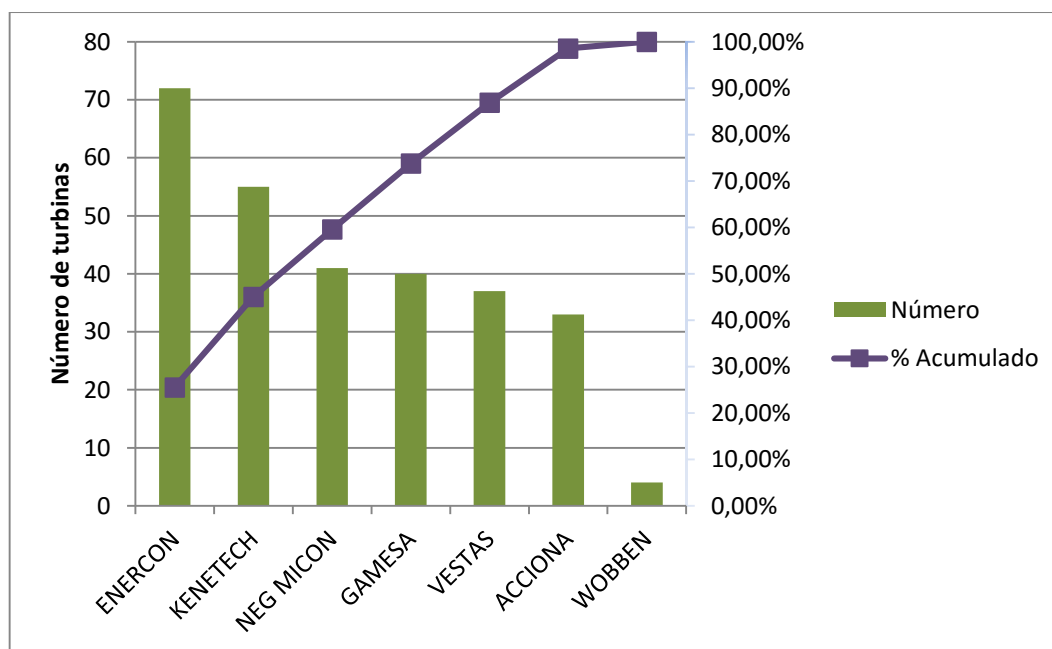
Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, 2016

Como se observa en la Tabla 4.3, la capacidad total instalada del país es de 278 140 kW y se espera un aumento de 80 MW al finalizar el año 2016, ya que las empresas españolas Gamesa e Iberdrola construirán cuatro parques eólicos, todos pertenecientes al proyecto Alisios (Rodríguez, 2015). En esa misma tabla, se detallan las potencias de cada parque eólico, y, en la mayoría de los casos, en la nomenclatura de los modelos se observa la potencia de cada aerogenerador. Cuando no es así, esta información se verifica con el número de

aerogeneradores y la capacidad instalada. En Costa Rica, las turbinas de menor potencia nominal son marca Kenetech y producen 410 kW cada una, mientras que dos parques eólicos privados poseen las unidades de mayor potencia a nivel nacional, con potencia nominal unitaria de 3000 kW. En el Anexo 2, se detalla el número de turbinas con las distintas potencias existentes en el país.

En la Gráfica 4.16, se muestra un diagrama de Pareto para identificar los fabricantes más significativos de los aerogeneradores del país. Los pocos vitales para este caso son Enercon, Kenetech, Neg Micon y Gamesa. Existen 72 aerogeneradores Enercon de modelo E44/900 y los mismos se ubican en los parques eólicos Guanacaste y Valle Central. Este tipo de aerogenerador no utiliza caja multiplicadora, es decir, es de eje directo.

Gráfica 4.16 Diagrama de Pareto para la identificación de criticidad de los aerogeneradores nacionales

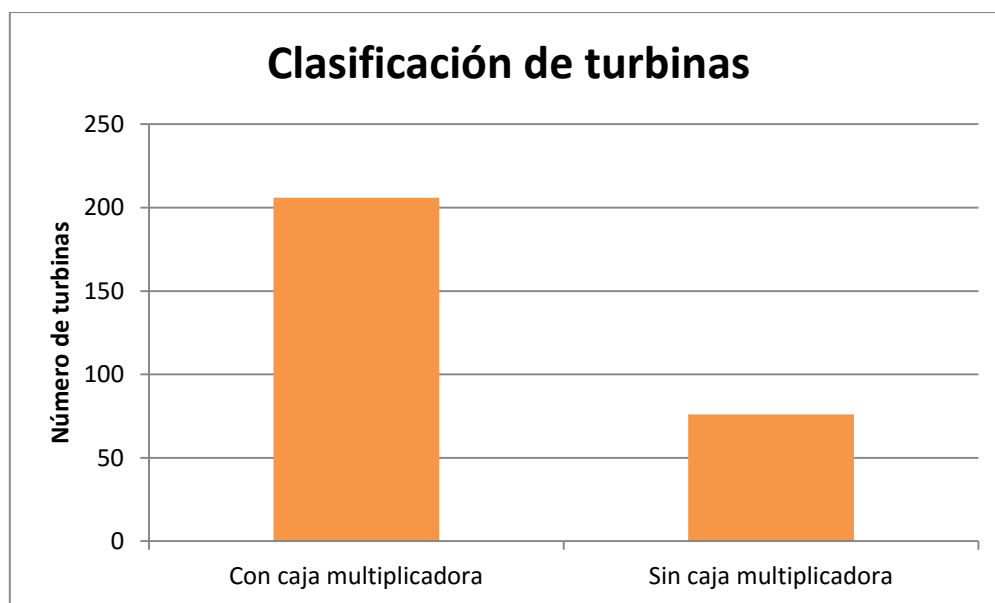


Fuente: Elaboración propia (Microsoft Excel), 2016

Sin embargo, este criterio no puede ser el único para la selección de la turbina más representativa de Costa Rica. También se debe analizar el tipo de turbinas existentes, con la clasificación de la caja multiplicadora.

Según la Gráfica 4.17, el 73,05% de los aerogeneradores tienen caja multiplicadora, mientras que un 26,95% (76 turbinas) no cuentan con este subsistema. Como se presentó en el capítulo 3, existe una tendencia predominante de falla para el caso de cajas multiplicadoras, y por lo tanto, se debe prestar atención al funcionamiento del subsistema en cuestión. Esto significa que las turbinas más representativas en Costa Rica son las de eje horizontal con caja multiplicadora.

Gráfica 4.17 Agrupamiento de turbinas bajo el criterio de la caja multiplicadora



Fuente: Elaboración propia (Microsoft Excel), 2016

De la Gráfica 4.16, se observa que existen 55 aerogeneradores Kenetech, todos pertenecientes al proyecto Plantas Eólicas S.R.L en Guanacaste. Sin embargo, a pesar de ser numéricamente predominantes, las turbinas Kenetech no serían las más significativas para una implementación futura de una nueva estrategia de mantenimiento, por varias razones detalladas a continuación.

Primero, la empresa estadounidense Kenetech no existe desde 1996, puesto que en ese año entró en quiebra financiera. Esto significa que los aerogeneradores de su marca no tienen respaldo ni garantía propios del fabricante. Esto dificulta la obtención de repuestos o la

asesoría técnica necesaria para la operación y mantenimiento de los aerogeneradores. Según Gamesa, “el fabricante original debe continuar existiendo, ya que sería muy complicado para una tercera parte desarrollar una solución completa” (2014, p. 15) y precisamente esta situación es la que ocurre con los aerogeneradores Kenetech del proyecto Plantas Eólicas S.R.L.

Según la norma IEC 61400-1 de requerimientos de diseño para turbinas eólicas, la vida útil promedio de un aerogenerador es de 20 años (2008, p.22). El parque eólico Plantas Eólicas S.R.L comenzó operaciones en 1996, lo cual significa que en el presente año se alcanzó la vida útil promedio de sus aerogeneradores y los mismos han entrado prácticamente en estado de obsolescencia. La antigüedad de las turbinas Kenetech se puede notar por ejemplo en el tipo de torre con que cuentan, la cual es enrejada, aspecto que se discutió en un capítulo anterior, donde se menciona que estas torres ya no son usuales en la industria del viento. Adicionalmente, la capacidad nominal de los aerogeneradores Kenetech 33M-VS es de 410 kW, la menor de todas las potencias existentes en el país. En la Figura 4.28, se observan las turbinas eólicas citadas, pertenecientes al proyecto Plantas Eólicas S.R.L en Guanacaste.



Figura 4.28 Aerogeneradores Kenetech 33M-VS

Fuente: Proyecto eólico Plantas Eólicas S.R.L (PESRL), Guanacaste, 2014

Como son turbinas antiguas y detrás de ellas no existe un fabricante que se haya preocupado por innovar e invertir en investigación y desarrollo para las mismas, se evidencia un notable estancamiento con respecto al uso de la tecnología para la mejora del desempeño en la producción eólica con estas turbinas. Por ejemplo, otros fabricantes han logrado integrar sistemas de adquisición de datos y ofrecen posibilidades de monitoreo en línea para los aerogeneradores que manufacturan, posicionándose fuertemente en mercados de corte mundial cada vez más exigentes y competitivos.

Los aerogeneradores Kenetech son parte de un proyecto eólico de iniciativa privada, por lo cual, a pesar de vender la totalidad de su energía al Instituto Costarricense de Electricidad, los propietarios del proyecto son los responsables de girar los presupuestos para operación y mantenimiento. Por otro lado, si se selecciona un proyecto eólico perteneciente a una compañía estatal, la estrategia beneficiaría los presupuestos nacionales, y se podrían gestionar efectivamente las inversiones del país, contribuyendo desde una generación energética limpia y eficiente, lo cual representa un beneficio para todos los habitantes costarricenses.

Dentro de los pocos vitales del diagrama de Pareto de la Gráfica 4.16, se encuentran los aerogeneradores Gamesa, presentes en los parques eólicos Orosí (Quebrada Grande, Liberia) y Los Santos (Carretera Interamericana Sur). En el primer proyecto mencionado, existen 25 aerogeneradores modelo G87/2000, mientras que en el segundo proyecto, están instalados 15 aerogeneradores modelo G52/850.

Se determina entonces que el modelo más representativo para una eventual implementación del modelo de toma de decisiones de mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multiestado, es el G87/2000, el cual se describe con detalle en el siguiente apartado, y se observa en la Figura 4.29.



Figura 4.29 Aerogeneradores Gamesa G87/2000

Fuente: Proyecto eólico Orosí, Guanacaste, 2016

4.1.1 Características de la turbina seleccionada

Gamesa Corporación Tecnológica S.A es una compañía española creada en 1976 y centrada desde el 2006 en tecnologías de sostenibilidad energética, posicionándose a nivel mundial como uno de los mejores fabricantes de aerogeneradores. Entre sus modelos presentes en el mercado, se encuentra el G87/2000, con una potencia nominal de 2 MW. En el Anexo 3, se ofrecen las características técnicas de este aerogenerador.

El diámetro del rotor de los aerogeneradores G87/2000 es de 87 metros, dato que se identifica implícitamente en la etiqueta del modelo. Es una turbina terrestre, con tres aspas de fibra de vidrio epóxica preimpregnada y fibra de carbono, y un área de barrido de 5945 m².

Cuenta con caja multiplicadora de tres etapas y una razón de multiplicación de 1:120,5 para 60 Hz, además de que su sistema de enfriamiento es de bomba de aceite con refrigerante. La configuración de este subsistema es similar a la mostrada en la Figura 4.30, la cual consiste en una etapa planetaria y las siguientes dos etapas paralelas con engranajes helicoidales. El generador de estas turbinas eólicas es de cuatro polos, protección clase IP 54, frecuencia de línea de 60 Hz, voltaje de salida de 690 Vac, corriente nominal de 1500 A y control

electrónico de velocidad y potencia mediante convertidores IGBT (transistor bipolar de puerta aislada) y PWM (modulación por ancho de pulso).



Figura 4.30 Caja multiplicadora de dos etapas

Fuente: Journal of Energy and Power Engineering, 2015

La torre es de tipo tubular, con cinco secciones y 100 metros de altura total, con un peso de 242 toneladas.

La velocidad de inicio para la generación es de 4 m/s, la de corte es 25 m/s y 17 m/s corresponde a la primera velocidad nominal. En la Figura 4.31, se observa la curva de potencia para un aerogenerador G87/2000, con una densidad de aire de 1225 kg/m^3 .

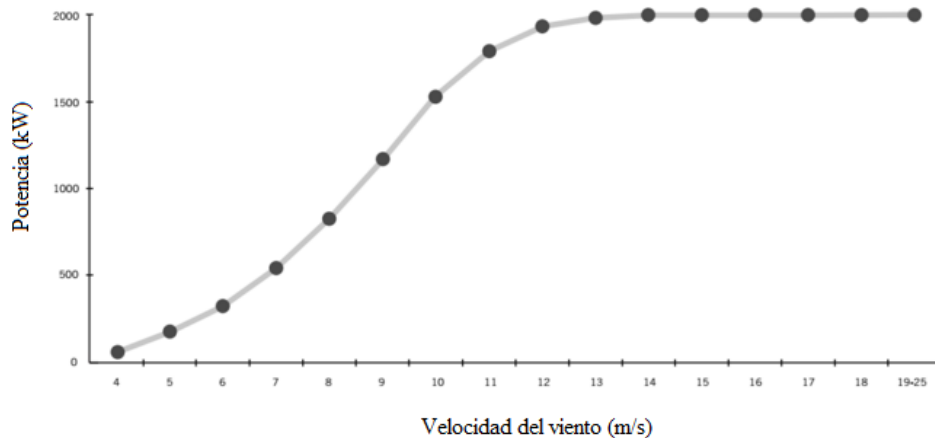


Figura 4.31 Caja multiplicadora de dos etapas

Fuente: Manual Técnico Gamesa 87/2,0 MW, 2013

Seguidamente, se describen soluciones tecnológicas actuales que ofrece Gamesa para sus modelos de aerogeneradores, las cuales consisten en sistemas de adquisición de datos y monitoreo de condición.

4.1.1.1 Gamesa SGIPE

El sistema de control de parques eólicos a través de Gamesa SGIPE, permite la operación en tiempo real y el control remoto de los aerogeneradores, vía redes terrestres satelitales. El diseño modular con herramientas de control y una interfaz Web, permite el procesamiento de información y su conversión en datos accesibles y valiosos para identificar tendencias y tomar decisiones con respecto al mantenimiento de los aerogeneradores monitoreados. Este sistema de adquisición de datos es un SCADA diseñado completamente por Gamesa e incluye supervisión de datos en línea, operación remota, herramientas de regulación, generación automática de reportes, despliegue de tendencias de las variables principales, integración con el módulo Gamesa SMP para monitoreo de condición, un amplio rango de protocolos de comunicación para acceder a la información del SCADA, manejo de alarmas, envío de avisos a través de SMS a teléfonos móviles y compatibilidad con computadoras, tabletas y teléfonos inteligentes.

4.1.1.2 Gamesa SMP

Este es un sistema desarrollado por Gamesa para el mantenimiento predictivo de aerogeneradores, el cual se basa en el análisis de vibraciones a través de acelerómetros. El mismo está certificado por Germanischer Lloyd.

El sistema incorpora características específicas, mismas que permiten la detección de fallas en los componentes principales y la planificación de acciones que aseguren el aumento en la disponibilidad y confiabilidad de las turbinas eólicas.

Además del análisis de vibraciones, este sistema utiliza otras técnicas predictivas como el análisis de aceite con parámetros de viscosidad y contenido de partículas.

Actualmente, 4500 aerogeneradores Gamesa en Europa, Asia, América y África utilizan este módulo de mantenimiento predictivo.

4.1.2 Proyecto Eólico Orosí

El Proyecto Eólico Orosí se localiza cerca de Quebrada Grande, en la provincia de Guanacaste, aproximadamente a 170 kilómetros al noroeste de San José (ver Figura 4.32) e inició operaciones comerciales en setiembre de 2015. Con 25 unidades instaladas, la capacidad nominal de este proyecto eólico es de 50 000 kW. Presenta la ventaja de ubicarse en un área privilegiada, con vientos constantes durante la mayor parte del año.

Este proyecto se encuentra bajo la modalidad BOT (*Build, Operate and Transfer*), lo cual significa que durante 20 años, Globeleq Mesoamerica Energy (GME) se encargará de la operación del mismo y posteriormente se lo transferirá al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).



Figura 4.32 Ubicación del Proyecto Eólico Orosí

Fuente: Google Maps, 2016

4.2 Estrategias de mantenimiento para aerogeneradores

El mantenimiento se requiere para prácticamente todo tipo de maquinaria y aplica también a los sistemas de generación eólica.

Según Rao (1996), “una estrategia ideal de mantenimiento cumple con los requerimientos de disponibilidad y confiabilidad de la máquina, seguridad operacional y costo mínimo”.

Consecuentemente, el reto principal en la planificación del mantenimiento es decidir el momento oportuno para llevar a cabo acciones de mantenimiento y seleccionar los componentes susceptibles a mantenimiento.

Los tipos de mantenimiento más conocidos y utilizados en la actualidad son el mantenimiento correctivo y el mantenimiento preventivo. En el primer caso, se lleva a cabo mantenimiento una vez que la falla ocurrió, mientras que en el segundo caso, se pretende reducir la probabilidad de falla y por esta razón se desempeña el mantenimiento antes de que ocurran fallas.

Un tipo de mantenimiento que está recibiendo mucha atención en los últimos tiempos, especialmente en la industria eólica, es el mantenimiento basado en condición, puesto que permite predecir de manera muy acertada las probabilidades de falla en componentes de

aerogeneradores. Bajo esta estrategia, se utilizan sensores y equipos de medición para analizar el estado del sistema.

Seguidamente, se describirán los tipos de mantenimiento mencionados, con el fin de compararlos entre sí y evaluar la manera en que estos se podrían aplicar a un caso real de mantenimiento para turbinas eólicas.

4.2.1 Mantenimiento Correctivo

Es el mantenimiento que se lleva a cabo luego del reconocimiento de una falla y tiene el propósito de reestablecer el estado de funcionamiento satisfactorio de un determinado componente, donde este pueda desempeñar su función específica. Esto a través de la reparación o el reemplazo del componente fallado.

Si se sigue una estrategia correctiva, se opera el sistema hasta que una falla mayor ocurre, lo cual es riesgoso, ya que las fallas de componentes pequeños o no tan críticos, pueden desencadenarse en daños con severas consecuencias. Otro aspecto de esta estrategia es el hecho de que usualmente las fallas ocurren bajo condiciones de alta carga, lo cual significa que para turbinas eólicas, esto se da en períodos de alto viento, y los tiempos de paro en esos momentos implican una alta pérdida de producción.

Entre las características negativas de la estrategia correctiva se encuentran los extensos tiempos de paro, debido a que la logística se torna complicada y los períodos de entrega de repuestos pueden ser largos, porque se procede únicamente luego de la ocurrencia de una falla.

Bajo esta estrategia, es imposible calcular los costos por reemplazo y el tiempo de vida de los componentes es impredecible, por lo cual solamente cuando el componente ha fallado se puede realizar una evaluación del costo y tiempo de vida.

4.2.2 Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo se define como el que se lleva a cabo en intervalos predeterminados o en un tiempo específico de uso de los componentes.

El horario de mantenimiento preventivo puede ser basado en tiempo, si se lleva a cabo según un calendario de planificación, o en edad, si se realiza una vez que el componente alcanza cierto tiempo de vida, el cual puede ser medido en tiempo operacional, ciclos, energía producida, años, entre otros.

Esta estrategia está diseñada para reducir las probabilidades de falla y requiere de un acceso regular al sistema, por lo cual una gran parte de los costos es destinada al alquiler (o compra) y uso de grúas y contratación de personal para desempeñar el mantenimiento.

Bajo esta política, el sistema es inspeccionado y recibe mantenimiento periódicamente. En los paros programados, se reemplazan y reparan los componentes que muestran síntomas de desgaste y fatiga, aun si no han alcanzado el final de su tiempo de vida.

Su principal ventaja es que al ser programado, la coordinación de aspectos logísticos se facilita con respecto de la estrategia anterior.

4.2.3 Mantenimiento basado en condición

Este tipo de mantenimiento se basa en el desempeño y el monitoreo de parámetros del sistema, por lo cual, equipo de monitoreo recolecta datos del sistema, ya sea en intervalos planificados o permanentemente. Los datos obtenidos pueden indicar el mantenimiento requerido con base en la predicción de las fallas. El mantenimiento inicia cuando una variable de condición se aproxima o traspasa un valor umbral (Ribrant, 2006, p. 20). Las variables de condición pueden ser vibración, temperatura, partículas presentes en el aceite, sonido, entre otras.

La capacidad de monitorear la condición de los componentes, facilita la planificación del mantenimiento en función de la falla y minimiza costos por tiempo de paro y reparación. Además, los componentes se utilizan hasta que se encuentran muy cerca del final de su tiempo de vida, lo cual facilita en gran medida el manejo de repuestos. Otro de los beneficios de esta estrategia es la obtención de tendencias y datos estadísticos como el tiempo medio hasta la falla. Los datos estadísticos del sistema de monitoreo son importantes para contar con información confiable durante el tiempo de vida de los componentes.

4.3 Comparación de las estrategias de mantenimiento

En la Figura 4.33 se observa cómo varía la condición de un determinado componente en función del tiempo, para las estrategias correctiva, preventiva y basada en la condición.

Para el caso correctivo, se observa el deterioro del componente hasta la falla (0% de condición), pero una vez que se aplica mantenimiento sobre él, la condición se reestablece por completo.

La curva de mantenimiento preventivo es periódica, por lo cual la condición se mantiene en un rango constante.

El mantenimiento basado en la condición reestablece por completo el estado óptimo del equipo y se lleva a cabo cuando la condición del componente alcanza cierto porcentaje de deterioro, el cual es detectado por los sensores y demás aparatos de medición.

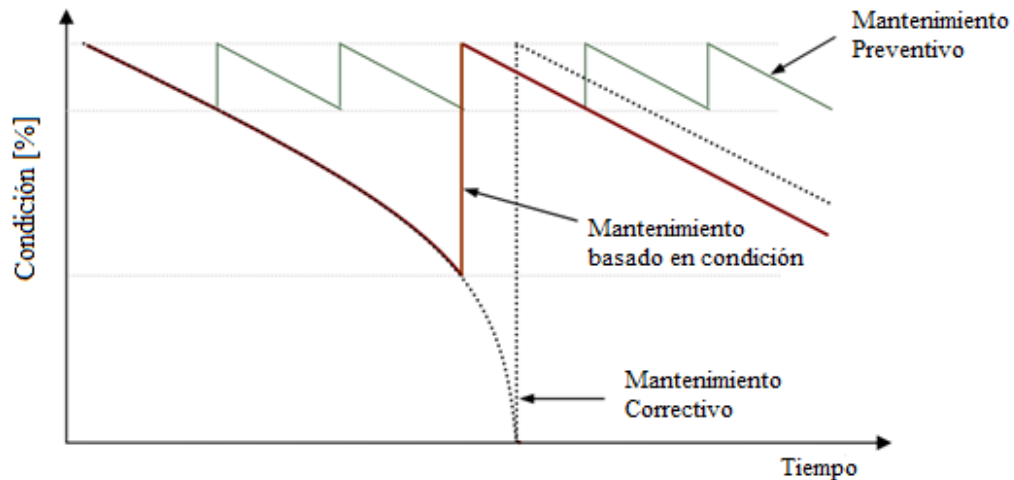


Figura 4.33 Variación del estado de un componente en función del tiempo según la estrategia utilizada

Fuente: Ribrant, 2006

En la Tabla 4.4, se resumen las ventajas y desventajas de cada estrategia de mantenimiento en la aplicación específica referente a los aerogeneradores.

Tabla 4.4 Comparación de estrategias de mantenimiento para la industria eólica

Estrategia	Ventajas	Desventajas
Mantenimiento Correctivo	<ul style="list-style-type: none"> • Bajos costos de operación. • Los componentes se utilizan hasta el máximo tiempo de vida. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempos de paro extensos. • No hay posibilidad de planificación. • Complicaciones en la logística. • Largos períodos de entrega de repuestos.
Mantenimiento Preventivo	<ul style="list-style-type: none"> • Bajos tiempos de paro. • El mantenimiento puede ser planificado. • Fácil logística de repuestos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los componentes no se utilizan hasta el máximo tiempo de vida. • Altos costos de mantenimiento en comparación con el mantenimiento correctivo.
Mantenimiento basado en condición	<ul style="list-style-type: none"> • Los componentes se utilizan prácticamente hasta el final de sus tiempos de vida. • Bajos tiempos de paro. • Fácil logística dado que la falla se puede detectar tempranamente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se requiere información confiable sobre el tiempo de vida restante de los componentes. • Alto esfuerzo con el hardware y software requeridos. • No existe un mercado maduro para sistemas de monitoreo en la industria eólica. • La identificación de valores umbral apropiados es difícil.

Fuente: Handbook of Condition Monitoring, 2012

4.4 Monitoreo del deterioro de turbinas

En la industria eólica existe la necesidad de reducir los tiempos de paro de los aerogeneradores y aumentar la confiabilidad de los mismos, con el fin de producir energía a un costo razonable.

Ante el crecimiento de las plantas eólicas en capacidad instalada, cantidad y dispersión geográfica, la expectativa ha sido que operen cada vez de forma más similar a las plantas de energía convencionales, sin embargo, la controlabilidad es hasta ahora una de las mayores limitaciones en comparación con las plantas de combustible. Para reducir este inconveniente, la salida de potencia de los parques eólicos debe ser más predecible, con el fin de proveer la mayor cantidad posible de energía cuando esta se necesita.

Un reto de la industria eólica para el futuro cercano es alcanzar un nivel satisfactorio de competitividad con respecto de otras plantas energéticas. Para lograr esta meta, se requiere

el mejoramiento de la disponibilidad, confiabilidad y tiempo de vida de las turbinas (Brandao, Carvalho y Barbosa, 2012, p. 639).

Las estrategias de mantenimiento predictivo o basado en condición son necesarias en la industria eólica y la gestión del mantenimiento no puede únicamente depender de acciones periódicas o preventivas recomendadas por los fabricantes. Aunque en algunas ocasiones estos lineamientos resultan útiles para el mantenimiento de aerogeneradores, no todos se enfocan en las características específicas de la vida local y real de estas particulares máquinas.

El monitoreo basado en condición se define como el proceso de monitorear un parámetro de condición de una máquina, tal que un cambio significativo sea indicador de que una falla se está desarrollando (Verbruggen, 2009). El monitoreo permite detectar fallas incipientes de forma temprana, reduciendo las probabilidades de fallas catastróficas. Además, contribuye con la evaluación precisa de la salud de componentes, lo cual habilita una operación y mantenimiento de mayor rentabilidad económica. Con monitoreo basado en condición es posible analizar causas raíces, lo cual propicia mejoras en la operación, control y estrategia para la gestión de turbinas eólicas.

Bajo la perspectiva de monitoreo de condición, los tres componentes mayormente monitoreados pertenecientes al tren motriz (ver Figura 4.34) son el rodamiento principal, la caja multiplicadora y el generador, esto según Wind Stats Newsletter.

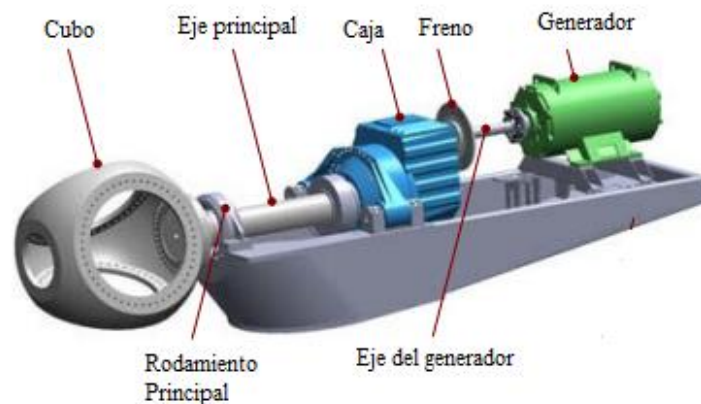


Figura 4.34 Configuración típica del tren motriz de un aerogenerador

Fuente: National Renewable Energy Laboratory, 2011

La caja multiplicadora consiste en tres componentes principales, los cuales son los engranajes, los rodamientos y el lubricante. La tarea del monitoreo de condición es detectar las fallas oportunamente sin tener la necesidad de desensamblar la caja multiplicadora.

El administrador de mantenimiento en una planta eólica requiere establecer estrategias de monitoreo apropiadas, las cuales son más significativas con síntomas observables claramente definidos, relacionados con las fallas de la caja multiplicadora de los aerogeneradores. Entre estos síntomas se pueden citar vibraciones elevadas, elevado nivel de ruido, contaminación de aceite, sobrecalentamiento y degradación del desempeño de los componentes.

Se pueden considerar técnicas de mantenimiento predictivo tales como análisis de vibraciones, mediciones acústicas, monitoreo de aceite, termografía, monitoreo del desempeño e inspección visual.

4.4.1 Técnicas predictivas

El análisis de vibración y monitoreo de aceite suelen ser las técnicas predominantes para aplicaciones en aerogeneradores. Ambas técnicas pueden ser aplicadas en operación (adquisición continua de datos) y fuera de operación (adquisición periódica de datos).

La combinación de las técnicas predictivas mencionadas se realiza para cubrir un rango más amplio de fallas potenciales, y así aumentar la credibilidad de los resultados del monitoreo de condición.

4.4.1.1 Análisis de vibraciones

Esta técnica se aplica para el monitoreo de la caja multiplicadora, el rodamiento principal, el rotor y el generador, todos pertenecientes al tren motriz de las turbinas eólicas. Normalmente, el monitoreo se hace en línea, es decir, con adquisición continua de datos.

En la Figura 4.35, se observa una configuración sugerida para un sistema de monitoreo de condición basado en el análisis de vibraciones para una turbina eólica. El mismo consiste en diversos sensores y un sistema de adquisición de datos (DAS), lo cual en conjunto corresponde al sistema de diagnóstico de condición y se ubica en la góndola de la turbina.

También se tiene un servidor de datos, el cual puede ubicarse en el parque eólico o en un centro de monitoreo remoto.

