



Tecnológico de Costa Rica
Escuela de Ingeniería Electromecánica



COOPESANTOS R.L.

***DESARROLLO DE LA ESTRUCTURA NECESARIA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO DE TOMA DE
DECISIONES PARA MANTENIMIENTO BASADO EN EL
DETERIORO MULTIESTADO PARA EL PARQUE EÓLICO
LOS SANTOS***

**Informe de Práctica de Especialidad para optar por Título
Ingeniero en Mantenimiento Industrial, grado Licenciatura**

Bryan Gerardo Bogantes Barrantes

Cartago

Noviembre, 2016

Profesor Guía

Ing. Carlos Piedra Santamaría

Asesor Industrial

Ing. Jeffrey Luna Galera

Tribunal Examinador

Ing. Juan Pablo Arias Cartín

Ing. Gilbert Bonilla Castillo

Información del estudiante y de la empresa

Nombre: Bryan Gerardo Bogantes Barrantes
Cédula: 702310937
Carné TEC: 201245524
Dirección de residencia en época lectiva: 450 m Sur Este del Restaurante Twins, Cartago
Dirección de residencia en época no lectiva: Casa D-9, Urbanización La Cumbre, San Francisco de Heredia.
Teléfono en época lectiva: (506) 83098866
Teléfono en época no lectiva: (506) 83098866
Email: brayanbbg@gmail.com
Fax: N/A

Información del Proyecto

Nombre del Proyecto: Desarrollo de la estructura necesaria para la implementación de un modelo de toma de decisiones para mantenimiento basado en el deterioro multi-estado para el parque eólico Los Santos
Profesor Asesor: Ing. Carlos Piedra Santamaría
Asesor Industrial: Ing. Jeffrey Luna Galera
Horario de trabajo del estudiante: De lunes a viernes 7:00 am a 5:00 am

Información de la Empresa

Nombre: COOPESANTOS R.L.
Zona: San Marcos de Tarrazú, San José - Costa Rica.
Dirección: Contiguo al cementerio de San Cristóbal Sur.
Teléfono: (506) 25462525
Fax: (506) 25466173
Apartado: 003-8065 Tarrazú, San José, Costa Rica.
Actividad Principal: Generación y distribución de energía eléctrica

Dedicatoria

A mis padres y hermano ya que, aunque no siempre han entendido o compartido mis decisiones, siempre me han apoyado incondicionalmente.

Agradecimientos

A mis padres, ya que siempre he contado con su apoyo incondicional y por darme las oportunidades de luchar por alcanzar mis sueños.

A mi hermano Michael y al que no es mi hermano David, por apoyarme, brindarme consejo y estar ahí cuando los necesite.

A doña Bella y a toda su familia, por abrirme las puertas de su casa y hacerme sentir como de la familia.

A la Ing. Ana Laura Loría por confiar en mí para continuar este gran proyecto que ella inició y por todo el apoyo brindado.

Al profesor Piedra, por todo su apoyo, ayuda y motivación; durante este proyecto y en el trascurso como estudiante del TEC.

Al Profesor Nicolás Vaquerano, por su gran disposición y ayuda.

A todos los compañeros de COOPESANTOS, por recibirme como uno más de ellos y siempre estar dispuestos en colaborar en lo que les fuera posible. En especial, al Ing. Jeffrey Luna por brindarme esta oportunidad; al Ing. Olger Robles y Joaquín Aguilar, ya que su ayuda y apoyo fue fundamental para este proyecto.

A mis compañeros y profesores del TEC ya que, sin ese equipo de trabajo y amigos no hubiera sido posible llegar hasta aquí.

Tabla de Contenidos

Resumen	14
Abstract	15
Acrónimos	16
CAPÍTULO 1: Introducción	17
1.1 Reseña de la Empresa	17
1.1.1 Misión.....	18
1.1.2 Visión	18
1.2 Descripción del proceso.....	18
1.3 Objetivos del Proyecto	20
1.3.1 Objetivo General	20
1.3.2 Objetivos Específicos:.....	20
1.4 Descripción del Proyecto	20
1.5 Motivaciones.....	21
1.6 Metodología	26
1.7 Cronograma.....	28
1.8 Alcance del proyecto.....	30
1.9 Limitaciones del proyecto	30
CAPÍTULO 2: Marco Conceptual	32
2.1 Ingeniería de Confiabilidad	32

2.1.1 Necesidad de los modelos de confiabilidad	33
2.2 Probabilidad y estadística en la confiabilidad	33
2.2.1 Variables aleatorias.....	34
2.2.2 Función de densidad de probabilidad.....	34
2.2.3 Función de distribución acumulada.....	35
2.2.4 Función de confiabilidad.....	35
2.2.5 Tasa de riesgo	35
2.2.6 Distribución normal.....	36
2.2.7 Distribución Weibull.....	39
2.3 Configuración del sistema.....	42
2.3.1 Mantenimiento Selectivo	44
2.4 Redes neuronales artificiales.....	45
2.4.1 Perceptrón Multicapa	48
2.5 Estrategias de Mantenimiento	48
2.5.1 Mantenimiento Correctivo	49
2.5.2 Mantenimiento Preventivo	50
2.5.3 Mantenimiento basado en condición	51
CAPÍTULO 3: Turbinas Eólicas.....	57
3.1 Partes del Aerogenerador.....	57
3.1.1 Rotor	58

3.1.2 Caja Multiplicadora.....	59
3.1.3 Frenos	60
3.1.4 Generador	61
3.1.1 Transformador.....	62
3.1.2 Sistema de orientación.....	62
3.1.1 Sistema de control, protección y desconexión	63
3.1.2 Dispositivos auxiliares	63
3.1 Tendencia de falla de los componentes de un aerogenerador	64
3.1.1 Reino Unido	64
3.1.2 Suecia	65
3.1.3 Finlandia.....	66
3.1.4 Alemania	66
CAPÍTULO 4: Descripción del Modelo	68
4.1 Diseño de un modelo de toma de decisiones para mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multi-estado para un sistema de aerogeneración instalado en Costa Rica	69
4.1.1 Datos iniciales	69
4.1.2 Construcción de las redes neuronales artificiales	70
4.2 Nodo de Carga	75
CAPÍTULO 5: Panorama de Implementación.....	77
5.1 Parque Eólico Los Santos.....	77

5.2 Software Utilizados	80
5.2.1 MPsoftware	80
5.2.2 SGIPE	85
5.2.3 SMP	88
5.3 Situación actual de mantenimiento	88
5.3.1 Historiales de mantenimiento	89
5.3.2 Índices de Mantenimiento	102
5.4 Condiciones de operación	103
CAPÍTULO 6: Configuración Propuesta	105
6.1 Componentes Críticos	105
6.2 Variables de condición a monitorear.....	106
6.2.1 Generador	106
6.2.2 Caja Multiplicadora.....	106
6.2.3 Sistema Hidráulico	107
6.2.4 Rotor	107
6.3 Redes neuronales artificiales propuestas	107
6.3.1 Generador	108
6.3.2 Caja Multiplicadora.....	109
6.3.1 Sistema Hidráulico	111
6.3.2 Rotor	112

6.4 Proceso de recolección.....	113
6.4.1 Recolección de señal de vibraciones	114
6.4.2 Procesamiento de señal.....	116
6.1 Labores de Mantenimiento a sistema de vibraciones	120
CAPÍTULO 7: Aspectos Económicos	121
Conclusiones y Recomendaciones	123
Conclusiones	123
Recomendaciones	123
Anexos	126
Anexo 1: Procedimiento para crear redes neuronales en Neuroph Studio	126
Anexo 2: Características técnicas del aerogenerador Gamesa G52-850 kW ..	138
Anexo 3: Rutinas de mantenimiento preventivo para los Aerogeneradores	140
Anexo 4: Ubicación de Sensores Acelerómetros.....	143
Anexo 5: Análisis de Aceites a Cajas Multiplicadoras.....	146
Anexo 6: Comprobación de Sensores Acelerómetros y módulo SMP	148
Anexo 7: Pruebas de medición de Sensores Acelerómetros con Arduino Uno	150
A.7.1 Equipo Empleado.....	151
A.7.2 Código de Programación Utilizado.....	154
A.7.3 Instalación en Aerogenerador 6	156
A.7.4 Valores Obtenidos	158

Anexo 8: Cotizaciones Monitoreo de Vibraciones.....	160
Referencias Bibliográficas	163

Índice de Figuras

Figura 1.1	Área de Concesión COOPESANTOS	17
Figura 1.2	Estructura de la matriz de generación eléctrica del 2015	23
Figura 1.3	Tareas a realizar	28
Figura 1.4	Calendarización de tareas por realizar	29
Figura 2.1	Representación de Sistema Binario	42
Figura 2.2	Representación de Sistema Multi-estado	43
Figura 2.3	Partes de una Neurona humana	45
Figura 2.4	Elementos de una red neuronal artificial	46
Figura 2.5	Perceptrón multicapa	48
Figura 2.6	Variación del estado de un componente en función del tiempo según la estrategia de mantenimiento utilizada	49
Figura 2.7	Ejemplo de configuración para el monitoreo de condición mediante el análisis de vibraciones	53
Figura 3.1	Aerogeneradores de eje horizontal y tres palas, Parque Eólico Los Santos	57
Figura 3.2	Principales partes de un aerogenerador de eje horizontal	58
Figura 3.3	Secciones transversales del aspa de un aerogenerador	59
Figura 3.4	Configuración típica de una caja multiplicadora	60
Figura 3.5	Freno de disco	60
Figura 3.6	Sistema de Orientación	62
Figura 4.1	ANN para el rotor y el rodamiento principal	72
Figura 4.2	ANN para la caja multiplicadora	73
Figura 4.3	ANN para el generador eléctrico	74
Figura 4.4	Topología de ANN para elementos con condiciones variantes en el tiempo	76
Figura 5.1	Ubicación Parque Eólico Los Santos	77
Figura 5.2	Ubicación de Unidades Aerogeneradoras Parque Eólico Los Santos	79
Figura 5.3	Ventana Principal SGIPE	86
Figura 5.4	Ventana de valores de operación de Góndola	86
Figura 5.5	Ventana de datos eléctricos de operación	87
Figura 5.6	Ventana con datos de temperatura de operación	87
Figura 5.7	Acelerómetro instalado en los Aerogeneradores	101
Figura 5.8	Posición de Acelerómetros del SMP	102
Figura 6.1	Topología de la ANN para el Generador	108
Figura 6.2	ANN para el Generador en Neuroph Studio	109
Figura 6.3	Topología de la ANN para la Caja Multiplicadora	110
Figura 6.4	ANN para la Caja Multiplicadora en Neuroph Studio	110
Figura 6.5	Topología de la ANN para el Sistema Hidráulico	111
Figura 6.6	ANN para el Sistema Hidráulico en Neuroph Studio	111
Figura 6.7	Topología de la ANN para el rotor	112
Figura 6.8	ANN para el Rotor en Neuroph Studio	112
Figura 6.9	Diagrama de equipo Modelo DN80VS	115
Figura 6.10	Sensor Acelerómetro PZS3-28E00210	116
Figura 6.11	Módulo NI 9232	117

Figura 6.12 Servidor Actualmente instalado en el edificio de O&M.....	117
Figura 6.13 cRIO-9063.....	118
Figura 6.14 cDAQ-9184	119

Índice de Gráficas

Gráfica 1.1 Capacidad de producción a partir de energía eólica en el país	22
Gráfica 1.2 Generación Eléctrica para consumo nacional en 2015.....	24
Gráfica 1.3 Costos de explotación generales para proyectos eólicos	25
Gráfica 2.1 Función de distribución acumulada de la distribución normal.....	38
Gráfica 2.2 Función de confiabilidad de la distribución normal	38
Gráfica 2.3 Función de tasa de riesgo de la distribución normal	39
Gráfica 2.4 Función de distribución acumulada de la distribución Weibull	40
Gráfica 2.5 Función de confiabilidad de la distribución Weibull.....	41
Gráfica 2.6 Función de tasa de riesgo de la distribución Weibull	41
Gráfica 2.7 Probabilidad de detección de falla en función del tiempo para las distintas técnicas predictivas en rodamientos	56
Gráfica 3.1 Tiempos de paro para subsistemas de turbinas eólicas en Reino Unido	65
Gráfica 3.2 Tiempos de paro por componente de turbinas eólicas en Suecia	65
Gráfica 3.3 Tiempos de paro por componente de turbinas eólicas en Finlandia ..	66
Gráfica 3.4 Tiempos de paro por componente de turbinas eólicas en Alemania..	67
Gráfica 5.1 Porcentaje de costo por tipo de Mantenimiento.....	90
Gráfica 5.2 Porcentaje de costo de Mantenimiento por Recurso	90
Gráfica 5.3 Costos de mantenimiento por sistema.....	91
Gráfica 5.4 Pareto de costos de mantenimiento por sistema	91
Gráfica 5.5 Tiempos requeridos de mantenimiento por sistema	92
Gráfica 5.6 Pareto de tiempos requeridos de mantenimiento por sistema	93
Gráfica 5.7 Costos por sistema del mantenimiento correctivo.....	94
Gráfica 5.8 Pareto de Costos por sistemas para el mantenimiento correctivo	94
Gráfica 5.9 Tiempo requerido de mantenimiento por sistema para el mantenimiento correctivo.....	95
Gráfica 5.10 Pareto de tiempo requerido de mantenimiento por sistema para el mantenimiento correctivo	96
Gráfica 5.11 Costos por sistema para mantenimiento preventivo	98
Gráfica 5.12 Pareto de Costos por sistemas para el mantenimiento preventivo ..	98
Gráfica 5.13 Tiempos requeridos de mantenimiento por sistema para mantenimiento preventivo	99
Gráfica 5.14 Pareto de tiempo requerido de mantenimiento por sistema para.....	99
Gráfica 5.15 Velocidades de viento durante el año en el Parque Eólico Los Santos	104

Índice de Tablas

Tabla 1.1	Características Proyecto Hidroeléctrico San Joaquín Los Santos.....	19
Tabla 1.2	Características de los Aerogeneradores Proyecto Eólico Los Santos..	19
Tabla 1.3	Metodología Propuesta para el desarrollo del proyecto	27
Tabla 2.1	Valores de referencia para turbinas eólicas Onshore con salida nominales menores o iguales a 3 MW	54
Tabla 5.1	Ubicación de Unidades Aerogeneradoras Parque Eólico Los Santos..	78
Tabla 5.2	Costos de mantenimiento correctivo por sistema	97
Tabla 5.3	Costos de mantenimiento preventivo por sistema	100
Tabla 5.4	Características del Acelerómetro.....	101
Tabla 5.5	Índices de Mantenimiento de las unidades aerogeneradoras	103
Tabla 5.6	Velocidades promedio del viento para el Parque Eólico Los Santos..	104
Tabla 6.1	Costo de Estructura de procesamiento de señal con cRIO-9063.....	118
Tabla 6.2	Costo de Estructura de procesamiento de señal con cDAQ-9184	119
Tabla 7.1	Costos de estructura propuesta	121

Resumen

El presente proyecto busca la determinación de la estructura necesaria para la implementación de un modelo de toma de decisiones para mantenimiento en el Parque Eólico Los Santos, el cual cuenta con 15 unidades Aerogeneradoras G52-850 kW.

Se inicia con el análisis de las órdenes de trabajo comprendidas entre el 29 de julio del 2014 y el 13 de julio del 2016. De modo que se analiza el costo y tiempo requerido de mantenimiento de acuerdo con los principales sistemas que conforman la unidad aerogeneradora. De lo cual se determinó que los componentes críticos corresponden a: el generador, la caja multiplicadora, el sistema hidráulico y el rotor. De las variables de condición que pueden ser monitoreadas actualmente, se seleccionaron las que podrían resultar útiles para la aplicación del modelo. Por este motivo sólo se propone agregar mediciones de vibraciones, ya que a pesar de que se encuentra instalado un sistema de acelerómetros en cada unidad, por un tema de costo con el fabricante, no es posible utilizarlo. En consecuencia, es propuesta una alternativa de National Instruments para este fin, que además permitirá el arranque del plan de mantenimiento Predictivo para las unidades de manera inmediata.

Son analizados los datos de velocidades de vientos de los años 2013, 2014 y 2015, con el fin de visualizar la variabilidad de carga en las unidades durante los años. Por consiguiente, se agrega el nodo de carga a las topologías de las redes neuronales artificiales propuestas, que corresponde a la potencia generada en la unidad, de manera que permita considerar el cambio de esta en el modelo.

Palabras Clave

Parque Eólico Los Santos, Aerogenerador, Redes Neuronales Artificiales, Variables de Condición, Sistema de adquisición de datos.

Abstract

This project seeks to determine the structure necessary for the implementation of a decision making model for maintenance at the Windfarm Los Santos, which has 15 wind turbines G52-850 kW.

It starts with the analysis of work orders between the 29 July 2014 and 13 July 2016. So the cost and time required for maintenance according to the main systems that make up the wind turbine unit is analyzed. Of which it was determined that correspond to critical components: the generator, the gearbox, the hydraulics system and rotor. Condition variables that can be currently monitored, which could be useful for the application of the model were selected. Therefore, only it proposes adding vibration measurements, as although a system of accelerometers in each unit is installed, by a cost issue of the manufacturer cannot be used it. Accordingly, it is proposed an alternative of National Instruments for this purpose, which will also allow startup predictive maintenance plan for the units immediately.

They are analyzed data wind speeds from the years 2013, 2014 and 2015 in order to display the variability of load on the units over the years. Therefore, it is added the load node to the topologies for the artificial neural networks proposed, which corresponds to the power generated in the unit, so as to allow this to consider changing of it in the model.

Keywords

Wind Farm Los Santos, Wind Turbine, Artificial Neural Networks, Condition Variables, Data acquisition system.

Acrónimos

ANN Artificial Neural Networks (Redes Neurales Artificiales)

Ah Acelerómetro horizontal

Ar Acelerómetro radial

Ax Acelerómetro Axial

CBM Condition Based Maintenance (Mantenimiento basado en condición)

COOPESANTOS Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos

CMMS Computerized Maintenance Management System (Sistema computarizado para la administración del mantenimiento)

DAS Data Acquisition System (Sistema de Adquisición de datos)

O&M Operación y Mantenimiento

LAIMI Laboratorio Institucional de Microcomputadoras del Tecnológico de Costa Rica

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

P Porcentaje de vida

Pr Presión Grupo Hidráulico

Ta Temperatura de Aceite Multiplicadora

Td Temperatura de devanados del generador

Tg Temperatura de Aceite Hidráulico

TMEF Tiempo medio entre Fallas

TMPR Tiempo medio entre Reparación

TR Temperatura de rodamiento de la caja multiplicadora

TRa Temperatura del rodamiento del lado de acople

TRlo Temperatura del rodamiento del lado opuesto al de acople

V1 Tensión de Línea 1

V2 Tensión de Línea 2

V3 Tensión de Línea 3

CAPÍTULO 1: Introducción

En el presente capítulo, se presentan los detalles del lugar donde fue desarrollado el presente proyecto, así como los objetivos de este, motivación, metodología, alcances y limitaciones.

1.1 Reseña de la Empresa

La Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (COOPESANTOS R.L.) fue fundada el 17 de enero de 1965 en San Cristóbal Norte de Desamparados. Actualmente COOPESANTOS provee el servicio eléctrico a nueve cantones de las provincias de San José y Cartago lo que corresponde a un área de más de 1500 km², como se puede observar en la Figura 1.1 Con lo cual son generados más de 160 empleos directos para las personas de las zonas servidas; además, actualmente son servidos más de 36 mil clientes y socios. (COOPESANTOS, 2016)

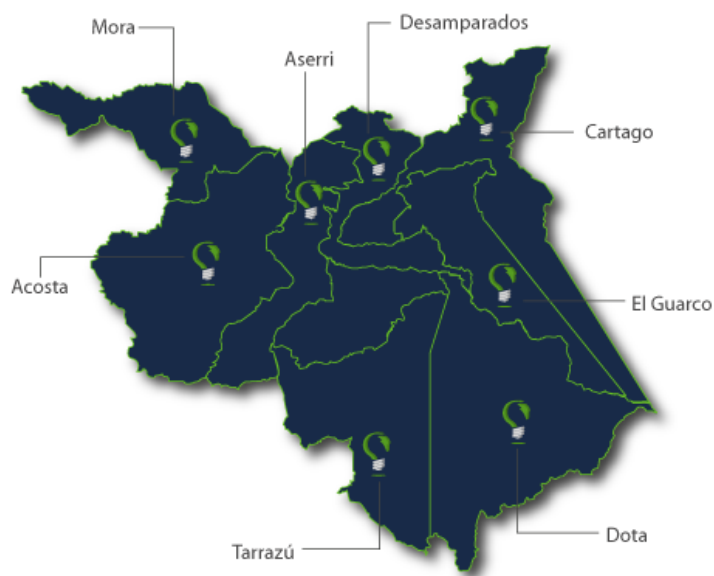


Figura 1.1 Área de Concesión COOPESANTOS

Fuente: COOPESANTOS (2016)

1.1.1 Misión

Somos una empresa cooperativa que brinda a nuestros asociados y clientes, bienes y servicios de energía e Info-comunicaciones en forma personalizada, conformados por un equipo de trabajo innovador, que se orienta en los valores de integridad, responsabilidad y solidaridad, impulsando el bienestar social en armonía con la naturaleza.

1.1.2 Visión

Consolidar el bienestar y desarrollo de nuestros asociados, siendo líderes en bienes y servicios eficientes y personalizados de energía e Info-comunicaciones.

1.2 Descripción del proceso

En la actualidad COOPESANTOS presenta cuatro líneas de negocio: Distribución de energía, Generación de energía, Info-comunicaciones y DITEM (COOPESANTOS, 2016). Con respecto a generación eléctrica, cuenta actualmente con el Parque Eólico Los Santos y en proceso de planeación el proyecto Hidroeléctrico San Joaquín.