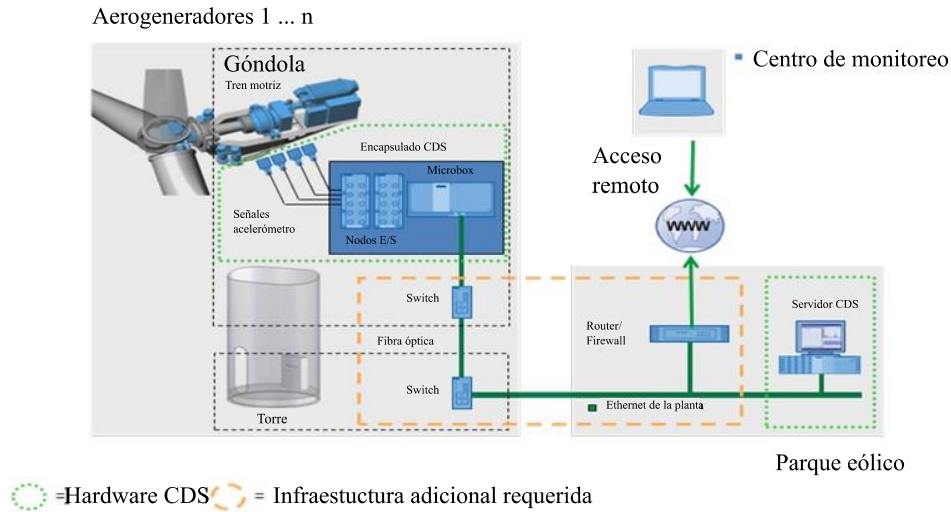


Figura 4.35 Configuración de un sistema de monitoreo de condición basado en análisis de vibraciones

Fuente: National Renewable Energy Laboratory, 2011

Típicamente, el sistema de adquisición de datos (DAS) tiene un canal para la señal de velocidad rotacional del eje, la cual es medida con un tacómetro o suplida por el controlador de la turbina.

La comunicación entre el sistema de adquisición de datos y el servidor de datos en el parque eólico se lleva a cabo mediante Ethernet o cableado de fibra óptica. Si no existe un servidor en el parque, el DAS se puede configurar para transmitir de forma inalámbrica los datos hacia un servidor localizado en el centro de monitoreo remoto, el cual puede situarse en cualquier parte del mundo. Normalmente, el servidor de datos contiene el paquete de software para el monitoreo de condición, el cual es una plataforma para la revisión y el análisis de datos, y permite presentar los resultados del monitoreo, con opción de almacenarlos en una base de datos.

Entre los sistemas de monitoreo de condición basados en la vibración, las diferencias se encuentran marcadas por el número de sensores utilizados, los puntos de medición y los

algoritmos de análisis, partiendo del hecho de que usualmente son los acelerómetros estándar los dispositivos físicos de medición mayormente empleados (Sheng y Veers, 2011, p. 7).

En lo que a algoritmos de análisis respecta, los distintos sistemas de monitoreo de condición difieren entre sí debido a los enfoques que utilizan. Los algoritmos se clasifican en dos grandes categorías, las cuales son el dominio del tiempo y el dominio de la frecuencia.

Seguidamente se enumeran las maneras en las cuales los parámetros son monitoreados cuando se utiliza el enfoque de dominio del tiempo:

- a. Valor pico
- b. Raíz media cuadrada (r.m.s)
- c. Factor de cresta
- d. Valor pico-pico
- e. Media y desviación estándar
- f. Oblicuidad
- g. Curtosis

Por otro lado, a continuación se enlistan las formas utilizadas en el dominio de la frecuencia para el monitoreo de parámetros:

- a. Transformada rápida de Fourier (FFT)
- b. Análisis de orden
- c. Demodulación de amplitud
- d. Análisis de bandas laterales

Frecuentemente, se usan los parámetros de dominio del tiempo para monitorear la tendencia del nivel de vibración global en función del tiempo en ubicaciones específicas de medición. Un mecanismo de disparo basado en tiempo o vibración, puede configurarse para estas mediciones y al momento del disparo, se obtiene un análisis instantáneo discreto de frecuencia. Con base en los análisis instantáneos, se pueden llevar a cabo exámenes detallados de la salud de los componentes. También se pueden utilizar las amplitudes de las frecuencias

características para engranajes y rodamientos (por ejemplo la frecuencia de engrane y la frecuencia de paso de bola, respectivamente) para detectar fallas potenciales.

4.4.1.2 Monitoreo de aceite

Esta técnica predictiva se aplica a la caja multiplicadora, ya que entre los componentes del tren motriz, este es el único lubricado con aceite. El objetivo de este monitoreo es detectar contaminación y degradación presentes en el aceite y a través de esta técnica es posible evidenciar fallas en el lubricante, los engranajes y los rodamientos.

Similar al análisis de vibraciones, el monitoreo de aceite puede ser ejecutado en línea o fuera de línea. Al realizar monitoreo en línea, la adquisición de datos es continua y se debe a los sensores instalados en el circuito de lubricación de la caja multiplicadora. Estos sensores pueden ser contadores de partículas o de condición de aceite. Los primeros miden conteos totales de partículas ferrosas y no ferrosas en distintos tamaños, mientras que los segundos detectan cambios en la calidad del aceite debido a niveles de acidez y contenido de agua, por ejemplo.

Cuando los engranajes y los rodamientos comienzan a fallar, las tasas de generación de partículas observadas durante operación normal tienden a incrementarse dramáticamente. Conforme progresa el tiempo de servicio, especialmente bajo condiciones ambientales severas donde las turbinas están ubicadas, el aceite se deteriora a un ritmo acelerado.

El monitoreo fuera de línea implica tomar una muestra de aceite del sistema de lubricación de la caja multiplicadora, para luego enviarla a un laboratorio especializado en este tipo de análisis. Los parámetros típicos de un análisis de aceite son el conteo de partículas, contenido de agua, acidez, viscosidad e identificación de partículas. Según Troyer y Fitch (2001), “el intervalo recomendado para análisis de aceite, establecido por los fabricantes de turbinas eólicas es semestral”. Sin embargo, si se realiza monitoreo en línea y los instrumentos de tiempo real revelan condiciones anormales, es conveniente realizar análisis de muestras de aceites antes del plazo mencionado.

CAPÍTULO 5: Descripción del modelo

El modelo llamado “optimización del mantenimiento basado en condición para sistemas de generación eólicos bajo monitoreo continuo” fue desarrollado por Zhigang Tian, Tongdan Jin, Bairon Wu y Fangfang Ding. Dos de los autores laboran actualmente en el Laboratorio de Investigación en Confiabilidad de la Universidad de Alberta.

En este modelo, se utiliza información de monitoreo de condición de los componentes de las turbinas con el objetivo de reducir costos de operación y mantenimiento para estos sistemas de generación. Se utiliza el concepto de mantenimiento selectivo porque las decisiones de mantenimiento se efectúan de forma individual en los componentes y se toman acciones como reemplazos múltiples o atención de varios sistemas en un mismo paro de mantenimiento, todo dependiendo de la condición de cada componente en cada aerogenerador.

La estrategia de mantenimiento propuesta, se define mediante dos valores umbrales de probabilidad de falla.

Con el monitoreo de condición y la información del pronóstico, se pueden calcular los valores de probabilidad de falla del componente y el estado de la turbina, para así tomar decisiones óptimas de mantenimiento basado en la condición (CBM). Ejemplos de estas decisiones son enviar o no un equipo de mantenimiento a la planta de generación (usualmente se encuentran en lugares lejanos), a cuáles turbinas efectuarles mantenimiento y cuáles componentes deben ser reemplazados o reparados.

En cuanto a la evaluación del costo de la política de CBM, se desarrolla un método de simulación con los costos de mantenimiento de cada componente como datos de entrada.

Si bien es cierto, el presente modelo no va a evitar que el equipo falle, sin embargo, a través de la predicción de ocurrencia falla, se logra una reducción efectiva del sobremantenimiento, reduciendo así los costos asociados al rubro de operación y mantenimiento.

5.1 Pronóstico de la condición de los componentes

El objetivo del pronóstico de la condición de componentes es predecir las condiciones de salud futuras, así como la vida útil remanente. En cada punto de inspección, se recolectan las mediciones del monitoreo de condición y para estimar el valor del tiempo de falla o la vida útil remanente se utilizan métodos de pronóstico de la condición de salud.

Las redes neuronales artificiales (ANN) son un método de pronóstico basado en la información, donde los datos de monitoreo recolectados se utilizan directamente y de esta manera se obtienen el tiempo previsto de falla y su incertidumbre asociada.

Los métodos basados en ANN se han mostrado efectivos y flexibles para pronosticar la condición de salud de diversos componentes, por lo cual en el presente modelo se propone una red neuronal con una capa de entrada, dos capas ocultas y una capa de salida. Esta configuración se observa en la Figura 5.36.

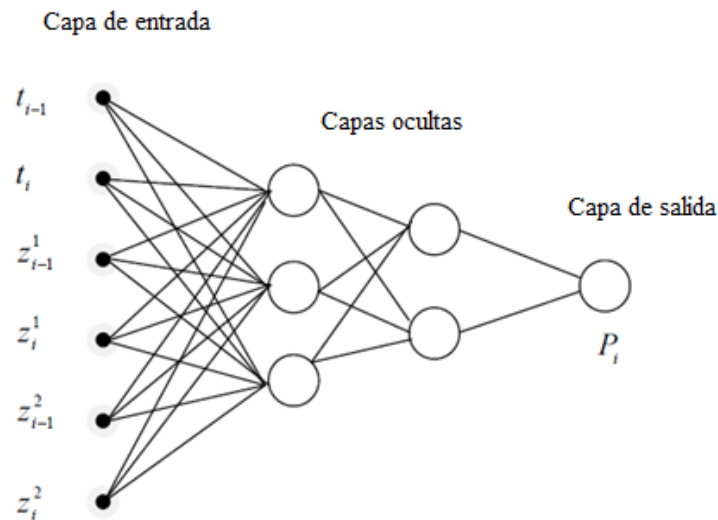


Figura 5.36 Estructura del modelo de perceptrón multicapa para la predicción de la condición del componente

Fuente: Tian, Jin, Wu y Ding, 2011

Las entradas del perceptrón multicapa para un componente son los valores de edad del componente y las medidas del monitoreo de condición en los puntos de inspección actual y anterior, para cada caso. Siendo i el punto de inspección actual, según la Figura 5.36, la edad

actual de componente se denota por t_i y la edad en el punto de inspección anterior, corresponde a t_{i-1} . Existen dos mediciones de monitoreo de condición, expresadas con la letra z , donde z^1_i y z^1_{i-1} corresponden a los valores de la medición 1 en los puntos de inspección anterior y actual, mientras que z^2_i y z^2_{i-1} corresponden a los valores de la medición 2 en los puntos de inspección anterior y actual.

La salida del perceptrón multicapa es el porcentaje de vida en el punto de inspección actual y el mismo se expresa como P_i . Como ejemplo, si el tiempo de falla de determinado componente es 850 días y la edad del componente en el punto actual de inspección es de 500 días, el porcentaje de vida del componente se calcula según la ecuación tal 5.30.

$$P_i = \frac{\text{Edad en el punto actual de inspección}}{\text{Tiempo de falla del componente}} \times 100 = \frac{500}{850} \times 100 = 58,82\%$$

Ec. 5.30

Del resultado presentado en la ecuación 5.30, se puede interpretar que el porcentaje de vida del componente no depende solamente de su edad, sino que también es función de la condición monitoreada a través de técnicas predictivas como el análisis de vibraciones o control de aceite, dependiendo del componente que se esté analizando. Además, es importante destacar que una vez que el porcentaje de vida del componente es 100%, la vida del mismo ha acabado.

En el modelo de ANN se utilizan historiales de falla e historiales de suspensión. El primer historial consta de los datos de inspección recolectados desde el inicio hasta el final de la vida de un componente, mientras que el segundo historial incluye los tiempos para los cuales la unidad estuvo fuera de servicio, sin que mediara una falla.

Una vez entrenado, el modelo de predicción basado en ANN puede emplearse para predecir la vida remanente con base en la edad del componente y el monitoreo de condición. Por ejemplo, si la edad calendario del componente en un punto de inspección es 400 días y con la red neuronal se obtiene un porcentaje de vida previsto de 80%, el tiempo de falla previsto debe calcularse como el cociente entre la edad calendario y el porcentaje de vida, con lo cual se obtiene el tiempo previsto de falla, que en este caso es de 500 días.

Para obtener la distribución del tiempo de falla previsto, existe un modelo que calcula la desviación estándar del tiempo de falla previsto. Durante el entrenamiento y prueba de la red neuronal artificial, es posible obtener los errores de predicción del porcentaje de vida, con base en la media (μ_p) y la desviación estándar (σ_p) de los errores. Estos valores se utilizan para construir la distribución del tiempo de falla previsto en un determinado punto de inspección.

Suponiendo que la edad de un componente es t y el porcentaje de vida obtenido en la salida del perceptrón multicapa es P_t , el tiempo de falla previsto será $t/(P_t - \mu_p)$ y la desviación estándar del tiempo de falla previsto será $\sigma_p \cdot t/(P_t - \mu_p)$. Lo anterior significa que el tiempo previsto de falla T_p en el punto actual de inspección sigue la distribución normal, como se muestra en la ecuación 5.31. Se asume que la desviación estándar de los errores de predicción del porcentaje de vida de la red neuronal es constante y no cambia con respecto al tiempo.

$$T_p \sim N(t/(P_t - \mu_p), \sigma_p \cdot t/(P_t - \mu_p)) \quad \text{Ec. 5.31}$$

5.2 Estimación de la probabilidad de falla de los componentes y el sistema

Para cada componente de la turbina eólica, los datos del monitoreo de condición se recolectan para predecir la distribución de tiempo de falla. Como se discutió en la sección anterior, se asume que el tiempo de falla previsto sigue la distribución normal. Las probabilidades de falla de cada componente se calculan con base en las distribuciones previstas de tiempo de falla, y así se toman decisiones de mantenimiento a partir de las probabilidades de falla, obtenidas mediante el monitoreo de condición y la edad de cada componente.

Para un componente, la probabilidad de falla se define como lo muestra la ecuación 5.32.

$$Pr = \frac{\int_t^{t+L} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-0,5\left(\frac{x-t_p}{\sigma}\right)^2} dx}{\int_t^{\infty} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-0,5\left(\frac{x-t_p}{\sigma}\right)^2} dx} \quad \text{Ec. 5.32}$$

En la ecuación 5.32, el tiempo de paro de mantenimiento se denota con la letra L, y el mismo corresponde al intervalo entre la toma de decisión de mantenimiento y la ejecución del mantenimiento sobre el componente, lo cual incluye la organización del equipo de mantenimiento, el pedido de repuestos, tiempos de transporte y otros eventos propios del desarrollo de las acciones de reparación o reemplazo. Para este modelo, se asume que L es igual para todas las acciones de mantenimiento en todos los componentes.

La edad del componente en el punto actual de inspección es t, mientras que t_p es el tiempo previsto de falla obtenido mediante el perceptrón multicapa. La desviación estándar de la distribución de tiempo previsto de falla se denota como σ . Cuando se quiere hacer referencia a la probabilidad de falla del componente m en la turbina n, la notación a seguir será $Pr_{n,m}$.

El tiempo previsto de falla t_p y la desviación estándar σ de la ecuación 5.32, se calculan como se observa en la ecuación 5.33.

$$t_p = \frac{t}{P_t - \mu_p}, \sigma = \sigma_p \cdot \frac{t}{P_t - \mu_p} \quad \text{Ec. 5.33}$$

Si se consideran los componentes críticos de la turbina eólica, esta puede ser tratada como un sistema con los componentes conectados entre sí bajo una configuración en serie. Lo anterior significa que la falla de cualquier componente implicará la falla del sistema. Así, la probabilidad de falla para la turbina eólica n, puede expresarse como se muestra en la ecuación 5.34. Adicionalmente, la confiabilidad del sistema se calcula según lo indicado en la ecuación 5.35.

$$Pr_n = 1 - \prod_{m=1}^M (1 - Pr_{n,m}) \quad \text{Ec. 5.34}$$

$$R_n = 1 - Pr_n \quad \text{Ec. 5.35}$$

5.3 Estrategia de mantenimiento basado en condición

Suponiendo que los componentes de un aerogenerador son monitoreados continuamente, las decisiones de mantenimiento se basan en las probabilidades de falla de los componentes y el sistema.

Como se mencionó anteriormente, se deben determinar dos valores umbrales de probabilidad de falla, los cuales se denotan como d_1 y d_2 , con $d_2 < d_1$ y con valores reales comprendidos en el intervalo $]0,1[$. En la Figura 5.37, se explica gráficamente la escala de probabilidad de falla, donde el 1 significa falla segura y el 0 significa que no hay probabilidad de falla.

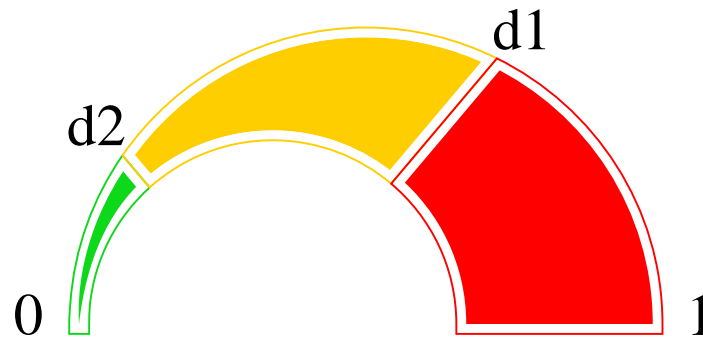


Figura 5.37 Escala de probabilidad de falla

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Una vez que ambos valores umbrales se especifican, la política de CBM queda completamente definida, y la estrategia en el caso de sistemas de generación eólica se aplica como se describe a continuación:

- a. Realizar un reemplazo correctivo si un componente falla. Los repuestos requeridos se deben adquirir y mediante una visita programada, el equipo de mantenimiento debe desplazarse al parque eólico.
- b. Enviar un equipo de mantenimiento al parque eólico para realizar acciones preventivas si se determina que alguna turbina eólica requiere mantenimiento.

- c. Efectuar las respectivas acciones preventivas en los componentes de una turbina n si $Pr_n > d_1$, donde Pr_n es la probabilidad de falla en la turbina eólica n , y d_1 es el valor umbral 1 de probabilidad de falla previamente definido.
- d. Si se le debe realizar una intervención preventiva a la turbina n , se ejecutan las acciones preventivas a los componentes, tal que la probabilidad de falla de la turbina alcance un valor menor que d_2 , el cual es el valor umbral 2 de probabilidad de falla predefinido.

5.4 Modelo de optimización del CBM y metodología de solución

La optimización de la política de CBM consiste en minimizar el costo total esperado de mantenimiento por unidad de tiempo (C_E), encontrando para ello los valores umbrales óptimos d_1 y d_2 . La manera de formular este problema de optimización se muestra en la ecuación 5.36.

$$\min C_E(d_1, d_2) \quad \text{Ec. 5.36}$$

$$\text{Restricción: } 0 < d_2 < d_1 < 1$$

El objetivo de la optimización es encontrar los valores d_1 y d_2 tales que el costo total de mantenimiento sea el mínimo posible.

Antes de llevar a cabo la búsqueda de la optimización, es necesario calcular el valor de costo C_E , dados dos valores umbrales de probabilidad de falla d_1 y d_2 . Este problema es complejo y es difícil desarrollar un algoritmo numérico para evaluar el costo de la política de CBM para sistemas eólicos. Por lo anterior, se recurre a un método de simulación para evaluar el costo. El diagrama de flujo de la Figura 5.38 contiene el procedimiento para ejecutar el método de simulación citado.

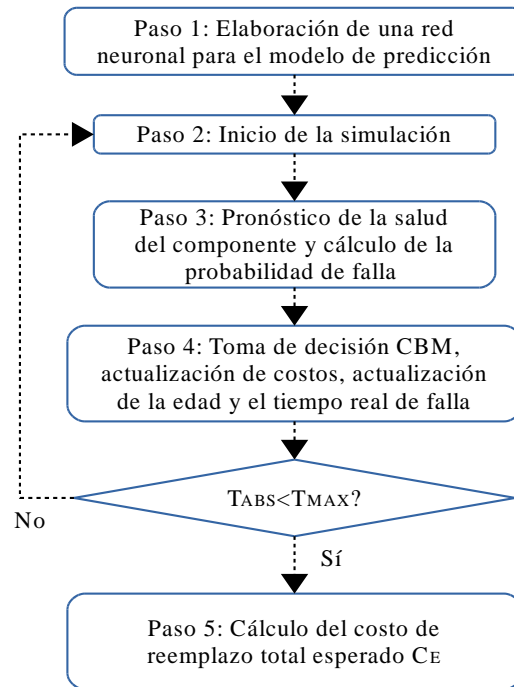


Figura 5.38 Diagrama de flujo del método de simulación para evaluar el costo

Fuente: Tian, Jin, Wu y Ding, 2011

El primer paso del método de simulación consiste en determinar la distribución de tiempo de vida para cada componente de la turbina eólica, con base en los historiales de falla y suspensión disponibles. La distribución Weibull resulta la más apropiada para el tiempo de vida de componentes, y sus parámetros de forma (β_m) y escala (η_m) pueden ser estimados para cada uno de los componentes m . Para cada componente, y con el historial de falla y suspensión, es posible entrenar el modelo de predicción basado en ANN, donde la media ($\mu_{p,m}$) y la desviación estándar ($\sigma_{p,m}$) del error de predicción del porcentaje de vida de la red neuronal pueden ser calculados.

Una vez que se ha construido el modelo de predicción basado en ANN, se deben especificar el tiempo máximo de simulación T_{Max} y el intervalo de inspección T_i , suponiendo que hay N aerogeneradores en el parque eólico y M componentes críticos en cada turbina. El intervalo de inspección puede configurarse en un valor pequeño, por ejemplo de un día, para lograr una aproximación al monitoreo continuo, o también puede tener un valor más grande,

como 10 días, lo cual mejora la eficiencia de computación sin dejar de lado la obtención de resultados exactos. Para cada componente m, se deben especificar los siguientes costos:

- a. Costo por reemplazo correctivo ($c_{f,m}$)
- b. Costo por reemplazo preventivo ($c_{p,m}$)
- c. Costo fijo de mantenimiento de la turbina ($c_{p,T}$)
- d. Costo fijo por envío de personal al proyecto eólico (c_{Farm})

El costo total por reemplazo, se define inicialmente como $C_T = 0$ y durante la simulación, su valor se actualizará. En el inicio, también se configura $t_{ABS} = 0$ y se generan tiempos reales de falla para cada componente de cada turbina. Lo anterior significa que para cada componente m en la turbina n, mediante el muestreo de la distribución Weibull, se genera un tiempo real de falla $TL_{n,m}$.

Seguidamente, en cierto punto de inspección, donde $t_{ABS} > 0$, la edad del componente m en la turbina n, se representa por $t_{n,m}$, su tiempo real de falla es conocido y el mismo corresponde a $TL_{n,m}$. Para cada componente, el tiempo de falla previsto $TP_{n,m}$ se genera a partir del muestreo de la distribución normal $N(TL_{n,m}, \sigma_p \cdot TL_{n,m})$. Con el TP calculado, se puede obtener la distribución prevista de tiempo de falla con la distribución normal correspondiente a $N(TP_{n,m}, \sigma_p \cdot TP_{n,m})$. Así, la probabilidad actual de falla para el componente se calcula según la ecuación 5.37, la cual tiene como base la ecuación 5.32.

$$Pr_{n,m} = \frac{\int_{t_{n,m}}^{t_{n,m}+L} \frac{1}{\sigma_p TP_{n,m} \sqrt{2\pi}} e^{-0,5 \left(\frac{x-TP_{n,m}}{\sigma_p TP_{n,m}} \right)^2} dx}{\int_{t_{n,m}}^{\infty} \frac{1}{\sigma_p TP_{n,m} \sqrt{2\pi}} e^{-0,5 \left(\frac{x-TP_{n,m}}{\sigma_p TP_{n,m}} \right)^2} dx} \quad \text{Ec. 5.37}$$

Finalmente, la probabilidad de falla para cada turbina se puede obtener con la ecuación 5.34, con base en las probabilidades de falla de sus componentes.

En el cuarto paso del diagrama de flujo de la Figura 5.38, se toman las decisiones del CBM y se actualizan el costo, la edad del componente y los valores reales de tiempo de falla. En el punto actual de inspección t_{ABS} , las decisiones de CBM se toman de acuerdo con la

política de CBM descrita en la sección 5.3 y con base en las probabilidades de falla de las turbinas y sus componentes. Los posibles escenarios se detallan a continuación.

- a. Si $t_{n,m} \geq TL_{n,m}$, ocurrió una falla de componente, por lo cual se requiere la ejecución de un reemplazo correctivo y se incurre en un costo por este rubro. El cambio en el costo total debido al reemplazo correctivo se muestra en la ecuación 5.38.

$$\Delta C_{T,F} = \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M IF_{n,m} c_{f,m} \quad \text{Ec. 5.38}$$

Donde $IF_{n,m}=1$ si se ejecuta reemplazo correctivo sobre el componente y es igual a cero de otra manera.

- b. Para la turbina n , si $Pr_n > d_1$, se llevan a cabo reemplazos preventivos en los componentes con mayores probabilidades de falla, hasta que la probabilidad de falla de la turbina sea menor al valor umbral d_2 . Si el reemplazo preventivo se realiza en el componente m , se incurre en costos por este rubro. De esta manera, el cambio en el costo total debido al reemplazo preventivo, se calcula según la ecuación 5.39.

$$\Delta C_{T,P} = \sum_{n=1}^N \left(\sum_{m=1}^M IP_{n,m} c_{p,m} + IT_n c_{p,T} \right) \quad \text{Ec. 5.39}$$

Donde $IP_{n,m}=1$ si se ejecuta reemplazo preventivo sobre el componente y es igual a cero de otra manera. Cuando IT_n toma el valor 1, se llevan a cabo reemplazos preventivos en los componentes de la turbina n , pero no se llevan a cabo reemplazos correctivos y cuando el valor es cero si no ocurrió lo descrito anteriormente.

- c. Si se deben realizar reemplazos correctivos o preventivos en cualquier componente, es necesario enviar a un equipo de mantenimiento al parque eólico, por lo cual se incurre en el costo fijo denominado c_{Farm} . En la ecuación 5.40, si $I_{Farm}=1$, el equipo de mantenimiento fue enviado al parque eólico y de otra forma, el valor es cero.

$$\Delta C_{T,Farm} = I_{Farm} c_{Farm} \quad \text{Ec. 5.40}$$

Entonces, el cambio total en el costo total por reemplazo en el punto actual de inspección se calcula como se muestra en la ecuación 5.41.

$$\Delta C_T = \Delta C_{T,F} + \Delta C_{T,P} + \Delta C_{T,Farm} \quad \text{Ec. 5.41}$$

- d. En el punto actual de inspección, si se ejecuta cualquier tipo de reemplazo, el tiempo se moverá hacia el final del tiempo de paro de mantenimiento, por lo cual $t_{ABS} = t_{ABS} + L$ y si no hay reemplazos, entonces la movilización de tiempo es hacia el próximo punto de inspección, por lo cual $t_{ABS} = t_{ABS} + T_I$.

En un nuevo punto de inspección, si se dio un reemplazo correctivo o preventivo en el componente m de la turbina n , se debe generar un nuevo tiempo de falla real $TL_{n,m}$ a través del muestreo de la distribución Weibull del componente, con sus parámetros respectivos de forma y escala. Si el tiempo t_{ABS} no ha superado el tiempo máximo de simulación (T_{Max}), se repiten los pasos 3 y 4 del diagrama de flujo de la Figura 5.38.

El paso final del método de simulación para la evaluación del costo, corresponde al cálculo del costo total esperado por unidad de tiempo (C_E). Al alcanzar el tiempo máximo de simulación, el costo total por reemplazo para el parque eólico se puede calcular como lo indica la ecuación 5.42. Por otro lado, el costo total por reemplazo para cada turbina, se calcula como se muestra en la ecuación 5.43.

$$C_E = \frac{C_T}{T_{Max}} \quad \text{Ec. 5.42}$$

$$C_{ET} = \frac{C_T}{N \cdot T_{Max}} \quad \text{Ec. 5.43}$$

Es importante notar que la medida del costo para la política de mantenimiento descrita, es costo por unidad de tiempo, es decir, se puede expresar en \$/día o \$/año por ejemplo.

5.5 Ejemplo Ilustrativo

Seguidamente, se proporciona un ejemplo que demuestra la manera en que se optimiza el mantenimiento con la utilización de la estrategia propuesta para la toma de decisiones.

Se considera un parque eólico ubicado en un sitio remoto, con cinco aerogeneradores de un mismo fabricante. Se estudian cuatro componentes clave en cada turbina, a saber el rotor

(con sus respectivas aspas), el rodamiento principal, la caja multiplicadora y el generador, tal y como se muestra en la Figura 5.39.

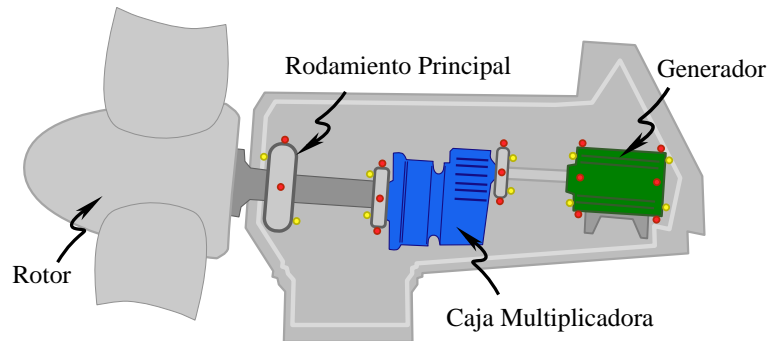


Figura 5.39 Principales componentes de la turbina eólica y puntos de medición

Fuente: Tian, Jin, Wu y Ding, 2011

Las distribuciones Weibull son apropiadas para describir los tiempos de falla de los componentes, por lo cual, en la Tabla 5.5 se muestran los parámetros Weibull para cada componente.

Tabla 5.5 Parámetros de la distribución Weibull para el tiempo de falla de los principales componentes

Componente	Parámetro de escala η (días)	Parámetro de forma β
Rotor	3000	3
Rodamiento principal	3750	2
Caja multiplicadora	2400	3
Generador	3300	2

Fuente: WindStats Newsletter, 2011

Es previamente conocida la información de los costos por reemplazo preventivo y correctivo, costos preventivos fijos y costos por envío de personal al parque eólico. Para el presente ejemplo, estos datos se muestran en la Tabla 5.6, donde las cifras dadas son en miles de dólares.

Tabla 5.6 Costos por reemplazo preventivo y correctivo de los principales componentes

Componente	Costo por reemplazo correctivo	Costo por reemplazo preventivo	Costo fijo preventivo	Costo fijo por envío de personal
Rotor	112	28	25	50
Rodamiento principal	60	15		
Caja multiplicadora	152	38		
Generador	100	25		

Fuente: Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics, 2006

Se utiliza método de predicción basado en ANN para estimar las distribuciones de tiempo de falla de los componentes de cada aerogenerador, y se supone que las desviaciones estándar de los errores de predicción del porcentaje de vida dado por las ANN son los que se muestran en la Tabla 5.7. Los valores se asumen según lo estudiado por Wu, Tian y Chen (2010).