El Proyecto Hidroeléctrico Los Santos, se encontrará en los cantones de Tarrazú y Dota, los distritos respectivamente de San Lorenzo y Santa Marta en la provincia de San José. Este está concebido para ser un diseño en cascada de tres etapas consecutivas aprovechando el agua del Río Naranjo y el Río San Joaquín; para lo cual se tiene una capacidad proyectada de 29,3 MW (COOPESANTOS, 2016). En la Tabla 1.1 se presentan las características de este proyecto.

Tabla 1.1 Características Proyecto Hidroeléctrico San Joaquín Los Santos

Etapa	Fuente de Agua y Caudal de Diseño	Capacidad de Embalse (m³)	Caída Neta (m)	Capacidad Instalada (kW)
I	Toma Rio Naranjo 2,1 m ³ /s	60 000	148,71	3 938
II	Toma del Rio San Joaquín+ Aguja de Etapa I 4,1 m ³ /s	11 000	256,83	10 172
III	Agua de Etapa II 4,1 m ³ /s	20 000	494,86	10 908
Total			900,40	29 302

Adaptado de: COOPESANTOS (2016)

El proyecto Eólico Los Santos, fue inaugurado en octubre del año 2011, con 15 aerogeneradores Marca GAMESA, cuyas características se presentan en la Tabla 1.2. Se encuentra ubicado sobre la Interamericana Sur, entre Casa Mata de Desamparados y La Paz de El Guarco; con una capacidad instalada de 12,75 MW. Donde se obtienen vientos de más de 10 m/s, provenientes del noreste y suroeste del país, por lo cual estos sitios son catalogados como clase “A” para la generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica (COOPESANTOS, 2016).

Tabla 1.2 Características de los Aerogeneradores Proyecto Eólico Los Santos

Marca	Gamesa Eólica
Modelo	G52.850 kW
Altura de Torre	44 m
Longitud de aspas	25,3 m
Diámetro de Rotor	52 m
Distancias entre las torres	100 m

Fuente: COOPESANTOS (2016)

Se debe mencionar, que la incorporación de este parque Eólico, COOPESANTOS sustituyó un 30% de la compra de Energía al ICE.

1.3 Objetivos del Proyecto

1.3.1 Objetivo General

- a) Determinar la estructura necesaria para la futura implementación de un modelo de toma de decisiones de mantenimiento basado en el monitoreo de condición para una turbina eólica G52/850, mediante el uso de redes neuronales artificiales en el parque Eólico Los Santos.

1.3.2 Objetivos Específicos:

- a) Determinar la posibilidad de uso de los componentes presentes actualmente en las unidades aerogeneradores, para el establecimiento de la estructura necesaria para la implementación del modelo.
- b) Determinar las variables de condición necesarias para la futura implementación del modelo en función de las condiciones locales.
- c) Seleccionar desde el punto de vista de costo y facilidad de implementación la mejor propuesta de la estructura requerida por el modelo.
- d) Elaborar rutinas de mantenimiento preventivo para los componentes de la estructura propuesta.

1.4 Descripción del Proyecto

El presente proyecto tiene como finalidad la determinación de las variables necesarias, métodos de recolección de datos y tratamiento de estos; que permitan el futuro establecimiento del modelo investigado por la Ingeniera Ana Laura Loría García para optar por el grado de Licenciatura en Ingeniería en Mantenimiento Industrial, el cual fue desarrollado en el Laboratorio de Confiabilidad de la Universidad Alberta en Canadá. El objetivo general de dicho proyecto fue “Proponer un análisis del deterioro multi-estado para el sistema de aerogeneración más representativo instalado en Costa Rica como una nueva estrategia de gestión del mantenimiento en el país” (Loría, 2016); para lo cual se seleccionó como turbina representativa el modelo G87/2000 marca Gamesa, presente en el parque Eólico Orosí.

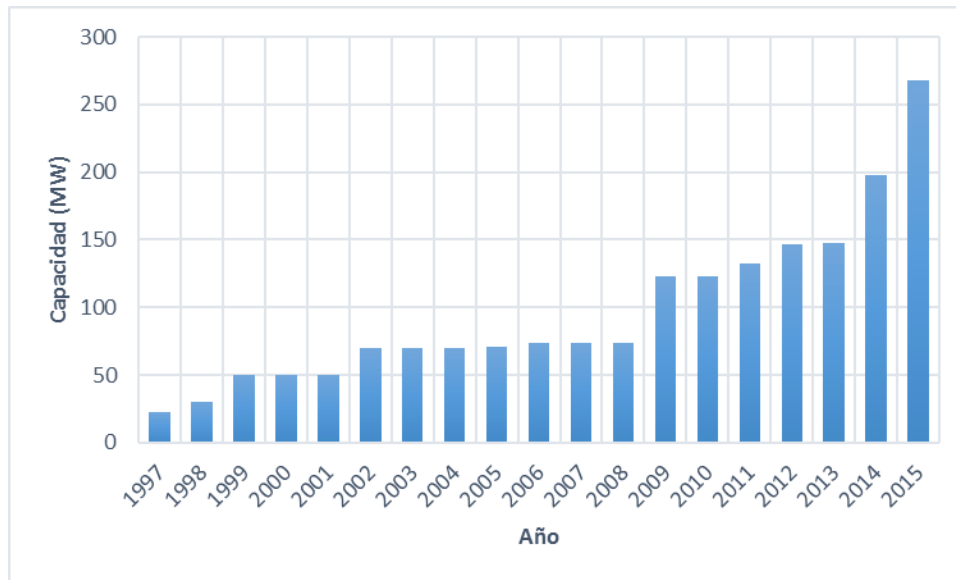
En dicho proyecto, se investigó y estudio un modelo de toma de decisiones para mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multi-estado, para el diagnóstico y mantenimiento de la turbina antes mencionada; el cual fue desarrollado como se dijo anteriormente a nivel teórico. Por lo que la intención del presente proyecto, es determinar las variables necesarias, métodos de recolección y manejo de datos que permitan la futura implementación de dicho modelo en el parque Eólico Los Santos específicamente en el Aerogenerador modelo G52.850 kW marca GAMESA EÓLICA; para lo cual es importante la determinación de los cambios necesarios al modelo debido a las condiciones locales.

1.5 Motivaciones

Como se puede observar en la Gráfica 1.1, durante los últimos años ha aumentado la capacidad instalada para generación eléctrica a partir de turbinas de eólicas en el país. Situación que no escapa a lo proyectado para este año.

De acuerdo con la planificación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Costa Rica duplicará la generación de electricidad a partir del viento entre 2015 y 2017. Así, la capacidad eólica del país pasará de 194 MW, a inicios del 2015 a 393 MW al 2017, haciendo que la producción eólica pase de 7% a 10,5% (Lara, 2015)

Para lo cual, se tiene planificado para este año la construcción de cinco plantas privadas: Altamira (Tilarán), Campos Azules (Tilarán), Mogote, Vientos de la Perla (Liberia) y Vientos de Miramar (Liberia). Y para el año 2017 para la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNLF) el parque Ventus.



Gráfica 1.1 Capacidad de producción a partir de energía eólica en el país

Adaptado de: thewindpower.net (2015)

En el país, la época seca ocurre entre diciembre y marzo, meses en los cuales se da una reducción considerable del caudal de los ríos, pero existen niveles favorables de viento para generación eléctrica. Tener la posibilidad de generar electricidad a partir de energía eólica al no poder hacerlo mediante energía hidroeléctrica representa una importante ventaja, ya que se disminuye la dependencia de la generación térmica. (Elmundo.cr, 2015) En la Figura 1.2 se muestra la matriz energética costarricense, donde se observa la predominancia de la energía hidroeléctrica.

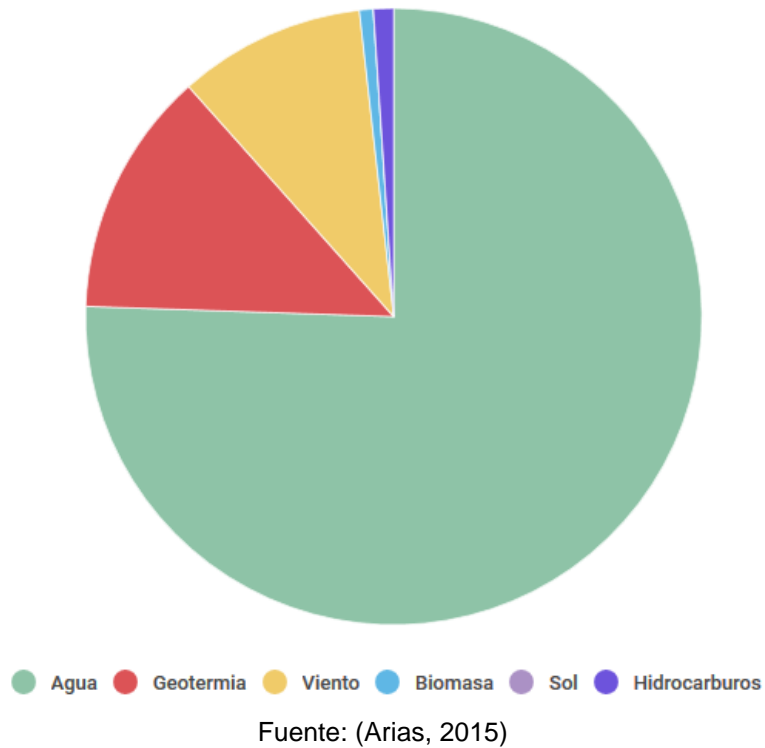


Figura 1.2 Estructura de la matriz de generación eléctrica del 2015

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad (2015)

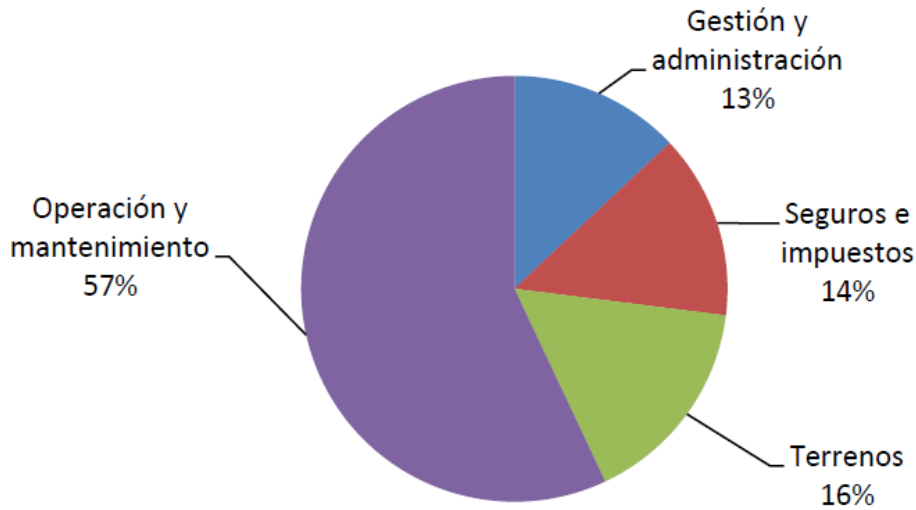
Lo cual viene a ayudar con el objetivo país, de ser carbono neutral. Ya que, por ejemplo, gracias a estos apoyos energéticos, durante el 2015, hasta el 17 de diciembre de dicho año, la generación eléctrica en el país a cargo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se logró con un 98,95% mediante fuentes renovables (Arias, 2015). En la siguiente gráfica se muestra la distribución de fuentes utilizadas para la generación eléctrica en dicho período.

Gráfica 1.2 Generación Eléctrica para consumo nacional en 2015



Con el gran número de parques eólicos existentes y por venir, se puede observar que cada vez es más necesaria la aplicación de estrategias de mantenimiento efectivas, que garanticen la confiabilidad de los sistemas que conforman una turbina eólica. Esto debido a la alta criticidad de los componentes que conforman los sistemas, y las grandes limitaciones de accesibilidad a las turbinas, lo que en ciertas ocasiones puede llegar a requerir el alquiler de grúas para realizar los mantenimientos necesarios, lo cual implica un gran coste y logística; debido a que estos parques eólicos normalmente se ubican en zonas retiradas. Como se puede observar en la Gráfica 1.3, los costos de operación y mantenimiento, en general representan más del 50 % de los costos de explotación del proyecto.

Gráfica 1.3 Costos de explotación generales para proyectos eólicos



Fuente: Loría (2016)

De la situación anterior no escapa el parque eólico Los Santos. El mismo, como se mencionó anteriormente, fue inaugurado en octubre de 2011, por lo cual ya concluyó el período de garantía de cinco años otorgado por el fabricante. Durante los primeros dos años de operación, se pagó a dicho fabricante un monto considerable por concepto de operación, mantenimiento y suministro; posterior al segundo año (en mayo de 2014), COOPESANTOS asumió las actividades de mantenimiento con personal propio, por lo cual se comenzó a realizar un pago trimestral al fabricante para el acceso a los manuales de mantenimiento de los equipos y otro monto anual para recibir asistencia directa.

De igual manera, se realiza un alto cobro a COOPESANTOS relacionado con el software de toma de datos de los sensores de vibraciones de las unidades aerogeneradoras. Dichos costos iban a disminuir las utilidades del proyecto, por lo que se decidió dejar de pagar por ellos. Lo que finalmente obligó, a pesar del interés del Departamento de O&M de contar con dichos datos; a retornar al mantenimiento preventivo, con los costos asociados a esta estrategia; principalmente a los costos asociados a las inspecciones en intervalos constantes.

Otro aspecto que aumenta considerablemente los costos, son las fallas prematuras en los componentes, lo que produce altos tiempos de paro debido a la logística requerida para la realización de las reparaciones necesarias.; ya que no es posible hacer frente a esta situación al 100% mediante rutinas preventivas de mantenimiento.

Al implementar un modelo basado en la condición, se utilizan los datos obtenidos para la predicción de fallas, y se incluyen variables como costos, tiempos para mantenimiento y disponibilidad de presupuesto. Por lo tanto, entre las ventajas conseguidas mediante esta metodología se pueden citar la facilidad para planear el mantenimiento (logística) y la optimización de costos asociados al tiempo de paro y reparación. Además, se utilizan los componentes hasta prácticamente el final de su vida útil, ya que se realiza el mantenimiento hasta que la condición del componente así lo indique, lo cual elimina el sobre mantenimiento y sus costos asociados.

Finalmente, el modelo planteado utiliza un modelo matemático basado en el uso de redes neuronales artificiales (ANN), razón por la cual se requiere primeramente el establecimiento de la estructura necesaria para iniciar una implementación. Lo anterior se debe a que es necesario el entrenamiento de las redes con datos de al menos un año de operación, para que el aprendizaje de las mismas sea exitoso. Se debe mencionar, que una gran ventaja ofrecida por este modelo al utilizar ANN, es que se prescinde de un analista de datos, ya que estas son capaces de aprender a interpretar los datos y predecir el porcentaje de vida útil de cada componente. (Loría, 2015)

1.6 Metodología

Las etapas en las cuales se realizará el proyecto son mostradas a continuación en la Tabla 1.3, así como el objetivo asociado a cada una de ellas y las actividades correspondientes.

Tabla 1.3 Metodología Propuesta para el desarrollo del proyecto

ETAPA	OBJETIVO ASOCIADO	ACTIVIDADES
1. Estudio del modelo de diagnóstico y pronóstico multi-estado	Describir el modelo diagnóstico y pronóstico bajo un proceso de deterioro multi estado, desarrollado en el Laboratorio en Confiabilidad de la Universidad de Alberta en Canadá	<ul style="list-style-type: none"> • Analizar el trabajo realizado por la ingeniera Ana Laura Loría García • Recopilar información cualquier otra fuente relacionada con el tema. • Seleccionar la información de mayor interés. • Procesar la información seleccionada.
2. Observar estructura de mantenimiento utilizada Por COOPESANTOS	Conocer el modelo de mantenimiento que emplea la compañía, así como políticas y rutinas	<ul style="list-style-type: none"> • Entrevista con el personal a cargo del mantenimiento y de producción, con el fin de obtener cualquier información relevante para el modelo. • Revisar cualquier historial de mantenimiento, si este está disponible. • Analizar las fichas técnicas de los equipos. • Inventariar los recursos disponibles con los que cuenta la compañía a fines al proyecto.
3. Examinar los componentes de medición presentes en los Aerogeneradores	Analizar la posibilidad de emplear los componentes presentes para la estructura que permita la recolección de datos a fin de poder implementar el modelo	<ul style="list-style-type: none"> • Examinar los aerogeneradores para ver los componentes de medición presentes o incorporados de fabrica • Buscar datos técnicos de los componentes encontrados • Revisar posibilidad de emplear los componentes para la estructura
4. Analizar las variables necesarias como insumo para el modelo	Determinar las variables necesarias para la implementación del modelo	<ul style="list-style-type: none"> • Analizar las variables necesarias establecidas para las entradas de la red neuronal artificial • Analizar el modelo y la norma ISO 10816-21 • Determinar el menor número variables a tomar en cuenta, sin afectar las entradas del modelo
5. Buscar la mejor opción para la estructura y procesamiento de datos	Analizar los costos reales de la implementación de este modelo.	<ul style="list-style-type: none"> • Buscar opciones de diferentes proveedores que se adecuen a las necesidades de la estructura • Determinar la mejor opción con respecto a costo, facilidad de adquisición y respaldo brindado • Comparar los costos de la estructura planteada contra los estimados por el modelo
6. Hacer las rutinas para los componentes de la estructura	Elaborar las rutinas de mantenimiento preventivo que garanticen la funcionalidad de los componentes de la estructura de toma de datos	<ul style="list-style-type: none"> • Determinar las rutinas de mantenimiento necesarias para los componentes de la estructura • Charlar con los posibles encargados de las rutinas de mantenimiento, para conocer su punto de vista para tratar de adaptar las rutinas a su metodología de trabajo • Elaborar las rutinas de mantenimiento preventivo de los componentes de la estructura

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

1.7 Cronograma

A continuación, se presentan las tareas que conformarán el presente proyecto, con las fechas en las cuales serán realizadas, tiempos de duración y el orden de trabajo a seguir (Figura 1.3). Finalmente se presentan estas tareas calendarizadas en la Figura 1.4.

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
1	Realizar documento escrito	65 días	lun 25/07/16	vie 21/10/16
2	Estudio del modelo de toma de decisiones	5 días	lun 25/07/16	vie 29/07/16
3	Reconocimiento de Empresa	2 días	lun 25/07/16	mar 26/07/16
4	Análisis de la Estructura de Mantenimiento utilizada	2 días	mié 27/07/16	jue 28/07/16
5	Entrevistas con el personal de Mantenimiento	4 días	vie 29/07/16	mié 03/08/16
6	Estudio del modelo de redes neuronales	10 días	lun 01/08/16	vie 12/08/16
7	Revisar fichas técnicas de lo equipos	4 días	jue 04/08/16	mar 09/08/16
8	Buscar y Revisar historiales de Mantenimiento	2 días	mié 10/08/16	jue 11/08/16
9	Inventariar equipos disponibles	2 días	vie 12/08/16	lun 15/08/16
10	Revisar los datos recolectados por el sistema	3 días	vie 12/08/16	mar 16/08/16
11	Estudio de los Software: Neuroph Studio, SciLab y LabVIEW de National Instruments	10 días	lun 15/08/16	vie 26/08/16
12	Examinar Aerogeneradores	7 días	mié 17/08/16	jue 25/08/16
13	Investigar sobre los componentes presentes en los Aerogeneradores	3 días	vie 26/08/16	mar 30/08/16
14	Determinar la posibilidad de emplear componentes presentes	2 días	mié 31/08/16	jue 01/09/16
15	Análisis de las distribuciones de fallas de los componentes, mediante el uso de datos del WindStats Newsletter	10 días	lun 29/08/16	vie 09/09/16
16	Analizar las variables necesarias establecidas para el modelo	3 días	vie 02/09/16	mar 06/09/16
17	Analizar el modelo con base a lo establecido por la norma ISO 10816-21	2 días	mié 07/09/16	jue 08/09/16
18	Determinar el número y las variables necesarias para el modelo	4 días	vie 09/09/16	mié 14/09/16
19	Buscar opciones en el mercado que se adecuen a la recolección de datos necesaria	10 días	jue 15/09/16	mié 28/09/16
20	Determinar la mejor opción para la recolección de datos	2 días	jue 29/09/16	vie 30/09/16
21	Comparar los costos de la estructura planteada y la propuesta por el modelo	2 días	lun 03/10/16	mar 04/10/16
22	Determinar las rutinas de mantenimiento necesarias para la estructura propuesta	3 días	mié 05/10/16	vie 07/10/16
23	Charlar con los posibles encargados de las rutinas de mantenimiento	4 días	lun 10/10/16	jue 13/10/16
24	Realizar manual de mantenimiento de la estructura	5 días	vie 14/10/16	jue 20/10/16
25	Resumen Ejecutivo a Piedra	4 días	lun 24/10/16	jue 27/10/16
26	Presentación de Proyecto en el TEC	1 día	mié 16/11/16	mié 16/11/16

Figura 1.3 Tareas a realizar

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Project 2016)