Tabla 5.7 Valores de desviación estándar de los errores de predicción del porcentaje de vida

Componente	Desviación estándar
Rotor	0,12
Rodamiento principal	0,10
Caja multiplicadora	0,12
Generador	0,10

Fuente: Condition based maintenance optimization using neural network based health condition prediction, 2010

Para un tiempo de paro de mantenimiento de 30 días e intervalos de inspección de 10 días, el costo total de mantenimiento se evalúa utilizando el método de simulación propuesto en la sección 5.4. La gráfica del costo en función de los valores umbrales de probabilidad de falla, se muestra en la Figura 5.40, con los valores umbrales en escala logarítmica. Se observa que el costo total de mantenimiento se ve afectado por los dos valores umbrales de probabilidad de falla, y la política de CBM es válida cuando se alcanza el mínimo costo. Se

lleva a cabo la optimización, y se obtiene la mejor política de CBM con respecto del menor costo de mantenimiento.

Los valores umbrales óptimos para este ejemplo son $d_1=0,1585$ y $d_2=3,4145 \times 10^{-6}$, mientras que el costo de mantenimiento óptimo esperado es de \$577,08 diarios.

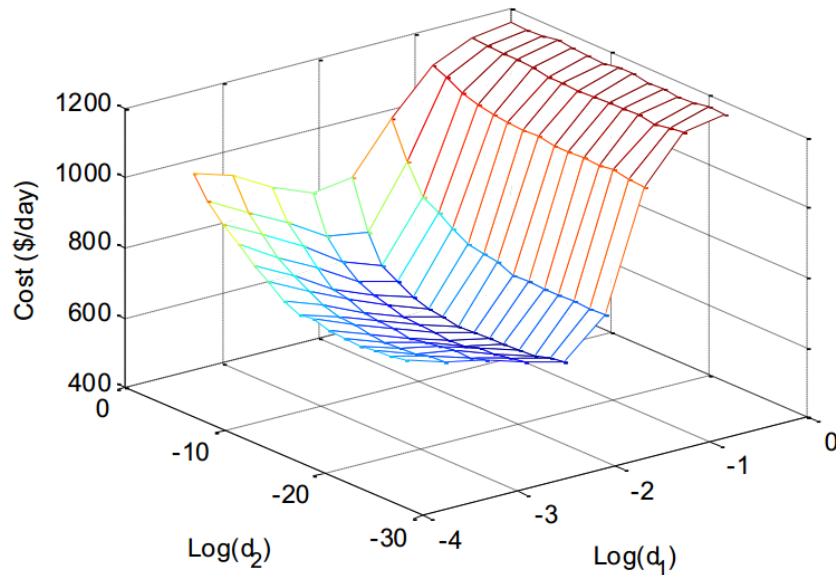


Figura 5.40 Costo en función de los valores umbrales de probabilidad de falla (escala logarítmica)

Fuente: Tian, Jin, Wu y Ding, 2011

En la Figura 5.41, se muestra la gráfica del costo en función del valor umbral d_1 , dejando fijo el valor umbral d_2 . Por otro lado, en la Figura 5.42 se observa el costo en función de d_2 , fijando el valor de d_1 . Ambas figuras muestran de forma más clara el cambio en el costo de mantenimiento con respecto de un valor umbral a la vez, alrededor del punto óptimo.

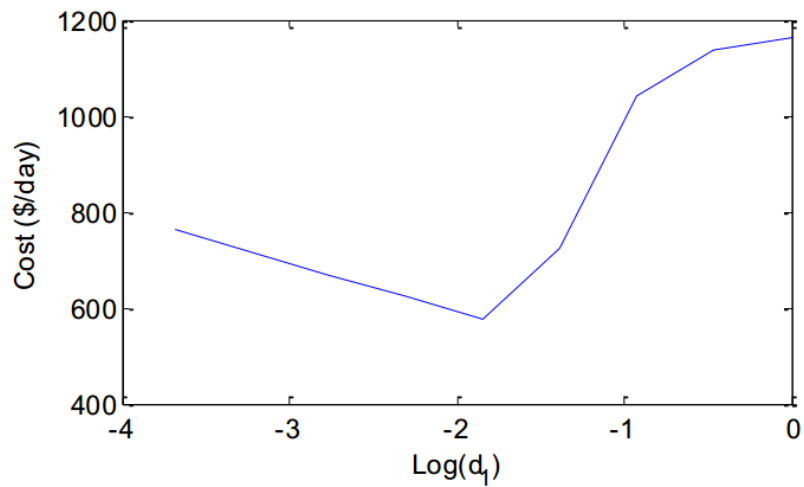


Figura 5.41 Costo en función del valor umbral de probabilidad de falla d_1 (escala logarítmica)

Fuente: Tian, Jin, Wu y Ding, 2011

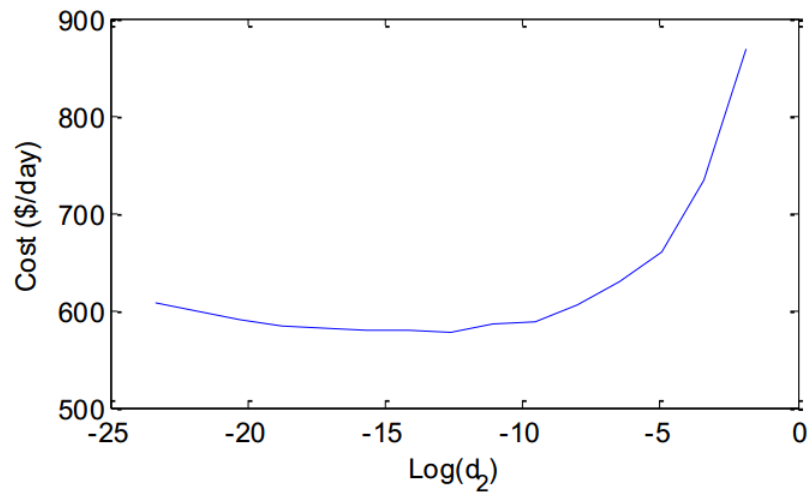


Figura 5.42 Costo en función del valor umbral de probabilidad de falla d_2 (escala logarítmica)

Fuente: Tian, Jin, Wu y Ding, 2011

5.6 Estudio comparativo con la política de intervalo constante

La política de reemplazo en grupo o de intervalo constante es una estrategia de mantenimiento basada en tiempo. Bajo esta política, si un componente falla, se repara de

inmediato. Se ejecutan reemplazos preventivos de componentes en intervalos constantes, por ejemplo, cada tres meses. En la industria eólica, la política de intervalo constante es ampliamente utilizada (Hau, 2006).

Bajo la política de reemplazo en grupo, t_{CI} corresponde al intervalo de mantenimiento. El objetivo de la optimización de mantenimiento es encontrar el intervalo que minimice el costo de mantenimiento esperado. La ecuación 5.44 se utiliza para calcular el costo total esperado por mantenimiento.

$$C(t_{CI}) = N \cdot \frac{\sum_{m=1}^M (C_{p,m}^{CI} + C_{f,m}^{CI} H_m(t_{CI}))}{t_{CI}} \quad \text{Ec. 5.44}$$

En la ecuación anterior, $C_{p,m}^{CI}$ es el costo total de un reemplazo preventivo para el componente m , $C_{f,m}^{CI}$ es el costo total de reemplazo correctivo para el componente m y $H_m(t_{CI})$ es el número esperado de fallas del componente m durante el intervalo $(0, t_{CI})$, el cual puede ser evaluado recursivamente con la aproximación de Poisson.

Para este estudio comparativo, se utilizan las mismas distribuciones de tiempo de vida presentadas en la Tabla 5.5, así como los mismos datos de costo que se muestran en la Tabla 5.6. Como el costo fijo de enviar personal al parque eólico debe ejecutarse cada vez que se debe hacer un reemplazo por falla, el costo correctivo de la ecuación 5.44 se convierte en el costo mencionado más el costo por reemplazo correctivo de la Tabla 5.6, y esto se muestra en la Tabla 5.8. El costo por reemplazo preventivo para el componente m , puede calcularse con la ecuación 5.45.

$$C_{f,m}^{CI} = c_{p,m} + c_{p,T}/M + C_{Farm}/NM \quad \text{Ec. 5.45}$$

En la Tabla 5.8, también se muestra la información de costos por reemplazo preventivo, calculados según la ecuación 5.45.

Tabla 5.8 Información de costos para la política de intervalo constante

Componente	Costo por reemplazo correctivo (\$1000)	Costo por reemplazo preventivo (\$1000)
Rotor	162	36,75
Rodamiento principal	110	23,75
Caja multiplicadora	202	46,75
Generador	150	33,75

Fuente: Condition based maintenance optimization using neural network based health condition prediction, 2010

La gráfica de costo en función del intervalo de mantenimiento preventivo (t_{CI}) se observa en la Figura 5.43. Como se observa, existe un intervalo óptimo de mantenimiento preventivo asociado al costo mínimo, lo cual se determina mediante un proceso simple de optimización. Se encuentra que el intervalo óptimo es de 1460 días y su correspondiente costo de mantenimiento es \$833,41/día.

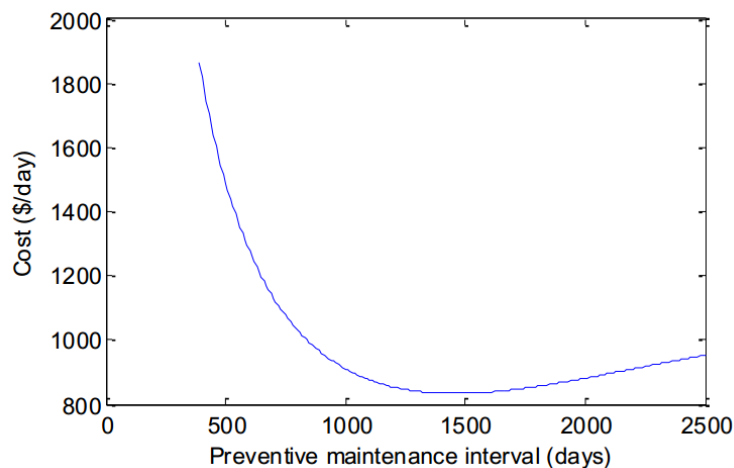


Figura 5.43 Costo en función del intervalo de mantenimiento preventivo en días

Fuente: Tian, Jin, Wu y Ding, 2011

Como se presentó en la sección 5.5, con la política de mantenimiento basado en condición, el costo esperado de mantenimiento es de \$577,08/día, por lo tanto se evidencia un ahorro en costos del 30,76% al utilizar el modelo propuesto en lugar de la política de intervalo constante y se demuestra que esta nueva estrategia resulta más rentable.

CAPÍTULO 6: Configuración requerida

En el capítulo anterior se describió ampliamente el modelo de diagnóstico y pronóstico bajo un proceso de deterioro multiestado, el cual es un modelo de optimización del mantenimiento basado en la condición con monitoreo continuo y adaptado específicamente a sistemas eólicos de generación.

Según lo observado, la estrategia planteada anteriormente puede aplicarse a sistemas de aerogeneración en Costa Rica, ya que las entradas del modelo son conocidas o es posible obtenerlas. Además, el modelo del capítulo anterior es específico para la industria eólica y los componentes considerados no difieren de los componentes de las turbinas del país.

El presente capítulo está dedicado a brindar la configuración requerida, con las pautas necesarias para una eventual implementación en las turbinas eólicas Gamesa G87/2000, pertenecientes al proyecto eólico Orosí, según lo determinado en la sección 4.1 Selección de las turbinas más representativas del presente proyecto.

Para esto, se abordarán temas como la representación del sistema, datos iniciales necesarios, construcción de las redes neuronales artificiales, el método de simulación para evaluar el costo, así como la instrumentación requerida para aplicar el modelo.

6.1 Representación del sistema

Desde la perspectiva de los diagramas de bloque de confiabilidad, el sistema consiste en 25 turbinas eólicas, cada una con sus cuatro componentes críticos conectados en serie, y entre sí, las turbinas se encuentran en conexión paralela. La anterior descripción se muestra en el diagrama de bloques de la Figura 6.44.

El hecho de que los componentes de un aerogenerador se encuentren configurados en serie, significa que la falla en alguno de ellos conducirá a la falla del sistema. Por otro lado, el parque eólico tiene sus turbinas conectadas en paralelo, lo cual implica que el sistema estará en falla únicamente si todos los aerogeneradores dejan de funcionar.

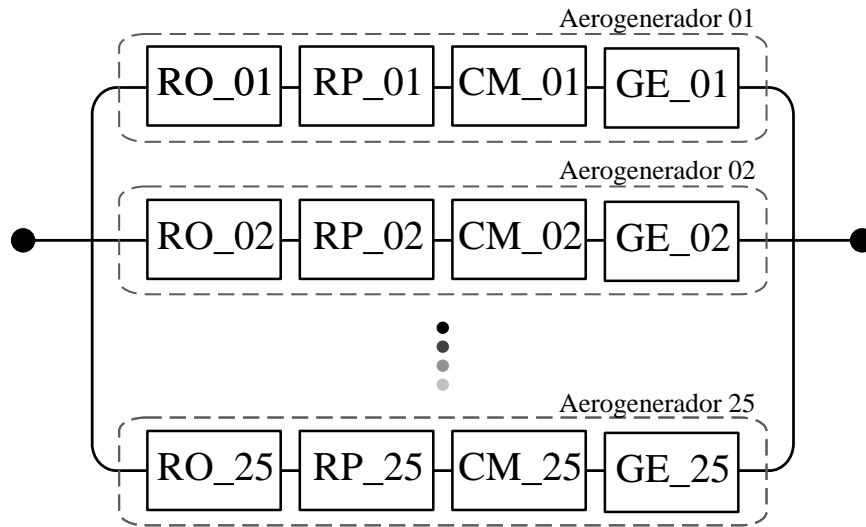


Figura 6.44 Diagrama de bloques del proyecto eólico Orosí

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

En la figura anterior, cada fila es un aerogenerador, como lo muestran las líneas punteadas. Se designan los componentes críticos con el código alfanumérico correspondiente, en el cual, las letras corresponden al componente y el número es el aerogenerador al cual pertenece cada componente. En general, la designación es XX_##. A continuación (ver Tabla 6.9) se observa la codificación del diagrama de bloques del sistema.

Tabla 6.9 Codificación de los componentes del diagrama de bloques

Código	Significado
RO_##	Rotor
RP_##	Rodamiento Principal
CM_##	Caja Multiplicadora
GE_##	Generador Eléctrico

Fuente: Elaboración propia (Microsoft Word), 2016

Si N es el número de turbinas eólicas del sistema, y M es el número de componentes críticos del sistema, en este caso $N=25$ y $M=4$, ya que cada aerogenerador tiene cuatro componentes críticos. La probabilidad de falla para una turbina eólica n del sistema, puede

calcularse con la ecuación 5.46. Y de manera similar, mediante la ecuación 5.47, se obtiene la probabilidad de falla de todo el sistema.

$$Pr_n = 1 - \prod_{m=1}^4 (1 - Pr_{n,m}) \quad \text{Ec. 5.46}$$

$$Pr_{sistema} = 1 - \prod_{n=1}^{25} Pr_n \quad \text{Ec. 5.47}$$

6.2 Datos iniciales

Además de las consideraciones mencionadas en el capítulo anterior, se deben tomar en cuenta las que se detallan a continuación:

- a. El sistema es multiestado porque existen estados intermedios de condición.
- b. El proceso de degradación de una turbina no afecta el proceso de degradación de otros componentes ni el de las turbinas restantes.
- c. La unidad de tiempo a utilizar corresponde a días.
- d. El tiempo de paro de mantenimiento (L) se toma como el mismo para todas las acciones de mantenimiento, con el fin de simplificar razonablemente los procedimientos.

La información primaria que debe existir para la implementación del modelo de toma de decisiones de mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multiestado es el historial de falla y suspensión de cada componente. En el Anexo 6 se brindan ejemplos de historiales de falla y suspensión, donde la información se recolectó por varios años. Como en el país no existe esta información, la misma se debe comenzar a recolectar y con historiales de al menos un año, se puede aplicar inicialmente el modelo. A pesar de que con un año de historial se puede iniciar con la implementación del modelo de mantenimiento propuesto, paralelamente se debe continuar con la recolección de datos de falla y suspensión, de tal manera que sea posible conocer cada vez con más exactitud el comportamiento y las tendencias del proceso de falla de las turbinas eólicas del sistema. Se recomienda que esta

información se recolecte automáticamente a través del sistema de adquisición de datos del parque eólico, sin embargo es importante realizar un control cruzado con la revisión de documentos de mantenimiento del parque, como órdenes de trabajo y requisiciones de repuestos. Es aconsejable también documentar de forma manual las fallas y suspensiones para contar con un respaldo de seguridad.

El historial de falla y suspensión se utiliza para el entrenamiento de las ANN, por lo tanto, la exactitud de cada red será directamente proporcional a la información se tenga, y con mayor cantidad de información, mejores serán las predicciones de los tiempos de falla para los distintos componentes.

Cada uno de los componentes críticos de los aerogeneradores en estudio tiene una distribución de falla asociada, la cual describe la probabilidad de falla del componente en función del tiempo. Según Jardine y Tsang (2013), además de otros autores consultados en la literatura, se ha demostrado que la distribución Weibull resulta apropiada para el tiempo de vida de los componentes, ya que se ajusta de manera satisfactoria a las conductas de falla de numerosas partes mecánicas y eléctricas.

Para implementar el modelo propuesto de toma de decisiones de mantenimiento, es necesario conocer los parámetros de escala y forma de cada componente, debido a que estos datos constituyen la base para generar los tiempos reales de falla para cada componente. Como esta información es valiosa y útil, para acceder a la misma, se debe invertir económicamente en *journals* o publicaciones destacadas de la industria eólica, tales como el WindStats Newsletter, o bien, comprar esta información directamente a los fabricantes de los distintos componentes, ya que en la fase de diseño, cada fabricante debe realizar pruebas de vida acelerada para conocer la distribución de tiempo de vida de los componentes, y así decidir sus políticas de garantía y toma de acciones con el fin de mejorar o modificar aspectos propios del diseño.

Es imprescindible contar con información detallada sobre los costos de mantenimiento, la cual incluye los costos variables por reemplazo correctivo y preventivo para cada componente y los costos fijos y de envío de personal al proyecto eólico. Como siempre se

debe garantizar el mínimo costo, es de suma importancia actualizar esta información periódicamente y tener siempre cifras reales que no induzcan al error en la optimización del modelo.

A manera de recapitulación, los datos iniciales necesarios para la implementación del modelo de toma de decisiones de mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multiestado son los historiales de falla y suspensión, los parámetros de la distribución Weibull del tiempo de vida y los costos fijos y variables de mantenimiento, todo para cada componente.

6.3 Construcción de las redes neuronales artificiales

En el presente apartado, se detallan los aspectos necesarios para la construcción de las ANN de cada componente. Se definen las entradas y salidas de todas las redes, así como los procesos de entrenamiento y validación.

Las redes neuronales propuestas a continuación se basan en la red propuesta por Tian, Jin, Wu y Ding (ver Figura 5.36), la cual tiene una configuración específica. Sin embargo, los autores brindan la posibilidad de incluir más mediciones predictivas, añadiendo nodos de entrada. Tiang, Wong y Safaei (2009, p. 1545) proponen que “si se tienen en total I mediciones significativas de monitoreo de condición para incorporar al modelo de la ANN, el total de nodos de entrada será $(2+2I)$ ”.

El número de entradas de cada red neuronal depende de las mediciones significativas de monitoreo de condición seleccionadas para el componente específico y en general, las entradas de cada ANN son la edad calendario del componente y las mediciones de monitoreo de condición en los puntos de inspección actual y anterior. De esta manera, es posible reflejar la condición de salud del equipo y se obtienen redes con mejor capacidad de generalización (Tiang, Wong y Safaei, 2009, p. 1544).

Las cuatro ANN propuestas, tienen dos nodos de entrada en común, correspondientes a la edad calendario en los puntos actual y anterior. Estas entradas permiten evidenciar la manera en cual el deterioro incide sobre el envejecimiento del componente, ya que si por ejemplo, un componente es relativamente nuevo pero se encuentra sometido a cargas severas,

su condición será la de un componente de edad avanzada, por lo tanto, esta edad se toma como referencia para el pronóstico de salud de los componentes. Como se mencionó en las consideraciones, la edad calendario se mide en días.

Para un determinado componente, la edad comienza a contabilizarse desde el momento en el cual inicia operaciones. Cuando el componente es reemplazado, su edad es de nuevo cero y se reinicia el conteo de edad. Si se aplican acciones de mantenimiento, pero no se reemplaza el componente, la edad calendario sigue transcurriendo cronológicamente.

A partir de este punto común, se analizan las mediciones de monitoreo de condición pertinentes para cada componente y así concluir el proceso de la determinación de nodos de entrada.

Como se ha descrito anteriormente, el análisis de vibraciones es una de las técnicas predominantes para el monitoreo de condición, por lo cual, esta técnica predictiva se considera para el rotor, rodamiento principal y caja multiplicadora. Al generador se le realizarán mediciones de otra naturaleza, mismas que se explicarán oportunamente.

La norma ISO 10816-21, específica para el análisis de vibraciones en turbinas eólicas terrestres de caja multiplicadora y con salida nominal no mayor a 3 MW, establece que deben existir tres puntos distintos de medición de vibraciones, mismos que se detallarán posteriormente. La medida de vibración recomendada por la norma es la de aceleración (en m/s^2), debido a que los acelerómetros abarcan satisfactoriamente el rango de frecuencias aplicables para este contexto, el cual corresponde a las altas frecuencias.

Para el caso del rotor, la norma estipula que se debe evaluar la aceleración en un rango de frecuencia operativa entre 0,1 Hz y 10 Hz, con la condición de que la frecuencia mínima sea ajustable al punto de que su valor se encuentre por debajo de la frecuencia de giro del rotor.

Los puntos de medición para el rotor se concentran en la chumacera del mismo, en las direcciones axial, horizontal y vertical.

Al rodamiento principal también se le evalúa la aceleración en el rango de 0,1 Hz a 10 Hz y los acelerómetros deben ser colocados en las direcciones axial, horizontal y vertical de la chumacera respectiva.

Lo anterior significa que tanto el rotor como el rodamiento principal tienen el mismo número de nodos de entrada. Son ocho unidades neuronales en la capa de entrada, dos de las cuales corresponden a la edad calendario actual y anterior, y las restantes seis son mediciones de vibración. Se seleccionan dos capas ocultas, la primera con cuatro unidades neuronales y la segunda con dos unidades. Finalmente, la capa de salida consta de una unidad neuronal.

Se destaca que a pesar de tener una topología común, el proceso de entrenamiento y validación de la red neuronal del rotor será distinto al de la red neuronal del rodamiento principal. La topología mencionada anteriormente, se muestra en la Figura 6.45.

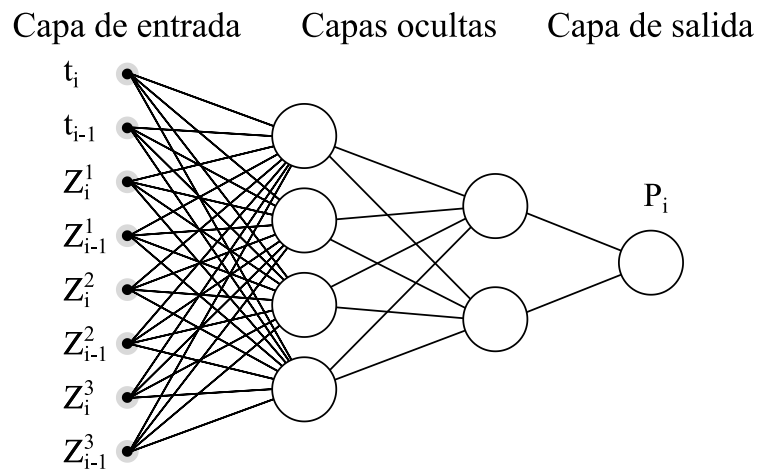


Figura 6.45 Red neuronal artificial para la el rotor y el rodamiento principal

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

En la Figura 6.45, t corresponde a la edad calendario, z^1 es la aceleración medida axialmente, z^2 la aceleración medida en el plano horizontal y z^3 la aceleración medida en el plano vertical, reiterando que las entradas pertenecen a los puntos de inspección actual y anterior.

La caja multiplicadora es un componente de especial interés para el modelo de toma de decisiones de mantenimiento, ya que encabeza las listas de componentes con mayor frecuencia de falla. Por la anterior razón, además del análisis de vibraciones, se incluye el monitoreo de aceite, con el fin de obtener un mejor reflejo de la condición de la caja multiplicadora.

Los rangos de frecuencia operativa para medir la aceleración de vibración en la caja multiplicadora son entre 0,1 Hz y 10 Hz y entre 10 Hz y 2000 Hz, para los lados de baja y alta velocidad respectivamente. Para estos rangos operativos, se debe respetar que la frecuencia menor sea inferior a la frecuencia de giro del rotor. Las mediciones se realizan en la carcasa de la caja multiplicadora, en las posiciones horizontal, vertical y axial.

En cuanto al monitoreo de aceite, el mismo es en línea, y se realiza a través de un sensor contador de partículas instalado en el circuito de lubricación de la caja.

La Figura 6.46 muestra la configuración de la ANN para la caja multiplicadora, donde existen diez unidades neuronales de entrada, una primera capa oculta con cinco unidades, la segunda capa oculta de tres unidades y un nodo de salida. Similar a las redes neuronales del rotor y el rodamiento principal, t es la edad calendario, z^1 , z^2 y z^3 son las aceleraciones medidas axial, horizontal y verticalmente, mientras que z^4 corresponde a la medición del monitoreo de aceite del componente en cuestión.

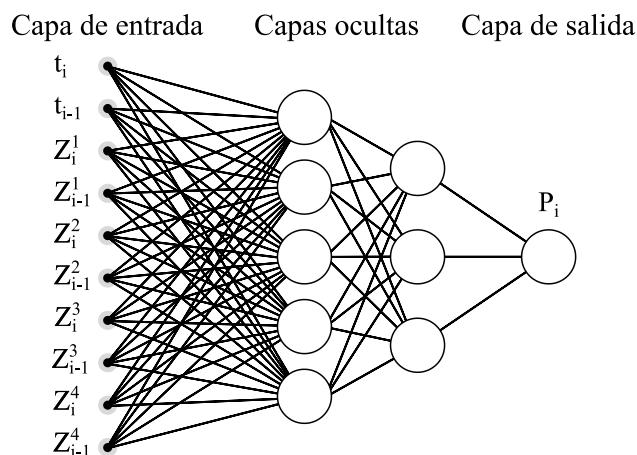


Figura 6.46 Red neuronal artificial para la caja multiplicadora

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Al generador eléctrico no se le realiza análisis de vibraciones, puesto que es de mayor importancia monitorear parámetros como voltaje y temperatura del mismo. La anterior determinación da como resultado una ANN con seis unidades neuronales de entrada, correspondientes a la edad calendario, voltaje de salida y temperatura del generador. Siendo t la edad calendario, z^1 la medición de voltaje y z^2 la medición de temperatura, en la Figura 6.47 se presenta la red neuronal correspondiente al generador eléctrico.

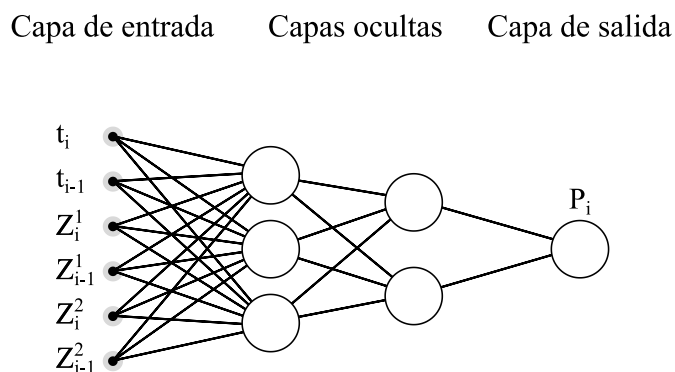


Figura 6.47 Red neuronal artificial para el generador eléctrico

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

Para cada una de las redes, se mencionó una capa de salida con una unidad neuronal. En todos los casos, esta unidad de salida corresponde al porcentaje de vida del componente, al cual se le asocia un error correspondiente a la diferencia entre el valor esperado y el valor obtenido por la ANN. Este error sigue la distribución normal, con su respectiva media y desviación estándar. La desviación estándar del error es un parámetro requerido por el método de simulación para evaluar el costo, y se utiliza para determinar los tiempos previstos de falla.

6.3.1 Consideraciones de vibración

La Tabla 6.10 muestra los valores de referencia para evaluar la vibración en los componentes críticos del sistema y aplica para aerogeneradores con salidas nominales menores o iguales a 3 MW. Existen tres zonas claramente diferenciadas por la norma ISO

10816-21. El significado de la Zona I es operación satisfactoria por un largo período, mientras que la Zona II indica que si bien el componente puede operar por un período prolongado, se debe prestar atención a las condiciones de diseño y operación. Por otro lado, la Zona III es sinónimo de vibraciones peligrosas que pueden dañar seriamente al componente.

La norma citada se aplica la primera vez que se implemente el modelo de toma de decisiones de mantenimiento y es de carácter referencial únicamente. Los valores presentados en la Tabla 6.10 provienen del análisis estadístico de valores de vibración medidos en más de 450 turbinas eólicas terrestres y de potencia nominal menor o igual a 3 MW. Esta información fue recolectada por fabricantes, aseguradores y compañías de servicio.

Dadas las particularidades de los sistemas de aerogeneración, se debe seguir el criterio de los fabricantes de cada componente, pero más importante aún, mediante prueba y error ir perfeccionando los límites de zonas según las situaciones experimentadas durante la operación de los aerogeneradores.

La norma menciona las advertencias y las alarmas, las cuales se relacionan directamente con los valores de aceleración medidos en cada componente.

Una advertencia implica que se alcanzó cierto límite de vibración o que ocurrió un cambio significativo, por lo cual se deben tomar medidas remediales. Si aparece una advertencia, por lo general es permisible mantener al aerogenerador operando hasta que se hayan identificado las razones del cambio en el estado de vibración. Se recomienda configurar el límite a un 25% adicional del valor del límite entre las zonas I y II.

Cuando se da una alarma, el valor límite de vibración alcanzado puede dañar al componente y se deben tomar medidas remediales inmediatamente, o bien, sacar de operación a la turbina respectiva. Los límites de alarma se definen en función de la integridad mecánica de los componentes, por lo tanto, estos límites no pueden exceder 1,25 veces el límite entre las zonas II y III.