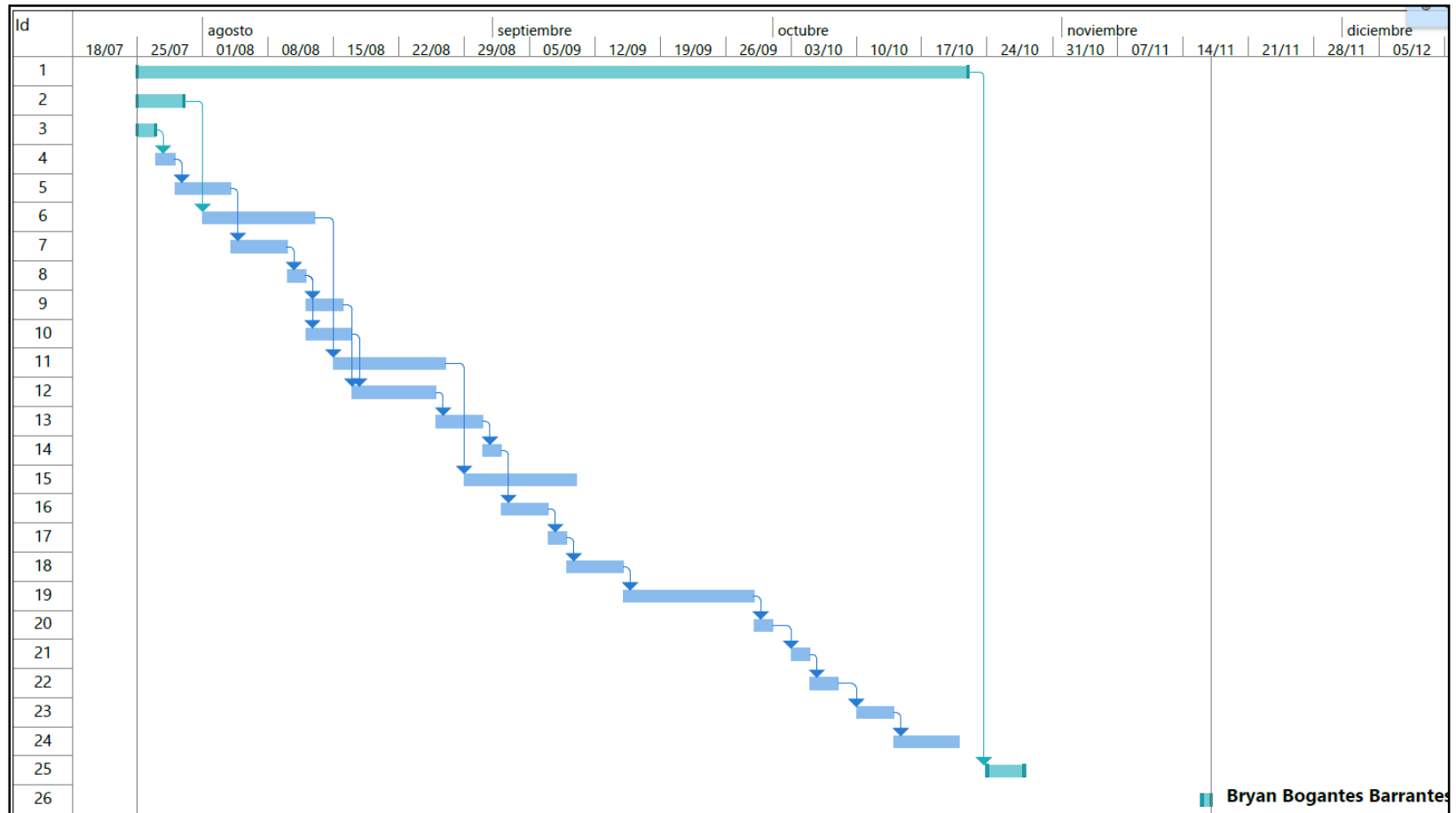


Figura 1.4 Calendarización de tareas por realizar
Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Project 2016)

1.8 Alcance del proyecto

El alcance del presente proyecto, será la determinación de la estructura necesaria para la adquisición de datos de manera autónoma, que permita el arranque a futuro la implementación del modelo de toma de decisiones para mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multi-estado, el cual se realizará mediante el concepto de redes neurales artificial (ANN) en el parque Eólico Los Santos.

Para esto, se tomará en estudio los 15 aerogeneradores que componen el parque Eólico Los Santos; los cuales serán analizados para observar la estructura actual de adquisición de datos instalada por la empresa Fabricante, a cuyos datos no es posible acceder por COOPESANTOS, con el fin de tratar de utilizar estos componentes para el fin deseado; para los demás datos y el manejo de información se buscará una estructura que permita el manejo adecuado de esta, tomando en cuenta costos, accesibilidad y respaldo. Además, serán determinadas las variables mínimas necesarias a tomar, para la implementación de modelo. Finalmente, se determinarán las rutinas de mantenimiento necesarias para los componentes de la estructura planteada.

El entregable final, será la propuesta con la estructura necesaria para la adquisición de datos y manejo de estos, en función de la futura implementación del modelo. Por lo cual queda a completa discreción de COOPESANTOS la implementación de dicha propuesta.

1.9 Limitaciones del proyecto

La principal limitante para el desarrollo del presente proyecto, se encuentra en el hecho que el mantenimiento basado en condición mediante un modelo de monitoreo del deterioro multi-estado nunca se ha implementado en el país, en ninguna área (que se tenga información), por lo cual no se tiene ningún tipo de antecedente al respecto. Sumado a esto, que no se acostumbra a manejar un historial de mantenimiento detallado en las industrias, situación de la que no escapa la generación eólica.

Por lo cual, que se tomará como principal insumo y punto de partida, el trabajo realizado por la ingeniera Ana Laura Loría García, además de las características de equipos similares a nivel mundial y publicaciones sobre el tema; tomando en cuenta también, toda la información que se pueda obtener del personal del parque eólico.

CAPÍTULO 2: Marco Conceptual

En el presente capítulo, son presentados conceptos necesarios para comprender el modelo de toma de decisiones de mantenimiento basado en el deterioro multi-estado. Por lo cual se definen conceptos como: ingeniería de confiabilidad, mantenimiento selectivo, redes neuronales artificiales y brevemente sobre las estrategias de mantenimiento.

2.1 Ingeniería de Confiabilidad

La utilización de la confiabilidad en la ingeniería de producto y procesos ha probado dar excelentes resultados como medio para predecir fallas de operación. (Acuña, 2003) Así que confiabilidad se define como la probabilidad que un sistema pueda desempeñar satisfactoriamente sus funciones por un tiempo dado bajo ciertas condiciones designadas; por lo cual la confiabilidad permite medir qué tan bien el sistema cumple o alcanza el objetivo de diseño. (Kuo & Zuo, 2003) Por lo que estos autores mencionan, que, para la descripción de la confiabilidad de un sistema dado, es necesario especificar:

- a) El proceso de falla.
- b) La configuración del sistema que describe cómo el sistema se encuentra conectado y las reglas de operación.
- c) El estado en el cual está definida la falla, o el sistema se encuentra en falla.

El proceso de falla describe la probabilidad de las leyes que gobiernan estas fallas. La configuración del sistema define la manera en la cual la función de confiabilidad del sistema se comportará. Finalmente, la tercera consideración define la condición de falla del sistema.

2.1.1 Necesidad de los modelos de confiabilidad

Como es mencionado por Loría (2016) en la actualidad, los sistemas tienden a ser grandes, complejos, con características que los hacen especiales y con sus estructuras particulares. Cuando es presentada una falla en un sistema complejo, pueden presentarse consecuencias serias, como pueden ser pérdidas económicas considerables, afectación de la salud y bienestar de los colaboradores y daños al medio ambiente.

Por lo tanto, la ingeniería en confiabilidad se basa en datos objetivos y cuantificables, dejando de lado decisiones basadas en intuiciones. Por lo que, es mayor la necesidad de contar con herramientas que aseguren una toma de decisiones de mantenimiento en función de optimizar la confiabilidad de los sistemas, ya que son necesarias buenas estrategias de mantenimiento y estas no pueden ser basadas únicamente en acciones periódicas de mantenimiento basadas en las recomendaciones de los fabricantes. (Brandão, 2010)

2.2 Probabilidad y estadística en la confiabilidad

La confiabilidad corresponde a un área de aplicación de la probabilidad y estadística. Como es descrito por Jardine y Tsang (2013) cuando decisiones sobre la optimización del mantenimiento son tomadas, el conocimiento de estadística es requerido para la determinación de probabilidades de ocurrencia de fallas en los sistemas. Ya que, a pesar de no ser posible saber con exactitud cuándo se dará la transición del estado de operación a falla del equipo, es posible obtener o determinar información acerca de la probabilidad de dicha transición en un determinado momento.

Dentro del análisis de confiabilidad, se utiliza la variable de tiempo de vida de un componente. La cual corresponde a una variable aleatoria, de tipo continua y no pudiendo tomar valores negativos. Por lo que las principales distribuciones de probabilidad utilizadas para la descripción del proceso de falla son: Weibull y normal. (Loría, 2016)

En este apartado, son descritos conceptos fundamentales de probabilidad y estadística, que corresponden al fundamento del modelo que busca la implementación del presente proyecto.

2.2.1 Variables aleatorias

Como es definido por Acuña (2003): “Una variable aleatoria es una variable cuya ocurrencia depende única y exclusivamente al azar” Kuo & Zuo (2003), lo definen como que en diversas aplicaciones son involucrados resultados inciertos y que el interés radica solamente en cierto aspecto del resultado. Por ejemplo: qué número aparecerá cuando sea un dado tirado o cual será el número total cuando sea tirado un par de dados.

La variable aleatoria X , corresponde a la función que es asignada a cada resultado en un espacio muestral S con un valor real. Se utiliza letra mayúscula para indicar una variable aleatoria y letra minúscula para indicar un valor específico que la variable aleatoria pueda tomar.

Las variables aleatorias pueden ser divididas en dos categorías: variables aleatorias discretas y variables aleatorias continuas. Una variable aleatoria discreta puede tomar valores finitos o infinitos numerables. Mientras, que la variable aleatoria continua puede tomar valores en una escala continua, como en el intervalo $(-\infty, \infty)$.

2.2.2 Función de densidad de probabilidad

La función de densidad de probabilidad (pdf) es utilizada en estudios de mantenimiento principalmente por tres razones: la variable a ser modelada (por ejemplo, el tiempo de

falla) es una variable continua, estas variables son más fáciles para manipular y permite brindar un entendimiento más claro acerca de la verdadera distribución de falla. (Jardine & Tsang, 2013)

2.2.3 Función de distribución acumulada

Como es establecido por Jardine & Tsang (2013), en los estudios de mantenimiento el interés radica en la probabilidad de ocurrencia de la falla antes de un tiempo específico t . Por lo que esta probabilidad es obtenida de la función de densidad de probabilidad, como se muestra en la Ec. 2.1 y se representa como $F(t)$, y corresponde a la distribución acumulada de falla.

$$F(t) = \int_0^t f(t)dt \quad \text{Ec. 2.1}$$

2.2.4 Función de confiabilidad

Corresponde a una función complementaria a la función de distribución acumulada y es conocida también como la función de supervivencia. La cual se determina de la probabilidad de que el equipo sobreviva hasta un tiempo específico t . Esta función es denotada por $R(t)$ y se puede observar en la Ec. 2.2.

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t)dt = 1 - F(t) \quad \text{Ec. 2.2}$$

2.2.5 Tasa de riesgo

La tasa de riesgo de un componente corresponde a la probabilidad que dicho componente falle en el próximo intervalo dado que está funcionando al inicio del intervalo; esto viene dado por una probabilidad condicional. (Jardine & Tsang 2013) La cual se encuentra definida por:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad \text{Ec. 2.3}$$

Por lo que la tasa de riesgo, permite responder la pregunta de en qué momento es óptimo aplicar un reemplazo preventivo en función de la búsqueda de la minimización de costos asociados al mantenimiento preventivo, sin que estas acciones resulten contraproducentes.

Finalmente, se debe mencionar que la función de confiabilidad, la función de distribución acumulada y la función de densidad de probabilidad varían, de acuerdo a la distribución de los componentes o sistemas. Por lo que a continuación son descritas para el caso de las distribuciones mayormente utilizadas en el campo de mantenimiento.

2.2.6 Distribución normal

La distribución normal o distribución Gaussiana, es utilizada cuando el resultado de una variable aleatoria es el efecto aditivo de un gran número de pequeñas e independientes variaciones. Cuando esto es cierto para el tiempo de falla, la distribución de falla es una función normal con forma de campana. (Jardine & Tsang 2013) En la práctica, el tiempo de vida de un bombillo incandescente y el tiempo de la falla primaria de motores en autobuses, siguen una distribución normal.

La función de densidad de la distribución normal viene dada por la Ec. 2.4. Donde los principales parámetros característicos de esta función corresponden a la media (μ) y la desviación estándar (σ).

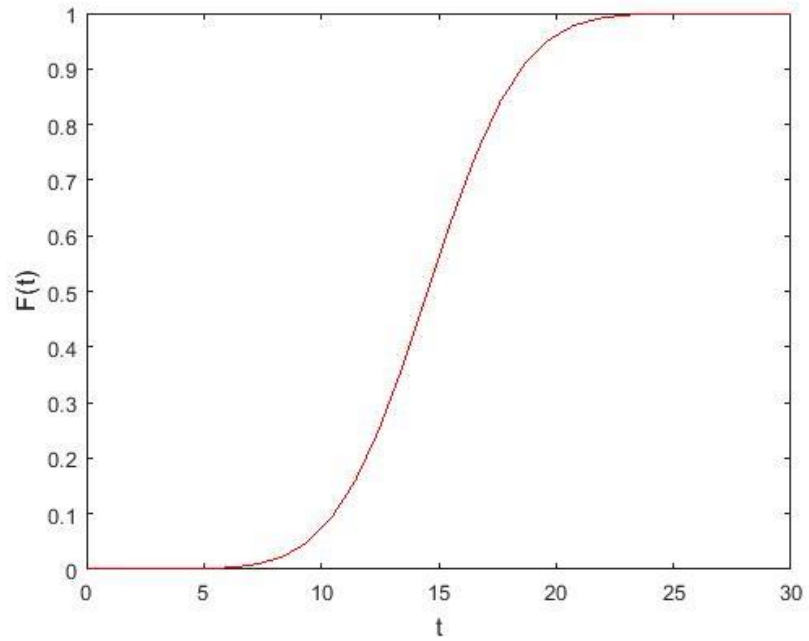
$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2} ; -\infty < t < \infty \quad \text{Ec. 2.4}$$

En la práctica, es considerado que si la media de la distribución normal está muy alejada del origen y la varianza (σ^2), no es muy grande, es aceptable el uso de esta distribución para la aproximación de la situación real. Una regla de aproximación “gruesa” consiste en que la media debe ser 3,5 veces mayor que la desviación estándar, ya que, para este caso, existen prácticamente nulas posibilidades de que la distribución devuelva un valor negativo para un tiempo de falla.

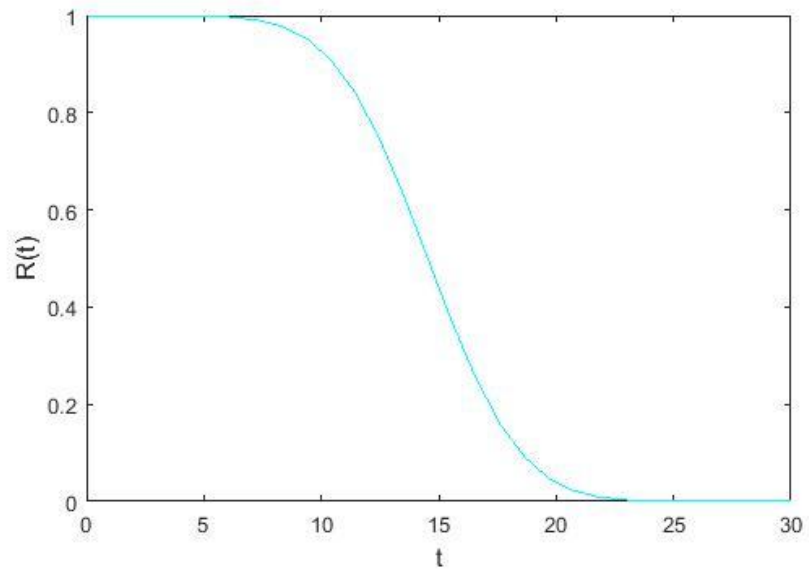
Finamente, se presentan respectivamente las funciones de confiabilidad y tasa de riesgo para esta distribución en las ecuaciones Ec. 2.5 y Ec. 2.6. En Gráfica 2.1, Gráfica 2.2 y Gráfica 2.3, respectivamente la función de distribución acumulada, función de confiabilidad y función de tasa de riesgo para la distribución normal para una distribución normal con $\mu = 15$ y $\sigma = 3$

$$R(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_t^{\infty} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2} dt \quad \text{Ec. 2.5}$$

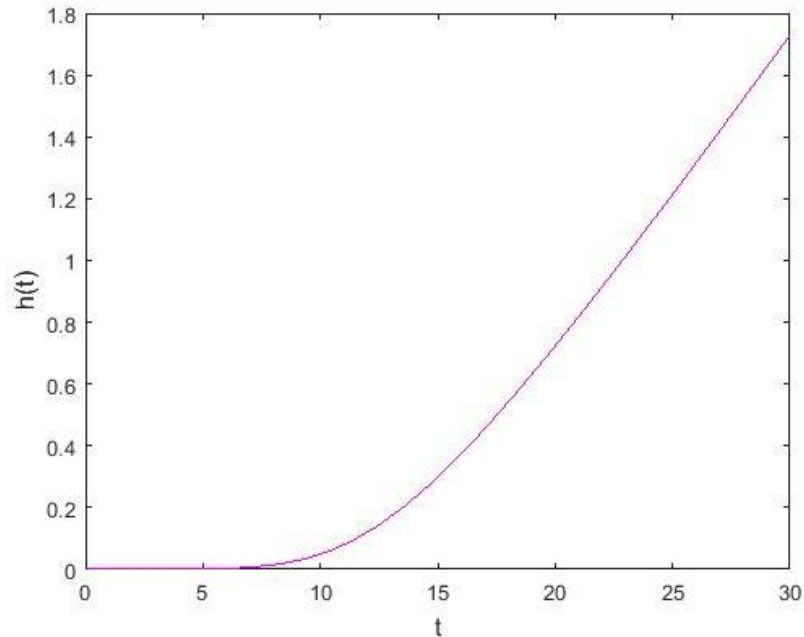
$$h(t) = \frac{e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}}}{\int_t^{\infty} e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}} dt} \quad \text{Ec. 2.6}$$



Gráfica 2.1 Función de distribución acumulada de la distribución normal
Fuente: Elaboración Propia (MATLAB R2015a)



Gráfica 2.2 Función de confiabilidad de la distribución normal
Fuente: Elaboración Propia (MATLAB R2015a)



Gráfica 2.3 Función de tasa de riesgo de la distribución normal
Fuente: Elaboración Propia (MATLAB R2015a)

2.2.7 Distribución Weibull

Como es mencionado por Loría (2016), en ingeniería de confiabilidad la distribución Weibull es la más utilizada, esto por tener distintas formas de función de densidad de probabilidad, gracias a los parámetros característicos de esta distribución. El primer parámetro, conocido como parámetro de forma (β) permite a esta distribución ser equivalente a otras; por ejemplo, en caso de que el parámetro de forma sea igual a uno, esta se convierte en la distribución exponencial. Esto le permite representar según sea el caso, funciones de tasa de riesgo constantes, crecientes y decrecientes.

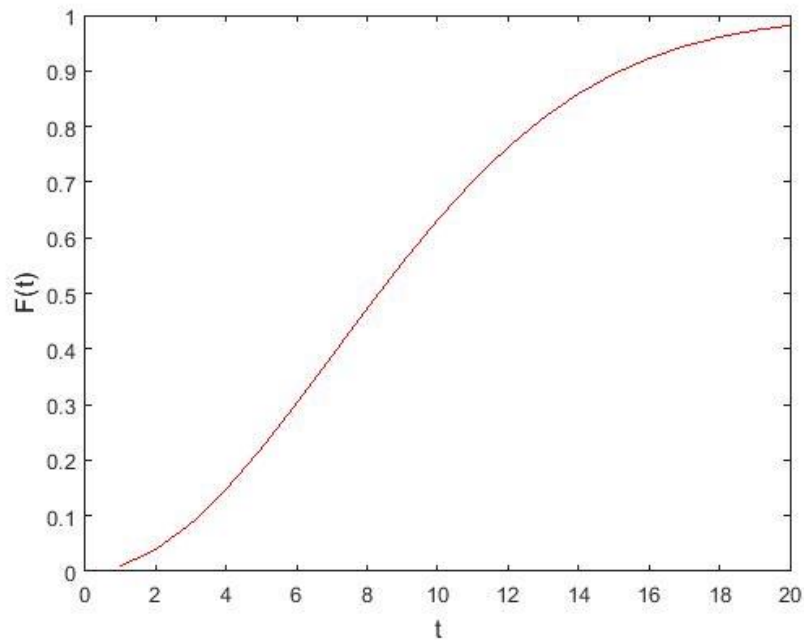
El otro parámetro de esta distribución, corresponde al de escala o vida característica (η). En las ecuaciones Ec. 2.7, Ec. 2.8 y Ec. 2.9, se muestran respectivamente la función de densidad de probabilidad, confiabilidad y tasa de riesgo para esta distribución.