Tabla 6.10 Valores de referencia para turbinas eólicas terrestres con salidas nominales menores o iguales a 3MW

Componente	Evaluación r.m.s de la aceleración (m/s ²)	
Rodamiento principal	Rango de frecuencia ≤0,1 Hz a 10 Hz	
	Límite Zonas I/II	Límite Zonas II/III
	0,3	0,5
Rotor	Rango de frecuencia ≤0,1 Hz a 10 Hz	
	Límite Zonas I/II	Límite Zonas II/III
	0,3	0,5
Caja multiplicadora	Rango de frecuencia ≤0,1 Hz a 10 Hz	
	Límite Zonas I/II	Límite Zonas II/III
	0,3	0,5
	Rango de frecuencia 10 Hz a 2000 Hz	
	Límite Zonas I/II	Límite Zonas II/III
	7,5	12,0

Fuente: Norma ISO 10816-21, 2015

6.3.2 Redes neuronales artificiales de los componentes

Para el entrenamiento y validación de las redes neuronales de cada componente, se recurre al uso de Neuroph Studio, el cual es un ambiente de desarrollo en Java, con herramientas para crear, probar y utilizar varios tipos de redes neuronales en problemas de reconocimiento, predicción, clasificación y control. El software consiste en un conjunto de librerías Java y una interfaz gráfica de usuario (GUI).

El programa mencionado agiliza el proceso de tratamiento de datos para las redes y su ventaja radica en que es un software de código libre, por lo cual no hay que realizar inversión alguna en compra de licencias o módulos.

En el Anexo 7, se proporciona un tutorial paso por paso para el uso de Neuroph Studio en la construcción de las redes neuronales, tomando como ejemplo la elaboración de la red neuronal artificial para la caja multiplicadora.

Seguidamente, en las figuras de la 6.48 a la 6.51 se muestran las ANN de cada componente de un aerogenerador del proyecto eólico Orosí. Las unidades neuronales rojas con un 1 en su interior corresponden a los bias, nodos equilibrantes utilizados para evitar salidas no deseadas.

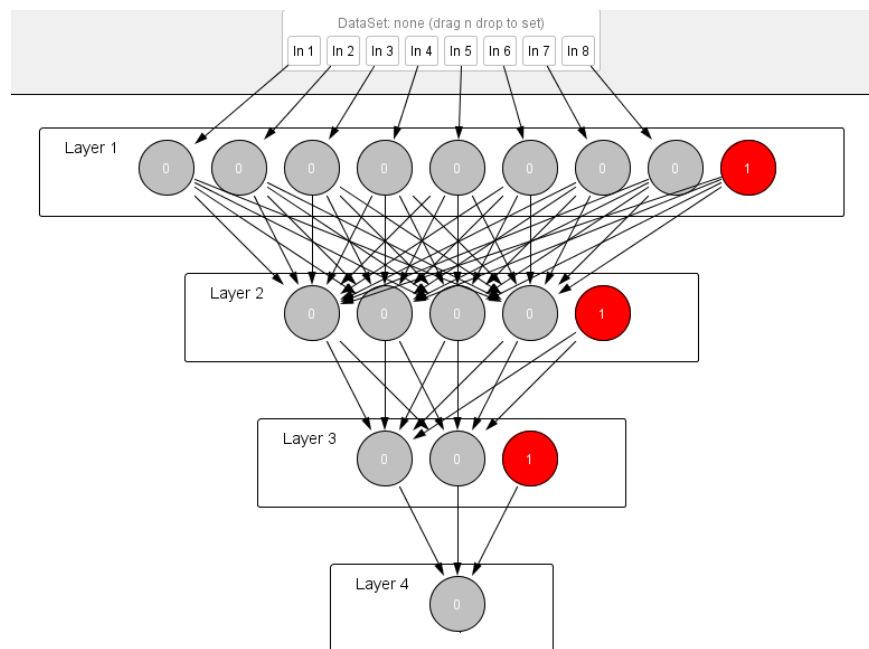


Figura 6.48 Red de Neuroph Studio para el rotor

Fuente: Elaboración propia (Neuroph Studio), 2016

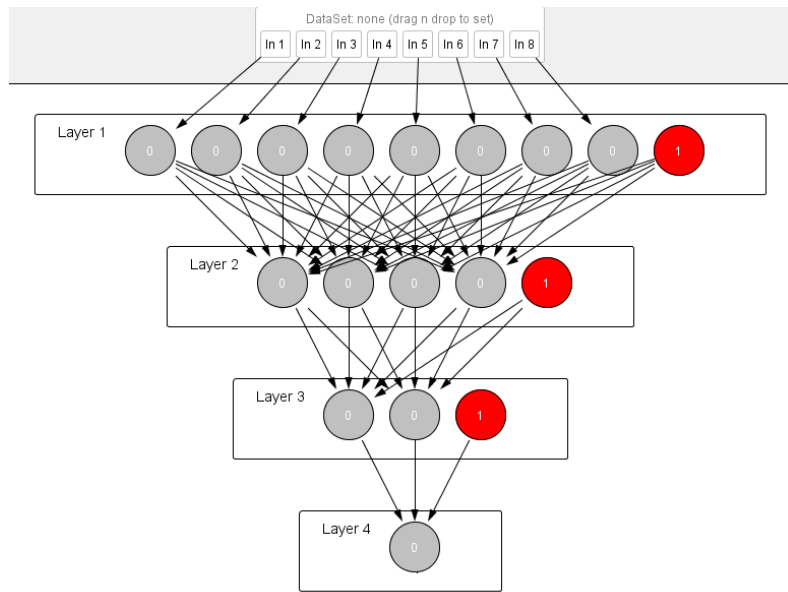


Figura 6.49 Red de Neuroph Studio para el rodamiento principal

Fuente: Elaboración propia (Neuroph Studio), 2016

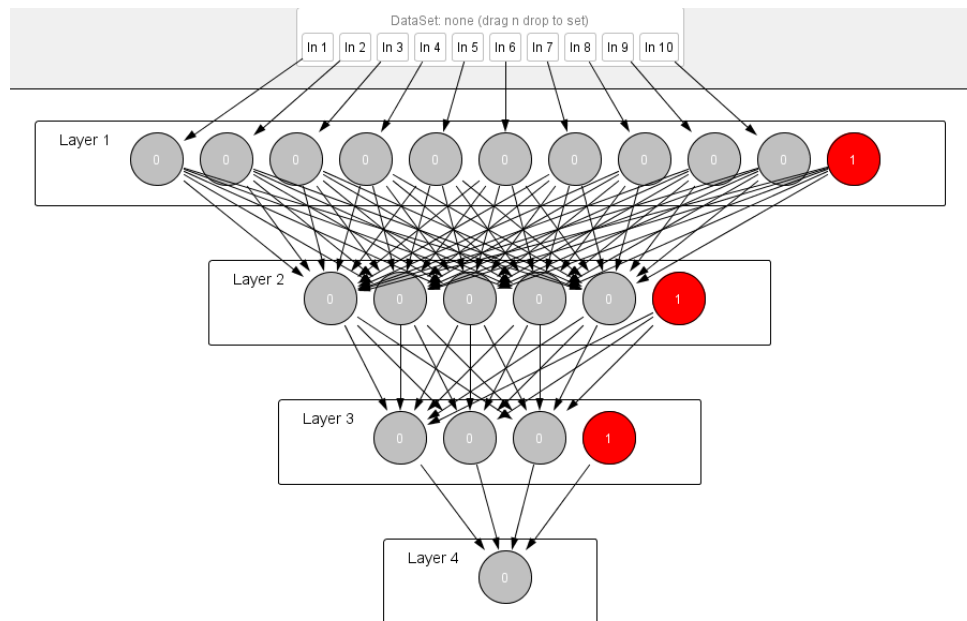


Figura 6.50 Red de Neuroph Studio para la caja multiplicadora

Fuente: Elaboración propia (Neuroph Studio), 2016

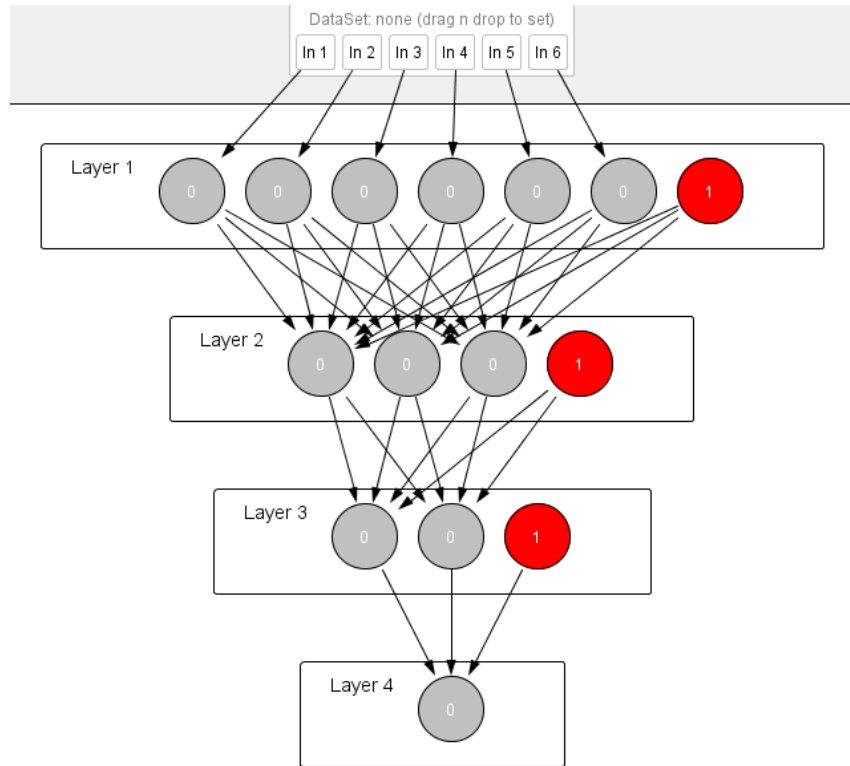


Figura 6.51 Red de Neuroph Studio para el generador eléctrico

Fuente: Elaboración propia (Neuroph Studio), 2016

6.4 Método de simulación para evaluar el costo

El presente es un método de optimización, cuyo objetivo es hallar los valores umbrales d_1 y d_2 que minimicen el costo total esperado para mantenimiento. En el flujograma de la Figura 6.52, se muestran los pasos a seguir para ejecutar este método.

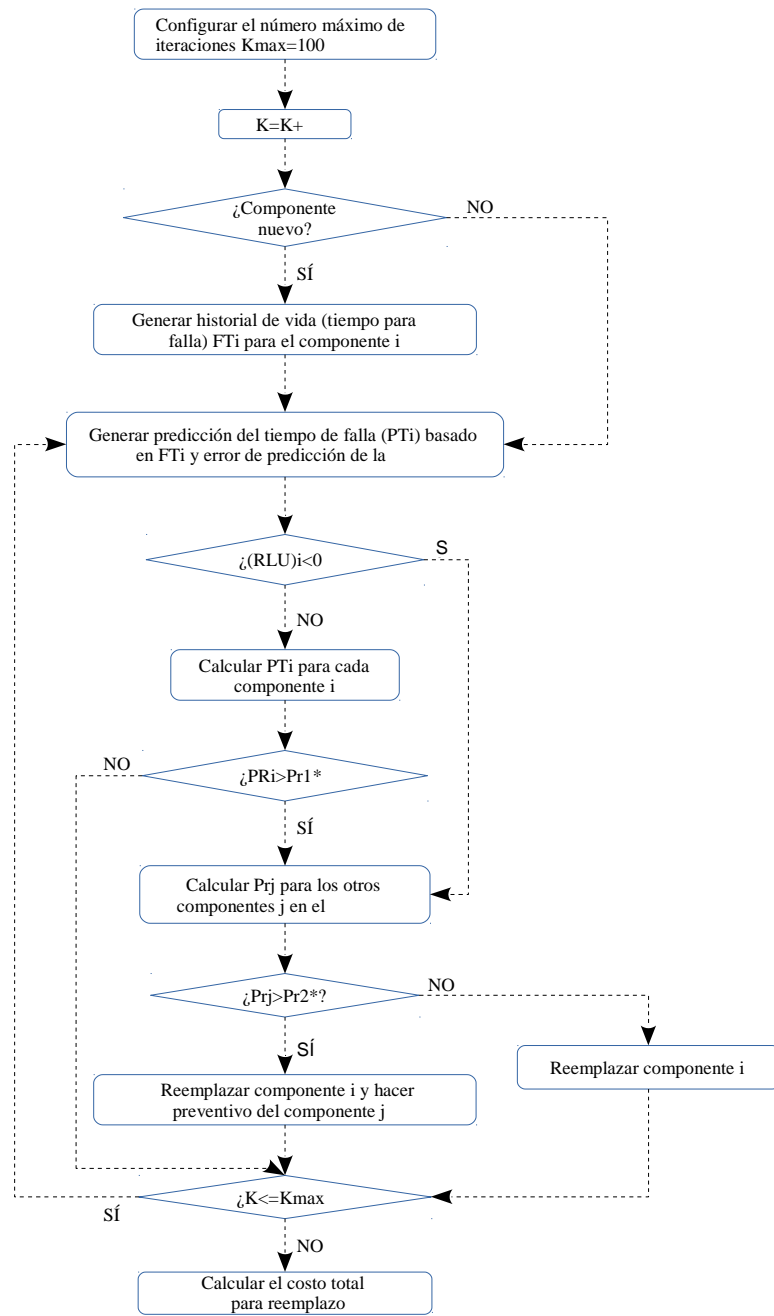


Figura 6.52 Flujograma para el método de simulación para evaluar el costo

Fuente: Tian, 2009

Al igual que en el ejemplo ilustrativo del capítulo anterior, se establece un tiempo de paro de mantenimiento de 30 días e intervalos de inspección de 10 días.

Siendo K los puntos de inspección, para este caso se eligen 100 000 puntos, ya que al aumentar la cantidad de puntos, aumenta la exactitud del modelo.

Si el componente es nuevo, se debe generar una distribución de tiempo de falla, a partir de los parámetros Weibull de cada componente. Caso contrario, se genera el tiempo de falla previsto a partir del tiempo real de falla muestreado con Weibull y la desviación estándar del error asociado a la predicción del porcentaje de vida.

Con la probabilidad de falla obtenida para cada componente, se realiza la comparación con el umbral de probabilidad de falla $d1$. Si la probabilidad de falla está por debajo del umbral $d1$, no se realizan acciones de mantenimiento, pero si la probabilidad obtenida supera el umbral $d1$, se toma la probabilidad de falla de otro componente y se compara con el umbral de probabilidad de falla $d2$. Si esta probabilidad no sobrepasa este umbral, únicamente se realiza reemplazo preventivo del primer componente, pero si se excede el umbral 2, entonces ambos componentes son reemplazados preventivamente. Si no se ha alcanzado la totalidad de puntos de inspección, se repiten los pasos y al concluir todas las iteraciones, se calcula el costo total esperado.

6.5 Acciones de mantenimiento

Una vez que los valores umbrales de probabilidad de falla se especifican, la política de mantenimiento basado en condición queda completamente determinada.

Si la probabilidad de falla del aerogenerador es mayor al valor umbral $d1$, se requieren acciones de mantenimiento en sus componentes con el fin de llevar la probabilidad de falla de la turbina por debajo del valor umbral $d2$. Si se requiere mantenimiento, se evalúa la probabilidad de falla de cada componente y se decide cuáles deben ser intervenidos. El esquema de la Figura 6.53, muestra las acciones de mantenimiento que se deben tomar, dependiendo del valor de probabilidad de falla obtenido, y el mismo aplica tanto para la turbina como para sus componentes.

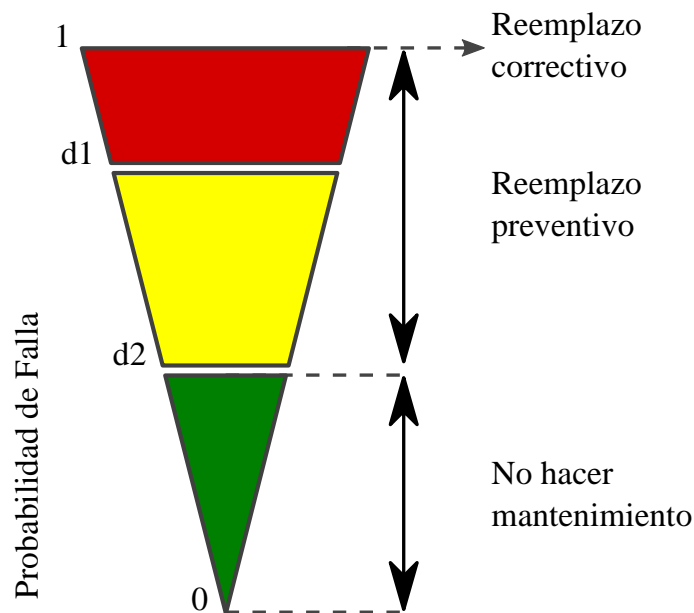


Figura 6.53 Escala para toma de decisiones de mantenimiento según la probabilidad de falla

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

6.6 Instrumentación requerida

Para este modelo de mantenimiento, es necesario realizar mediciones de vibración, calidad de aceite, voltaje y temperatura. Lo anterior se realiza con ayuda de sensores específicos para cada caso, los cuales están conectados a un sistema de adquisición de datos, el cual envía la información recolectada a un servidor en el centro de control del proyecto eólico.

Gamesa, fabricante de las turbinas eólicas utilizadas en el proyecto Orosí, ofrece un sistema de mantenimiento predictivo para el monitoreo de los principales componentes, llamado Gamesa SMP. El mismo se encuentra integrado al sistema de control y tiene conectividad con Gamesa SGIPE, correspondiente al Sistema de Gestión Integral de Parques Eólicos, para la operación y monitorización de aerogeneradores en tiempo real.

Por motivos de confidencialidad, es difícil conocer con exactitud las variables consideradas en el sistema Gamesa SMP y en consultas realizadas directamente a la empresa Gamesa Corporación Tecnológica S.A, no se obtuvo información sobre el tema.

Como segunda fuente de información, se contactó al ingeniero Óscar Carvajal Brenes, supervisor de mantenimiento del proyecto eólico Orosí, el cual indicó que por razones empresariales no era posible brindar un alto nivel de detalle sobre los equipos utilizados en la planta. Sin embargo, mencionó que se utiliza el sistema Gamesa SGIPE y que todas las turbinas eólicas del parque cuentan con el sistema Gamesa SMP. A pesar de brindar esta información, el ingeniero no hizo referencia al tema de la utilización del módulo de mantenimiento predictivo, ya que las turbinas Gamesa de modelos actuales se venden con el módulo acoplado, sin embargo, es decisión del operador hacer uso o no del mismo.

Con el panorama anterior, la ventaja principal consiste en que el proyecto eólico cuenta con los sistemas requeridos, por lo cual, en una eventual implementación se deben activar los módulos SGIPE y SMP si es que no están en uso, y si lo están, lo que se debe hacer es analizar qué variables se están midiendo y el funcionamiento del sistema, lo cual incluye verificar la instrumentación utilizada, los protocolos de comunicación y la manera de almacenar los datos recolectados. Si algún parámetro de los descritos en el apartado 6.3 no estuviese contemplado en el sistema de Gamesa, se debe estudiar la posibilidad de añadir módulos o modificar el sistema para poder alimentar el modelo de toma de decisiones de mantenimiento con la totalidad de entradas requeridas.

Como no se conoce exactamente la configuración del sistema Gamesa SMP, se propone la instrumentación requerida en caso de que se tuviera que comenzar la implementación desde el inicio. Esto con el fin de tener noción sobre las partes que conforman un sistema de monitoreo de condición en línea, y también como base si se deseara implementar el modelo en otros parques eólicos de fabricantes distintos a Gamesa.

6.6.1 Sistema de monitoreo de condición

Es de capital importancia definir la configuración del sistema que permite tomar las decisiones de mantenimiento para los distintos componentes de cada aerogenerador.

El sistema en línea para monitorear la condición de los componentes cuenta está conformado por el hardware y el software. Mientras que el hardware es utilizado para adquirir las distintas señales físicas, a través del software es posible analizar las señales y brindar información significativa sobre el estado de cada componente.

Los acelerómetros, termopares, contadores de partículas y receptores de voltaje son los sensores requeridos para medir las distintas variables de condición del sistema, y los mismos se colocan en los respectivos puntos de cada componente. Cada sensor se conecta a un módulo específico (ver Figura 6.54), el cual puede tener uno o varios canales y debe estar acoplado a un chasis para funcionar (ver Figura 6.55).



Figura 6.54 Módulo para mediciones de vibración

Fuente: National Instruments, 2016



Figura 6.55 Chasis modular para la adquisición de datos

Fuente: National Instruments, 2016

En el chasis, hay espacios predeterminados para los distintos módulos, por lo cual pueden quedar espacios vacíos o se puede utilizar la totalidad de ellos, según sean las necesidades del sistema. En la Figura 6.56, se observan los módulos colocados en el chasis y el controlador en tiempo real para la comunicación y el procesamiento de la información.



Figura 6.56 Módulos y controlador en tiempo real colocados en el chasis

Fuente: National Instruments, 2016

Para cada turbina eólica del proyecto Orosí, se necesita una unidad con sus respectivos sensores, módulos, chasis y controlador. Cada unidad envía los datos recolectados a un centro de recepción centralizado, el cual transmite la información de las 25 unidades al servidor localizado en el edificio de control del proyecto eólico. Desde ese servidor, es posible enviar información a otras computadoras e inclusive a teléfonos móviles. En la Figura 6.57, se muestra un esquema gráfico de la configuración del sistema de monitoreo. Así mismo, la arquitectura del sistema queda definida en la Figura 6.58.

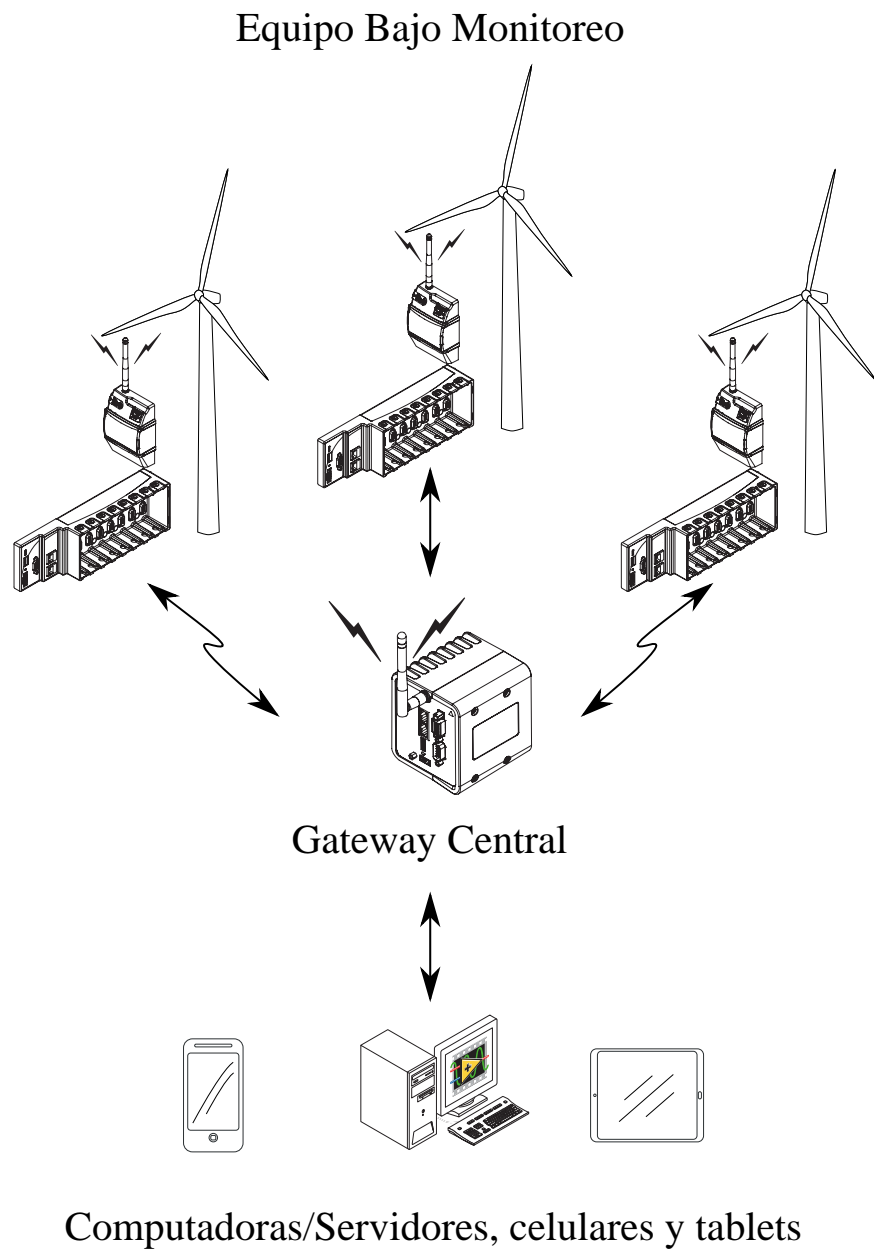


Figura 6.57 Módulos y controlador en tiempo real colocados en el chasis

Fuente: Elaboración propia (Inkscape), 2016

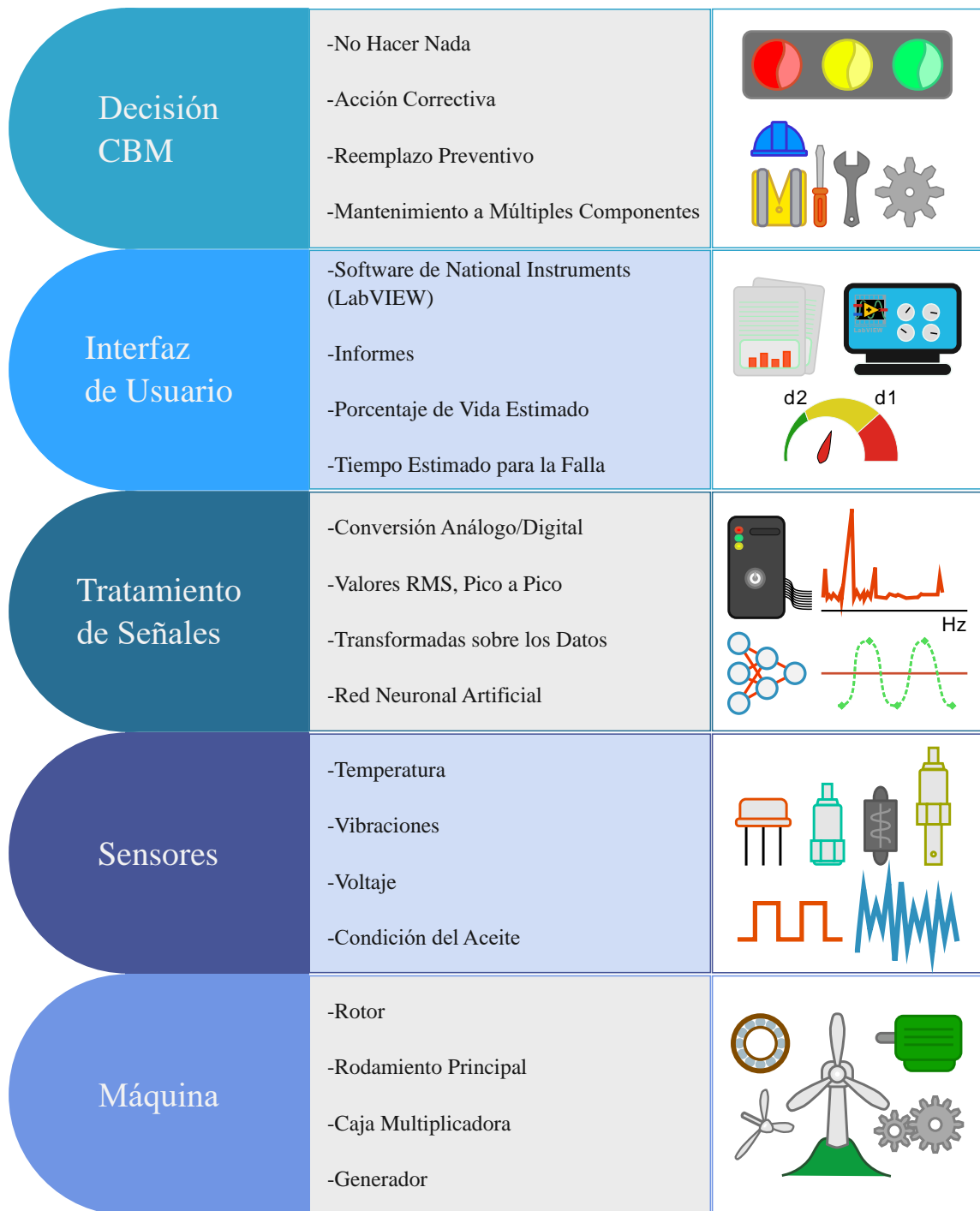


Figura 6.58 Arquitectura del sistema en línea para el monitoreo de condición

Fuente: National Instruments, 2016

National Instruments ofrece una amplia gama de soluciones satisfactorias para sistemas en línea de monitoreo de condición, y cuenta con distintos dispositivos de adquisición de datos, instrumentos, hardware de control y monitoreo, así como sistemas de comunicación. Por esta razón, se seleccionarán los equipos que ofrece esta compañía, haciendo la salvedad que esta no es la única posibilidad y perfectamente se puede realizar la selección de equipos de otros fabricantes, siempre y cuando se tenga definida de manera clara las características deseadas para el sistema en cuestión. Con base en la anterior aclaración, se procede a describir de forma detallada los equipos requeridos para formar el sistema de monitoreo de condición en línea de los aerogeneradores del proyecto Orosí.

6.6.1.1 Sensores

En el Anexo 8, se muestran maneras para la colocación de los distintos sensores a utilizar, mismos que se detallan a continuación.

En total, se requieren nueve acelerómetros, correspondientes a tres para el rotor, tres para el rodamiento principal y tres para la caja multiplicadora. Con base en la compatibilidad, se seleccionan acelerómetros industriales IMI, modelo 622B01 de dos pines, tipo piezoeléctricos electrónicos integrados (IEPE), ideales para instalaciones permanentes y con rango de medición entre 0,58 Hz y 6000 Hz. En la Figura 6.59, se observa un acelerómetro del modelo descrito anteriormente. El sensor se conecta al módulo respectivo mediante un cable con terminación BNC y de 3 metros de longitud, adecuada para realizar una conexión segura. Este cable se muestra en la Figura 6.60.



Figura 6.59 Acelerómetro industrial IMI, Modelo 622B01

Fuente: National Instruments, 2016



Figura 6.60 Cable para acelerómetro industrial IMI, conexión BNC

Fuente: National Instruments, 2016

Para la medición de calidad de aceite que se debe realizar en la caja multiplicadora, se selecciona un sensor contador de partículas metálicas presentes en el aceite (Figura 6.61), de marca Kittiwake, modelo ANALEXrs Ferro, el cual detecta partículas con tamaños mayores a 40 micras y las clasifica según tamaño, con la ventaja de que además determina el origen de las mismas. Está diseñado para permanecer instalado en el componente a medir y proporciona información en tiempo real sobre la contaminación en el aceite. Este sensor es compatible con los dispositivos National Instruments y se conecta al módulo de calidad de aceite mediante un cable RJ50, el cual se observa en la Figura 6.62.