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}; t \geq 0 \quad \text{Ec. 2.7}$$

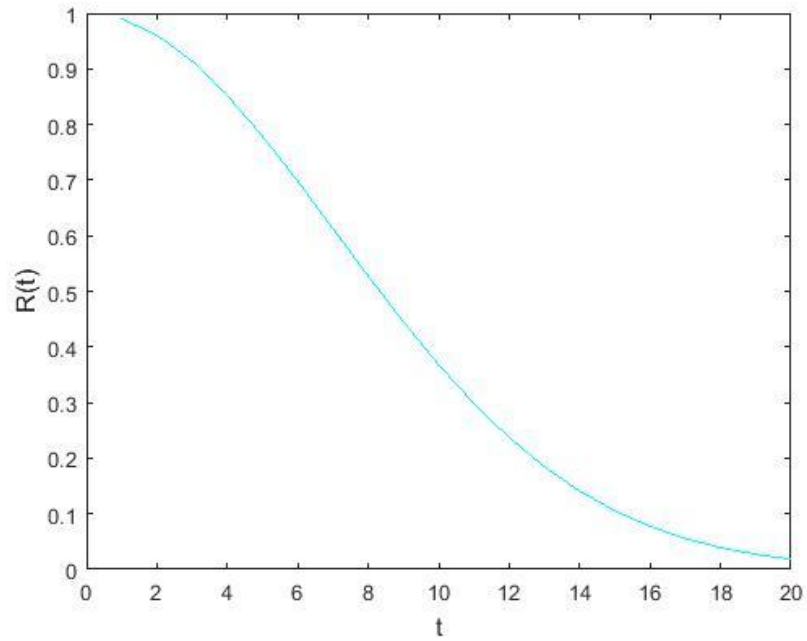
$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}; t \geq 0 \quad \text{Ec. 2.8}$$

$$h(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta-1} \quad \text{Ec. 2.9}$$

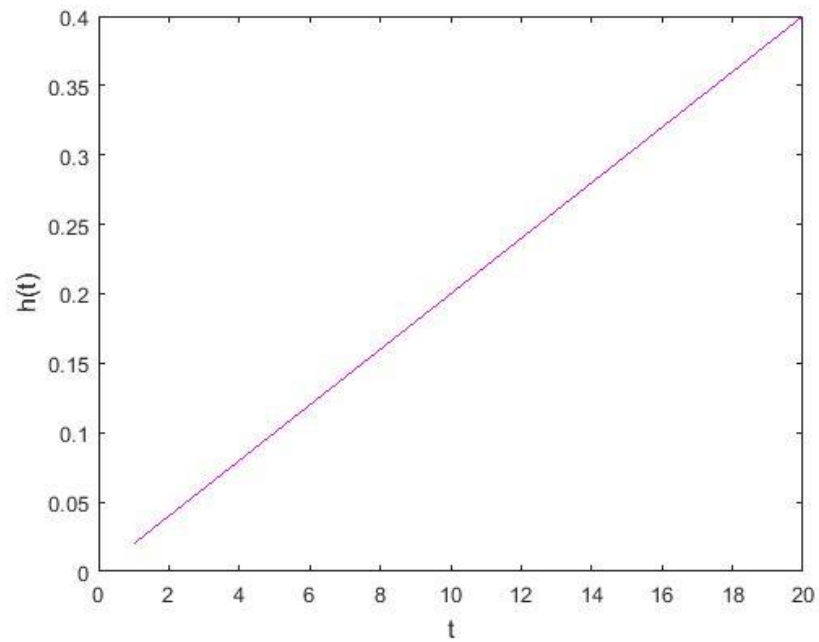
En las siguientes gráficas, se presenta respectivamente la función de distribución acumulada, la función de confiabilidad y la tasa de riesgo, para la distribución Weibull con parámetros $\beta = 2$ y $\eta = 10$



Gráfica 2.4 Función de distribución acumulada de la distribución Weibull
Fuente: Elaboración Propia (MATLAB R2015a)



Gráfica 2.5 Función de confiabilidad de la distribución Weibull
Fuente: Elaboración Propia (MATLAB R2015a)



Gráfica 2.6 Función de tasa de riesgo de la distribución Weibull
Fuente: Elaboración Propia (MATLAB R2015a)

2.3 Configuración del sistema

Como es establecido por Loría (2016), la confiabilidad de un sistema depende de la confiabilidad de los componentes que conforman dicho sistema. Donde un componente es definido como la mínima unidad que conforma al sistema, mientras el subsistema se encuentra formado por un conjunto de componentes. Con lo que, finalmente el sistema se encuentra conformado por un grupo de subsistemas.

Tradicionalmente, los sistemas o componentes son considerados entre dos posibles estados: funcionando o en falla, por lo que se dice que corresponde a un sistema o componente binario, en la Figura 2.1 se representa este sistema. Para este sistema es asumido que desempeñará la función deseada hasta que falle. Dicha falla, desde el estado de operación al estado de falla, sigue una función de densidad de probabilidad (pdf), de acuerdo a las características del sistema.

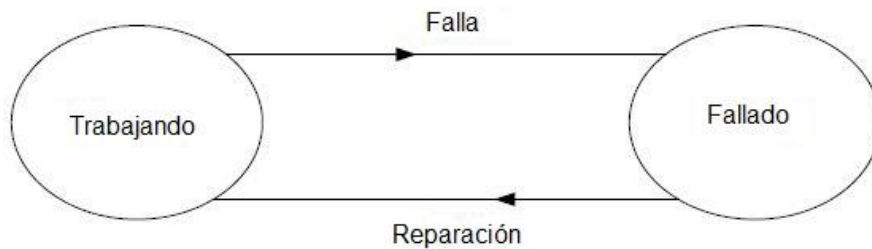


Figura 2.1 Representación de Sistema Binario

Adaptado de: Pandey (2014)

Asumir algunos sistemas como binarios, no refleja los posibles estados que puedan presentar, ya que estos pueden desempeñar sus funciones con más de dos niveles distintos, lo cual es conocido como tasas de desempeño. Este tipo de sistemas, es llamado sistema multi-estado, donde las tasas de desempeño varían desde la operación perfecta hasta el estado de falla total. (Pandey, 2014)

Como es definido por Pandey (2014), los sistemas multi-estado son divididos en estado continuo y estado discreto. En el estado continuo el sistema se considera en falla cuando se degrada más allá de un valor predefinido, lo cual involucra un alto nivel de complejidad matemática. Es por esa razón, que el sistema multi-estado de estado discreto resulta popular en el modelado de la confiabilidad. Por lo que en la Figura 2.2 se muestra esta configuración, conformada por un total de $v+1$ estados (con $v \geq 1$). El estado v corresponde al mejor estado de desempeño (condición como nuevo) y el estado 0 corresponde al estado de falla; mientras, que los estados entre 1 y $v-1$ son estados intermedios de degradación. Bajo este concepto, las labores de mantenimiento, tienen como finalidad mejorar el desempeño del sistema al llevarlo a un estado superior.

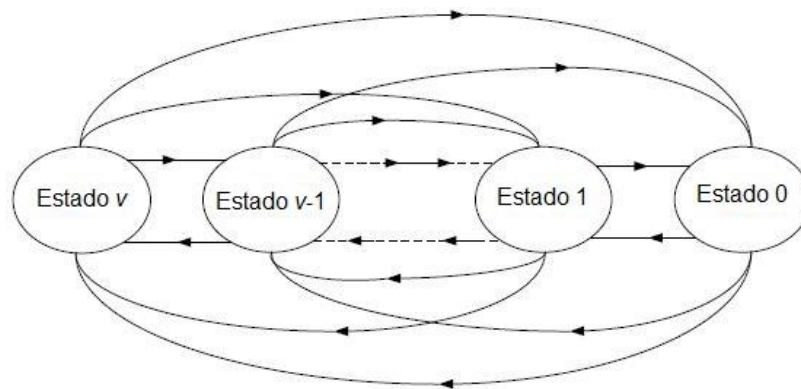


Figura 2.2 Representación de Sistema Multi-estado
Adaptado de: Pandey (2014)

Finalmente se debe tener claro la diferencia entre los conceptos de edad calendario y edad efectiva. La primera hace referencia al tiempo transcurrido desde la instalación del componente; mientras el segundo refleja la condición del componente en el punto actual. (Loría, 2016)

2.3.1 Mantenimiento Selectivo

Las decisiones de mantenimiento dependen principalmente de dos factores, de los requerimientos del componente, máquina o sistema en el periodo a laborar hasta el próximo de periodo de mantenimiento y de los recursos (presupuesto, tiempo, personal, entre otros) con los que se cuenten para realizar las labores de mantenimiento. De manera que, en sistemas, compuestos por varios componentes y cada uno de estos componentes tiene diferentes opciones de mantenimiento, resulta más crítico decidir cuál o cuáles componentes recibirán mantenimiento y qué tipo de mantenimiento utilizar. Por lo que el concepto de mantenimiento selectivo, radica en la selección de las tareas de mantenimiento a realizar, para que el equipo pueda desempeñarse. (Pandey, 2014)

Para esta política resulta necesario determinar la degradación de los componentes y el efecto de las acciones de mantenimiento sobre la condición de los mismos. Con lo que es posible, determinar cuáles componentes y el nivel de mantenimiento necesario en estos para asegurar la confiabilidad del sistema, posterior al mantenimiento. Ya que al realizar mantenimiento sobre ciertos componentes se puede mejorar la confiabilidad del sistema, a diferencia de realizar labores de mantenimiento sobre otros.

Finalmente, para llevar a cabo esta política de mantenimiento, es requerida una herramienta que facilite la toma de decisiones, entre las cuales se encuentra el modelo de redes neurales artificiales (ANN). Por lo que este modelo es descrito continuación.

2.4 Redes neuronales artificiales

Las redes neuronales artificiales (ANN por sus siglas en inglés, *Artificial Neural Networks*) pueden ser vistas como un modelo matemático, el cual es inspirado en el funcionamiento de las neuronas humanas. (Gershenson) En la Figura 2.3 se muestran las partes que conforman una neurona humana. El funcionamiento en la neurona humana, parte del recibimiento de una señal a través de la sinapsis localizada en las dendritas; cuando la señal recibida es suficientemente fuerte, la neurona es activada y emite una señal a través del axón. Esta señal puede ser enviada a otra sinapsis y puede activar otras neuronas. Estas trabajan de manera paralela, con el fin de comunicar señales a través de sinapsis.

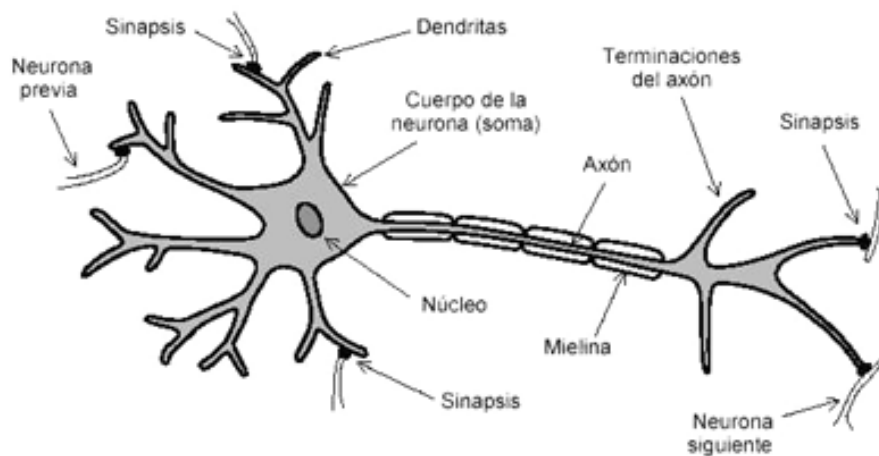


Figura 2.3 Partes de una Neurona humana

Fuente: Ruiz (2016)

Por lo que las redes neuronales artificiales, corresponden a una conexión de neuronas artificiales que simulan el sistema nervioso del ser humano. Por lo que tiene la ventaja potencial de manejar el mapeo no lineal de entradas y salidas requeridas del sistema. (Masoum, 2015)

Marsland (2015) menciona que el primer modelo utilizado de red neuronal fue propuesto por Warren McCulloch y Walter Pitts en 1943, el cual ha sido la base de otros modelos. En la Figura 2.4, se muestra el funcionamiento de este modelo, donde el componente básico corresponde al cuerpo de la neurona y es llamado nodo o unidad. Este es el que recibe las entradas de otras unidades o fuentes externa (x_m), las que son equivalentes a la sinapsis en una neurona humana. Cada una de estas entradas tiene un peso asociado (w_m), por lo que mientras mayor sea el peso, mayor será la entrada respectiva. Pudiendo ser los pesos negativos o positivos, en función si la señal es inhibitoria o excitadora respectivamente.

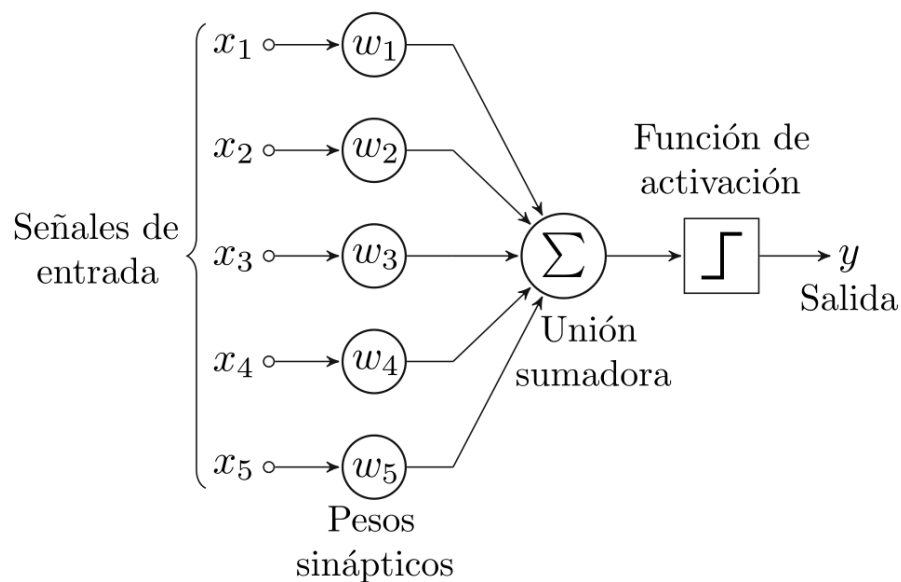


Figura 2.4 Elementos de una red neuronal artificial

Fuente: Ruiz (2016)

La regla de Hebb, establece con respecto a los pesos que el cambio en la fuerza de las conexiones de sinapsis es proporcional a la correlación entre el disparo de las dos neuronas conectadas. (Marsland, 2015) Esto hace referencia, que en caso de que dos neuronas sean activadas simultáneamente la fuerza entre ellas cambiará, haciéndose esta más fuerte. Pero en caso contrario, si dos neuronas nunca son activadas simultáneamente, la conexión entre estas morirá.

Por lo que, en cada nodo, es llevada a cabo una función de propagación f , que corresponde a la suma ponderada de las entradas, basado en el determinado peso asociado, lo cual se puede observar en la Ec. 2.10. Luego, mediante la función de activación, la cual depende de las entradas y los pesos asociados, es determinado la activación o no de la unidad. La función de activación mayormente usada corresponde a la función sigmoideal. (Gershenson)

$$f = \sum_{i=1}^n x_i w_{ij} \quad \text{Ec. 2.10}$$

Finalmente, la salida tiene un único valor; la cual puede ser la entrada de una próxima unidad, lo cual depende de la configuración de la red.

De acuerdo a Gershenson, el aprendizaje o entrenamiento de la red, corresponde al proceso de ajuste de los pesos. Ya que como fue mencionado, los pesos se relacionan directamente con la intensidad de la señal, por lo cual estos deben ser ajustados para obtener la salida esperada con las entradas específicas. Para esto son empleados algoritmos de ajuste para pesos, mediante datos de entrenamiento, de manera iterativa son calculados los pesos en función de minimizar el error entre la salida que es obtenida de la red y la salida esperada.

De los distintos tipos de arquitecturas de redes neuronales artificiales, se pueden mencionar principalmente dos, la red unicapa y perceptrón multicapa. El modelo utilizado en el presente proyecto es la arquitectura del Perceptrón Multicapa, por lo que este es descrito brevemente a continuación:

2.4.1 Perceptrón Multicapa

Esta corresponde a la arquitectura más utilizada. (Marsland, 2015) En esta se encuentran capas intermedias entre la capa de entrada y la capa de salida, las cuales son conocidas como capas ocultas. En la Figura 2.5, se muestra esta configuración.

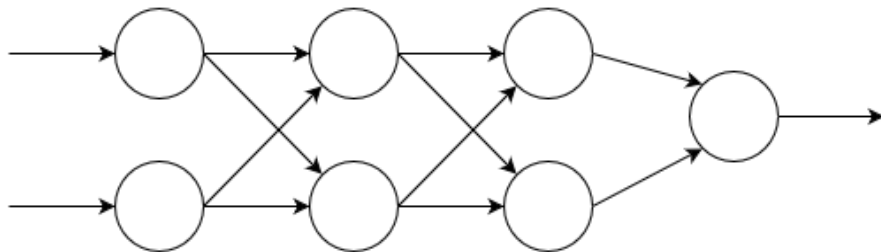


Figura 2.5 Perceptrón multicapa

Fuente: Elaboración Propia (draw.io)

La función de activación en este tipo de perceptrón multicapa no puede ser lineal, ya que en caso de serlo sería equivalente a una red unicapa. La ventaja de este tipo de configuración, es que tiene la capacidad de actuar para aproximar funciones de distintas naturalezas. (Loría, 2015)

2.5 Estrategias de Mantenimiento

Típicamente, al hablar de estrategias de mantenimiento es posible hablar de tres, mantenimiento correctivo, preventivo y el mantenimiento basado en condición o predictivo.

En la Figura 2.6 se muestran un posible escenario de mantenimiento. Esta muestra que el mantenimiento preventivo es realizado más frecuentemente que el mantenimiento basado en condición. Además, es posible observar que mediante el mantenimiento preventivo se desaprovecha mayormente la vida útil del componente al realizar cambios periódicos, mientras que el mantenimiento basado en condición se aprovecha la condición de una mejor manera.

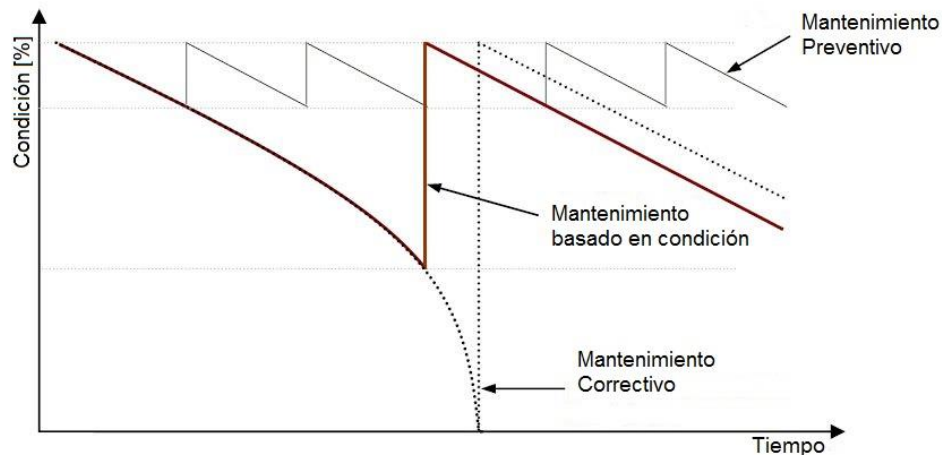


Figura 2.6 Variación del estado de un componente en función del tiempo según la estrategia de mantenimiento utilizada

Adaptado de: Ribrant (2006)

A continuación, son presentadas brevemente estas estrategias:

2.5.1 Mantenimiento Correctivo

Este es el mantenimiento que se debe realizar cuando la máquina o componente llega a fallar, es decir, cuando su condición es tan crítica que le impide desarrollar su trabajo o función. Generalmente, este tipo de mantenimiento es de carácter urgente en función de re-establecer el equipo a una condición que le permita desempeñar adecuadamente; ya sea mediante el reemplazo o reparación del componente dañado. (Duffuaa, 2007)

Mediante este modelo de mantenimiento, el equipo es operado hasta la ocurrencia de una falla mayor, lo cual es peligroso, ya que fallas en componentes no tan críticos pueden originar severas consecuencias. Sumado al hecho, que estas fallas son presentadas principalmente en períodos de alta carga. Lo cual para el caso específico de la industria eólica significa los periodos de alto viento, lo cual sumado a la pérdida en producción de energía eléctrica, puede dificultar, entorpecer o detener el trabajo de mantenimiento a realizar.

Entre las principales consecuencias de esta estrategia se encuentran, extensos períodos de paro, asociados a que no se planea la logística asociada al mantenimiento hasta el momento que se presenta la falla. Además, que no es posible predecir los costos asociados por reemplazo y reparaciones de componentes, lo que implica que la evaluación del costo y vida de estos pueda ser realizada posterior a las labores de mantenimiento.

2.5.2 Mantenimiento Preventivo

Corresponde al mantenimiento que es realizado de manera programada y se desarrolla de forma periódica; con el fin de disminuir fallas, optimizar la vida útil que define el fabricante y garantizar la confiabilidad de las máquinas. (Duffuaa, 2007) Este mantenimiento puede ser realizado en función del tiempo calendario, o uso del componente.

Esta estrategia, se encuentra diseñada para disminuir las probabilidades de fallas en los componentes, por lo cual es requerido acceso regular al sistema. Por lo que gran parte de los costos asociados se relacionan, con las inspecciones en sitio necesarias.

Entre sus principales ventajas, se encuentra que se facilitan aspectos de logística, al ser realizados mantenimientos de manera programada. Ya que, el sistema es inspeccionado y recibe mantenimiento periódicamente; con lo que durante las inspecciones si un componente presenta signos de desgaste y fatiga es reemplazado, aunque no haya sido alcanzado su tiempo de vida útil.

2.5.3 Mantenimiento basado en condición

El Mantenimiento basado en condición (CBM, por sus siglas en ingles *condition-based maintenance*) corresponde a un tipo de mantenimiento preventivo, con la diferencia que es basado en el rendimiento y monitoreo de parámetros del sistema; por lo que el mantenimiento iniciará cuando una variable de condición alcance o traspase un valor umbral. (Ribrant, 200) Entre ejemplos de variables de condición, pueden ser mencionadas: vibración, temperatura, número de partículas en aceite, entre otras.