Figura 6.61 Sensor contador de partículas en el aceite ANALEXrs Ferro

Fuente: Kittiwake, 2016



Figura 6.62 Cable para sensor contador de partículas en aceite

Fuente: National Instruments, 2016

Una de las mediciones que se realiza en el generador eléctrico corresponde a la temperatura, ya que la misma permite reflejar la condición de este componente. Para efectuar la medición, se selecciona un termopar tipo T porque el mismo resiste a ambientes húmedos y corrosivos y tiene una sensibilidad de $43 \mu\text{V}/^\circ\text{C}$ (National Instruments, 2015). El rango de medición de este termopar es entre -200°C y 260°C y como es cortado en campo, ya incluye el cable, que tiene una extensión de hasta 0,6 metros. Se le adiciona un conector para no acoplar el sensor directamente al metal de la superficie a medir y de esta manera reducir el error en las mediciones. La Figura 6.63 muestra el termopar y la Figura 6.64 corresponde al conector seleccionado.



Figura 6.63 Termopar tipo T cortado en campo

Fuente: National Instruments, 2016

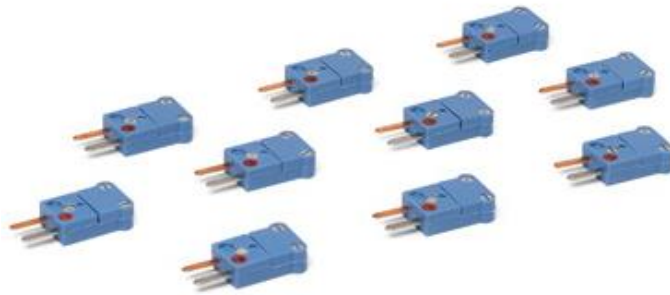


Figura 6.64 Conector para termopar tipo T

Fuente: National Instruments, 2016

El voltaje de cada fase del generador es medido con puntas especializadas para este fin, las cuales se conectan al módulo respectivo. Cada juego de prueba P-3 para la medición del voltaje, consta de las terminales roja y negra (ver Figura 6.65), y los conectores requeridos para acoplar al generador.



Figura 6.65 Juego de prueba P-3

Fuente: National Instruments, 2016

6.6.1.2 Módulos

Se eligen módulos National Instruments de la serie C, ya que los mismos están diseñados para brindar medidas de alta exactitud y así satisfacer las demandas de aplicaciones avanzadas de adquisición de datos, control y comunicación. Cada módulo consta de un acondicionamiento de señal de una medida específica. Estos módulos trabajan con la plataforma CompactRIO.

Los tres módulos de vibraciones necesarios para una unidad son del modelo NI 9230 (ver Figura 6.66), por lo cual son módulos de adquisición de señal dinámica, con tres canales para realizar las mediciones de aceleración de vibración. Los canales de entrada digitalizan las señales de forma simultánea a rangos de hasta 12,8 kHz por canal con filtros integrados que se ajustan automáticamente al rango de muestreo predeterminado.



Figura 6.66 Módulo de acelerómetros NI 9230

Fuente: National Instruments, 2016

Con el módulo de acelerómetros se recomiendan dos accesorios: el aliviador de tensión y protección al operador y las ferritas de supresión. El primer accesorio, mostrado en la Figura 6.67, está identificado como NI 9971 y su función es proteger al módulo contra señales de alto voltaje. El segundo accesorio recomendado, se adquiere por unidad y permite eliminar el ruido por interferencia electromagnética. En la Figura 6.68, se muestra la forma en que se colocan las ferritas de suspensión.



Figura 6.67 Aliviadores de tensión y protección al operador NI 9971

Fuente: National Instruments, 2016



Figura 6.68 Ferritas de eliminación de ruido por interferencia electromagnética (EMI)

Fuente: National Instruments, 2016

El módulo NI 9205 para medir la calidad del aceite, cuenta con 32 canales de una sola terminal o 16 canales diferenciales, se encuentra conectado con el sensor contador de partículas y requiere de un aliviador de tensión y protección al operador, designado como NI 9940, con el fin de estar permanentemente protegido ante los altos voltajes. El tipo de conexión seleccionada es con terminal de resorte. En la Figura 6.69, se observa el módulo NI 9205 en sus dos versiones de canales y en la Figura 6.70 se muestra el accesorio de alivio de tensión colocado en el módulo.



Figura 6.69 Módulo para la calidad de aceite NI 9205

Fuente: National Instruments, 2016



Figura 6.70 Aliviador de tensión y protección al operador NI 9940

Fuente: National Instruments, 2016

Para la temperatura, se selecciona el módulo NI 9211 (ver Figura 6.71), con diez posiciones, un convertidor analógico digital delta sigma de 24 bits, detección de termopares abiertos y la posibilidad de utilizar de termopares de varios tipos, incluyendo el tipo T, seleccionado anteriormente. Al igual que con los módulos anteriores, es una buena práctica proteger al módulo NI 9211 de altos voltajes, para lo cual se utiliza el aliviador de tensión y

protección del operador, que en este caso se designa como NI 9932, al ser específico para módulos de diez posiciones. Esta protección se muestra en la Figura 6.72.



Figura 6.71 Módulo de temperatura con termopar NI 9211

Fuente: National Instruments, 2016



Figura 6.72 Aliviador de tensión y protección al operador NI 9932

Fuente: National Instruments, 2016

El módulo seleccionado para el voltaje corresponde al NI 9244 (ver Figura 6.73), el cual es de entrada analógica, con rango de medida completo de 400 Vrms entre línea y neutro para aplicaciones de alta tensión como mediciones fasoriales, de potencia, monitoreo de calidad de energía y pruebas de motores y generadores. Durante operación soporta hasta 800 Vrms entre línea y línea, valor que cubre el voltaje nominal de salida de las turbinas eólicas

del proyecto Orosí, el cual es 690 Vrms. Como el módulo tiene tres canales, se pueden configurar mediciones para una o tres fases, ya sea en delta o estrella.



Figura 6.73 Módulo de voltaje NI 9244

Fuente: National Instruments, 2016

Existe otro módulo que se debe instalar para el sistema de adquisición de datos, el cual corresponde al módulo de comunicación inalámbrica y tiene como función transmitir los datos recolectados hacia un dispositivo de recolección centralizado, conocido como Gateway Central. Para cada unidad, se selecciona un módulo inalámbrico de la serie C, modelo NI 9795, con comunicación 3G, lo cual es estrictamente necesario en aplicaciones de energía eólica, ya que la interferencia causada por el movimiento de las aspas, impediría una eficiente transmisión de datos mediante WiFi o Bluetooth. Este módulo se observa en la Figura 6.74.



Figura 6.74 Módulo inalámbrico NI 9795

Fuente: National Instruments, 2016

Cada módulo inalámbrico transmite su información a un gateway programable centralizado, modelo NI 9792, con procesador de 533 MHz y un radio de 2,4 GHz para comunicarse con hasta 36 puntos inalámbricos distribuidos. Este módulo, presentado en la Figura 6.75, puede programarse para adquirir, analizar y presentar datos desde las señales inalámbricas 3G que recibe. Tiene 2 GB de almacenamiento interno y un sistema de archivo a prueba de fallas que brinda mayor fiabilidad para el registro de datos. Requiere de una fuente de alimentación de 5 A, con entrada de 115/230 Vac, una fase y salida de 24 a 28 Vdc. Se selecciona el modelo NI PS-15, el cual presenta las características anteriormente mencionadas y se muestra en la Figura 6.76. También es necesaria una estructura para el montaje del gateway, la cual será para riel DIN estándar de 35 milímetros y el modelo respectivo es NI 3282 (ver Figura 6.77).



Figura 6.75 Gateway centralizado programable NI 9792

Fuente: National Instruments, 2016



Figura 6.76 Fuente de alimentación NI PS-15

Fuente: National Instruments, 2016



Figura 6.77 Juego para montaje de Gateway en riel DIN NI 3282

Fuente: National Instruments, 2016

6.6.1.3 Chasis

Se elige un chasis con controlador integrado porque ambos componentes se necesitan y si se adquieren por separado, el costo aumenta.

El modelo seleccionado es el CompactRIO NI cRIO-9039 (Figura 6.78) y es un CPU Quad Core de 1,91 GHz y FPGA 325T, 2 GB de memoria del sistema, el cual también incluye un chasis de ocho ranuras para la colocación de los distintos módulos, el cual proporciona un

sistema de control y monitoreo de alto rendimiento, para aplicaciones robustas y permanentes, con alta resistencia a los entornos más severos, justamente las características deseadas para el sistema de monitoreo de condición de las turbinas eólicas del proyecto Orosí.

En la Figura 6.76, se observa una fuente de alimentación NI PS-15, necesaria para energizar el CompactRIO.

Otro accesorio necesario es el kit de montaje, el cual se muestra en la Figura 6.79 y corresponde a un montaje tipo panel y con uniones atornilladas, para una fijación segura del chasis NI cRIO-9039.



Figura 6.78 Chasis con controlador NI cRIO-9039

Fuente: National Instruments, 2016



Figura 6.79 Kit de montaje tipo panel con tornillos

Fuente: National Instruments, 2016

6.6.1.4 Software

El software seleccionado corresponde al paquete LabVIEW de Monitoreo y Control Embebidos (ver Figura 6.80), el cual es recomendado para la plataforma CompactRIO y permite diseñar e implementar sistemas embebidos de manera eficiente para aplicaciones de control y monitoreo (National Instruments, 2015).

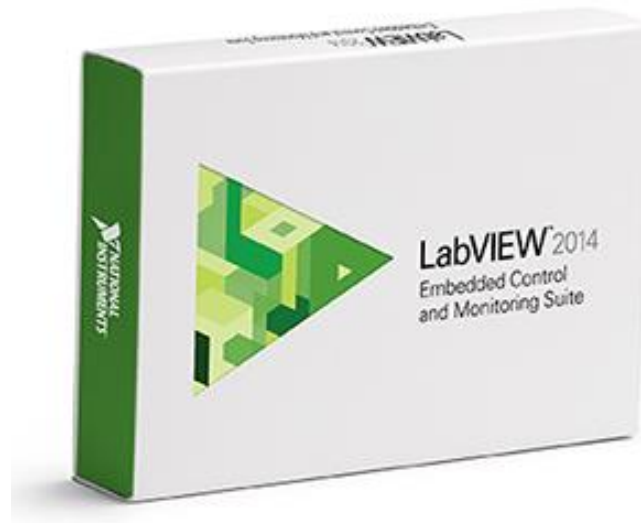


Figura 6.80 Paquete LabVIEW de Monitoreo y Control Embebidos

Fuente: National Instruments, 2016

Es importante conocer lo que incluye el paquete seleccionado, por lo tanto, a continuación se mencionan los principales módulos y herramientas del LabVIEW Embedded Control and Monitoring Suite.

El Sistema de Desarrollo Profesional es uno de los módulos del paquete, el cual es un software de diseño gráfico de sistemas, con soporte para una amplia gama de hardware de medición, interfaces de usuario personalizadas, extensa funcionalidad para procesamiento de señales y compilador avanzado para asegurar una ejecución de alto rendimiento.

Se incluye además el módulo LabVIEW Real-Time, para la visualización de mediciones en tiempo real.

El módulo LabVIEW Advanced Signal Processing Toolkit es un componente adicional para el análisis de señales en el dominio del tiempo y la frecuencia, además del análisis de series de tiempo, el cual es un análisis estadístico para descripción, explicación, predicción y control.

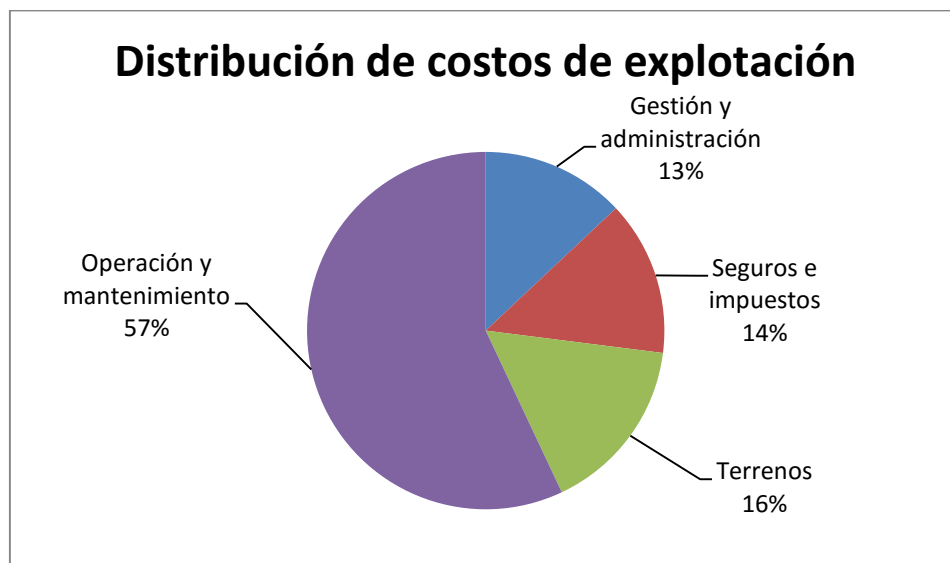
Otros módulos incluidos en este paquete son el módulo LabVIEW FPGA, el software NI Vision Acquisition y el módulo LabVIEW Soft Motion Premium.

Al adquirir el paquete, se tiene un año de membresía para capacitación y certificación con acceso ilimitado a todos los cursos ofrecidos por National Instruments. Esto significa que se puede acceder a actualizaciones de software, recibir soporte técnico por parte de ingenieros de aplicaciones del fabricante y aprender sobre las características, usos y prácticas de los distintos componentes del paquete. La ventaja de este servicio es que durante el primer año, es posible aprovechar al máximo toda la asesoría brindada por National Instruments, y simultáneamente corroborar los resultados del modelo de mantenimiento propuesto con las herramientas de análisis que ofrece el software LabVIEW, para así en los años siguientes prescindir de ciertas actualizaciones y módulos, disminuyendo costos por inversión en licencias que no se requieren.

CAPÍTULO 7: Aspectos económicos

En general, los costos por operación y mantenimiento representan más de la mitad de los costos de explotación de un proyecto eólico. Como se observa en la Gráfica 7.18, del Consulado Global de Energía Eólica, la inversión en el mantenimiento y operación iguala al conjunto formado por terrenos, gestión y administración, seguros e impuestos. Lo anterior evidencia que se deben tomar acciones para minimizar hasta donde sea posible los costos por operación y mantenimiento en los proyectos eólicos.

Gráfica 7.18 Costos de explotación generales para proyectos eólicos



Fuente: Global Wind Energy Council, 2016

La vida de diseño de un aerogenerador es de aproximadamente 20 años, por lo cual, durante este período debe existir un compromiso económico donde se garantice que los componentes de las turbinas eólicas tengan probabilidades de falla muy bajas. A través de este tiempo, las acciones de mantenimiento deben ser eficientemente ejecutadas para cumplir con los requisitos de producción, seguridad y operación satisfactoria.

El modelo de toma de decisiones de mantenimiento planteado en capítulos anteriores se basa en necesidades de mantenimiento de grandes parques eólicos de países de primer mundo, con apego a estándares y normas reconocidas y respaldadas a nivel mundial. En Costa

Rica, el mercado de las energías renovables, específicamente el de la energía eólica, pasó del 4,25% al 10% de la producción energética nacional a través de once proyectos instalados, según lo indica el Editorial de La Nación del día 30 de abril de 2016. El país debe y está en capacidad de incursionar en estrategias innovadoras de gestión del mantenimiento para los proyectos eólicos existentes, con el objetivo de consolidar cada vez más a la energía proveniente del viento como una fuente de energía confiable y eficiente.

Entre los principales beneficios del modelo de toma de decisiones de mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multiestado se puede mencionar la flexibilidad en cuanto a las maneras de efectuar mantenimiento. Esto significa que es posible ejecutar acciones de mantenimiento en múltiples turbinas, aprovechando el envío de personal al proyecto eólico, así como reemplazar o reparar múltiples componentes de los distintos aerogeneradores. Las posibilidades anteriores implican una gestión más adecuada de recursos como tiempo y presupuesto, dadas las dependencias económicas existentes entre las turbinas eólicas y sus componentes (Tian, Jin, Wu y Ding, 2011, p. 3).

Una gran ventaja de este modelo es que se prescinde de la figura del analista de datos, gracias a las redes neuronales artificiales. Cada ANN, a través del entrenamiento y la validación, aprende a interpretar los datos y predecir el porcentaje de vida útil de cada componente. Esta es la principal diferencia entre un modelo de mantenimiento predictivo y el modelo de toma de decisiones de mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multiestado.

Para gozar de los anteriores y otros beneficios, es necesario invertir dinero en un sistema de adquisición de datos apropiado para la alimentación de las entradas del modelo planteado, ya que a partir de este punto es que se puede implementar esta estrategia de mantenimiento.

En el caso del proyecto Eólico Orosí, para un primer escenario donde se asume que el sistema de monitoreo Gamesa SMP está en funcionamiento y cumple con las variables de medición establecidas en el capítulo 6, las únicas inversiones por realizarse serían la capacitación del personal en el uso del software Neuroph Studio y la compra del WindStats

Newsletter, publicación donde se encuentran las distribuciones de tiempo de vida de los componentes de turbinas eólicas.

La empresa Energy Central comercializa el WindStats Newsletter, cuyo precio para el 2016 es de \$430. Como se observa en la Figura A9.37, esta publicación incluye datos de producción, operación y mantenimiento de miles de turbinas de las regiones eólicas más activas en el mundo, recolectados desde 1987, así como artículos de los investigadores más reconocidos en el campo de la energía eólica.

Capacitar al personal en el entendimiento y aplicación del modelo de toma de decisiones de mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multiestado, considerando los viáticos de la persona encargada de la capacitación, los cursos durante una semana y el material de apoyo tendría un costo aproximado de \$1000.

Como el presente modelo de mantenimiento no ha sido implementado aún, la recuperación de la inversión se calcula en función del ahorro obtenido al aplicar este modelo en lugar de una política de intervalo constante, tal y como se presentó en los apartados 5.5 y 5.6. Si bien el ejemplo ilustrativo es para cinco turbinas, dado el comportamiento estable y lineal en cuanto al proceso de falla de los aerogeneradores, es posible extrapolar el ahorro de \$256,33 diarios obtenido en ese caso, siendo el ahorro de \$1281,65 diarios para un parque de 25 aerogeneradores, como el proyecto eólico Orosí. Por lo tanto, el panorama del primer escenario es bastante positivo para las finanzas del proyecto eólico Orosí, con un costo total de \$1430 y un retorno de la inversión en un día. El proyecto prácticamente se paga por sí mismo, ya que previamente existe todo un sistema de monitoreo de condición en línea y las inversiones se destinan únicamente a poner en funcionamiento el sistema de una manera eficiente.

También podría existir el caso en el cual se debe comenzar la implementación del modelo desde cero, donde se debe realizar la compra de todos los componentes del sistema de monitoreo de condición en línea. Consultando con varios fabricantes de sensores y sistemas de adquisición de datos, se decidió realizar una cotización con National Instruments, ya que es la

compañía que ofrece mejores soluciones para esta aplicación, con casos de éxito reales que respaldan esta selección.

En la tienda virtual de National Instruments, se ofrecen las soluciones de adquisición de datos, instrumentación, hardware y control de un sinnúmero de aplicaciones. Conociendo los requerimientos y el tipo de aplicación, se seleccionan los dispositivos que se van a emplear, y en cada uno de ellos, la compañía ofrece distintas opciones y recomendaciones. Para el CompactRIO, plataforma seleccionada en el presente proyecto, se despliega un configurador en el cual el cliente elige los componentes necesarios para su sistema, tales como módulos, controlador, chasis, accesorios, software y servicios (ver Figura A9.38). Si es necesario, se pueden adicionar componentes que no ofrece el configurador.

Primeramente, se realizó una cotización para el sistema de monitoreo de una sola turbina eólica del proyecto eólico Orosí. En la Figura A9.39, se detallan los componentes seleccionados, donde se observa que el precio para monitorear un aerogenerador es de \$30 854,34. Como uno de los ítems cotizados es el conjunto de componentes del CompactRIO (a través del configurador), si se selecciona la pestaña de “Ver detalles”, se despliega el desglose de dispositivos seleccionados y el precio de cada uno de ellos (Figura A9.40).

El precio obtenido en la cotización incluye el envío del pedido hasta Costa Rica y los servicios estándares de National Instruments, los cuales consisten en la colocación personalizada de los dispositivos, instalación del software, garantía por 3,5 años, calibración, prueba del sistema y documentación. Además, el LabVIEW incluye una membresía anual para acceder a capacitación y asesoría en el uso del sistema.

Si se quisiera realizar una prueba piloto, monitoreando solamente una turbina, la alternativa de inversión anterior resultaría satisfactoria, sin embargo, para una correcta aplicación del modelo de toma de decisiones de mantenimiento se requieren resultados significativos y que reflejen con exactitud el comportamiento del sistema eólico. Por esta razón, es necesario monitorear las 25 turbinas del proyecto eólico Orosí.

En la Figura A9.41 se detalla el costo para un sistema completo de monitoreo de condición en línea, incluyendo el precio por envío del pedido. Al precio mostrado en la figura citada, se le deben añadir \$590 de cada sensor Kitiwake para el conteo de partículas en el aceite, el cual es compatible con los sistemas de National Instruments, pero se debe cotizar por separado. La inversión es entonces de \$456 377,51 y la misma incluye los servicios estándares ofrecidos por National Instruments.

El detalle de selección a través del configurador de National Instruments para la totalidad de aerogeneradores se muestra en la Figura A9.42 y las especificaciones de compra del software LabVIEW se muestran en la Figura A9.43.

Distribuyendo la inversión equitativamente entre la totalidad de aerogeneradores del proyecto eólico Orosí, se tiene que el costo individual de monitoreo es de \$18 255,1004. Lo anterior evidencia que es económicamente más rentable invertir en todas las unidades, sin embargo, la viabilidad de esta opción tiene una estrecha dependencia con el presupuesto para mantenimiento de la compañía generadora.

Con base en la cotización realizada para todas las turbinas del parque eólico, en la Tabla 7.11 se observa el costo por monitoreo de cada componente, excluyendo los elementos comunes a todos, es decir, considerando únicamente los sensores y módulos respectivos según el componente.

El retorno de la inversión en el proyecto de implementar del sistema de monitoreo en línea ocurriría a los 357 días, es decir, en prácticamente un año, el sistema se paga a raíz del ahorro en mantenimiento y entonces el proyecto genera ganancias durante el 95% de la vida útil de los aerogeneradores si estos son completamente nuevos, recordando que esta vida útil es de 20 años en promedio.

Tabla 7.11 Costos por monitoreo de las distintas variables de medición para cada componente de los aerogeneradores del Proyecto Eólico Orosí

Componente	Variable de medición	Costo por la variable (\$)	Costo total por componente (\$)
Rotor	Vibración	1255	1255
Rodamiento principal	Vibración	1255	1255
Caja multiplicadora	Vibración	1255	2885
	Condición de aceite	1630	
Generador eléctrico	Voltaje	1920	2500
	Temperatura	580	

Fuente: Elaboración propia (Microsoft Word), 2016

A pesar de que el proyecto resulta rentable, se debe llevar la reducción de costos al máximo nivel, por lo cual, seguidamente se describe una variación del sistema de monitoreo propuesto con National Instruments. La diferencia radica en la disminución de robustez del procesamiento en la adquisición de datos, garantizando a pesar de esto la funcionalidad de la información para el modelo de toma de decisiones de mantenimiento.

La propuesta consiste en reducir los módulos a utilizar, para así necesitar un chasis con controlador de tamaño menor, lo cual se traduce en una significativa disminución en el precio del sistema de monitoreo de condición en línea.

Para esta configuración, se requiere un módulo de acelerómetros NI 9230 en lugar de tres. A través del controlador del chasis, se programa la toma de señales múltiple, con un período determinado para la recepción de cada señal. Lo anterior se puede hacer porque no es necesaria la toma continua de datos, así que es equivalente realizar las mediciones simultáneamente en un instante determinado a ir colectándolas progresivamente hasta completar el tiempo de adquisición deseado. En cada unidad, ya no se deben invertir \$1210 y para el sistema total se ahorra un monto de \$30 250.

Se prescinde del módulo para la calidad de aceite NI 9205 y el sensor contador de partículas presentes en el aceite se conecta ahora al módulo de voltaje NI 9244, programando esta modificación en el controlador, con lo cual se omite una inversión de \$24 250. Esto es permitido puesto que la señal emitida por el sensor Kittiwake es de tensión. Las puntas de prueba de voltaje no pueden ser acopladas al módulo NI 9205, ya que el mismo no es apto para altas tensiones, caso contrario al NI 9244, el cual sí resiste tensiones incluso mayores a la tensión nominal del generador eléctrico de las turbinas eólicas del proyecto eólico Orosí.

Con los anteriores cambios, ya no se requieren siete módulos sino cuatro: uno de acelerómetros, uno de voltaje, uno de temperatura y el módulo inalámbrico. Por el nuevo número de módulos, es posible reseleccionar un chasis con controlador, que continúe cumpliendo con las características deseadas, pero ahora con cuatro ranuras. Se selecciona entonces el chasis con controlador NI cRIO-9030 (ver Figura 7.81), con procesador de 1,33 GHz, el cual permite un control y monitoreo de alto rendimiento, con una cubierta compacta y robusta, apta para sobrevivir a entornos severos. En cada chasis se da un ahorro de \$4950, lo cual es una disminución de costo altamente valiosa si se piensa en las 25 turbinas eólicas, ya que no se deben pagar \$123 750 de los módulos de ocho ranuras.



Figura 7.81 Chasis con controlador NI cRIO-9030

Fuente: National Instruments, 2016

Con las modificaciones anteriores (ver Figura A9.44), se da un ahorro para nada despreciable de \$178 250 y el costo total del sistema de monitoreo de condición en línea queda establecido en \$290 658,76 incluyendo el monto por envío de pedido y adicionando los

sensores Kittiwake cotizados por separado. Esta configuración cuenta también con los servicios estándares ofrecidos por National Instruments. La cotización realizada se puede visualizar en la Figura A9.45 y el detalle del sistema generado a través del configurador se muestra en la Figura A9.46.

En la Tabla 7.12, se muestra el costo por monitoreo de cada componente. No se consideran los elementos comunes.

Tabla 7.12 Costos por monitoreo de las distintas variables de medición para cada componente de los aerogeneradores del Proyecto Eólico Orosí con la propuesta de ahorro

Componente	Variable de medición	Costo por la variable (\$)	Costo total por componente (\$)
Rotor	Vibración	851,67	851,67
Rodamiento principal	Vibración	851,67	851,67
Caja multiplicadora	Vibración	851,67	2384,17
	Condición de aceite	1532,5	
Generador eléctrico	Voltaje	1012,5	1592,5
	Temperatura	580	

Fuente: Elaboración propia (Microsoft Word), 2016

Para el ahorro de \$1281,65 diarios por concepto de mantenimiento, el retorno de la inversión de este escenario se obtiene a los 227 días. Lo anterior significa que en 7,5 meses, el proyecto comienza a generar ganancias y entonces el sistema implementado puede aprovecharse en el 96,88% de la vida útil remanente de los aerogeneradores del proyecto eólico Orosí, si estos se encontraran en el año cero de operaciones.

A manera de resumen, en la Tabla 7.13 se presenta el costo total para cada escenario, el tiempo de retorno de inversión con base en el ahorro por mantenimiento y el porcentaje de aprovechamiento del proyecto en función de la vida útil.

Tabla 7.13 Comparación de costos, retorno de inversión y aprovechamiento de cada escenario de implementación del modelo de toma de decisiones de mantenimiento

Escenario	Con Gamesa SMP	Sistema NI	Sistema NI de menor robustez
Costo total (\$)	1430,00	456 377,51	290 658,76
Ahorro por mantenimiento (\$/día)	1281,65		
Recuperación de inversión (meses)	0,04	12,00	7,50
Aprovechamiento del proyecto en función de la vida útil (%)	99,98	95,00	96,88

Fuente: Elaboración propia (Microsoft Word), 2016

De la tabla citada, se deduce que el mejor escenario es el más aproximado a la situación real del proyecto eólico Orosí, ya que se tiene el sistema Gamesa SMP, por lo cual, con la evaluación y modificaciones menores respectivas, tiene un retorno de inversión de dos días, el cual es un tiempo mínimo en comparación con el tiempo de vida útil de los aerogeneradores.

Por otro lado, se observa que la propuesta de ahorro planteada para el sistema de adquisición de datos National Instruments resulta más rentable que la configuración realizada según recomendaciones del fabricante y con base en casos de éxito de otras empresas. Lo anterior evidencia la importancia de estudiar a profundidad el contexto operacional del parque eólico en cuestión y la determinación de los tiempos adecuados para toma de mediciones. Esto varía dependiendo de la aplicación y criticidad de los equipos.

A pesar de todo, si se cuenta con el presupuesto suficiente, se podría optar por instalar el sistema de National Instruments con siete módulos y crear un sistema de monitoreo de

condición más potente, aprovechando al máximo las prestaciones del equipo. La inversión se recuperaría en un año, por lo cual se podría utilizar el sistema por aproximadamente 19 años, lo cual es un buen horizonte de utilización.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- Se describió el modelo de toma de decisiones para mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multiestado para un sistema de aerogeneración instalado en Costa Rica.
- Se determinó que es posible la aplicación del modelo para los componentes que presentan mayor frecuencia de falla.
- Se seleccionó el Proyecto Eólico Orosí como el sistema de aerogeneración más representativo para una eventual implementación del modelo planteado.
- Se especificó la configuración requerida para la implementación del modelo en el sistema de aerogeneración más representativo de Costa Rica.
- Se calculó el costo económico de una eventual implementación del modelo en el país, bajo tres escenarios distintos.
- Se determinó que no resulta rentable aplicar el modelo de toma de decisiones para mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multiestado en sistemas de aerogeneración prontos a cumplir el ciclo de vida útil, el cual es de 20 años en promedio. Cuanto mayor sea la vida útil remanente, mayor será la rentabilidad en cuanto a la aplicación del modelo propuesto.
- Se logró una eventual reducción de 36,31% en costos por compra de equipo al reducir la robustez de la adquisición de datos.
- Se evidenció que a pesar de existir una satisfactoria recolección de datos de producción, en Costa Rica no existe una cultura de recolección de datos de mantenimiento de proyectos eólicos, los cuales son imprescindibles para la gestión de nuevas estrategias de mantenimiento.

- Se demostró la necesidad del país por incursionar en estrategias de mantenimiento de primer nivel, dado el acelerado crecimiento de los sistemas de aerogeneración, razón por la cual es necesaria una alta competitividad en el mercado de las energías renovables.

Recomendaciones

- Recolectar datos de falla y suspensión por un período de un año, utilizando el sistema de adquisición de datos y las órdenes de trabajo para tener un control cruzado de la información. Esto constituye la base de datos piloto para el modelo. Si el modelo se desea implementar inmediatamente, se sugiere utilizar datos de otros países mientras de forma paralela se recolectan los datos mencionados.
- Contar con una base de datos propia para Costa Rica, donde se refleje cuáles componentes son los de mayor frecuencia de falla, tomando como referencia las bases de datos de países como Suiza, Alemania y Finlandia.
- Establecer un plan de mantenimiento para el sistema de adquisición de datos y sensores de monitoreo.
- Utilizar como referencia inicial la norma ISO 10816-21 para los valores de vibración, y posteriormente, según sea el comportamiento del sistema, modificar o fijar estos valores.
- A futuro, incluir la variable de la humedad relativa y estudiar sus consecuencias sobre los componentes de los aerogeneradores.
- Se recomienda la utilización del software libre Neuroph Studio, sin embargo, se puede invertir en otros softwares, según las necesidades y el presupuesto de los usuarios.
- Una vez implementado el modelo, se recomienda evaluar cuáles medidas de vibración son significativas para cada componente, de tal manera que se tengan únicamente las mediciones necesarias para reflejar la condición del sistema y así evitar el consumo de tiempo al momento de procesar la información.
- Es aconsejable evaluar a profundidad otras opciones existentes en el mercado para la compra de los distintos dispositivos del sistema de monitoreo de condición en línea.

Anexos

Anexo 1: La función sigmoïdal

La función sigmoïdal es ampliamente utilizada como función de activación (θ) de los nodos que conforman una red neuronal artificial (ver Ecuación A1.1).

$$S(t) = \frac{1}{1 + e^{-t}} \quad \text{Ec. A1.1}$$

Es una función continua no lineal con un ámbito comprendido entre 0 y 1, lo cual significa que las salidas tendrán valores comprendidos entre el rango citado.

El parámetro característico de la función sigmoïdal es s , el cual usualmente toma el valor de 1. En la Figura A1.1 se muestra una función sigmoïdal con $s=1$.

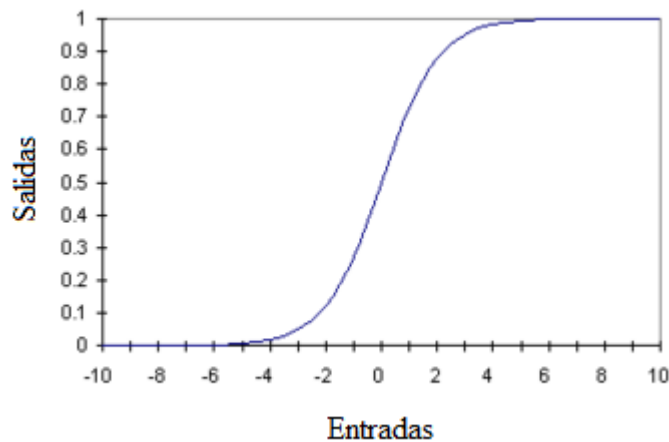


Figura A1.1 Gráfica de función sigmoïdal con $s=1$

Fuente: Elaboración propia (Matlab), 2016

Como se ilustra en la Figura A1.1, la salida 0,5 corresponde a una entrada nula, lo cual indica que todo nodo tiene cierto nivel de actividad a pesar de que no exista estimulación. Cuando aumenta la estimulación, el nodo aumenta su activación y cuando la estimulación es inhibitoria (peso con signo negativo), la activación se ve disminuida. Este comportamiento es de cierta manera el exhibido por las neuronas biológicas.

Entre las ventajas de la función sigmoïdal como función de activación, se pueden mencionar la acomodación de señales intensas sin producir saturación, la admisión de señales débiles sin atenuación excesiva y la facilidad de derivarla.

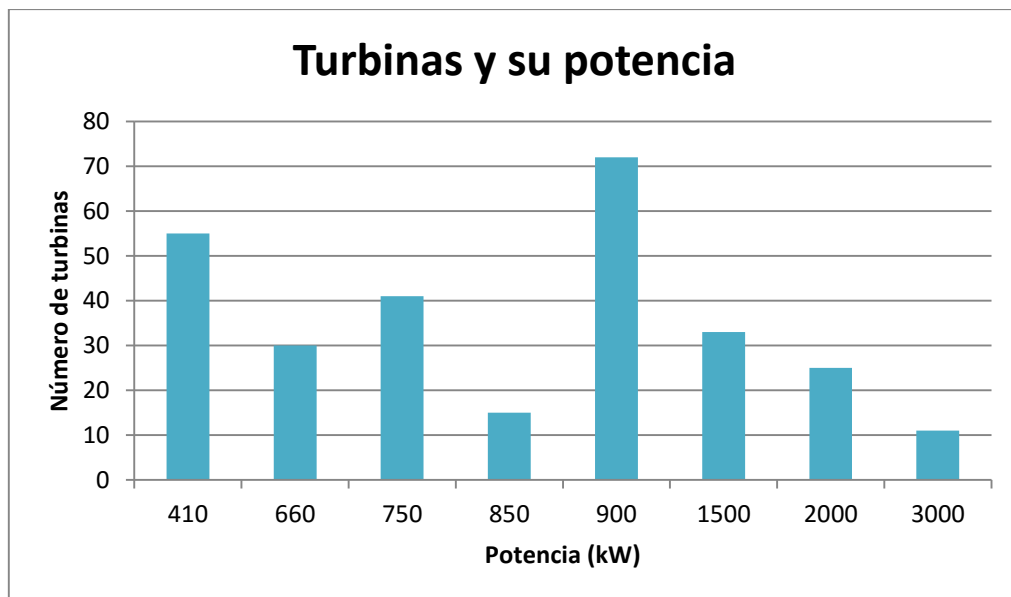
Anexo 2: Potencias nominales de los aerogeneradores de Costa Rica

En la Gráfica A2.1, se muestra el número de turbinas eólicas correspondientes para distintas potencias nominales en kW. Se observa que la menor potencia nominal existente en el país es de 410 kW y 55 aerogeneradores cumplen con esta característica, todos pertenecientes al proyecto Plantas Eólicas S.R.L.

La potencia nominal predominante es de 900 kW, con 72 aerogeneradores de esta capacidad. Un dato de interés es que todas las turbinas eólicas de esta potencia son Enercon y no tienen caja multiplicadora. Las mismas se ubican en los parques eólicos Valle Central y Guanacaste.

Tan sólo 11 de los 282 aerogeneradores tienen una potencia nominal de 3000 kW, la mayor encontrada en el país. Estas turbinas se localizan en dos parques eólicos de iniciativa privada, siete en Tilawind y cuatro en Vientos del Este.

Gráfica A2.1 Número de aerogeneradores en función de la potencia nominal, Costa Rica, 2016



Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, 2016

Anexo 3: Características técnicas del aerogenerador Gamesa G87-2,0 MW

87 G87-2,0 MW	
ROTOR	
Diametro	87 m
Área de barrido	5.945 m ²
Velocidad de giro	9,0 - 19,0 rpm
PALAS	
Número de palas	3
Longitud	42,5 m
Perfil	DU + FFA-W3
Material	Fibra de vidrio preimpregnado de resina epoxy
TORRE	
Tipo	Modular
Altura	67, 78, 90 and 100 m
MULTIPLICADOR	
Tipo	1 etapa planetaria 2 etapas de ejes paralelos
Ratio	1:100,5 (50 Hz) 1:120,5 (60 Hz)
GENERADOR 2.0	
Tipo	Generador doblemente alimentado
Potencia nominal	2.0 MW
Tensión	690 V AC
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Clase de protección	IP 54
Factor de potencia	0,95 CAP - 0,95 IND en todo el rango de potencias*

Figura A3.2 Características técnicas del aerogenerador Gamesa G87-2,0 MW

Fuente: Gamesa, Catálogo Técnico, 2015

Anexo 4: Cantidad de MWh producidos por cada proyecto eólico de Costa Rica

La Figura A4.3 corresponde al informe de producción del 6 de abril de 2016, brindado por el Predespacho Técnico Nacional del Centro de Control de Energía del Instituto Costarricense de Electricidad.

Sistema Eléctrico Nacional - Costa Rica																									
Información Diaria																									
Predespacho Técnico Nacional, MWh																									
miércoles 6 de abril de 2016																									
Planta	00:0	01:00	02:0	03:0	04:0	05:0	06:0	07:0	08:0	09:0	10:0	11:0	12:0	13:0	14:0	15:0	16:0	17:0	18:0	19:0	20:0	21:0	22:0	23:0	MWh
Aeroenergía	5,07	5,07	5,06	5,05	5,05	4,99	4,86	4,86	4,86	4,86	4,76	4,81	4,86	4,90	4,92	4,95	4,97	4,99	5,01	5,03	5,01	4,99	4,97	4,97	118,87
Chiripa	45,69	45,20	44,64	44,22	44,03	44,02	44,44	44,44	44,44	46,97	47,38	47,49	47,42	47,29	47,05	46,75	46,56	46,35	46,00	45,60	45,31	45,26	45,30	1.036,29	
Los Santos	10,83	10,83	10,75	10,66	10,56	10,01	9,26	9,26	9,26	8,77	9,00	9,22	9,43	9,59	9,74	9,89	10,06	10,21	10,35	10,21	10,07	9,91	9,91	237,04	
MDVASA	14,75	14,75	14,31	15,06	15,20	15,55	15,52	15,52	15,52	15,31	15,43	15,51	15,56	15,56	15,59	15,58	15,54	15,47	15,39	15,47	15,53	15,57	15,57	369,40	
PE Drosi	49,06	48,29	47,43	46,94	47,31	48,35	49,48	49,48	49,48	49,50	49,50	49,50	49,50	49,50	49,50	49,26	48,79	48,99	49,23	48,82	47,72	46,55	1.171,16		
PEG	46,16	46,16	46,22	46,24	46,24	45,90	44,85	44,85	44,85	44,85	43,91	44,37	44,78	45,13	45,38	45,59	45,77	45,95	46,08	46,17	46,08	45,96	45,79	1.093,07	
PESA	14,16	14,16	14,32	14,47	14,61	15,09	15,35	15,35	15,35	15,37	15,37	15,35	15,31	15,27	15,21	15,15	15,06	14,95	14,83	14,95	15,05	15,14	15,14	360,36	
Tejona	8,73	8,73	8,74	8,75	8,76	8,82	8,98	8,98	8,98	8,98	9,10	9,04	8,99	8,94	8,90	8,87	8,84	8,82	8,80	8,78	8,80	8,82	8,84	212,83	
Tilawind	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Valle Central	11,98	11,98	11,89	11,78	11,64	10,88	9,82	9,82	9,82	9,82	9,12	9,45	9,76	10,06	10,29	10,51	10,72	10,95	11,16	11,36	11,17	10,97	10,74	256,43	
Vientos del Este	0,00	0,00	0,00	0,52	2,53	4,95	4,62	4,62	4,62	4,62	4,25	5,25	5,67	5,14	4,11	5,80	3,61	3,98	3,20	4,61	4,66	3,65	3,74	3,51	87,66

Figura A4.3 Información diaria de producción eólica, 6 de abril de 2016

Fuente: Centro de Control de Energía, Instituto Costarricense de Electricidad, 2016

Anexo 5: Procedimiento para obtener distribuciones de probabilidad de tiempo de vida de componentes

En el diagrama de la Figura A5.4, se detallan los pasos a seguir para obtener la distribución de probabilidad de tiempo de vida para componentes mecánicos y eléctricos. Este procedimiento es el utilizado por los expertos de WindStats Newsletter para sus publicaciones.

A partir de datos empíricos como los de historiales de falla y suspensión, se determina una distribución de probabilidad teórica, tratando de ajustar los datos a distribuciones conocidas, por ejemplo la normal, Weibull, exponencial y otras. Para esto se utilizan métodos analíticos o gráficos de ajuste de datos.

Una vez seleccionada la distribución teórica, se determinan los parámetros de esta, con métodos gráficos como las hojas Weibull o métodos analíticos como el de mínimos cuadrados o máximo ajuste.

La distribución determinada debe ser verificada con pruebas estadísticas y de bondad de ajuste, para posteriormente confirmar que la distribución de probabilidad seleccionada es

adecuada para los datos que se tienen. Lo anterior involucra criterio del experto y resultados positivos obtenidos en la fase de prueba.

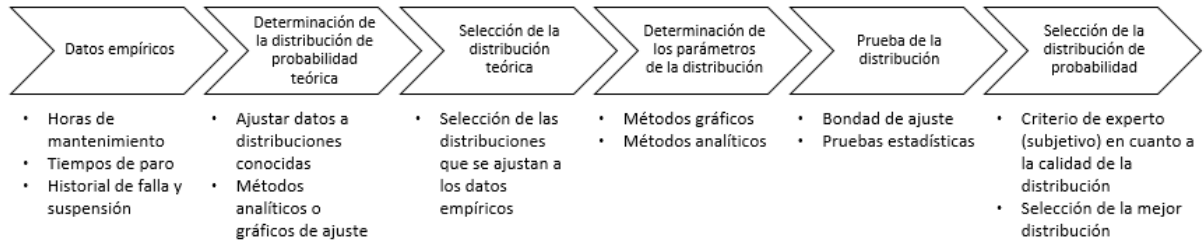


Figura A5.4 Algoritmo para seleccionar una distribución de probabilidad a partir de datos empíricos

Fuente: Chandler, 2003

En la Figura A5.5, se presenta parte de una tabla publicada por Bloch y Geitner en 1994 y actualizada en 2010. Los autores advierten que esta base de datos de distribuciones Weibull para distintos componentes requiere de un ejercicio considerable de criterio ingenieril para la aplicación de los datos presentados. Indican que se debe conocer el contexto específico para decidir si es conveniente usar o no los datos ofrecidos. En el sitio web <http://www.barringer1.com/wdbase.htm> se encuentra disponible la base de datos completa.

Item	Beta Values			Eta Values		
	(Weibull Shape Factor)			(Weibull Characteristic Life--hours)		
	Low	Typical	High	Low	Typical	High
Components				My engineering judgment does not support the range of a few values shown in published databases		
Ball bearing	0.7	1.3	3.5	14,000	40,000	250,000
Roller bearings	0.7	1.3	3.5	9,000	50,000	125,000
Sleeve bearing	0.7	1	3	10,000	50,000	143,000
Belts, drive	0.5	1.2	2.8	9,000	30,000	91,000
Bellows, hydraulic	0.5	1.3	3	14,000	50,000	100,000
Bolts	0.5	3	10	125,000	300,000	100,000,000
Clutches, friction	0.5	1.4	3	67,000	100,000	500,000
Clutches, magnetic	0.8	1	1.6	100,000	150,000	333,000
Couplings	0.8	2	6	25,000	75,000	333,000
Couplings, gear	0.8	2.5	4	25,000	75,000	1,250,000
Cylinders, hydraulic	1	2	3.8	9,000,000	900,000	200,000,000
Diaphragm, metal	0.5	3	6	50,000	65,000	500,000
Diaphragm, rubber	0.5	1.1	1.4	50,000	60,000	300,000
Gaskets, hydraulics	0.5	1.1	1.4	700,000	75,000	3,300,000
Filter, oil	0.5	1.1	1.4	20,000	25,000	125,000
Gears	0.5	2	6	33,000	75,000	500,000
Impellers, pumps	0.5	2.5	6	125,000	150,000	1,400,000
Joints, mechanical	0.5	1.2	6	1,400,000	150,000	10,000,000
Knife edges, fulcrum	0.5	1	6	1,700,000	2,000,000	16,700,000
Liner, recip. comp. cyl.	0.5	1.8	3	20,000	50,000	300,000
Nuts	0.5	1.1	1.4	14,000	50,000	500,000
"O"-rings, elastomeric	0.5	1.1	1.4	5,000	20,000	33,000
Packings, recip. comp. rod	0.5	1.1	1.4	5,000	20,000	33,000
Pins	0.5	1.4	5	17,000	50,000	170,000
Pivots	0.5	1.4	5	300,000	400,000	1,400,000
Pistons, engines	0.5	1.4	3	20,000	75,000	170,000
Pumps, lubricators	0.5	1.1	1.4	13,000	50,000	125,000
Seals, mechanical	0.8	1.4	4	3,000	25,000	50,000
Shafts, cent. pumps	0.8	1.2	3	50,000	50,000	300,000
Springs	0.5	1.1	3	14,000	25,000	5,000,000
Vibration mounts	0.5	1.1	2.2	17,000	50,000	200,000
Wear rings, cent. pumps	0.5	1.1	4	10,000	50,000	90,000
Valves, recip comp.	0.5	1.4	4	3,000	40,000	80,000

Figura A5.5 Base de datos con distribuciones Weibull para distintos componentes mecánicos

Fuente: Bloch y Geitner, 1994

Anexo 6: Historiales de falla y suspensión

En la Figura A6.6, se muestra un historial de falla y suspensión elaborado en Finlandia desde el 2000 hasta el 2004, el cual incluye tiempo total de paro por componente y por año, distribución del tiempo de paro, número de fallas por componente y año y distribución de tiempo de paro por falla. Se observa en la Figura A6.7, una tabla específica para el estudio de fallas y suspensiones en los subcomponentes de la caja multiplicadora, al ser esta una parte con alta frecuencia de fallas.

Component	Total downtime per component, 2000-2004 [h]	Average downtime per year [h/yr]	Average downtime per year per turbine [h/yr/turbine]	Distribution of downtime, 2000-2004 [%]	Total number of failures per component, 2000-2004 [n]	Average number of failures per year [n/yr]	Average number of failures per year per turbine [n/yr/turbine]	Distribution of failures, 2000-2004 [%]	Average downtime per failure, 2000-2004 [h/failure]
Hub	60	12	0,2	0,1	3	0,6	0,01	0,6	20
Blades/Pitch	17916	3583	50,3	21,2	70	14,0	0,20	14,3	256
Generator	3686	737	10,4	4,4	30	6,0	0,08	6,1	123
Electric system	5427	1085	15,2	6,4	38	7,6	0,11	7,7	143
Control system	1431	286	4,0	1,7	34	6,8	0,10	6,9	42
Drive train	0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,00	0,0	0
Sensors	1727	345	4,9	2,0	41	8,2	0,12	8,4	42
Gears	27706	5541	88,0	32,8	46	9,2	0,15	9,4	602
Mechanical brakes	2330	466	6,5	2,8	16	3,2	0,04	3,3	146
Hydraulics	9652	1930	30,6	11,4	112	22,4	0,36	22,8	86
Yaw system	5495	1099	15,4	6,5	36	7,2	0,10	7,3	153
Structure	5524	1105	15,5	6,5	31	6,2	0,09	6,3	178
Entire unit	0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,00	0,0	0
Other	1739	348	4,9	2,1	22	4,4	0,06	4,5	79
Unknown	1735	347	4,9	2,1	12	2,4	0,03	2,4	145
Total	84428	16886	237,2	100,0	491	98,2	1,38	100,0	172

Figura A6.6 Frecuencia de falla y tiempos de paro en sistemas de aerogeneración fineses

Fuente: Tuulivoiman Tuotantotilastot Vuosiraportti, 2000-2004, Finlandia

Table 12: Overview of gearbox failures in Finland, 2000-2005

Component	Subcomponent	Total downtime per component, 2000-2004 [hours]	Total number of failures per component, 2000-2004 [n]	Percentage of total number of failures, 2000-2004 [%]	Percentage of total downtime, 2000-2004 [%]	Average downtime per component, 2000-2004 [hours/failure]
Gearbox	Gearbox general	23935	35	7,1	28,3	684
	Wheel	2232	4	0,8	2,6	558
	Shaft	1423	2	0,4	1,7	712
	Sealing	116	5	1,0	0,1	23
	Bearings	0	0	0,0	0,0	0
	Lubrication system	0	0	0,0	0,0	0
Gearbox total	-	Total: 27706	Total 46	Total: 9,4	Total: 32,8	Average:602
All components	-	Total: 84428	Total: 491	Total: 100	Total: 100	Average:172

Source: Tuulivoiman Tuotantotilastot Vuosiraportti 2000-2004

Figura A6.7 Resumen de fallas de caja multiplicadora en sistemas de aerogeneración fineses

Fuente: Tuulivoiman Tuotantotilastot Vuosiraportti, 2000-2004, Finlandia

Otro ejemplo de historiales de falla y suspensión se proporciona en la Figura A6.8, mismo que corresponde a un historial de Suecia, con datos recolectados de 1999 a 2005, donde se detallan fechas de falla y suspensión de subcomponentes de cajas multiplicadoras de distintos aerogeneradores en diferentes parques eólicos del país citado.

Table 1: Gearbox failure data

Wind Farm (WF)	Wind Turbine (WT)	Component Manufacturer	Fail date dd/mm/yyyy	HSS bearing	IMS bearing	Gear wheels	Gearbox catastrophic
WT-F	WF-F-WT-1	8	"24/11/1999"	F	S	S	F
WT-F	WF-F-WT-18	8	"13/01/2000"	F	S	F	F
WT-F	WF-F-WT-24	8	"26/03/2001"	F	S	S	F
WT-F	WF-F-WT-07	8	"23/07/2001"	F	S	S	S
WT-F	WF-F-WT-15	8	"19/11/2001"	F	S	F	S
WF-A	WF-A-WT-8	9	"05/05/2003"	F	F	S	S
WF-A	WF-A-WT-14	9	"06/06/2003"	F	F	S	S
WF-A	WF-A-WT-23	9	"04/08/2003"	F	S	S	S
WF-A	WF-A-WT-9	9	"27/08/2003"	F	F	S	S
WF-B	WF-B-WT-6	9	"11/09/2003"	F	F	S	S
WF-B	WF-B-WT-10	9	"04/11/2003"	S	S	S	S
WF-B	WF-B-WT-6	10	"04/11/2003"	S	S	S	S
WF-B	WF-B-WT-14	9	"22/11/2003"	S	S	S	S
WF-F	WF-F-WT-19	9	"18/06/2004"	S	S	F	S
WF-G	WF-G-WT-9	9	"30/06/2004"	F	F	S	F
WF-A	WF-A-WT-33	8	"09/10/2004"	S	S	F	F
WF-A	WF-A-WT-1	8	"18/10/2004"	S	S	S	S
WF-A	WF-A-WT-19	8	"30/10/2004"	S	S	S	S
WF-C	WF-C-WT-7	11	"01/11/2004"	F	S	F	S
WF-D	WF-D-WT-20	10	"04/02/2005"	S	S	F	S
WF-A	WF-A-WT-19	10	"02/04/2005"	S	S	F	S
WF-D	WF-D-WT-2	8	"11/05/2005"	S	S	S	S

Figura A6.8 Datos de falla de cajas multiplicadoras de turbinas eólicas en Suecia

Fuente: Driftuppföljning av Vindkraftverk Årsrapport 1999-2005, Suecia

Anexo 7: Procedimiento para crear redes neuronales en Neuroph Studio

Para utilizar Neuroph Studio, primeramente se instala Java 1.8, luego los paquetes respectivos y por último el ejecutable de instalación según sea el Windows o Linux el sistema operativo. Todo lo que se debe instalar se encuentra en una carpeta de archivos comprimidos, la cual se descarga de la página oficial de Neuroph Studio. En la Figura A7.9 se observa el aspecto de la inicialización del software.



Figura A7.9 Inicialización del software Neuroph Studio, carga de módulos

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

Una vez instalada la plataforma, se pueden construir una a una las redes neuronales respectivas. A manera de ejemplo, se realizará la construcción de la ANN correspondiente a la caja multiplicadora de una turbina eólica del proyecto Orosí.

El primer paso de este procedimiento consiste en crear un proyecto nuevo, para lo cual, en la pestaña “File” se selecciona “New Project” (ver Figura A7.10). Esto despliega una ventana donde en “Categories” se debe seleccionar la carpeta “Neuroph” y en “Projects” se selecciona “Neuroph Project” (ver Figura A7.11). Al oprimir el botón “Next”, aparecen casillas para nombrar el proyecto y elegir la ubicación del mismo (ver Figura A7.12).

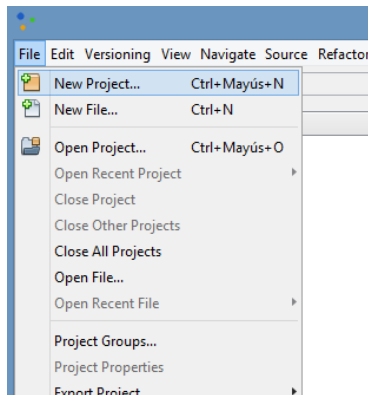


Figura A7.10 Creación de un proyecto nuevo

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

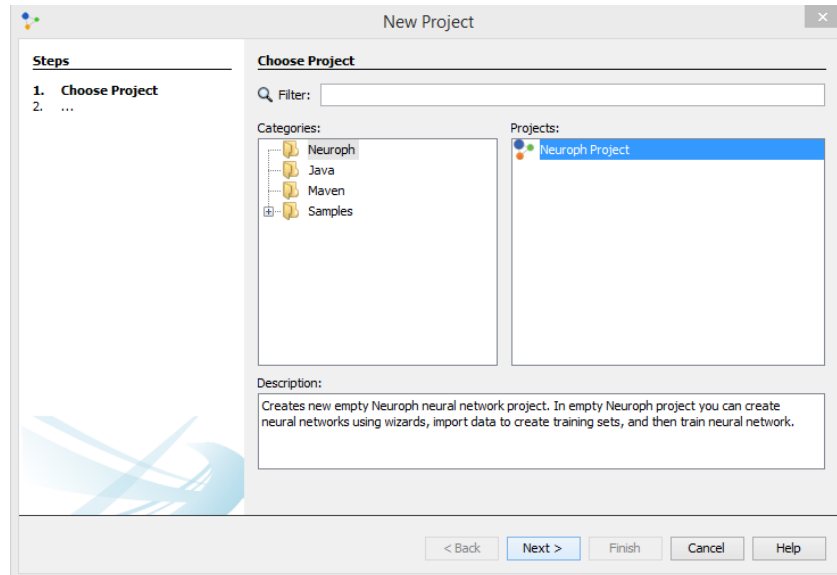


Figura A7.11 Ventana interactiva para la creación de un nuevo proyecto

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

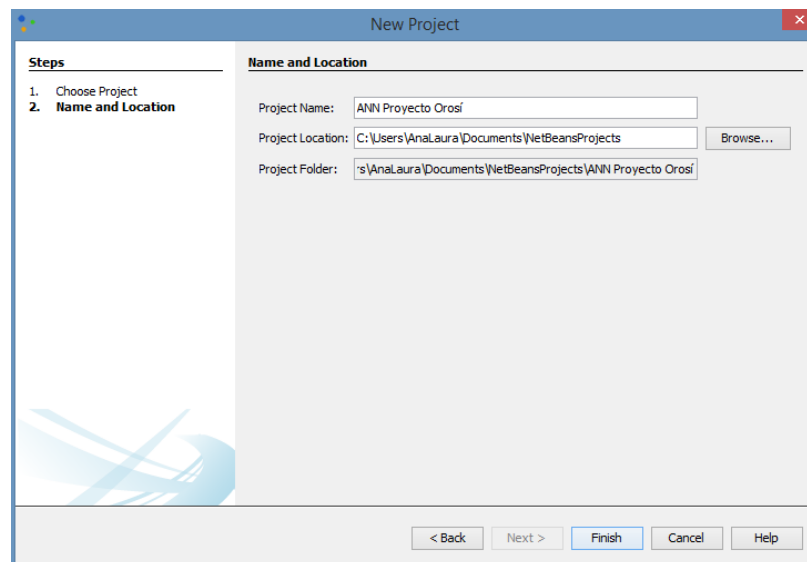


Figura A7.12 Opciones de guardado para el nuevo proyecto

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

Luego de crear el nuevo proyecto, se procede a crear la red, seleccionando la opción “New File” de la pestaña “File” (ver Figura A7.13). Cuando se abre la ventana de “New File”, se verifica que el archivo sea del proyecto creado, se selecciona “Neuroph” en “Categories” y se selecciona “Neural Network” en “File Types” (ver Figura A7.14). Al dar “Next”, se despliegan las opciones de configuración de la red neuronal. Se nombra la red y se elige la arquitectura de la misma, que para este caso corresponde a un “Multi Layer Perceptron”. Como se observa en la Figura A7.15, el software ofrece varias opciones de arquitectura para redes neuronales.

En la última ventana de “New File”, se encuentra la determinación de parámetros para el perceptrón multicapa (ver Figura A7.16). Para la red neuronal de la caja multiplicadora, se tienen diez neuronas de entrada, cinco en la primera capa oculta, tres en la segunda capa oculta y una neurona de salida. Para las neuronas ocultas, el ingreso de datos se determina con un espacio, es decir, se coloca el 5 y al dar espacio y colocar el 3, el programa interpreta la forma en que se desean las capas ocultas. Se selecciona la opción “Use Bias Neurons” para evitar el problema de salidas no deseadas. También se elige la función sigmoïdal como función de transferencia y la retropropagación como regla de aprendizaje.

Cuando se oprime el botón “Finish”, en el panel principal de la interfaz se presenta la red neuronal creada, tal como se observa en la Figura A7.17.