La capacidad de monitorear la condición de los componentes, permitirá facilitar la planeación en función de las fallas y permitirá disminuir los tiempos de paro y los costos asociados. Esto permite utilizar los componentes hasta cerca del final de su vida útil, ayudando al manejo de repuestos. Otra de las ventajas de esta estrategia de mantenimiento, radica en la obtención de tendencias y datos estadísticos como el tiempo medio hasta la falla, lo cual es importante para contar información confiable durante el tiempo de vida del componente. (Ribrant, 2006)

Entre las técnicas predictivas utilizan en este tipo de mantenimiento, se pueden mencionar principalmente el análisis de vibraciones, mediciones de temperatura, monitoreo de aceite, termo-grafía, monitoreo del desempeño, ultrasonido pasivo e inspección visual.

2.5.3.1 Análisis de vibraciones

En el caso de un aerogenerador, la técnica de análisis de vibraciones es usado típicamente para el monitoreo de tres componentes claves en el tren motriz: la caja multiplicadora, el rodamiento principal y el generador. (Sheng & Veers, 2011) Siendo este monitoreo normalmente del tipo en línea, esto debido a la imposibilidad de realizar el monitoreo fuera de línea, con equipo externo mientras el aerogenerador se encuentra en operación, esto por factores de seguridad.

En la Figura 2.7, se presenta un ejemplo de configuración para el sistema de monitoreo de condición para el análisis de vibraciones en una turbina eólica. El cual se encuentra conformado, por ciertos sensores y el sistema de adquisición de datos (DAS, por sus siglas en inglés, *data acquisition system*) en conjunto corresponde al sistema de diagnóstico de condición. Además, se cuenta con un servidor de datos, el cual típicamente se encontrará en el parque eólico o en el centro de control, pudiendo variar el método de comunicación entre el DAS y el servidor de datos en el parque eólico, pero típicamente son utilizadas conexiones Ethernet, cableado de fibra óptica y en caso necesario, se configura para transmitir de manera inalámbrica hacia un centro remoto.

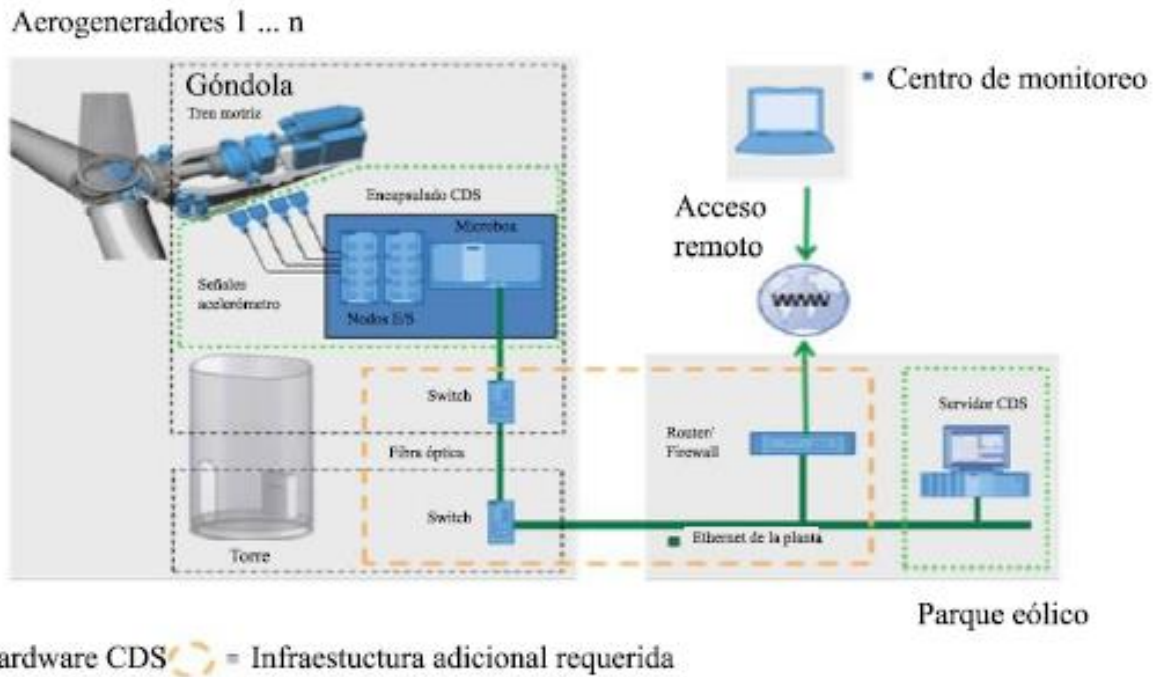


Figura 2.7 Ejemplo de configuración para el monitoreo de condición mediante el análisis de vibraciones

Adaptado de: Sheng & Veers (2011)

Estos sistemas de monitoreo de condición basados en análisis de vibraciones, se encuentran diferenciados principalmente por: el número de sensores utilizados, los puntos de medición y los algoritmos de análisis. Pero se debe mencionar, que los acelerómetros estándar son los dispositivos físicos mayormente empleados. (Sheng y Veers, 2011)

Con respecto a los algoritmos de análisis, difieren respecto al enfoque utilizado, ya que estos son clasificados en dos grandes grupos: dominio del tiempo y dominio de la frecuencia.

En la Tabla 2.1, se muestran los valores de referencia para evaluar la vibración en los componentes críticos del sistema y los rangos de frecuencia, para aerogeneradores con salida nominal igual o menor a 3 MW.

Tabla 2.1 Valores de referencia para turbinas eólicas Onshore con salida nominales menores o iguales a 3 MW

Componente	Evaluación rms de la aceleración (m/s²)	
Rotor	Rango de frecuencia ≤ 0,1 Hz a 10 Hz	
	Límite Zonas I/II	Límite Zonas II/III
	0,3	0,5
Generador	Rango de frecuencia ≤ 0,1 Hz a 10 Hz	
	Límite Zonas I/II	Límite Zonas II/III
	10,0	16,0
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)

2.5.3.2 Monitoreo de Aceite

El monitoreo de Aceite, es utilizado típicamente en la caja multiplicadora del aerogenerador, ya que este representa el único elemento del tren motriz lubricado con aceite. El objetivo de esta técnica, es detectar contaminación en el aceite y degradación; por lo que puede ayudar a detectar fallos en el lubricante, engranes y rodamientos. (Sheng y Veers, 2011)

Al emplearse el monitoreo en línea, son instalados sensores en el circuito de lubricación de la caja multiplicadora. Estos sensores divididos en dos grupos: sensor contador de partículas, el cual cuenta el número total de partículas ya sea estas partículas ferrosas o no ferrosas en diferentes tamaños. El otro tipo, corresponde a sensores de condición de aceite, el cual puede detectar cambios en la acidez y contenido de agua en el aceite.

Cuando se utiliza el monitoreo fuera de línea, esto implica tomar una muestra de aceite de la caja multiplicadora y enviarla a un laboratorio especializado en este tipo de análisis. De acuerdo a Fitch & Troyer (2001), los fabricantes de aerogeneradores recomiendan realizar este tipo de análisis de forma semestral

2.5.3.3 Ultrasonido Pasivo

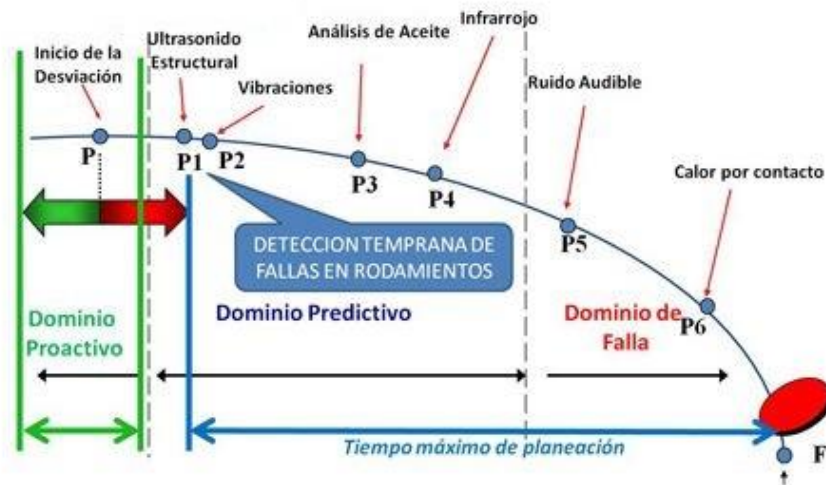
Una de las principales aplicaciones del ultrasonido pasivo en la industria, responde a la determinación de cuándo es necesario lubricar un rodamiento y la cantidad necesaria (Goodman). Ya que tanto la falta de lubricación como la sobre-lubricación pueden desencadenar resultados no deseados.

Tradicionalmente la lubricación es realizada bajo las recomendaciones del fabricante, las cuales típicamente son basadas en tiempo; bajo la premisa de prevenir que el rodamiento quede sin lubricación (seco). Por lo cual deja de lado el problema de sobre-lubricación, por lo que no se alcanza el balance entre estas dos situaciones.

Entre las principales ventajas que se pueden mencionar de este método de acuerdo a UE Systems INC (2016) son:

- a) Alertas tempranas de fallas en rodamientos
- b) Detección de Falta de Lubricación
- c) Prevención de Sobre Lubricación

Esta tecnología es basada en la detección de sonidos de alta frecuencia (de 20 kHz en adelante), los cuales se encuentran fuera del rango audible humano. Por lo que esta técnica puede ser empleada para rodamientos operando en cualquier velocidad; lo cual permite filtrar los ruidos de fondo confusos. En la Gráfica 2.7, se presenta la probabilidad de detección de falla en función del tiempo para las distintas técnicas predictivas en rodamientos. Del cual se puede observar, que mediante el ultrasonido pasivo es posible determinar con mayor prontitud el inicio de una falla en estos componentes.



Gráfica 2.7 Probabilidad de detección de falla en función del tiempo para las distintas técnicas predictivas en rodamientos

Fuente: UE Systems INC (2016)

En resumen, Goodman recomiendan las siguientes acciones para aplicar esta técnica en la lubricación de rodamientos.

- a) Establecer una línea base.
- b) Determinar la frecuencia de inspecciones
- c) Monitorear mientras se lubrica.
- d) Realizar inspecciones con el equipo de ultrasonido mientras se lubrica.
- e) Detectar señales de falla en el rodamiento.

CAPÍTULO 3: Turbinas Eólicas

Un aerogenerador corresponde a un mecanismo que utiliza la energía del viento para producir electricidad; esto gracias a la transformación de la energía cinética proveniente del viento a energía mecánica. Posteriormente, la energía mecánica es transformada en energía eléctrica, mediante el generador ubicado en la turbina.



Figura 3.1 Aerogeneradores de eje horizontal y tres palas, Parque Eólico Los Santos
Fuente: COOPESANTOS (2011)

En el presente capítulo se presentan las principales partes que conforman a un aerogenerador o turbina eólica de eje horizontal, tres palas y con caja multiplicadora. Finalmente se presentan tendencias de falla de los componentes de estos dispositivos.

3.1 Partes del Aerogenerador

En la Figura 3.2 se pueden observar las principales partes que conforman estas unidades.

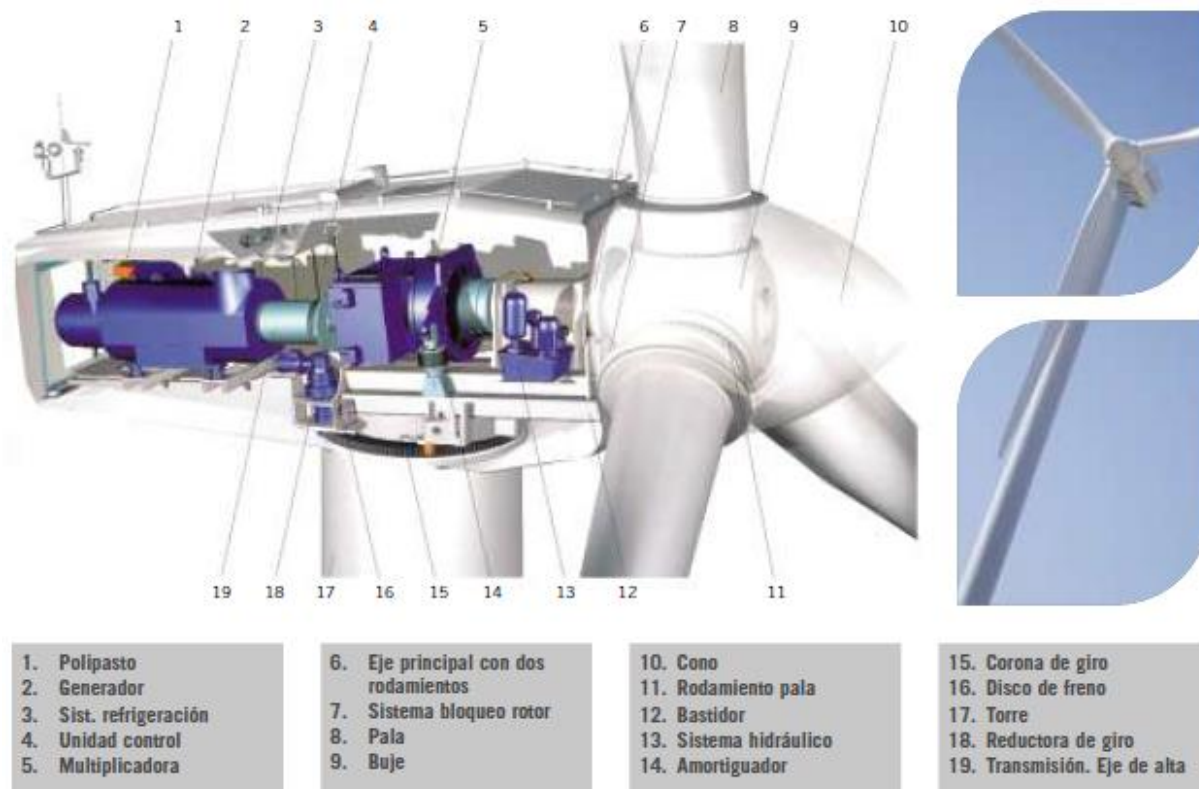


Figura 3.2 Principales partes de un aerogenerador de eje horizontal

Fuente: Gamesa (2007)

3.1.1 Rotor

Se encuentra conformado por las aspas y el cubo. En la Figura 3.3, se puede observar las secciones transversales en distintos puntos del aspa. Se debe mencionar que las aspas son los componentes que interactúan directamente con el viento, razón por la cual son diseñadas de manera tal que se maximice la eficiencia aerodinámica. Las cuales son hechas a partir de materiales livianos como plásticos reforzados con fibras de vidrio, aluminio o carbono; la cual le permite soportar las cargas aerodinámicas, mecánicas, centrífugas y momentos flectores variables a las que se ve expuesta, y responsables del desgaste y quebraduras que son presentadas en estos componentes. (ABB, 2011)

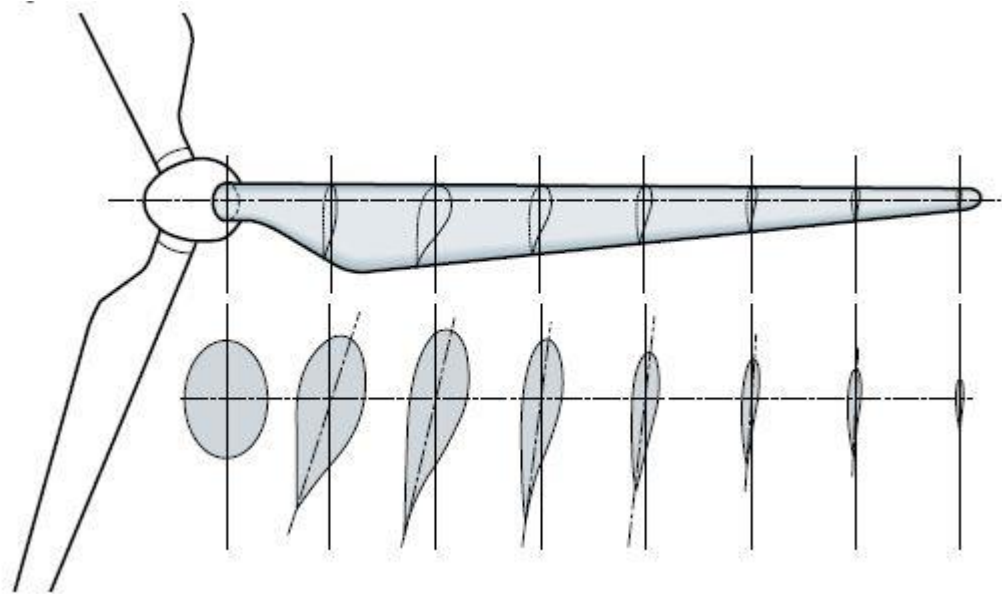


Figura 3.3 Secciones transversales del asa de un aerogenerador

Fuente: ABB (2011)

Finalmente, el cubo es el elemento que conecta las aspas con el eje principal, por lo cual es transmitida la potencia extraída del viento. Estos son hechos principalmente de acero y protegidos externamente con un encapsulado ovalado llamado *spinner*. (ABB, 2011)

3.1.2 Caja Multiplicadora

La mayoría de estos trenes motrices cuentan con una caja multiplicadora de uno o más pasos, cuyo objetivo es aumentar la velocidad en el rotor de manera que se adapte a los valores requeridos en los generadores comunes. Este componente es fuente de ruido y uno de los elementos que más requiere mantenimiento, además que puede causar pérdidas de eficiencia en la turbina eólica. (ABB, 2011)

En la Figura 3.4, se observa una configuración típica de caja multiplicadora, la cual corresponden a tres pasos. La etapa de baja velocidad es del tipo planetaria y las etapas de velocidad intermedia y alta son paralelas.

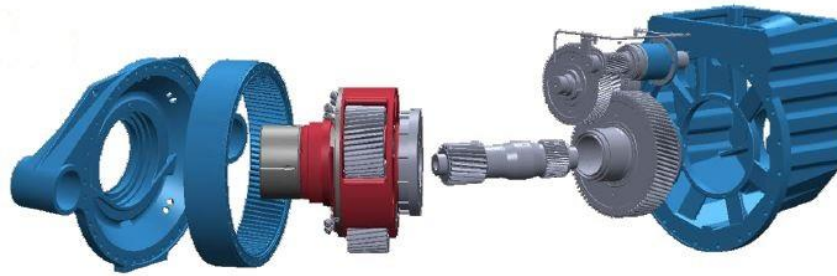


Figura 3.4 Configuración típica de una caja multiplicadora

Fuente: National Renewable Energy Laboratory (2011)

3.1.3 Frenos

La mayoría de las turbinas eólicas emplean frenos mecánicos utilizados sobre el tren motriz, en adición al freno aerodinámico. En muchos casos, estos frenos mecánicos pueden detener el rotor bajo condiciones climatológicas adversas; además del uso como “frenos de parqueo”, permiten mantener el rotor detenido cuando la turbina se encuentra fuera de servicio. (ABB, 2011) Los tipos de freno utilizados son los de disco (Figura 3.5) y los de embrague.

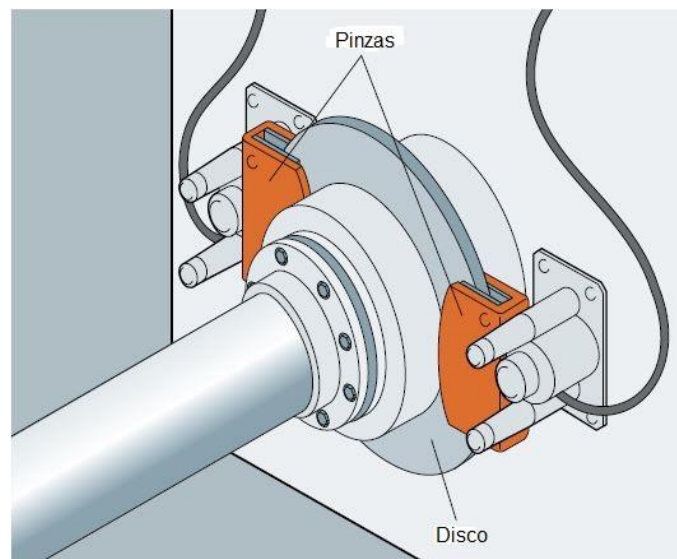


Figura 3.5 Freno de disco

Adaptado de: ABB (2011)

Los frenos mecánicos, pueden ser colocados en lado de baja o alta velocidad de las cajas multiplicadoras, pero es importante tener en cuenta las implicaciones que conlleva la posición de colocación de estos. En el lado de baja, deben ser capaces de ejercer un mayor torque, mientras que el lado de alta se tiene la desventaja que, en caso de fallo de la caja multiplicadora, el freno no será capaz de detener el rotor.

De igual manera, son utilizados este tipo de frenos en el sistema de orientación. En el cual desempeñan el mismo objetivo, bloquear el movimiento de orientación cuando sea necesario.

3.1.4 Generador

El generador eléctrico en un aerogenerador, corresponde al encargado de transformar la energía mecánica a energía eléctrica. Este puede ser del tipo asincrónico o sincrónico, siendo el más común para aerogeneradoras con caja multiplicadora el de tipo asíncrono.

El del tipo asincrónico es esencialmente un motor de inducción trifásico con velocidad sincrónica, dependiente del número de polos que lo constituyen y la frecuencia de la red. En estos se aplica el concepto de deslizamiento (s), que corresponde a la diferencia relativa entre la velocidad síncrona y la velocidad real de giro del rotor, la cual es negativa para el caso de los generadores.

El generador sincrónico o también llamado alternador, consiste de un rotor conformado por un electroimán de corriente directa o de imanes permanentes. Como su nombre lo indica, la frecuencia del voltaje generado en el estator es directamente proporcional a la velocidad de rotación del rotor, no existe deslizamiento.