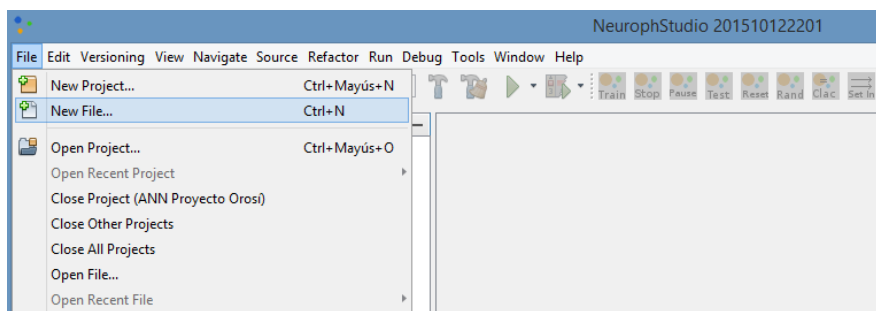


Figura A7.13 Creación de un archivo nuevo

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

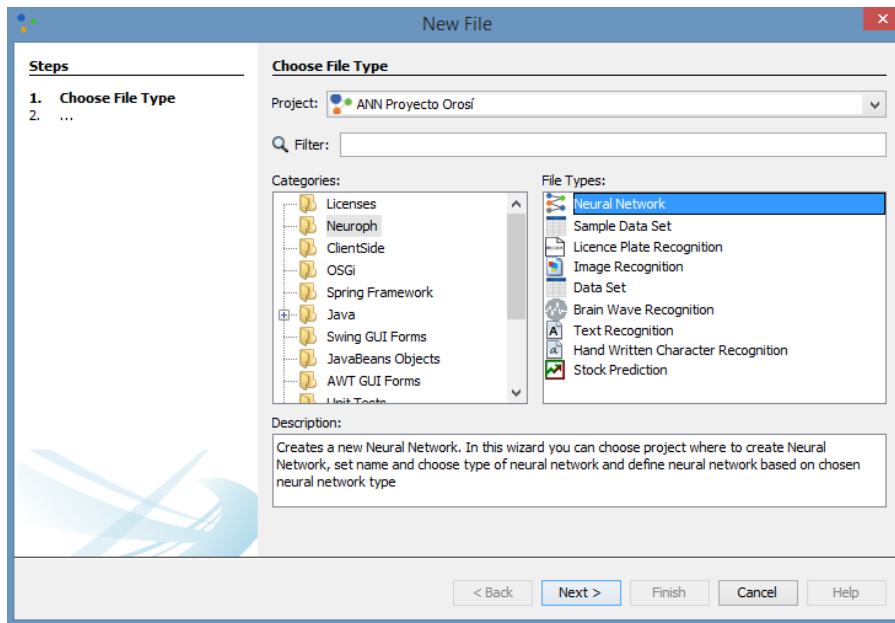


Figura A7.14 Ventana interactiva para la creación de un archivo nuevo

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

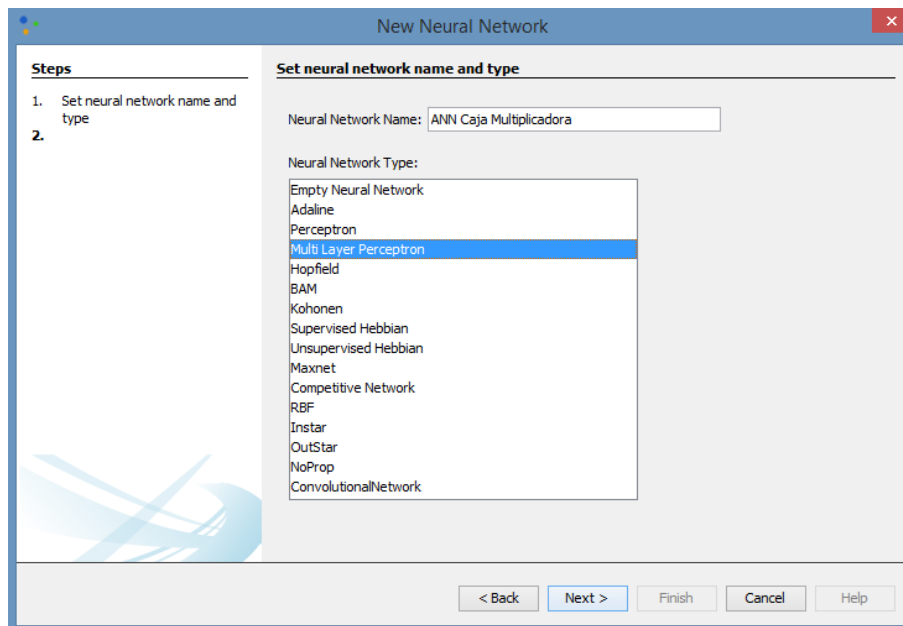


Figura A7.15 Selección de la arquitectura de la red neuronal

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

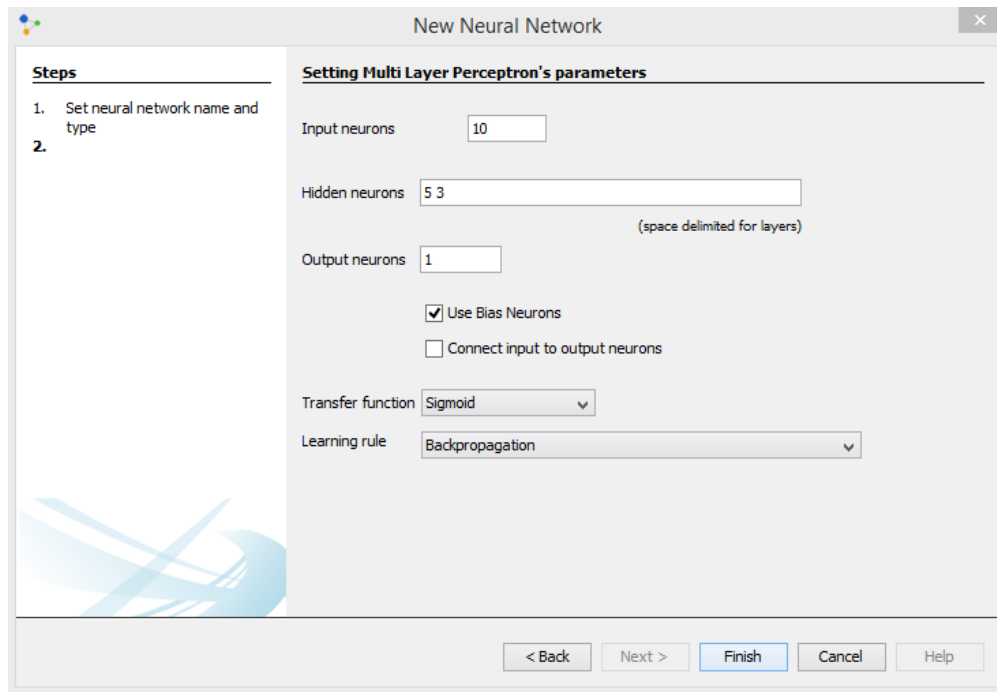


Figura A7.16 Configuración de las unidades neuronales, función de transferencia y regla de aprendizaje de la red neuronal

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

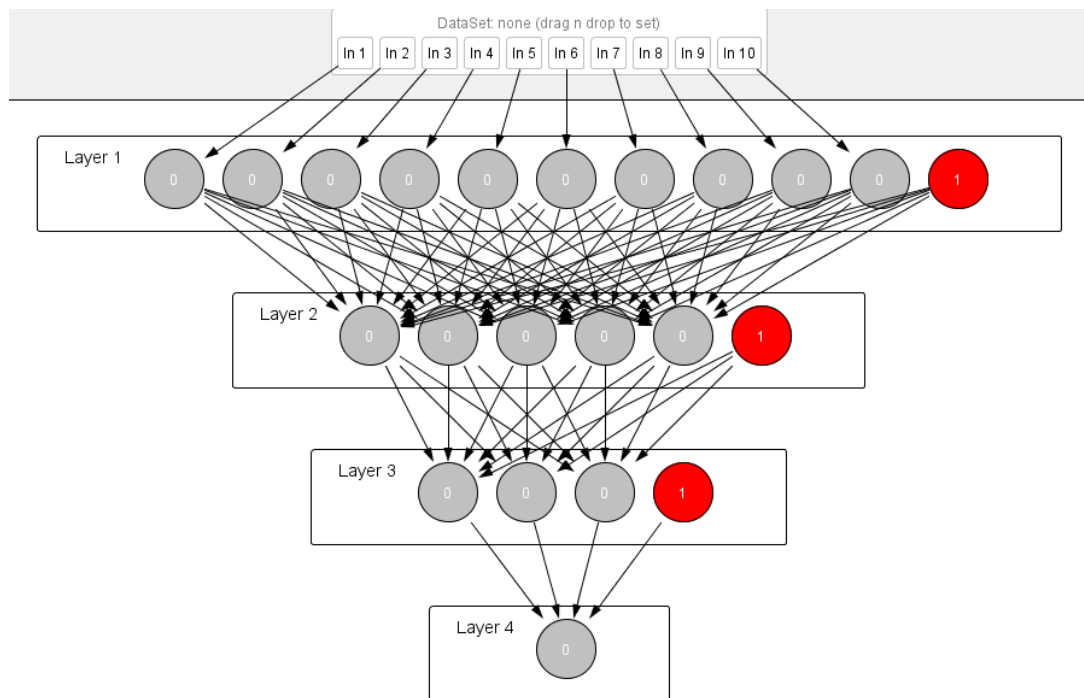


Figura A7.17 Red neuronal creada para la caja multiplicadora

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

Una vez definida la estructura de la red, se procede a ejecutar el entrenamiento de la misma. Para esto, se utiliza el historial de falla y suspensión. Según Chang, Hsieh y Chang (2010, p. 1478), para el entrenamiento se debe utilizar el 80% de los datos, y el 20% restante se reserva para la validación de la red neuronal.

La anterior recomendación es para historiales como los mostrados en el anexo 6, con largos períodos de toma de datos. Se sugiere para este caso utilizar una proporción de 90% contra 10% durante el primer año de historial y posteriormente, repetir el entrenamiento y validación con la proporción de 80% contra 20%.

Los conjuntos de datos son un tipo de archivo en Neuroph Studio, por lo cual, en “New File” se elige “Data Set” como tipo de archivo (ver Figura A7.18). Seguidamente, se debe definir el número de entradas y salidas del conjunto de datos (ver Figura A7.19). El programa también brinda la opción de cargar datos desde otras plataformas, como Excel.

Si se desea ingresar los datos manualmente, se despliega un conjunto de celdas para los datos, y se pueden agregar o eliminar filas de datos (ver Figura A7.20).

Cuando se tienen los datos, el archivo de extensión .tset de la zona izquierda de la interfaz debe arrastrarse a la red (ver Figura A7.21). Al arrastrar el archivo, se activa la barra de tratamiento de la red, con las opciones “Train”, “Stop”, “Pause”, “Test”, “Reset”, “Rand”, “Clac” y “Set In”. El primer paso es entrenar a la red, para lo cual se selecciona la opción “Train” y en ese momento se muestra una ventana del proceso de entrenamiento (ver Figura A7.21). En esta ventana se elige el criterio de paro, ya sea con error máximo permitido o con un número de iteraciones determinado. También se configuran los parámetros de aprendizaje tales como tasa de aprendizaje y momentum. Se selecciona la opción “Display Error Graph” para observar el comportamiento del error en función de las iteraciones. Con los datos predeterminados y el ejemplo de una compuerta lógica AND, en la Figura A7.23 se observa el gráfico de error propio del entrenamiento de esta red.

Una vez que se entrena la red, se procede a validarla, seleccionando la opción “Test” de la barra de tratamiento de la red. En la Figura A7.24 se muestra un ejemplo sencillo de validación, donde en la ventana de resultados de prueba se visualizan las entradas, la salida obtenida y la salida esperada, así como el error asociado. Un dato muy valioso a raíz de la prueba es el error total por mínimos cuadrados, que para el ejemplo de la compuerta lógica AND es de 0,25. El dato anterior se utiliza en el método de simulación para evaluar el costo, en el paso de establecer el tiempo previsto de falla de los componentes.

Con la opción “Set In” se puede probar de manera manual cualquier combinación de entradas, para lo cual se despliega una ventana como la mostrada en la Figura A7.25, donde se ingresa cada dato separado por un espacio.

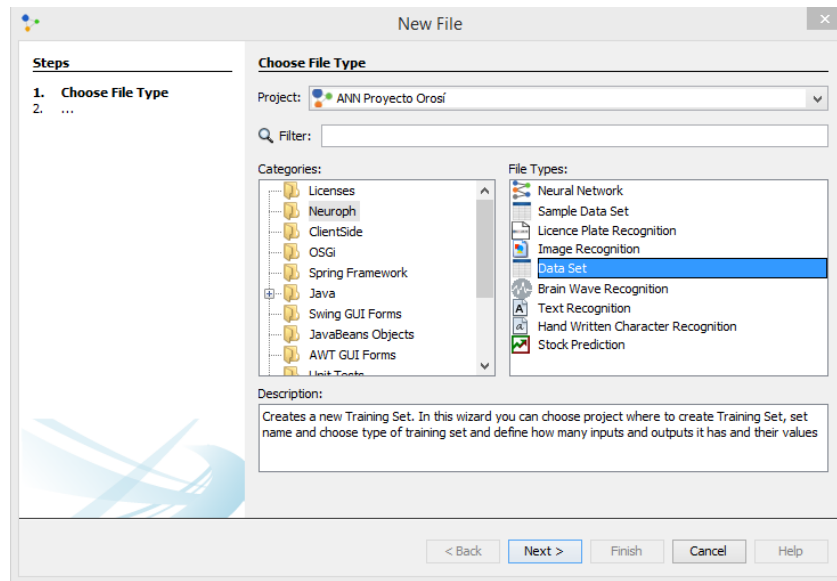


Figura A7.18 Creación de un archivo nuevo para un conjunto de datos

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

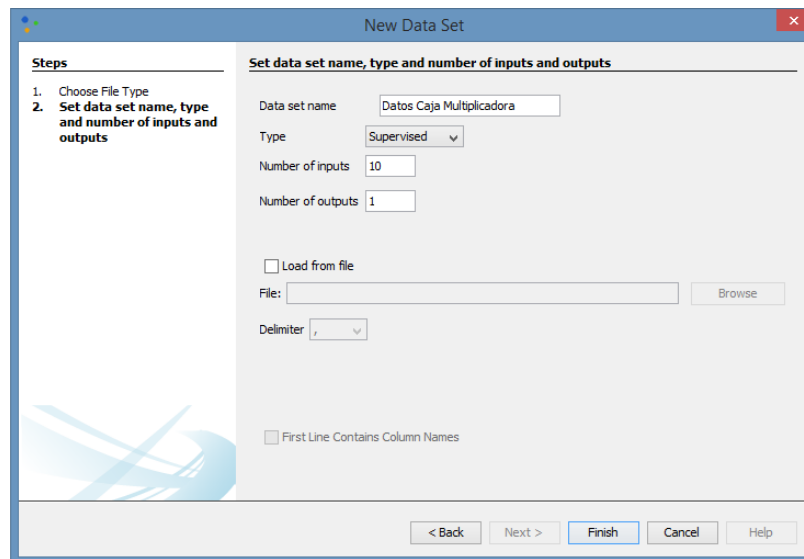


Figura A7.19 Ventana interactiva para la creación de un nuevo conjunto de datos

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

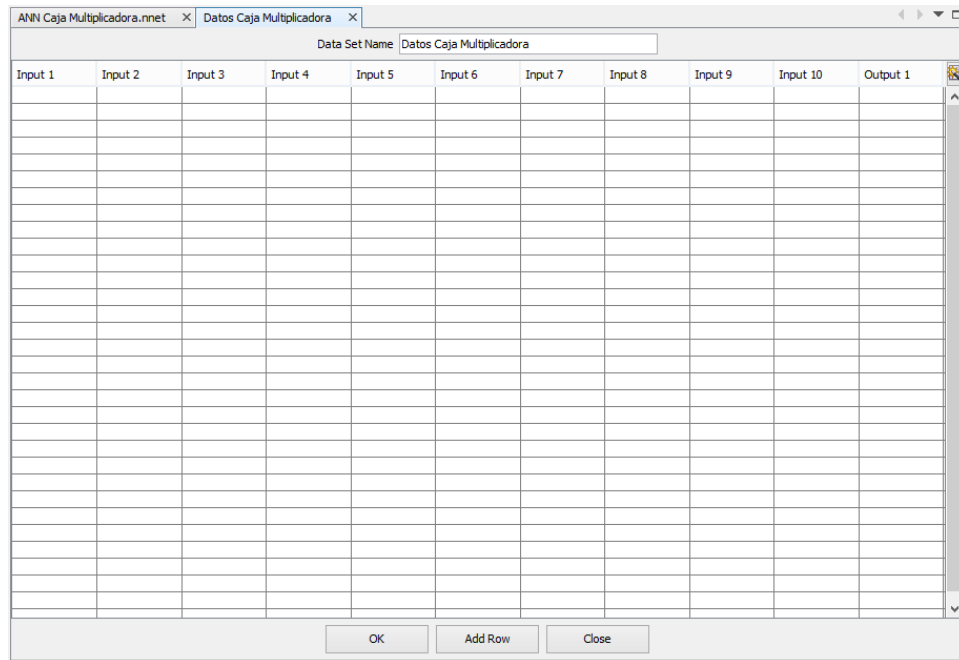


Figura A7.20 Interfaz con celdas para el ingreso manual de datos

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

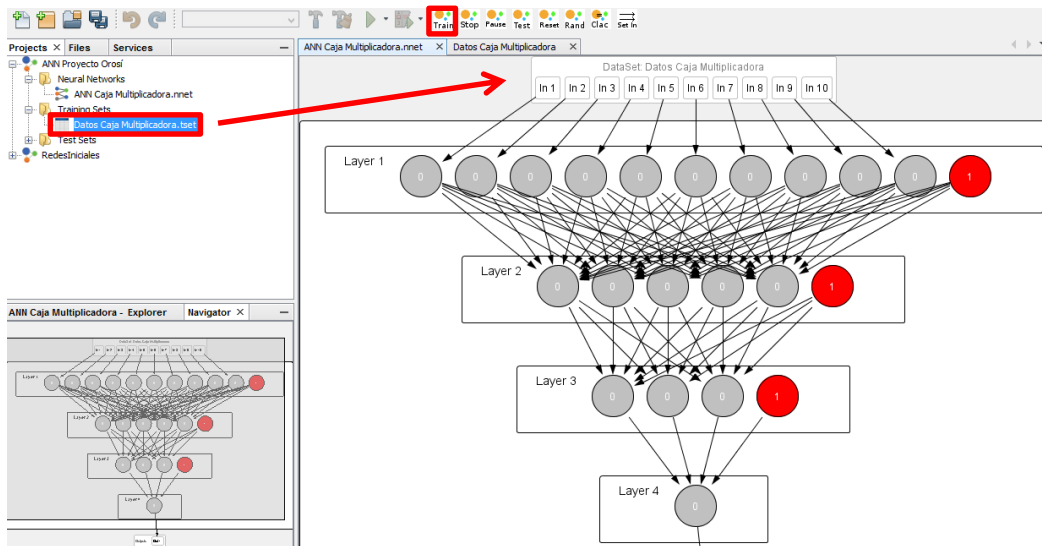


Figura A7.21 Entrenamiento de la red neuronal

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

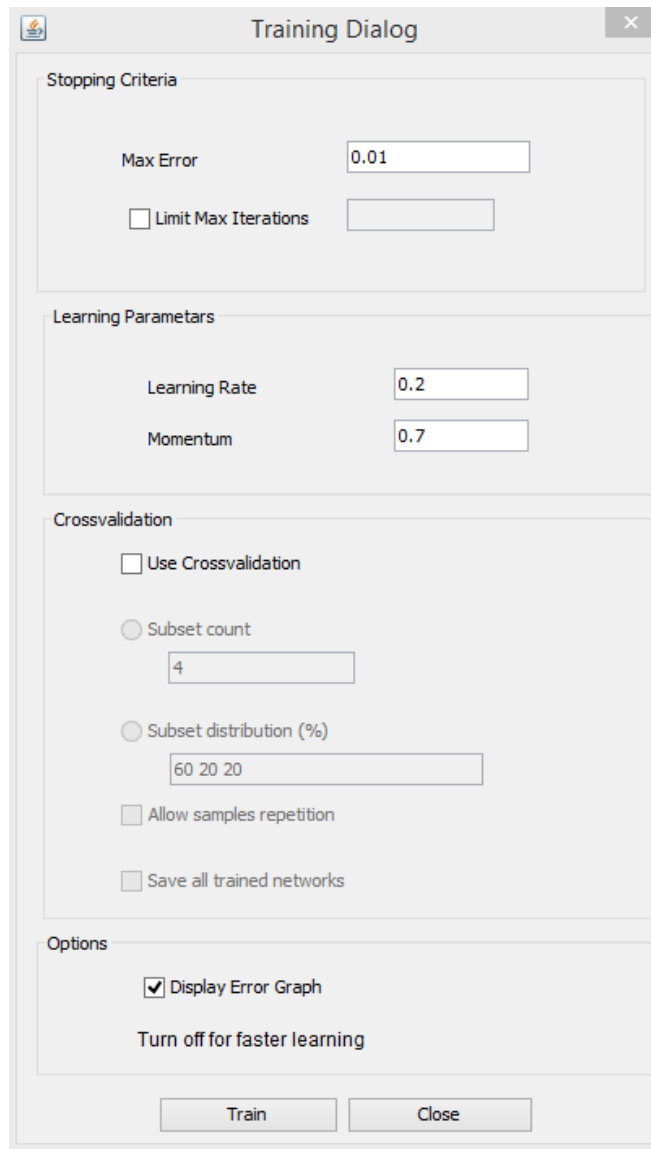


Figura A7.22 Ventana interactiva con opciones para el entrenamiento de la red neuronal

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

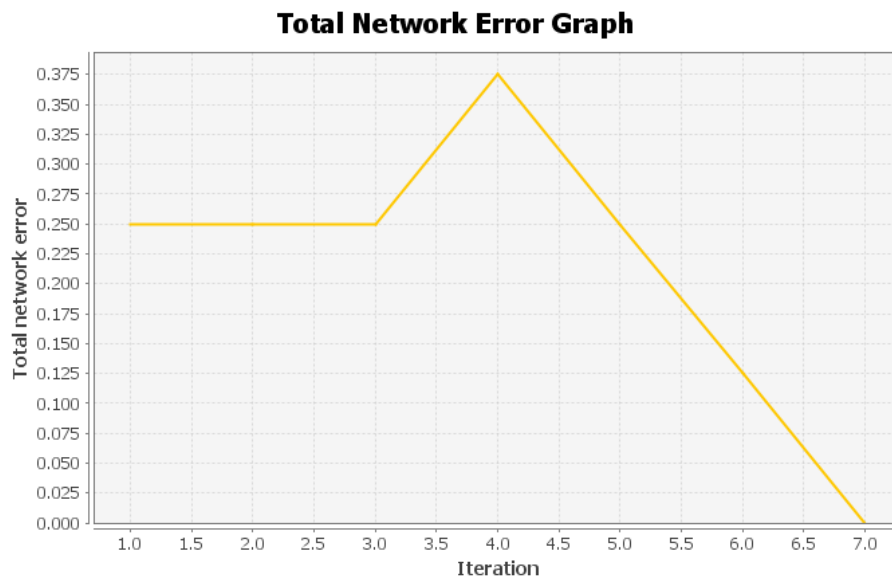


Figura A7.23 Gráfica de error total de la red, error total en función de las iteraciones

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

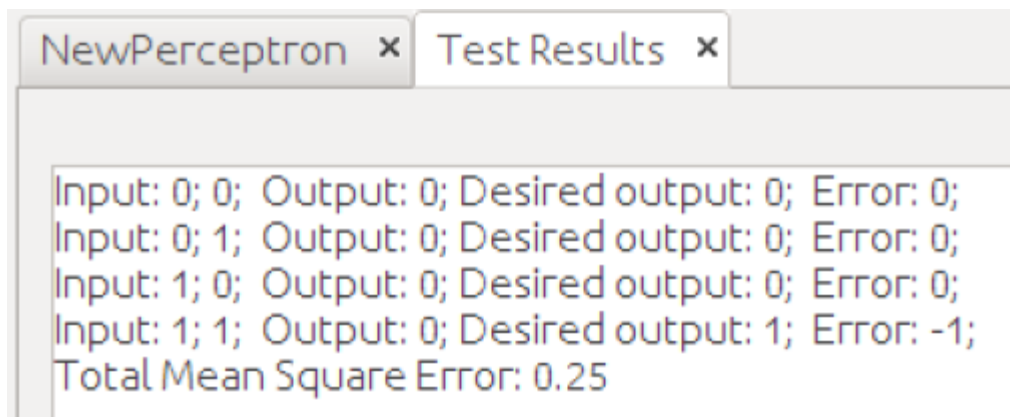


Figura A7.24 Resultados de la validación y error total por mínimos cuadrados

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

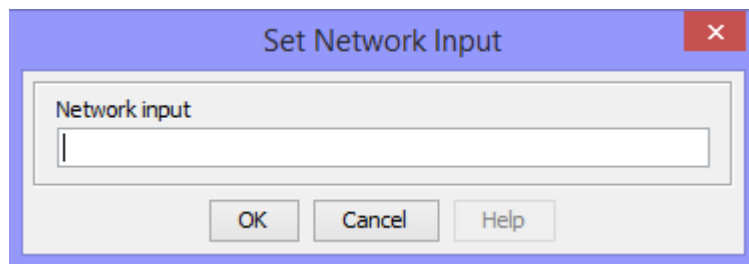


Figura A7.25 Ventana para ingresar datos de prueba

Fuente: Neuroph Studio 2.92, 2016

Anexo 8: Colocación de los sensores

En el presente anexo se muestran maneras de colocar los distintos sensores en los componentes de los aerogeneradores. Las ilustraciones presentadas son meramente referenciales, ya que pueden existir ligeras variaciones entre un fabricante y otro.

A8.1 Acelerómetros

Los acelerómetros deben ser rígidamente montados, puesto que con este método es seguro el funcionamiento permanente sin inconvenientes que presentan otros tipos de montaje como el magnético.

En la norma ISO 5348 se establecen lineamientos para la instalación de los acelerómetros, por ejemplo, en la Figura A8.26, se muestra la manera de colocar estos sensores dependiendo de la posición del puerto conector del acelerómetro.

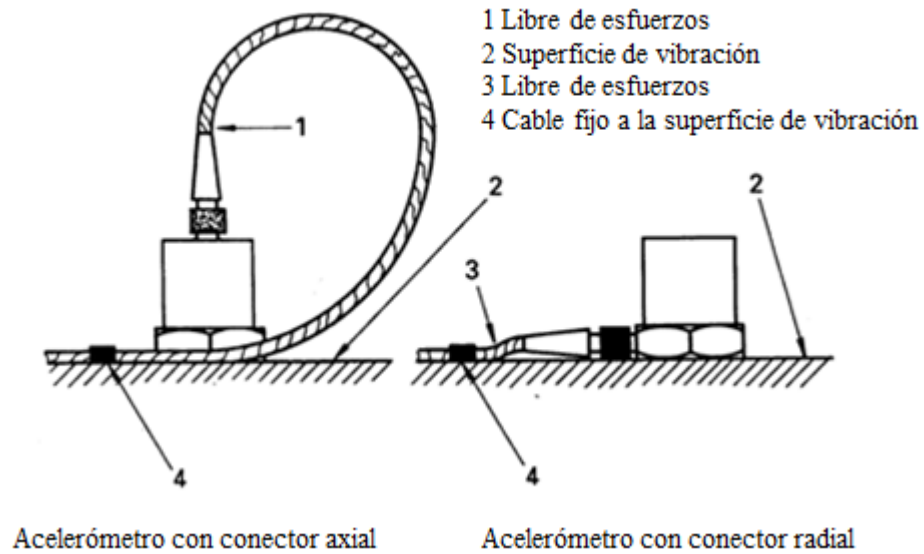


Figura A8.26 Instalación de acelerómetros con conectores axiales y radiales

Fuente: Norma ISO 5348, 1998

Las fotografías mostradas a continuación pertenecen al Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos, y corresponden a la instalación física de acelerómetros en un aerogenerador. Las figuras A8.27 y A8.28 corresponden a los sensores del rotor, A8.29 y A8.30 al rodamiento principal y A8.31 y A8.32 a la caja multiplicadora, en las posiciones establecidas por la norma ISO 10816-21.



Figura A8.27 Colocación de acelerómetro para el rotor, posición radial

Fuente: National Renewable Energy Laboratory, 2011



Figura A8.28 Colocación de acelerómetro para el rotor, posición axial

Fuente: National Renewable Energy Laboratory, 2011



Figura A8.29 Colocación de acelerómetro para el rodamiento principal, posición radial

Fuente: National Renewable Energy Laboratory, 2011



Figura A8.30 Colocación de acelerómetro para el rodamiento principal, posición axial

Fuente: National Renewable Energy Laboratory, 2011



Figura A8.31 Colocación de acelerómetro para la caja multiplicadora, posición radial

Fuente: National Renewable Energy Laboratory, 2011



Figura A8.32 Colocación de acelerómetro para la caja multiplicadora, posición axial

Fuente: National Renewable Energy Laboratory, 2011

A8.2 Sensor contador de partículas en el aceite

El sensor ANALEXrs Ferro se coloca en el circuito de lubricación de la caja multiplicadora y su funcionamiento se observa de forma esquemática en la Figura A8.33. El aceite fluye a través del sensor, tal y como se muestra en la Figura A8.34.

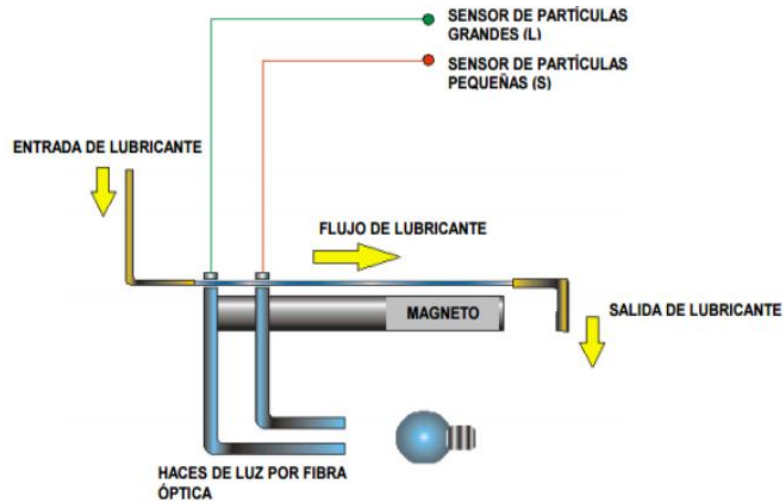


Figura A8.33 Funcionamiento del sensor contador de partículas en aceite

Fuente: Rueda, 2005



Figura A8.34 Colocación del sensor contador de partículas en aceite

Fuente: Kittiwake, Catálogo Técnico, 2015

A8.3 Termopar

El requisito principal para la colocación del termopar tipo T es que las láminas metálicas del conector hagan contacto directo con la carcasa del generador. En la Figura A8.35, se muestra el termopar y las láminas metálicas del conector.



Figura A8.35 Conector de termopar tipo T

Fuente: National Instruments, Tienda Virtual, 2016

A8.4 Puntas especializadas de voltaje

Los devanados del generador cuentan con terminales para colocar las puntas especializadas de voltaje. Las mediciones se realizan en cada una de las tres fases. A manera de guía, en la Figura A8.36 se visualiza el acople de las puntas de prueba en las terminales del generador eléctrico.

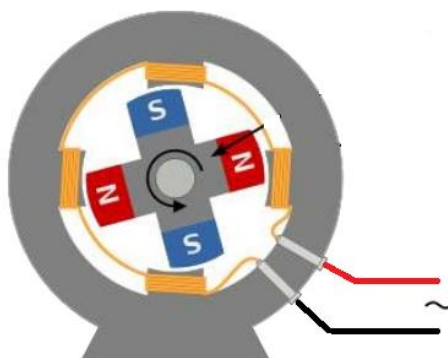


Figura A8.36 Colocación de puntas especializadas de voltaje en el generador eléctrico

Fuente: Enel S.A, 2014

Anexo 9: Cotizaciones

Seguidamente se presentan las cotizaciones realizadas para el proyecto de diseño de un modelo de toma de decisiones de mantenimiento basado en el deterioro multiestado para un sistema de aerogeneración instalado en Costa Rica.