3.1.1 Transformador

Debido a que la corriente eléctrica generada en la turbina eólica es de bajo voltaje, es necesario, que sea transformada a medio voltaje para reducir las pérdidas en la transmisión, para lo cual se requiere de un transformador. Este transformador puede encontrarse ubicado en la góndola o en la base de la torre.

3.1.2 Sistema de orientación

La góndola (*nacelle*) está hecha para rotar sobre la parte superior de la torre, mediante un sistema activo de orientación (*yaw system*), con el fin de mantener el rotor de la turbina siempre transversal al viento. Este sistema se encuentra conformado en actuadores eléctricos y engranajes reductores, tal como se muestra en la Figura 3.6.

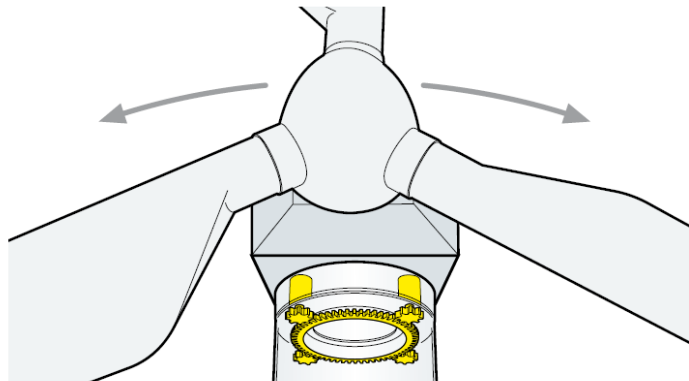


Figura 3.6 Sistema de Orientación

Fuente: ABB (2011)

El posicionamiento del rotor es logrado, de acuerdo a la dirección promedio del viento, la cual es calculada sobre períodos de 10 minutos por el sistema controlador de la turbina. (ABB, 2011)

3.1.1 Sistema de control, protección y desconexión

Estos sistemas corresponden al “cerebro” de la turbina eólica y proveen la lógica de control para el arranque y paro de la turbina, además que garantizan el funcionamiento de esta en los rangos definidos de operación, esto mediante la protección del rotor principalmente contra sobre-velocidad del viento, sobre-corriente excesivas y sobre-voltajes en la parte eléctrica de esta. (ABB, 2011)

La lógica de control es usualmente programada mediante un PLC. Los sistemas de protección y desconexión desconectan al aerogenerador de la red en caso de mal funcionamiento, lo cual permite la adecuada operación del resto de los aerogeneradores del parque eólico.

3.1.2 Dispositivos auxiliares

El principal sistema auxiliar está conformado por el sistema hidráulico para la lubricación de la caja multiplicadora y otras partes mecánicas, así como intercambiadores de calor que permiten enfriar el aceite y el generador.

Sobre la góndola, son colocados anemómetros y veletas, que permiten el control de la turbina, así como luces de advertencia para el tránsito aéreo.

Finalmente, con el fin de mejorar la confiabilidad de la turbina eólica, son colocados distintos sensores; los cuales permiten monitorear y detectar cualquier posible funcionamiento inadecuado de los componentes de la turbina, así determinar la necesidad de operaciones de mantenimiento.

3.1 Tendencia de falla de los componentes de un aerogenerador

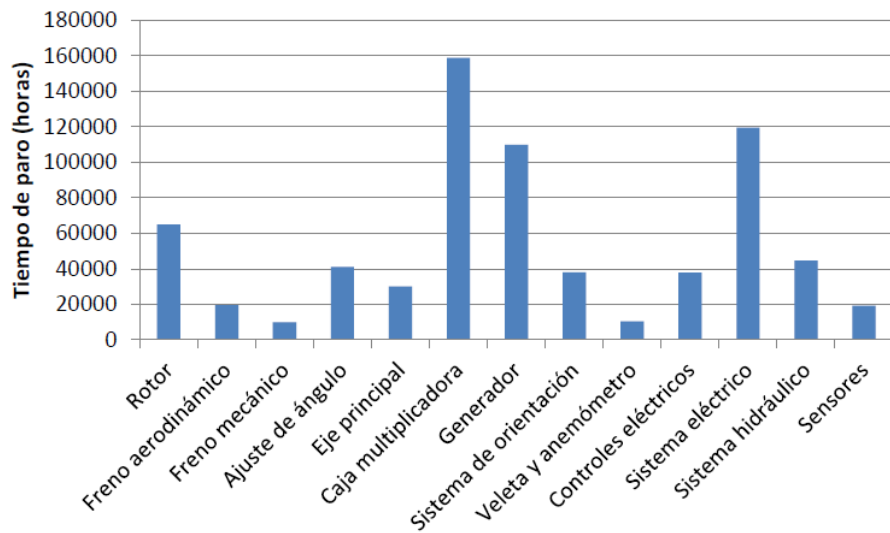
Al ser la energía eólica, una fuente de energía limpia, se ha posicionado fuertemente a nivel mundial como una alternativa a la obtención de energía eléctrica a partir de fuentes derivadas del petróleo. Situación de la cual no escapa Costa Rica, ya que como fue mencionado en la sección de Motivaciones, en el país se ha aumentado la explotación de este recurso y fue mostrado en la Gráfica 1.1. Con este gran crecimiento, se observa la necesidad de utilizar estrategias de mantenimiento efectivas, que garanticen el menor costo O&M, sin perder la confiabilidad de estos equipos. Por lo cual es necesario conocer los componentes que fallan con mayor frecuencia, los más costosos; debido a las limitaciones de accesibilidad y criticidad de los aerogeneradores.

En la industria eólica, aun se tienen problemas de falla en componentes de manera prematura, lo que aumenta los costos de O&M. Por lo que estas estrategias de mantenimiento como CBM tiene como principal objetivo garantizar que los costos de O&M sean los mínimos, a través de la reducción de paro de los aerogeneradores y con el aumento de confiabilidad de estos equipos.

Por lo que a continuación se presentan las tendencias de fallo de los distintos subsistemas que conforman las turbinas eólicas. En los cuales, se puede observar a excepción del caso de Alemania, que como es mencionado por Sheng y Veers (2011), que la caja multiplicadora presenta los tiempos de paro más largos, por lo que representa en subsistema más costoso económicamente con respecto a mantenimiento.

3.1.1 Reino Unido

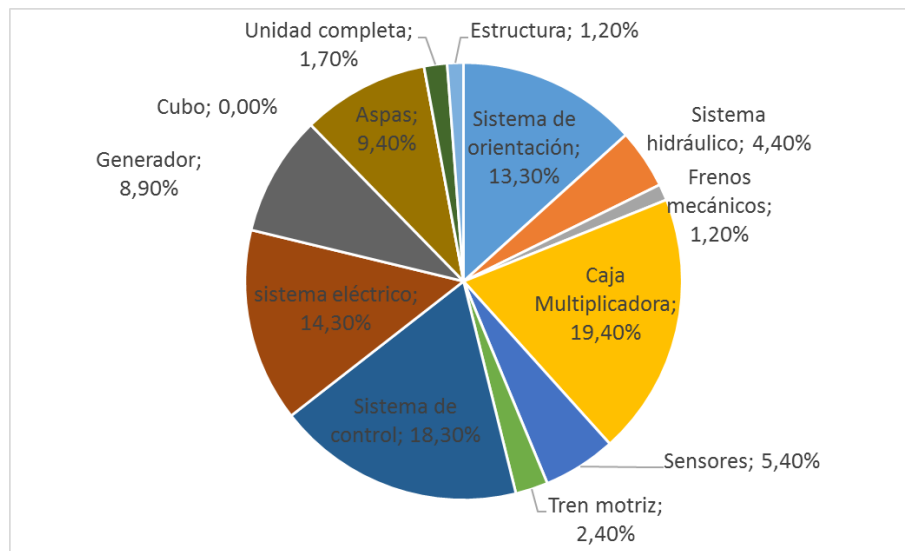
En la Gráfica 3.1, se presenta los mayores los tiempos de paro por subsistemas en distintos parques eólicos de Reino Unido. Esto representa los datos colectados entre 2003 y 2009; del cual se puede observar que los mayores tiempos de paro se asocian a la caja multiplicadora, el sistema eléctrico y el generador.



Gráfica 3.1 Tiempos de paro para subsistemas de turbinas eólicas en Reino Unido
Adaptado de: WindStats Newsletter, 2003-2009, Reino Unido

3.1.2 Suecia

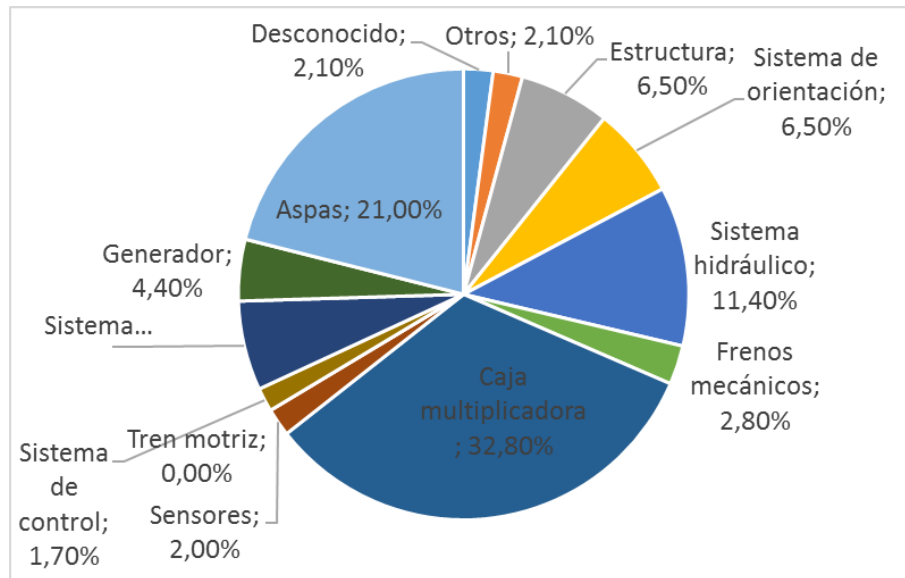
En la Gráfica 3.2, se presentan las tendencias de Falla por Componente en Suecia, en el período entre el año 2000 y 2004. Del cual es posible observar, que la caja multiplicadora representa el mayor tiempo de paro, a lo cual siguen el sistema de control y el sistema eléctrico.



Gráfica 3.2 Tiempos de paro por componente de turbinas eólicas en Suecia
Adaptado de: Driftuppföljning av Årsrapport 2000-2004, Suecia

3.1.3 Finlandia

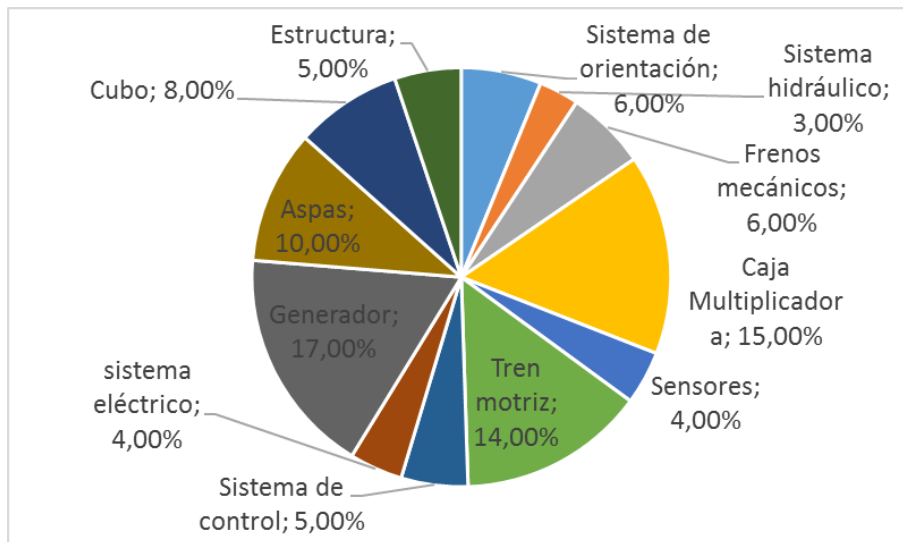
De igual manera, en la Gráfica 3.3, se presentan las tendencias por componentes para Finlandia. De lo cual, se puede observar que el mayor tiempo de paro se asocia a la caja multiplicadora, seguido del generador y el tren motriz.



Gráfica 3.3 Tiempos de paro por componente de turbinas eólicas en Finlandia
Adaptado de: Tuulivoiman Tuotantotilastot Vuosisraportti 2000-2004, Finlandia

3.1.4 Alemania

Finalmente, en la Gráfica 3.4, son presentadas las tendencias por componentes para Alemania. De lo cual, se puede observar que el mayor tiempo de paro se asocia al generador, seguido por la caja multiplicadora y el tren motriz.



Gráfica 3.4 Tiempos de paro por componente de turbinas eólicas en Alemania

Adaptado de: WMWP 2003-2005, Alemania

CAPÍTULO 4: Descripción del Modelo

En el presente capítulo se procederá a describir las partes del modelo abarcadas en el presente proyecto, sobre las cuales se basará el desarrollo de la estructura de recolección de datos en busca de la futura implementación de un modelo de toma de decisiones para el mantenimiento basado en el deterioro multi-estado para el parque eólico Los Santos.

El cual como ha sido mencionado se basará en el trabajo realizado por Loría (2016), titulado “Diseño de un modelo de toma de decisiones para mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multi-estado para un sistema de aerogeneración instalado en Costa Rica”. Por lo cual se recomienda revisar esta referencia para mayor información, ya que se presentarán las primeras partes de este.

En el presente proyecto, también es considerado el efecto generado por la carga en la predicción en el modelado de Redes Neuronales Artificiales; por lo que es presentado brevemente el modelo “Pronóstico de Rodamientos utilizando Redes Neuronales Artificiales bajo condiciones variables en el tiempo”, propuesto por Adnan (2010), en el cual se consideran Redes Neuronales Artificiales para la predicción de la condición en equipos bajo condiciones de carga variantes en el tiempo, como sucede en la industria eólica.

Se debe ser claro, que los modelos a desarrollar a continuación no van a evitar la ocurrencia de fallas, pero a través de la predicción de ocurrencia de falla, se ha demostrado la reducción efectiva del sobre-mantenimiento; con lo que son reducidos los costos asociados al rubro de operación y mantenimiento en parques eólicos. (Loría, 2016)

4.1 Diseño de un modelo de toma de decisiones para mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multi-estado para un sistema de aerogeneración instalado en Costa Rica

Este modelo propone dar las pautas necesarias para la eventual implementación del modelo de toma de decisiones para el caso del Parque Eólico Orosí. Dicho Parque Eólico, se encuentra conformado por 25 unidades aerogeneradoras Gamesa G87/2000. Por lo que en este modelo son desarrollados 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. Por lo cual a continuación, se presentan las secciones de datos iniciales necesarios y construcción de las redes neuronales.

4.1.1 Datos iniciales

Es necesario establecer las siguientes consideraciones:

- a) El sistema es multi-estado, ya que 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.

La información primaria para la implementación del modelo de toma de decisiones de mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multi-estado, corresponde a los historiales de falla y suspensión, con el fin de utilizarlos en el entrenamiento de las ANN, siendo la exactitud de cada red directamente proporcional a la información que se tenga.

Para lo cual, como mínimo es recomendado un año de historiales, para dar inicio con la implementación del modelo propuesto, pero, paralelamente se recomienda la recolección de datos de falla y suspensión, de manera que sea posible conocer cada vez con más exactitud el comportamiento y tendencias del proceso de falla de los aerogeneradores.

Otro dato requerido para el modelo, es la distribución de falla asociada a cada uno de los componentes críticos. Para lo cual, la distribución Weibull, ha demostrado ser apropiada. Por lo que es necesario conocer los parámetros de escala y forma de cada uno de los componentes, ya que con estos es posible generar los tiempos reales de falla de estos. La cual es posible encontrar en distintas publicaciones como el WindStats Newsletter, o directamente con el fabricante; para lo cual sí es necesario una inversión económica.

Finalmente es requerido contar con la información de costos de mantenimiento, en los cuales se incluyen los costos variables por reemplazo correctivo y preventivo de cada uno de los componentes, los costos fijos y el asociado por envío del personal al proyecto eólico. La cual, debe ser actualizada periódicamente, con el fin de no introducir error en el proceso de optimización y garantizar el objetivo del mínimo costo.

4.1.2 Construcción de las redes neuronales artificiales

Las ANN propuestas por Loría (2016), son basadas en el modelo expuesto por Tian, Jim, Wu & Ding (2010), con una configuración específica. Pero se debe hacer, la salvedad, que de acuerdo a Tian (2010), es posible incluir más mediciones predictivas, para lo cual añaden nodos de entrada, de manera tal que la cantidad de nodos será la cantidad de mediciones predictivas por dos, más dos nodos correspondientes al tiempo calendario actual y el anterior, con el fin de evidenciar como el deterioro índice en el envejecimiento del componente.

Para lo cual, la edad del componente comienza a contabilizarse, cuando este inicia operaciones, de igual manera la edad de este continúa contabilizando cuando recibe mantenimiento, pero no es reemplazada. Sólo en caso de reemplazo, la edad de este se reinicia.

Por lo que, finalmente, el número de entradas de cada una de las redes neuronales, dependerá del número de mediciones significativas de monitoreo de condición seleccionadas para cada uno de los componentes.

Como se mencionó en la sección 2.5.3.1, el análisis de vibraciones, corresponde a una de las técnicas predominantes para el monitoreo de condición. Por lo que, en este modelo, la consideran para el caso del rotor, rodamiento principal y caja multiplicadora.

Para esto, se puede utilizar como parámetro inicial lo establecido en la norma ISO 10816-21. Ya que dicha norma, se establece para el análisis de vibraciones para turbinas eólicas Onshore, para lo cual establece como medición recomendada la de aceleración.

En la Figura 4.1 se presenta la topología de la ANN del caso del rotor y el rodamiento principal. La cual es conformada por ocho unidades en la capa de entrada, dos capas ocultas y la capa de salida, que consta de una unidad neuronal. Finalmente se debe mencionar, que, aunque dichos componentes tengan una topología de ANN igual, el proceso de entrenamiento y validación, será distinto para ambos.

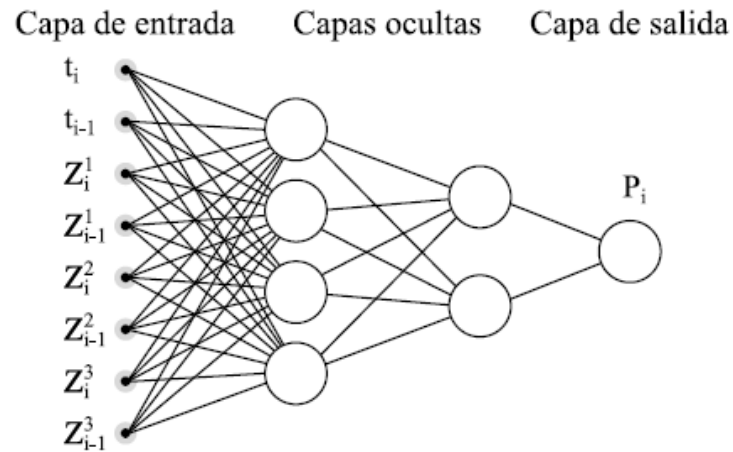


Figura 4.1 ANN para el rotor y el rodamiento principal

Fuente: Loría (2016)

En la figura anterior, t representa la edad calendario, z^1 a la aceleración en la dirección axial, z^2 en el plano horizontal y z^3 en el plano vertical. Siendo todas las entradas de los puntos de inspección actual y el punto anterior.

En la Figura 4.2, se presenta la topología de ANN para la caja multiplicadora. En la cual se incluye el análisis de vibraciones en las tres direcciones, medido en la carcasa de este componente y el monitoreo de aceite en línea, a través de un sensor contador de partículas instalado en el circuito de lubricación de dicho componente.

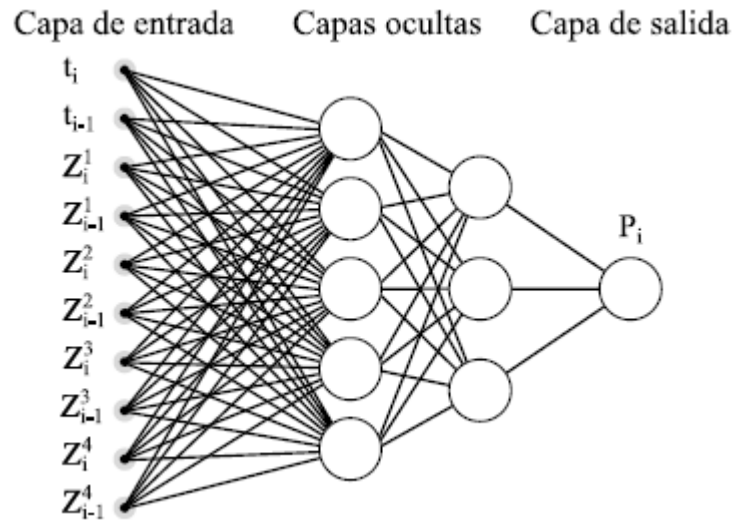


Figura 4.2 ANN para la caja multiplicadora

Fuente: Loría (2016)

Similar al caso del rotor y el rodamiento principal, t corresponde a la edad calendario, z^1 , z^2 , z^3 a las aceleraciones en las direcciones axial, horizontal y vertical respectivamente y z^4 , a la medición de monitoreo de aceite.

En la Figura 4.3, se presenta la topología para el generador eléctrico. En la cual se consideran los parámetros para el monitorio de voltaje y temperatura. En la cual, como en los casos anteriores, t hace referencia a la edad calendario, z^1 a la medición de voltaje y z^2 a la medición de temperatura.