WindStats Newsletter

Monthly production and operating data from thousands of wind turbines up and running in some of the most active wind regions of the world, together with in-depth articles from some of the best known names in wind energy today, make WindStats Newsletter one source of information you don't want to be without. Published quarterly since 1987.

US\$430

Website

Publisher

Forlaget Vistoft
PO Box 1845
Grand Junction CO 81502
USA

Email: windstats@windstats.com

Phone: 970 242-6887

Fax: 970 242-6887

Figura A9.37 Costo del WindStats Newsletter 2016, Energy Central

Fuente: <http://www.energycentral.com/reference/directories/publications/1103/WindStats-Newsletter>

No. de Configuración **CR4986874**

Integrated Controller and Chassis			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
783851-01	cRIO-9039, 1.91 GHz, 8-Slot, 325T FPGA, RT, Non-XT	1	\$ 8,250
	Standard Repair Coverage	1	
			Subtotal: \$ 8,250
Módulos			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
779519-01	NI 9205 32-Channel ±10 V, 250 kS/s, 16-Bit Analog Input Module	1	\$ 970
	Standard Repair Coverage	1	
779567-01	NI 9940 Backshell for 36-pos connector block (qty 1)	1	\$ 35
783108-01	NI 9244, 400 Vrms L-N, 24-Bit, 50 kS/s/ch, 3-Ch, AI Module	1	\$ 1,815
	Standard Repair Coverage	1	
783154-01	NI 9969, Strain Relief and Extra Connector for NI 9244 (qty 1)	1	\$ 35
779001-01	NI 9211 4-Ch ±80 mV, 14 S/s, 24-Bit TC and Diff AI	1	\$ 400
	Standard Repair Coverage	1	
779017-01	NI 9932 Backshell with 10-pos connector block (qty 1)	1	\$ 35
783924-01	NI 9230, 3-Ch, +/-30 V, 12.8 kS/s/ch, 24-Bit, IEPE AI Module	3	\$ 605
	Standard Repair Coverage	3	
198375-01	NI 9971 Backshell for 2-pos connector block (qty 4)	3	\$ 35
782802-01	EMI Suppression Ferrite for NI 9230/9232 (qty 1)	3	\$ 5
781992-01	NI 9795, WSN C Series Gateway	1	\$ 480
	Standard Repair Coverage	1	
			Subtotal: \$ 5,705
Accesorios de Sistema			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
157267-01	Panel Mounting Kit for 8-Slot NI cRIO-903x and NI cDAQ-9133/35	1	\$ 65
781093-01	NI PS-15 Power Supply, 24 VDC, 5 A, 100-120/200-240 VAC Input	2	\$ 245
	Standard Repair Coverage	2	
198375-01	NI 9971 Backshell for 2-pos connector block (qty 4)	3	\$ 35
781294-01	NI 9792: Programmable controller, integrated WSN gateway-Americas	1	\$ 2,000
	Standard Repair Coverage	1	
781074-01	NI WSN-3282, DIN Rail Mount Kit for measurement nodes or gateways	1	\$ 35
			Subtotal: \$ 2,695
Servicios			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
SRV- CR4986874	Standard Service Program for CompactRIO Systems	1	
			\$ 1,540.88
			\$ 1,309.76
			Subtotal: \$ 1,309.76
			Usted Ahorra: \$ 231.12 (15%)
Software			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
784005-35	LabVIEW Embedded Control and Monitoring Suite, USB, Include 1 Year SSP	1	\$ 11,000
			Subtotal: \$ 11,000

* El precio no incluye impuestos locales (GST) o cargos por envío.

Precio Total: \$ 28,959.76

Usted Ahorra: \$ 231.12 (1%)

Figura A9.38 Costo según el configurador de Compact RIO para el monitoreo de un aerogenerador

Fuente: Tienda Virtual, National Instruments, 2016

Número de Parte	Descripción	Envío estimado	Precio Unitario	Cant.	Total
780984-01	IMI Industrial Accelerometer Cable, 10 ft w/BNC termination	13 - 18	\$ 60.00	<input type="text" value="9"/>	\$ 540.00 x
779567-01	NI 9940 Backshell for 36-pos connector block (qty 1)	8 - 13	\$ 35.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 35.00 x
194612-02	RJ50 Cable for 9944, 9945, and 9949, 2m (qty 4)	8 - 13	\$ 35.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 35.00 x
745685-T01	T-type Thermocouples (Grounded) (-328 deg F to 500 deg F)	15 - 23	\$ 90.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 90.00 x
745688-T10	T-Type Minithermocouple Plug (QTY 10)	15 - 23	\$ 55.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 55.00 x
185692-01	P-3 Probe Set, Banana Plug to Bare Wire DMM Cable, 1 m	13 - 18	\$ 35.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 35.00 x
782802-01	EMI Suppression Ferrite for NI 9230/9232 (qty 1)	8 - 13	\$ 5.00	<input type="text" value="9"/>	\$ 45.00 x
779001-01	NI 9211 4-Ch ±80 mV, 14 S/s, 24-Bit TC and Diff AI	8 - 13	\$ 400.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 400.00 x
779017-01	NI 9932 Backshell with 10-pos connector block (qty 1)	8 - 13	\$ 35.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 35.00 x
CR4986874	Sistema Generado por un Configurador No. de Configuración: Ver Detalles	15 - 23	\$ 29,190.88 \$ 28,959.76	<input type="text" value="1"/>	\$ 28,959.76 x
Actualizar Cantidad					
Total de Artículos:					26
Subtotal:					\$ 30,229.76
Envío en Costa Rica <input type="text" value="DHL Air International"/>					\$ 624.58
Total de la Orden:					\$ 30,854.34
Usted Ahorra: \$ 231.12 (1%)					

Figura A9.39 Costo total para el monitoreo de un aerogenerador

Fuente: Tienda Virtual, National Instruments, 2016

CR4986874

Sistema Generado por un Configurador
No. de Configuración: | [Ver Detalles](#)

15 - 23

~~\$ 29,190.88~~

\$ 28,959.76

[x](#)

\$ 28,959.76

Número de Parte	Descripción	Precio Unitario*	Cant.*
779001-01	NI 9211 4-Ch ± 80 mV, 14 S/s, 24-Bit TC and Diff AI	\$ 400.00	1
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 32.30	1
779017-01	NI 9932 Backshell with 10-pos connector block (qty 1)	\$ 35.00	1
783824-01	NI 9230, 3-Ch, ± 30 V, 12.8 kS/s/ch, 24-Bit, IEPE AI Module	\$ 605.00	3
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 146.57	1
783154-01	NI 9969, Strain Relief and Extra Connector for NI 9244 (qty 1)	\$ 35.00	1
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 48.85	3
196375-01	NI 9971 Backshell for 2-pos connector block (qty 4)	\$ 35.00	6
782802-01	EMI Suppression Ferrite for NI 9230/9232 (qty 1)	\$ 5.00	3
783851-01	cRIO-9039, 1.91 GHz, 8-Slot, 325T FPGA, RT, Non-XT	\$ 8,250.00	1
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 666.19	1
157267-01	Panel Mounting Kit for 8-Slot NI cRIO-903x and NI cDAQ-9133/35	\$ 65.00	1
781093-01	NI PS-15 Power Supply, 24 VDC, 5 A, 100-120/200-240 VAC Input	\$ 245.00	2
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 19.78	2
781294-01	NI 9792: Programmable controller, integrated WSN gateway-Americas	\$ 2,000.00	1
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 161.50	1
781074-01	NI WSN-3282, DIN Rail Mount Kit for measurement nodes or gateways	\$ 35.00	1
784005-35	LabVIEW Embedded Control and Monitoring Suite, USB, Include 1 Year SSP	\$ 11,000.00	1
960903-323	Standard Service Program for CompactRIO Systems	\$ 0.00	1
781992-01	NI 9795, WSN C Series Gateway	\$ 480.00	1
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 38.76	1
779519-01	NI 9205 32-Channel ± 10 V, 250 kS/s, 16-Bit Analog Input Module	\$ 970.00	1
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 78.33	1
783106-01	NI 9244, 400 Vrms L-N, 24-Bit, 50 kS/s/ch, 3-Ch, AI Module	\$ 1,815.00	1
779567-01	NI 9940 Backshell for 36-pos connector block (qty 1)	\$ 35.00	1

La cantidad y precio reflejan una sola configuración

Figura A9.40 Detalle de costos generado con el configurador para el monitoreo de un aerogenerador


Fuente: Tienda Virtual, National Instruments, 2016

Número de Parte	Descripción	Envío estimado	Precio Unitario	Cant.	Total
780984-01	IMI Industrial Accelerometer Cable, 10 ft w/BNC termination	13 - 18	\$ 60.00	<input type="text" value="225"/>	\$ 13,500.00 ✕
779567-01	NI 9940 Backshell for 36-pos connector block (qty 1)	8 - 13	\$ 35.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 875.00 ✕
194612-02	RJ50 Cable for 9944, 9945, and 9949, 2m (qty 4)	8 - 13	\$ 35.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 875.00 ✕
745685-T01	T-type Thermocouples (Grounded) (-328 deg F to 500 deg F)	15 - 23	\$ 90.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 2,250.00 ✕
745688-T10	T-Type Minithermocouple Plug (QTY 10)	15 - 23	\$ 55.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 1,375.00 ✕
185692-01	P-3 Probe Set, Banana Plug to Bare Wire DMM Cable, 1 m	13 - 18	\$ 35.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 875.00 ✕
782802-01	EMI Suppression Ferrite for NI 9230/9232 (qty 1)	8 - 13	\$ 5.00	<input type="text" value="225"/>	\$ 1,125.00 ✕
779001-01	NI 9211 4-Ch ±80 mV, 14 S/s, 24-Bit TC and Diff AI	8 - 13	\$ 400.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 10,000.00 ✕
779017-01	NI 9932 Backshell with 10-pos connector block (qty 1)	8 - 13	\$ 35.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 875.00 ✕
781294-01	NI 9792: Programmable controller, integrated WSN gateway-Americas	15 - 23	\$ 2,000.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 2,000.00 ✕
781093-01	NI PS-15 Power Supply, 24 VDC, 5 A, 100-120/200-240 VAC Input	4 - 5	\$ 245.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 245.00 ✕
781074-01	NI WSN-3282, DIN Rail Mount Kit for measurement nodes or gateways	8 - 13	\$ 35.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 35.00 ✕
CR4986919	Sistema Generado por un Configurator No. de Configuración: Ver Detalles	15 - 23	\$ 45,697.64 \$ 15,498.48	<input type="text" value="25"/>	\$ 387,462.00 ✕
PTOBUNDLE31848	LabVIEW Embedded Control and Monitoring No. de Paquete: BD102192 Ver Detalles	15 - 23	\$ 44,475.00 \$ 11,001.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 11,001.00 ✕
Actualizar Cantidad ↻					
Total de Artículos:					654
Subtotal:					\$ 432,493.00
Envío en Costa Rica <input type="text" value="DHL Air International"/>					\$ 9,134.51
Total de la Orden:					\$ 441,627.51
Usted Ahorra: \$ 8,452.25 (2%)					

Figura A9.41 Costo total para el sistema de monitoreo del proyecto eólico Orosí

Fuente: Tienda Virtual, National Instruments, 2016

No. de Configuración **CR4986919**

Integrated Controller and Chassis			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
783851-01	cRIO-9039, 1.91 GHz, 8-Slot, 325T FPGA, RT, Non-XT	1	\$ 8,250
	Standard Repair Coverage	1	
			Subtotal: \$ 8,250
Módulos			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
779519-01	NI 9205 32-Channel ±10 V, 250 kS/s, 16-Bit Analog Input Module	1	\$ 970
	Standard Repair Coverage	1	
779567-01	NI 9940 Backshell for 36-pos connector block (qty 1)	1	\$ 35
783106-01	NI 9244, 400 Vrms L-N, 24-Bit, 50 kS/s/ch, 3-Ch, AI Module	1	\$ 1,815
	Standard Repair Coverage	1	
783154-01	NI 9969, Strain Relief and Extra Connector for NI 9244 (qty 1)	1	\$ 35
779001-01	NI 9211 4-Ch ±80 mV, 14 S/s, 24-Bit TC and Diff AI	1	\$ 400
	Standard Repair Coverage	1	
779017-01	NI 9932 Backshell with 10-pos connector block (qty 1)	1	\$ 35
783824-01	NI 9230, 3-Ch, +/-30 V, 12.8 kS/s/ch, 24-Bit, IEPE AI Module	3	\$ 605
	Standard Repair Coverage	3	
196375-01	NI 9971 Backshell for 2-pos connector block (qty 4)	3	\$ 35
782802-01	EMI Suppression Ferrite for NI 9230/9232 (qty 1)	3	\$ 5
781992-01	NI 9795, WSN C Series Gateway	1	\$ 480
	Standard Repair Coverage	1	
			Subtotal: \$ 5,705
Accesorios de Sistema			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
157267-01	Panel Mounting Kit for 8-Slot NI cRIO-903x and NI cDAQ-9133/35	1	\$ 65
781093-01	NI PS-15 Power Supply, 24 VDC, 5 A, 100-120/200-240 VAC Input	1	\$ 245
	Standard Repair Coverage	1	
196375-01	NI 9971 Backshell for 2-pos connector block (qty 4)	3	\$ 35
			Subtotal: \$ 415
Servicios			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
SRV- CR4986919	Standard Service Program for CompactRIO Systems	1	
			\$ 1,327.61
			\$ 1,128.48
			Subtotal: \$ 1,128.48
			Usted Ahorra: \$ 199.13 (15%)
Software			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
 No ha seleccionado ningún software. Seleccione software			

* El precio no incluye impuestos locales (GST) o cargos por envío.

Precio Total: \$ 15,498.48

Usted Ahorra: \$ 199.13 (1%)

Figura A9.42 Detalle de costos generado con el configurador para el monitoreo de todo el sistema

Fuente: Tienda Virtual, National Instruments, 2016

PTOBUNDLE31848 **LabVIEW Embedded Control and Monitoring** No. de Paquete: BD102192 15 - 23 \$ ~~44,475.00~~ 1 \$ 11,001.00 **\$ 11,001.00** [Ver Detalles](#)


Número de Parte	Descripción	Cant.*
784005-35	LabVIEW Embedded Control and Monitoring Suite, USB, Include 1 Year SSP	1
784345-11	ECM Suite Membership	1

La cantidad y precio reflejan una sola configuración

Figura A9.43 Especificaciones de compra del software LabVIEW Embedded Control and Monitoring Suite

Fuente: Tienda Virtual, National Instruments, 2016

No. de Configuración **CR4988403**

Integrated Controller and Chassis			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
783450-01	CRIO-9030, 1.33 GHz Dual-Core CRIO, 4-Slot, 70T FPGA, RT, Non-XT	1	\$ 3,300
	Standard Repair Coverage	1	
			Subtotal: \$ 3,300
Módulos			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
783106-01	NI 9244, 400 Vrms L-N, 24-Bit, 50 kS/s/ch, 3-Ch, AI Module	1	\$ 1,815
	Standard Repair Coverage	1	
783154-01	NI 9969, Strain Relief and Extra Connector for NI 9244 (qty 1)	1	\$ 35
779001-01	NI 9211 4-Ch ±80 mV, 14 S/s, 24-Bit TC and Diff AI	1	\$ 400
	Standard Repair Coverage	1	
779017-01	NI 9932 Backshell with 10-pos connector block (qty 1)	1	\$ 35
783824-01	NI 9230, 3-Ch, +/-30 V, 12.8 kS/s/ch, 24-Bit, IEPE AI Module	1	\$ 605
	Standard Repair Coverage	1	
198375-01	NI 9971 Backshell for 2-pos connector block (qty 4)	1	\$ 35
782802-01	EMI Suppression Ferrite for NI 9230/9232 (qty 1)	1	\$ 5
781992-01	NI 9795, WSN C Series Gateway	1	\$ 480
	Standard Repair Coverage	1	
			Subtotal: \$ 3,410
Accesorios de Sistema			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
157267-01	Panel Mounting Kit for 8-Slot NI cRIO-903x and NI cDAQ-9133/35	1	\$ 65
781093-01	NI PS-15 Power Supply, 24 VDC, 5 A, 100-120/200-240 VAC Input	1	\$ 245
	Standard Repair Coverage	1	
198375-01	NI 9971 Backshell for 2-pos connector block (qty 4)	1	\$ 35
			Subtotal: \$ 345
Servicios			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
SRV-CR4988403	Standard Service Program for CompactRIO Systems	1	\$ 650.27
			\$ 650.27 \$ 552.73
			Subtotal: \$ 552.73
			Usted Ahorra: \$ 97.54 (15%)
Software			
Número de Parte	Descripción	Cantidad	Precio
 No ha seleccionado ningún software. Seleccione software			

* El precio no incluye impuestos locales (GST) o cargos por envío.

Precio Total: \$ 7,607.73
Usted Ahorra: \$ 97.54 (1%)

Figura A9.44 Detalle de costos generado con el configurador para la propuesta de ahorro planteada

Fuente: Tienda Virtual, National Instruments, 2016

Número de Parte	Descripción	Envío estimado	Precio Unitario	Cant.	Total
780984-01	IMI Industrial Accelerometer Cable, 10 ft w/BNC termination	13 - 18	\$ 60.00	<input type="text" value="225"/>	\$ 13,500.00 ✕
779567-01	NI 9940 Backshell for 36-pos connector block (qty 1)	8 - 13	\$ 35.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 875.00 ✕
194612-02	RJ50 Cable for 9944, 9945, and 9949, 2m (qty 4)	8 - 13	\$ 35.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 875.00 ✕
745685-T01	T-type Thermocouples (Grounded) (-328 deg F to 500 deg F)	15 - 23	\$ 90.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 2,250.00 ✕
745688-T10	T-Type Minithermocouple Plug (QTY 10)	15 - 23	\$ 55.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 1,375.00 ✕
185692-01	P-3 Probe Set, Banana Plug to Bare Wire DMM Cable, 1 m	13 - 18	\$ 35.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 875.00 ✕
782802-01	EMI Suppression Ferrite for NI 9230/9232 (qty 1)	8 - 13	\$ 5.00	<input type="text" value="225"/>	\$ 1,125.00 ✕
779001-01	NI 9211 4-Ch ±80 mV, 14 S/s, 24-Bit TC and Diff AI	8 - 13	\$ 400.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 10,000.00 ✕
779017-01	NI 9932 Backshell with 10-pos connector block (qty 1)	8 - 13	\$ 35.00	<input type="text" value="25"/>	\$ 875.00 ✕
781294-01	NI 9792: Programmable controller, integrated WSN gateway-Americas	15 - 23	\$ 2,000.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 2,000.00 ✕
781093-01	NI PS-15 Power Supply, 24 VDC, 5 A, 100-120/200-240 VAC Input	4 - 5	\$ 245.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 245.00 ✕
781074-01	NI WSN-3282, DIN Rail Mount Kit for measurement nodes or gateways	8 - 13	\$ 35.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 35.00 ✕
780985-01	IMI Industrial, 2-Pin Accelerometer, 100mV/g, ICP® (IEPE)	13 - 18	\$ 140.00	<input type="text" value="225"/>	\$ 31,500.00 ✕
CR4988403	Sistema Generado por un Configurador No. de Configuración: Ver Detalles	8 - 13	\$ 7,705.27 \$ 7,607.73	<input type="text" value="25"/>	\$ 190,193.25 ✕
PTOBUNDLE31848	LabVIEW Embedded Control and Monitoring No. de Paquete: BD102192 Ver Detalles	8 - 13	\$ 44,475.00 \$ 11,001.00	<input type="text" value="1"/>	\$ 11,001.00 ✕
Actualizar Cantidad ↻					
Total de Artículos:					879
Subtotal:					\$ 266,724.25
Envío en Costa Rica <input type="text" value="DHL Air International"/>					\$ 9,184.51
Total de la Orden:					\$ 275,908.76
Usted Ahorra: \$ 5,912.50 (2%)					

Figura A9.45 Costo total para el sistema de monitoreo con la propuesta de ahorro

Fuente: Tienda Virtual, National Instruments, 2016

CR4988403

Sistema Generado por un Configurador
No. de Configuración: | [Ver Detalles](#)

8 - 13

~~\$ 7,705.27~~\$ 190,193.25 [x](#)

\$ 7,607.73

Número de Parte	Descripción	Precio Unitario*	Cant.*
783106-01	NI 9244, 400 Vrms L-N, 24-Bit, 50 kS/s/ch, 3-Ch, AI Module	\$ 1,815.00	1
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 146.57	1
783154-01	NI 9969, Strain Relief and Extra Connector for NI 9244 (qty 1)	\$ 35.00	1
779001-01	NI 9211 4-Ch ±80 mV, 14 S/s, 24-Bit TC and Diff AI	\$ 400.00	1
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 32.30	1
779017-01	NI 9932 Backshell with 10-pos connector block (qty 1)	\$ 35.00	1
783824-01	NI 9230, 3-Ch, +/-30 V, 12.8 kS/s/ch, 24-Bit, IEPE AI Module	\$ 605.00	1
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 48.85	1
781992-01	NI 9795, WSN C Series Gateway	\$ 480.00	1
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 38.76	1
783450-01	CRIO-9030, 1.33 GHz Dual-Core CRIO, 4-Slot, 70T FPGA, RT, Non-XT	\$ 3,300.00	1
198375-01	NI 9971 Backshell for 2-pos connector block (qty 4)	\$ 35.00	2
782802-01	EMI Suppression Ferrite for NI 9230/9232 (qty 1)	\$ 5.00	1
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 266.47	1
157267-01	Panel Mounting Kit for 8-Slot NI cRIO-903x and NI cDAQ-9133/35	\$ 65.00	1
781093-01	NI PS-15 Power Supply, 24 VDC, 5 A, 100-120/200-240 VAC Input	\$ 245.00	1
960680-300	Standard Repair Coverage	\$ 19.78	1
960903-323	Standard Service Program for CompactRIO Systems	\$ 0.00	1

La cantidad y precio reflejan una sola configuración

Figura A9.46 Detalle de costos generado con el configurador para la propuesta de ahorro planteada

Fuente: Tienda Virtual, National Instruments, 2016

Referencias bibliográficas

ABB. (2011). Technical Application Papers No. 13: Wind power plants. Bergamo, Italia.

Área de Servicios Ambientales y de Energía, Contraloría General de la República. (2015). Serias debilidades en desarrollo y operación del parque eólico Valle Central de la CNFL. Informe No. DFOE-AE-IF-07-2015. Recuperado de <https://cgrfiles.cgr.go.cr/publico/jaguar/Documentos/comunicados/prensa/Boletines/2015/boletin-24-07-2015-eolica.pdf>

Bai, G., Fleck, B., y Zuo, M. (2015). A stochastic power curve for wind turbines with reduced variability using conditional copula. Wiley Online Library. DOI: 10.1002/we.1934

Billinton, R., Karki, R. y Verma, A. (2013). Reliability and Risk Evaluation of Wind Integrated Power Systems. Springer.

Bloch, H. y Geitner, F. (1994). Practical Machinery Management for Process Plants: Machinery Failure Analysis and Troubleshooting. (2^a. ed.). Gulf Publishing.

Brandao, R.F.M., Carvalho, J.A.B, y Barbosa, F.P.M. (2012). Neural Networks for Condition Monitoring of Wind Turbines Gearbox. Journal of Energy and Power Engineering.

Burton, T., Sharpe, T., Jenkins, N. y Bossanyi, E. (2001). Wind Energy Handbook. John Willey & Sons, Ltd. ISBN 0 471 48997 2.

Bustamante, E. (2007). El Sistema Nervioso: Desde las neuronas hasta el cerebro humano. Editorial Universidad de Antioquia. ISBN 978-958-714-073-6.

- Byon, E., y Ding, Y. (2010). Season-Dependent Condition-Based Maintenance for a Wind Turbine Using a Partially Observed Markov Decision Process. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(4).
- Caballero, J., Díaz, M., Moradillos, M. y Pavoni, S. (2014). Implementación de la Función Sigmoidal Logarítmica en un FPGA. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría. La Habana, Cuba.
- Chang, Y., Hsieh, C. y Chang, K. (2010). Training and Testing Low-degree Polynomial Data Mappings via Linear SVM. *Journal of Machine Learning Research*. 1471-1490.
- Dao, C.D, Pandey, M., y Zuo, M. (2014). Selective maintenance for multi-state series-parallel systems under economic dependence. Elsevier.
- Dao, C.D, y Zuo, M. (2015). Selective Maintenance for Multi-state Systems Considering the Benefits of Repairing Multiple Components Simultaneously. Springer International Publishing Switzerland. DOI: 10.1007/978-3-319-09507-3_36
- Davies, A. (1998). *Handbook of Condition Monitoring*. Londres: Chapman & Hall. ISBN 0-412-61320-4.
- De Battista, H. (2000). Control de la calidad de potencia en sistemas de conversión de energía eólica. Universidad de la Plata, Argentina.
- Dirección de Comunicación e Identidad Corporativa, ICE. (2015). Costa Rica: Matriz eléctrica, un modelo sostenible, único en el mundo. Recuperado de http://gobierno.cr/wp-content/uploads/2015/06/matriz_folleto_ICE.pdf

Editorial. (30 de abril de 2016). Salto adelante en la generación eólica. La Nación. Recuperado de http://www.nacion.com/opinion/editorial/Salto-adelante-generacion-eolica_0_1557844201.html

Fornaguera, I. (5 de febrero de 2015). CNFL gasto \$1,6 millones en proyecto eólico entrabado. La Nación. Recuperado de http://www.nacion.com/nacional/servicios-publicos/CNFL-millones-proyecto-eolico-entrabado_0_1467853218.html

Gamesa. (2014). Programa de Extensión de Vida. España.

Gershenson, C. (s.f). Artificial Networks for Beginners. Recuperado de <http://arxiv.org/ftp/cs/papers/0308/0308031.pdf>

Greenwood, P. & Ward, L. (2016). Stochastic Neuron Models. ISBN 978-3-319-26909-2 DOI 10.1007/978-3-319-26911-5

Hau, E. (2006). Wind turbines, fundamentals, technologies, application, economics. Springer.

Hernández, E. (2006). Manual de Estadística. Bogotá: Editorial Universidad Cooperativa de Colombia.

International Electrotechnical Commission. Wind Turbines, Part 1: Design Requirements. IEC 61400-1, 2005. Génova, Suiza, 2008, 92 p.

Jardine, A. & Tsang, A. (2013). Maintenance, Replacement and Reliability: Theory and Applications. (2^a ed.). Taylor & Francis/CRC Press. ISBN: 13:978-1-4665-5486-3.

Kuo, W. & Zuo, M. (2003). Optimal Reliability Modeling: Principles and Applications. John Wiley & Sons. Hoboken, New Jersey. ISBN: 0-471-39761-X

Lara, F. (29 de julio del 2015). Parque eólico de la CNFL tuvo pérdidas por \$2,1 millones. La Nación. Recuperado de http://www.nacion.com/nacional/servicios-publicos/Contraloria_General_de_la_Republica-debilidades-Proyecto_Eolico_Valle_Central-Compania_Nacional_de_Fuerza_y_Luz-informes-analisis-CNFL_0_1502649799.html

Marsland, S. (2015). Machine Learning: An algorithmic perspective. CRC Press. ISBN 978-1-4665-8333-7.

McCool, J. (2012). Using the Weibull Distribution: Reliability, Modeling and Inference. John Willey & Sons Ltd.

Moghaddass, R. (2013). Equipment degradation diagnostics and prognostics under a multistate deterioration process. Universidad de Alberta. Edmonton.

Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Pekín. (2013). El mercado de las energías renovables en China.

Pandey, M.K. (2014). Selective maintenance for systems under imperfect maintenance policy. (Tesis doctoral). Universidad de Alberta. Edmonton.

Pandey, M., Patel, T., Liang, X., Tian, T., y Zuo, M. (2011). Descriptions of Pitting Experiments, Run-to-Failure Experiments, Various Load and Speed Experiments, and Crack Experiments Carried out on the Planetary Gearbox Test Rig. (Reporte técnico). Universidad de Alberta. Edmonton.

- Pham, H. (Ed.). (2003). Handbook of Reliability Engineering. Springer-Verlag London Limited. ISBN 1-85233-453-3.
- Prieto, R., Herrera, A., Pérez, L. & Padrón, A. (2000). El modelo neuronal de McCulloch y Pitts: Interpretación comparativa del modelo. UNAM. Recuperado de <http://medicinaycomplejidad.org/pdf/reciente/r31459.pdf>
- Rao, B. (1996). Handbook of Condition Monitoring. Oxford: Elsevier Science Ltd. ISBN 1-85617-234-1.
- Rausand, M. y Hoyland, A. (2004). System Reliability Theory. Hoboken: John Wiley & Sons. ISBN 0-412-61320-4.
- Ribrant, J. (2006). Reliability performance and maintenance: A survey of failures in wind power systems. KTH School of Electrical Engineering.
- Rodríguez, O. (29 de diciembre de 2015). Empresas españolas construirán cuatro parques eólicos en Costa Rica. La Nación. Recuperado de http://www.nacion.com/economia/empresarial/Companias-espanolas-construiran-Costa-Rica_0_1533246703.html
- Rueda, M. (Enero de 2005). Tutorial de Ferrografía Directa, Análisis de Elementos Presentes y Ferrografía Analítica. Recuperado de <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/Tutorial.pdf>
- Schalkoff, R. (1997). Artificial Neural Networks. McGraw-Hill Education. ISBN 1259002373.
- Smith, D. (1993). Reliability, Maintainability and Risk: Practical Methods for Engineers. Butterworth Heinemann. ISBN 0 7506 0854 4.

- Soto, M. (24 de setiembre de 2015). Costa Rica aplaza meta de carbono neutralidad para el año 2100. La Nación. Recuperado de http://www.nacion.com/vivir/ambiente/Pais-aplaza-meta-carbono-neutralidad_0_1514048598.html
- Tian, Z., Wong, L. y Safaei, N. (2009). A neural network approach for remaining useful life prediction utilizing both failure and suspension histories. *Mechanical Systems and Signal Processing*. Elsevier.
- Tian, Z., Jin, T., Wu, B. y Ding, F. (2011). Condition based maintenance optimization for wind power generation systems under continuous monitoring. *Renewable Energy*. Elsevier.
- Troyer, D. y Fitch, J. (2001). *Oil Analysis Basics*. Noria Corporation.
- Verbruggen, T. (2009). *Condition Monitoring: Theory and Practice*. Wind Turbine Condition Monitoring Workshop. Broomfield.
- Wind Stats Newsletter, 2003–2009, Vol. 16, No. 1 a Vol. 22, No. 4, Haymarket Business Media, Londres, Reino Unido.
- Wu, B. Tian, Z. y Chen, M. (2010). Condition based maintenance optimization using neural network based health condition prediction. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*.