Capa de entrada Capas ocultas Capa de salida

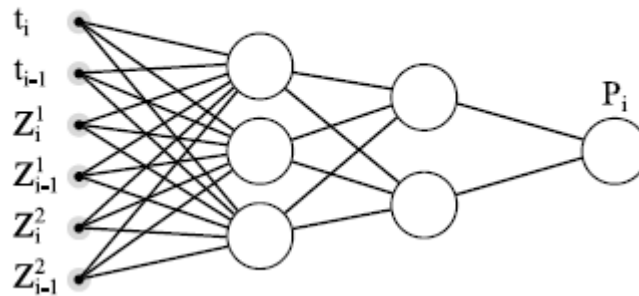


Figura 4.3 ANN para el generador eléctrico

Fuente: Loría (2016)

Finalmente, se debe hacer referencia que, para las tres ANN presentadas, la unidad de salida corresponde al porcentaje de vida del componente, el cual tiene asociado un error con respecto a la diferencia entre el valor esperado y el valor obtenido mediante la ANN. Para lo cual, se asume que el error sigue la distribución normal, con sus respectivos parámetros. Siendo la desviación estándar, requerida para el método de simulación de costo, y determinar los tiempos previstos de falla.

4.1.2.1 Redes neuronales artificiales de los componentes

En este modelo, se propone el uso de del Software Neuroph Studio el cual es de código libre, para el entrenamiento y validación de las redes neuronales de cada componente. Ya que este consiste en un ambiente de desarrollo en Java, que permite crear, probar y utilizar varios tipos de ANN en problemas de reconocimiento, predicción, clasificación y control. Ya que este software consiste en un conjunto de librerías de Java y una interfaz gráfica de usuario (GUI).

Por lo que en el CAPÍTULO 7:Anexo 1:, se presenta el procedimiento paso a paso, para la generación de la ANN para el caso de la topología propuesta por Loría (2016) para la caja multiplicadora en el Software Neuroph Studio.

4.2 Nodo de Carga

Como es mencionado por Adnan (2010), la efectividad del CBM radica en la precisión de la predicción de la salud futura del equipo y la vida útil remanente; para lo cual la mayoría de los métodos se enfocan en situaciones de carga constantes en el tiempo. Pero, en ciertas aplicaciones, como en aerogeneradores, transmisión y aplicaciones con motores, que la carga a la que se ven sometidos a cargas que varían en el tiempo; por lo que es crítico incorporar en los modelos de predicción la variación de carga en orden de obtener métodos de predicción más exactos. Por lo que, esta investigación, se enfocó el diagnóstico para rodamientos, por la criticidad de estos elementos.

En este modelo, en adición a las variables de entrada de la ANN de edad del componente (t) y monitoreo de condición (Z), fue introducida una nueva variable con el fin de incorporar la variación en la condición de carga (C). De igual manera, la salida de la ANN corresponde al porcentaje de vida del componente. El modelo de esta ANN se presenta en la Figura 4.4.

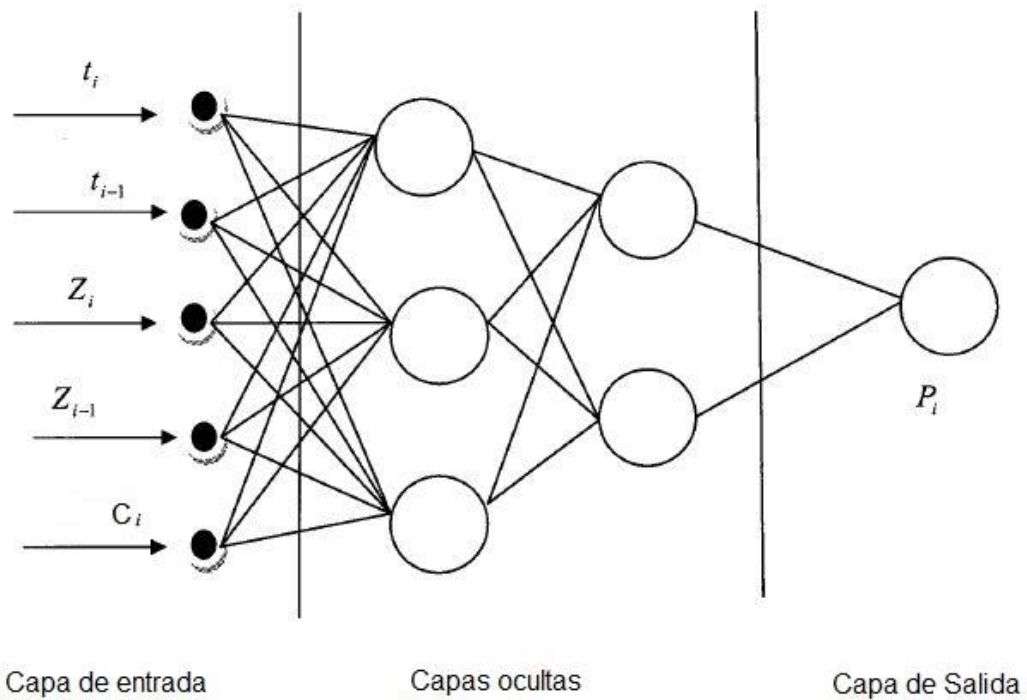


Figura 4.4 Topología de ANN para elementos con condiciones variantes en el tiempo

Adaptado de: Adnan (2010).

Finalmente se debe mencionar, que fueron realizadas pruebas para validar la ANN propuesta, con resultados positivos. Lo cual no es descrito en el presente proyecto, ya que sale del alcance de este.

CAPÍTULO 5: Panorama de Implementación

El presente capítulo tiene como objetivo, describir la situación actual de mantenimiento de las unidades aerogeneradoras G52-850 kW de marca Gamesa, del Parque Eólico Los Santos. Por lo que se inicia con una breve descripción del parque, de los softwares utilizados en la operación y mantenimiento de dichos equipos. Posteriormente, se presentan algunas de las condiciones de mantenimiento actuales y finalmente se mencionan las condiciones de producción.

5.1 Parque Eólico Los Santos

Como fue mencionado anteriormente, el parque Eólico Los Santos, se ubica sobre la Interamericana Sur, entre Casa Mata de Desamparados y La Paz de El Guarco; en las coordenadas geográficas $9^{\circ}46'44''N$, $83^{\circ}59'41.7''O$. En la Figura 5.1, se puede observar la ubicación de este en el mapa.



Figura 5.1 Ubicación Parque Eólico Los Santos

Fuente: Google Maps (2016)

Este proyecto fue inaugurado en octubre del año 2011, con 15 aerogeneradores marca Gamesa, modelo G52-850 kW, las principales características de este modelo fueron presentados en la Tabla 1.2; mientras que la especificación técnica de estos se presenta en el CAPÍTULO 7:Anexo 2:.

La agrupación utilizada por el personal de COOPESANTOS, para la identificación de las unidades aerogeneradoras, corresponde al número de unidad, asignado conforme la ubicación de las Fincas en las que estas se encuentran. La numeración de estas fincas, corresponde al número cronológico de adquisición de estas por COOPESANTOS. En la Tabla 5.1, se muestra la ubicación de cada unidad aerogeneradora, a la Finca a la cual pertenecen y la ubicación geográfica. Finalmente, en la Figura 5.2, se muestra la ubicación de cada unidad en el mapa.

Tabla 5.1 Ubicación de Unidades Aerogeneradoras Parque Eólico Los Santos

Aerogenerador	Finca	Ubicación	
		Latitud	Longitud
Aero 1	I	9°45'11.27"N	83°58'37.48"O
Aero 2		9°45'14.37"N	83°58'36.99"O
Aero 3	II	9°45'18.59"N	83°58'43.73"O
Aero 4	III	9°45'33.06"N	83°58'44.02"O
Aero 5		9°45'35.99"N	83°58'42.83"O
Aero 6	IV	9°46'37.19"N	83°59'44.00"O
Aero 7		9°46'39.91"N	83°59'43.10"O
Aero 8		9°46'42.63"N	83°59'42.12"O
Aero 9		9°46'46.14"N	83°59'41.68"O
Aero 10		9°46'49.45"N	83°59'40.87"O
Aero 11	V y VI	9°47'13.91"N	83°59'21.54"O
Aero 12		9°47'17.86"N	83°59'18.51"O
Aero 13		9°47'22.99"N	83°59'18.79"O
Aero 14	VII	9°46'35.47"N	83°59'20.40"O
Aero 15		9°46'32.36"N	83°59'19.31"O

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

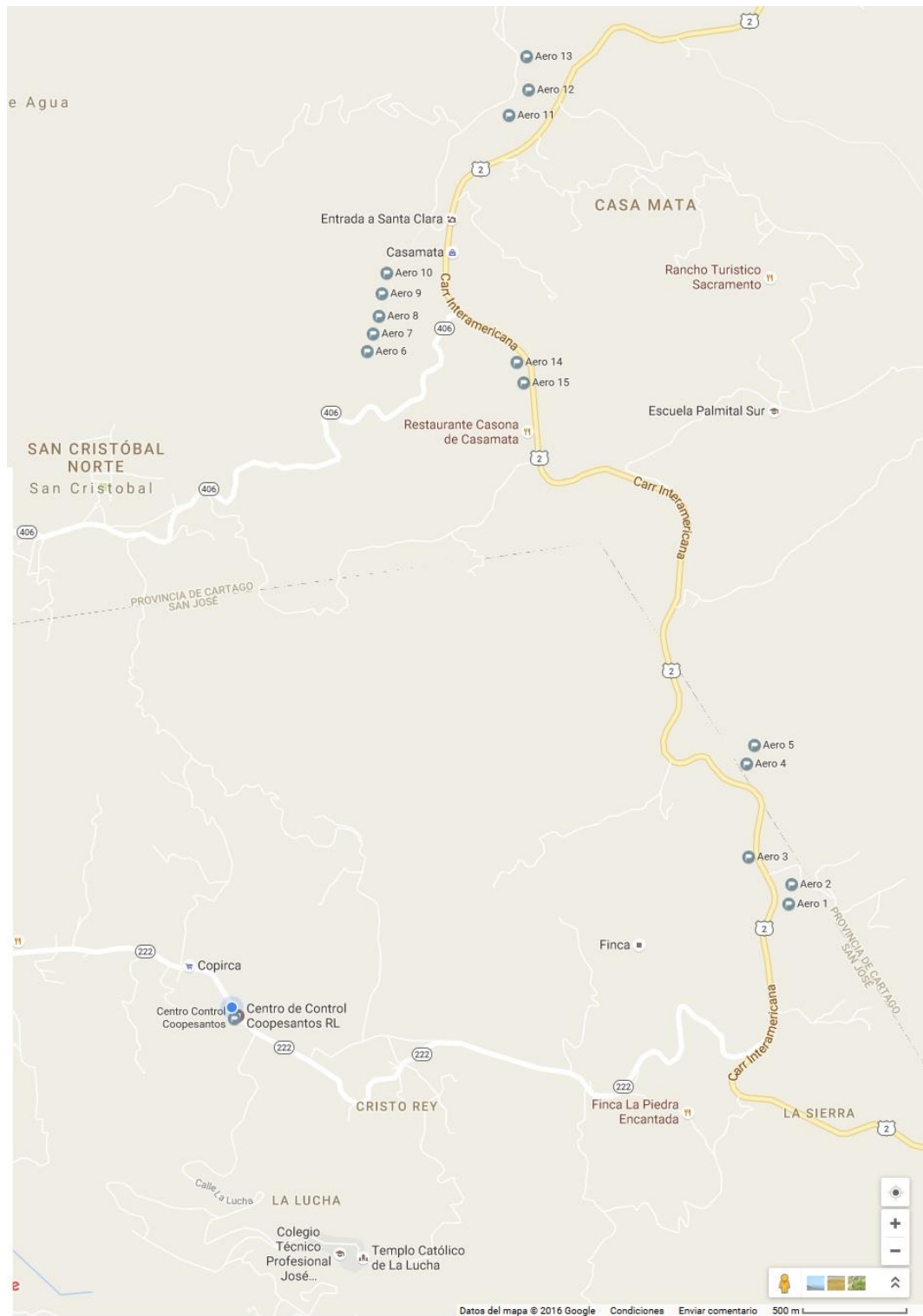


Figura 5.2 Ubicación de Unidades Aerogeneradoras Parque Eólico Los Santos
 Fuente: Google Maps (2016)

5.2 Software Utilizados

Para la Operación y mantenimiento del Parque Eólico, son utilizados principalmente dos Software, los cuales se describen a continuación. El tercer Software descrito corresponde al software predictivo del fabricante de las unidades, el cual actualmente no es utilizado, debido a que el uso de este, como fue mencionado en la sección 1.5 , representa un alto costo asociado a la respectiva licencia.

5.2.1 MPsoftware

El MP, corresponden a un CMMS, de las siglas en inglés *Computerized Maintenance Management System*, por lo que corresponde a un Software Profesional para Control y Administración del Mantenimiento. Siendo el principal objetivo de este, ayudar a la administración de la gestión de mantenimiento de una manera eficiente, de manera que permite mantener toda la información del departamento de mantenimiento documentada y organizada. (Técnica Aplicada Internacional S.A. de C.V., 2016)

Entre las principales funciones de este software se encuentran las siguientes:

- a) Catálogo de equipos: con lo cual se puede documentar toda la información de los equipos, imágenes, localización, planos, archivos adjuntos, entre otros.
- b) Catálogo de Localizaciones: lo que permite estructurar el árbol de localizaciones de cada uno de los equipos, con lo que es posible establecer filtros para la localización de los equipos.
- c) Rutinas de Mantenimiento: lo cual permite el establecimiento de los planes de mantenimiento preventivo, ya sea basado en tiempo y/o alguna lectura de condición.

- d) Órdenes de Trabajo: el software brinda la posibilidad de generar automáticamente las órdenes de trabajo en función de las rutinas de mantenimiento asignadas o generarlas de manera manual. De igual manera, estas pueden incluir labores de mantenimiento preventivo y correctivo.
- e) Solicitudes Vía Internet: permite el reporte de solicitudes de mantenimiento, por lo que estas llegan directamente al personal de mantenimiento. Y permite que el usuario que realizó dicha solicitud, pueda consultar el estado de esta.
- f) Cálculo automático de los calendarios de mantenimiento: el software se encarga de automáticamente calendarizar los trabajos de mantenimiento establecidos y de actualizarlos de manera automática.
- g) Distribución de cargas de trabajo: el software cuenta con herramientas, que le permiten distribuir las órdenes de trabajo entre el personal en función de la duración estimada y la especialidad del personal.
- h) Actualización de trabajos realizados: permite el control sobre las labores realizadas en cada orden de trabajo, por lo que una vez atendida, el personal a cargo debe reportar en el software los trabajos realizados. En caso de ser una labor de mantenimiento preventivo programada, esta será nuevamente automáticamente programada.
- i) Mediciones Predictivas: permite llevar el control sobre las mediciones predictivas realizadas, de manera que este puede alertar en caso de encontrarse cerca o fuera del límite establecido. Además, que permite el control gráfico de la medición.

- j) Inventario de Repuestos y Consumibles: Este cuenta con un software llamado Inventario de Repuestos, que se vincula al MP. Lo que permite controlar de manera eficiente las existencias de repuestos y materiales, movimientos de entradas y salidas, el costo del inventario en existencia, calcular el abastecimiento, proveedores, compras, entre otros. Además, que permite la generación automática de vales de salida de los materiales y los repuestos y consumibles necesarios para la realización de diferentes actividades.
- k) Catálogo de Mano de Obra: permite el registro del personal de mantenimiento, su nombre, especialidad, costo por hora ordinaria y extraordinaria.
- l) Catálogo de Proveedores y Servicios Externos: este catálogo, permite que se registre a cada equipo su respectivo proveedor y la información de este. Lo cual permite documentar el consumo de servicios.
- m) Control de resguardos y devoluciones de Herramientas: mediante un software independiente llamado Control de Herramientas, pero enlazado al MP, se permite controlar resguardos y devoluciones de todas las herramientas entregadas al personal de mantenimiento. Por lo que se puede consultar el estado de las herramientas, así como la disponibilidad de estas para realizar los trabajos de mantenimiento.
- n) Asociación de recursos y actividades: esto permite asociar a las actividades de mantenimiento preventivo programadas, los recursos necesarios para su realización (repuestos, consumibles, mano de obra, servicios externos, herramientas necesarias).

- o) Flujo de recursos: con el conocimiento de las fechas y los recursos necesarios para las actividades, el software calcula las cantidades de cada uno de los recursos a emplear en los siguientes días o meses, así como los costos asociados a estos.
- p) Vales de almacén: permite la generación automática de vales de almacén, para generar los movimientos de salida en el inventario de repuestos.
- q) Consumos: permite documentar el consumo de repuestos, mano de obra y servicios externos, asociados a cada una de las órdenes de trabajo. Lo cual permite realizar consultas en cada equipo y analizar los costos asociados de mantenimiento.
- r) Cálculo automático del abastecimiento: lo cual utilizando en cuenta la existencia y de los recursos programados para las labores de mantenimiento. Lo cual permite calcular el abastecimiento oportuno de los repuestos y consumibles a adquirir.
- s) Historial de consumos y trabajos realizados: permite la consulta a toda la información histórica referente a los trabajos de mantenimiento realizado y los recursos utilizados en este.
- t) Gráfica Programado versus Realizado: permite la comparación mensualmente de la cantidad de actividades programadas y la cantidad de actividades realizadas.
- u) Análisis de fallas y causas raíz: permite la detección de los equipos que presentan más fallas, las fallas más frecuentes y sus causas raíz.

- v) Historia Gráfica: permite observar de manera gráfica, la historia de mantenimientos efectuados a un equipo en un lapso determinado. En el cual es posible ver los períodos protegidos y desprotegidos. Esto constituye un indicador para determinar la vulnerabilidad de los equipos y observar la relación entre las labores programadas y las ejecutadas en el equipo. Finalmente, permite relacionar fallas con los planes de mantenimiento, en función de realizar los cambios necesarios en los planes, para evitar una determinada falla.

- w) Gráfica de costos, paros, etc.: permite la generación de consultas, gráficas y reportes de la gestión de mantenimiento. Así como graficas de costos, paros, entre otros.

- x) Índices de Mantenimiento: de manera automática, el software calcula tres índices: Tiempo medio entre fallas, tiempo medio para reparación y disponibilidad, para cada uno de los equipos.

- y) Control de Garantías: permite documentar las garantías de cada uno de los equipos, ya sea la del equipo, un repuesto o un servicio. Por lo que es posible consultar las garantías vigentes en un equipo.

- z) Librerías: esto corresponde a un archivo que contiene una serie de planes de mantenimiento prefabricados de equipos típicos. Lo que ayuda a la implementación del equipo.

- aa) Seguridad: el software permite asignar los distintos usuarios, con distintos permisos para acceder a los módulos ya sea de manera completa o limitada y así ejecutar funciones determinadas. Para lo cual los usuarios registrados, contarán con una clave de acceso al sistema.

5.2.2 SGIPE

El Sistema de Gestión Integral de Parques Eólicos, conocido como SGIPE, corresponde al software que permite la operación de los aerogeneradores de Gamesa Eólica, a tiempo real y a control remoto de ser requerido (Ferrer). Por lo que el SGIPE, constituye una herramienta que permite gestionar la explotación, información y mantenimiento (a través de la integración del módulo Gamesa SMP) del Parque Eólico. Por lo que este, comunica los elementos instalados en el parque, como lo son los autómatas de cada uno de los aerogeneradores, de manera que permite el procesamiento de la información de esta y la conversión en datos accesibles al usuario en diferentes formatos y almacenándola para su análisis y explotación. Esto a través de un sistema de adquisición de datos de un sistema SCADA.

Este sistema, corresponde a un diseño completo de Gamesa, y además de las funciones anteriormente mencionadas, permite la supervisión de datos a tiempo real, la operación remota del parque eólico, herramientas de regulación, la generación automática de reportes, monitoreo de tendencia de las variables principales (a través del módulo Gamesa SMP), manejo de alarmas, envío de avisos a través de SMS a teléfonos celulares y compatibilidad con distintitos dispositivos como computadoras, Smartphones y Tablets.

Además, este sistema permite el observar variables de operación como las mostradas en la: Figura 5.3, Figura 5.4, Figura 5.5 y Figura 5.6; las cuales son almacenadas en la base de datos de este software.

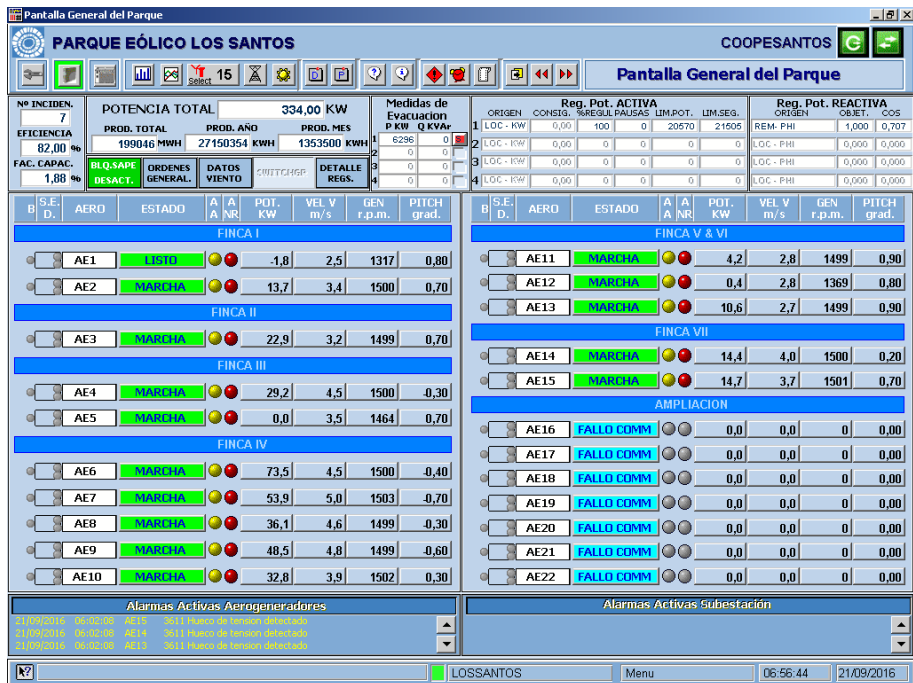


Figura 5.3 Ventana Principal SGIFE

Fuente: SGIFE

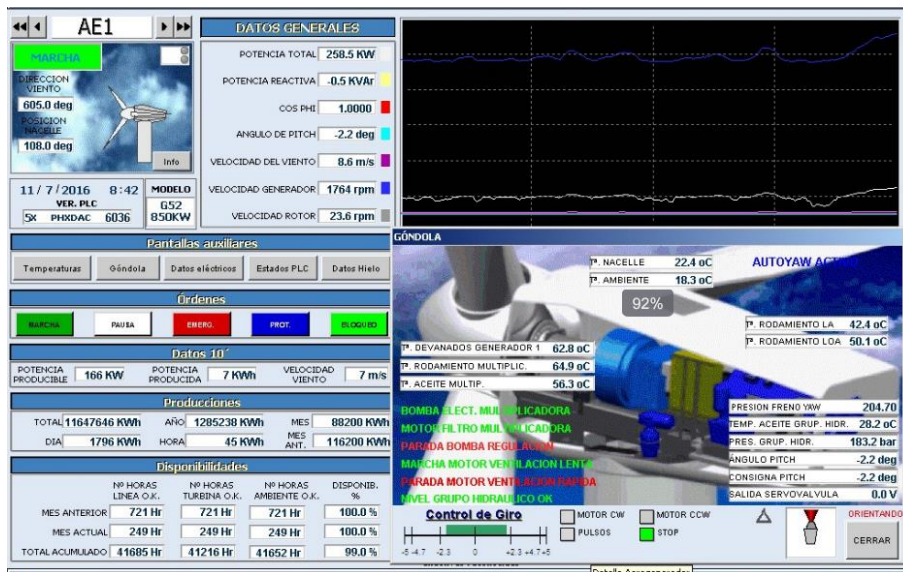


Figura 5.4 Ventana de valores de operación de Góndola

Fuente: SGIFE

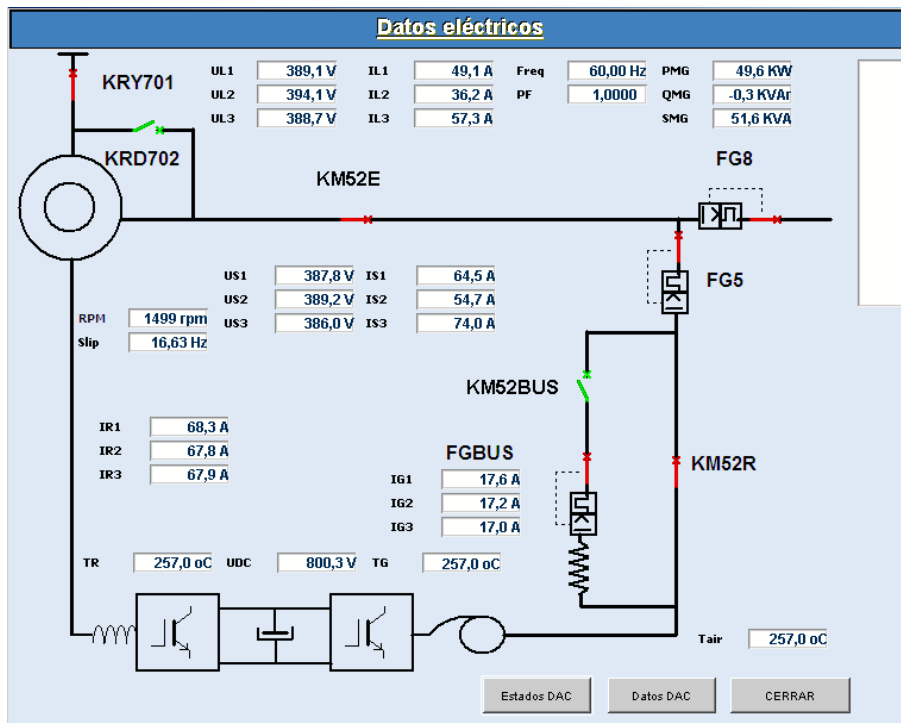


Figura 5.5 Ventana de datos eléctricos de operación

Fuente: SGIPE

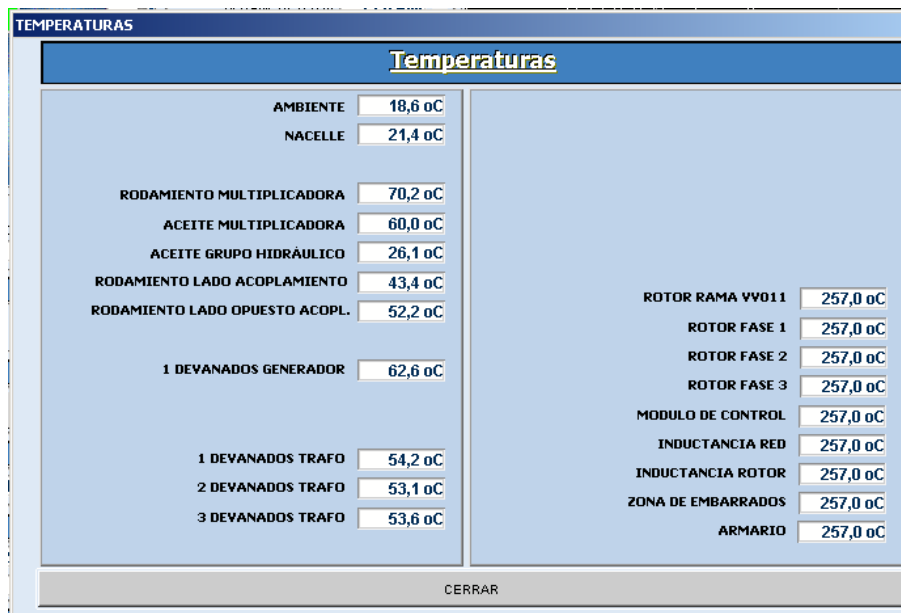


Figura 5.6 Ventana con datos de temperatura de operación

Fuente: SGIPE

5.2.3 SMP

Este corresponde al sistema desarrollado por Gamesa “para la detección prematura de posibles deterioros o fallos en los principales componentes del aerogenerador”. (Gamesa, 2010) Por lo que corresponde al Sistema de Mantenimiento predictivo, de ahí su nombre de Gamesa SMP.

Este es basado en el análisis de vibraciones a través de acelerómetros, el cual se encuentra certificado por Germanischer Lloyd. Con lo se buscan las siguientes ventajas:

- a) Disminución de grandes correctivos.
- b) Aumento de la disponibilidad y de la vida útil de la máquina.
- c) Condiciones preferenciales en las negociaciones con las aseguradoras.
- d) Integración con el sistema de control.

En el año 2008, ya se brindaba este servicio a 282 parques eólicos, lo que constituye más de 4500 unidades aerogeneradoras Gamesa, instalados en diferentes países de Europa, Asia, América y África.

5.3 Situación actual de mantenimiento

Aunque no es parte del alcance del presente proyecto, el análisis de la estructura del departamento de mantenimiento del Parque Eólico Los Santos, en este apartado se procederá a realizar una breve descripción de este. La jefatura de Operación y Mantenimiento del Parque Eólico Los Santos, pertenece al área de Generación de Energía de COOPESANTOS.

Por lo que se cuenta una estructura de Mantenimiento descentralizada, lo cual permite alcanzar los diferentes requerimientos de mantenimiento en COOPESANTOS y los niveles de especialización requeridos para cada una de las distintas áreas. (Consultar referencia Colegio Provincial de Educación Tecnológica, 2015)

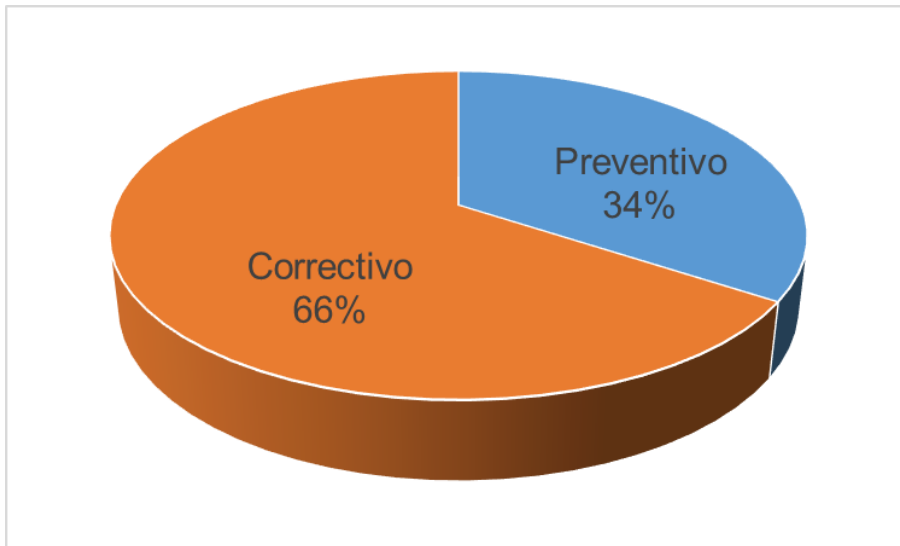
Debido a la peculiaridad de la industria eólica, se encuentra fusionada la Jefatura de Operación y Mantenimiento (O&M); la cual en el caso del Parque Eólico Los Santos, se encuentra conformada por el Ingeniero a cargo de la Jefatura y tres técnicos encargados de las labores de mantenimiento.

Para el manejo de la gestión de Mantenimiento, es utilizado el MPsoftware, descrito en la sección 5.2.1. En los siguientes apartados se describen brevemente algunos puntos de interés para el presente proyecto sobre la gestión de mantenimiento del Parque Eólico Los Santos.

5.3.1 Historiales de mantenimiento

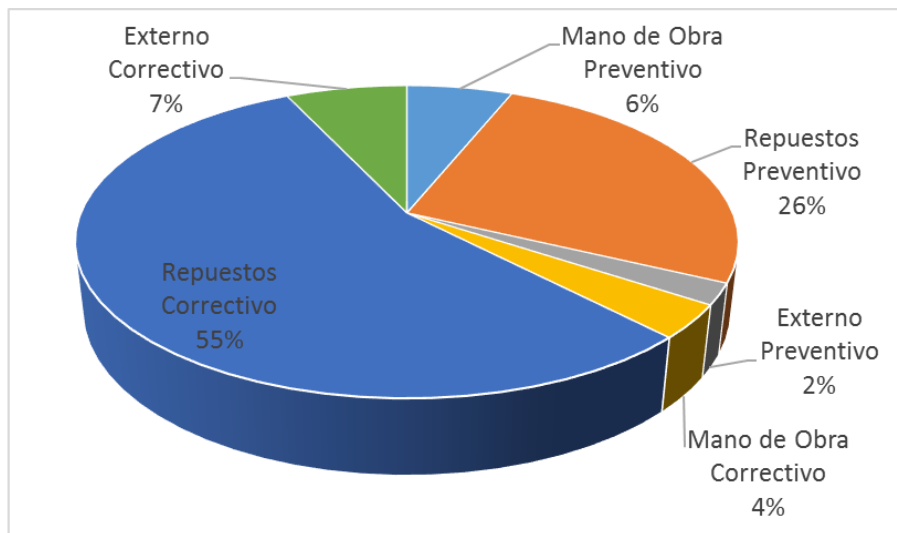
Como fue mencionado anteriormente, para la gestión de mantenimiento del Parque Eólico Los Santos, es utilizado el MPsoftware. Por lo que datos presentados a continuación corresponden a la información extraída de este y procesada para este fin. Para lo cual, fue tomado en cuenta las órdenes de trabajo comprendidas entre 29 de julio del año 2014 y el 13 de julio del presente año (2016) asociadas a los aerogeneradores del Parque Eólico Los Santos.

En el Gráfica 5.1, se presenta el porcentaje del costo asociado al mantenimiento, por tipo de mantenimiento brindado (preventivo y correctivo). Mientras que en la Gráfica 5.2, se muestra el porcentaje de costos de mantenimiento por recurso.



Gráfica 5.1 Porcentaje de costo por tipo de Mantenimiento

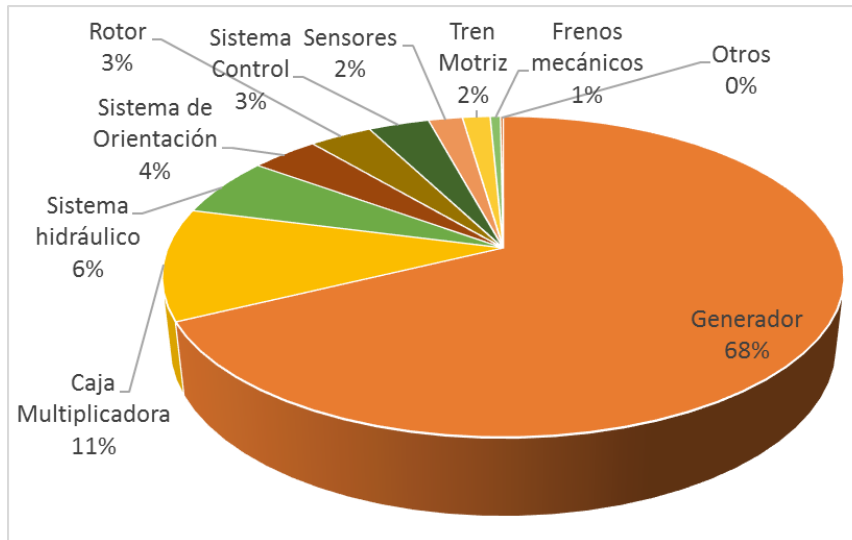
Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)



Gráfica 5.2 Porcentaje de costo de Mantenimiento por Recurso

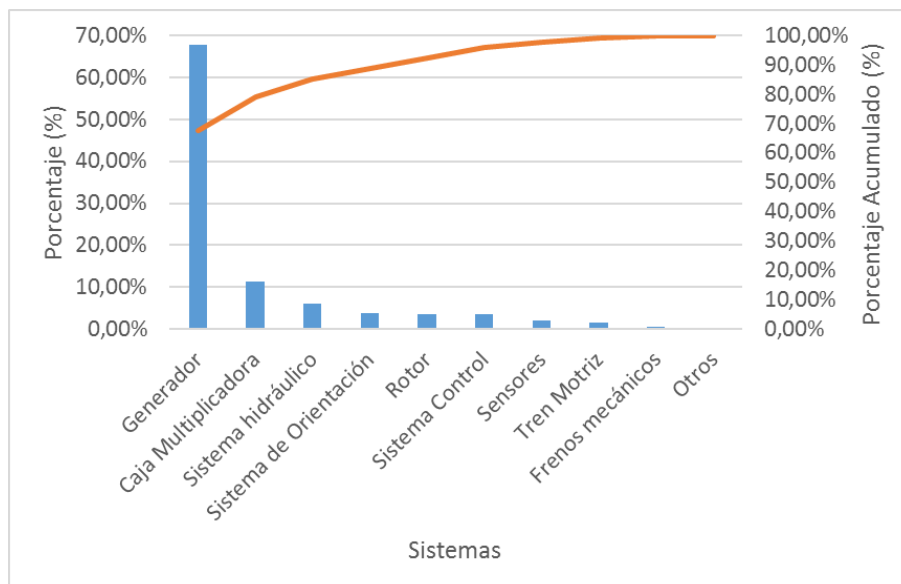
Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

Con respecto al costo por sistema en las labores de mantenimiento, en la Gráfica 5.3, se presenta el costo de estos para ambos tipos de mantenimiento. Mientras, que en la Gráfica 5.4, el gráfico de Pareto del costo por sistema. Del cual se puede observar que el 80 % se encuentra comprendido por el generador, caja multiplicadora y el rotor.



Gráfica 5.3 Costos de mantenimiento por sistema

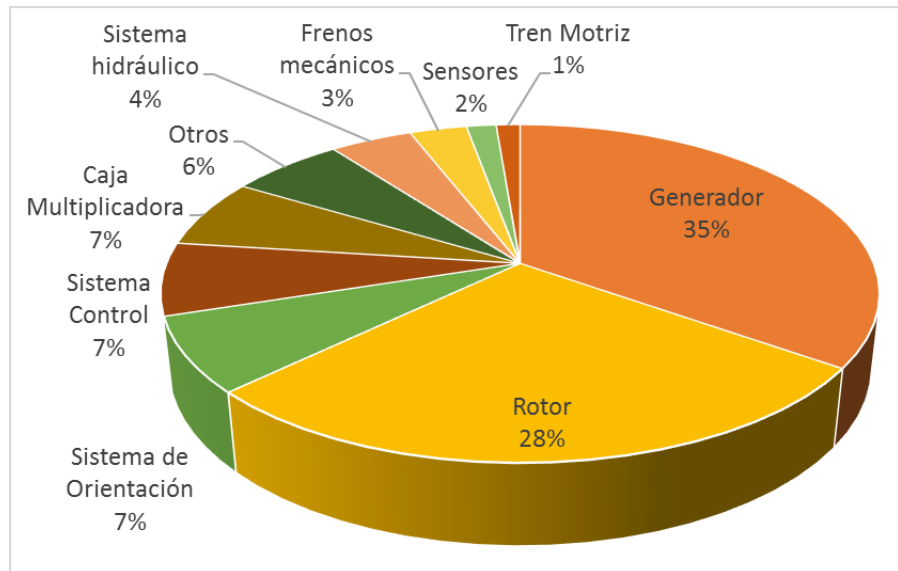
Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)



Gráfica 5.4 Pareto de costos de mantenimiento por sistema

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

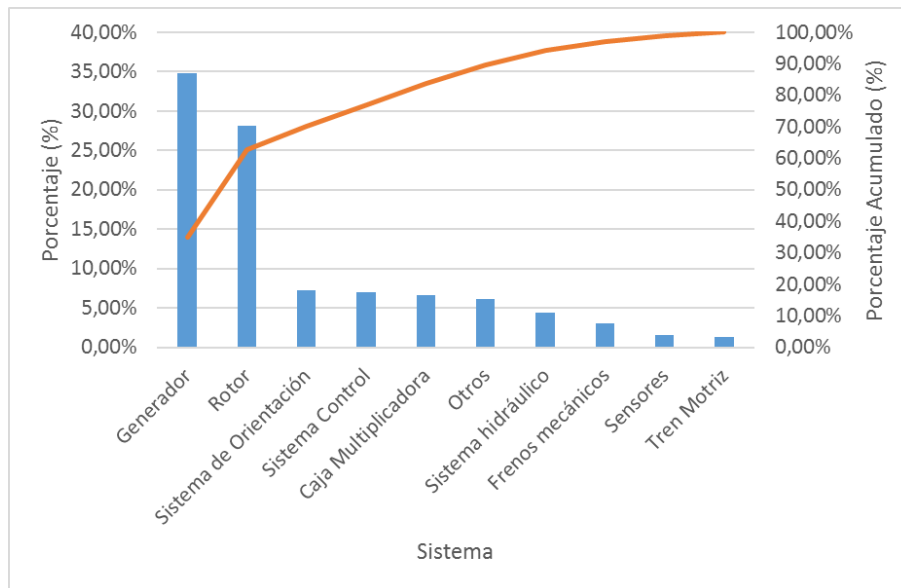
Finalmente fueron determinados los tiempos requeridos de mantenimiento asociado a cada uno de los sistemas, lo cual se representa en la Gráfica 5.5. De la gráfica mencionada se debe hacer la salvedad, que considera sólo el tiempo requerido en la labor de mantenimiento, por lo que se excluye tiempos de planeación, logística, paro de producción, entre otros.



Gráfica 5.5 Tiempos requeridos de mantenimiento por sistema

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

En la Gráfica 5.6, se presenta el diagrama de Pareto que describe los tiempos requeridos de mantenimiento por sistema, del cual, el 80 % se encuentra conformado por: El generador, rotor, sistema de orientación, sistema de control y caja multiplicadora.

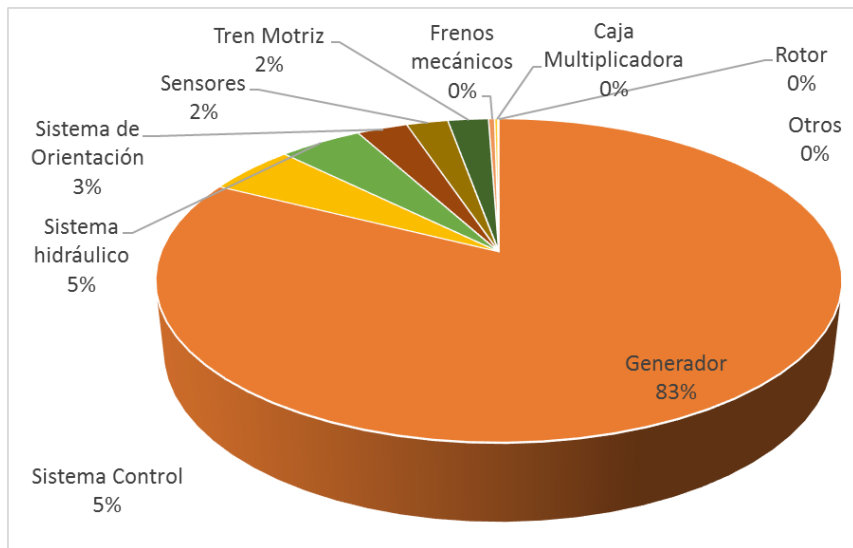


Gráfica 5.6 Pareto de tiempos requeridos de mantenimiento por sistema
Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

5.3.1.1 Mantenimiento Correctivo

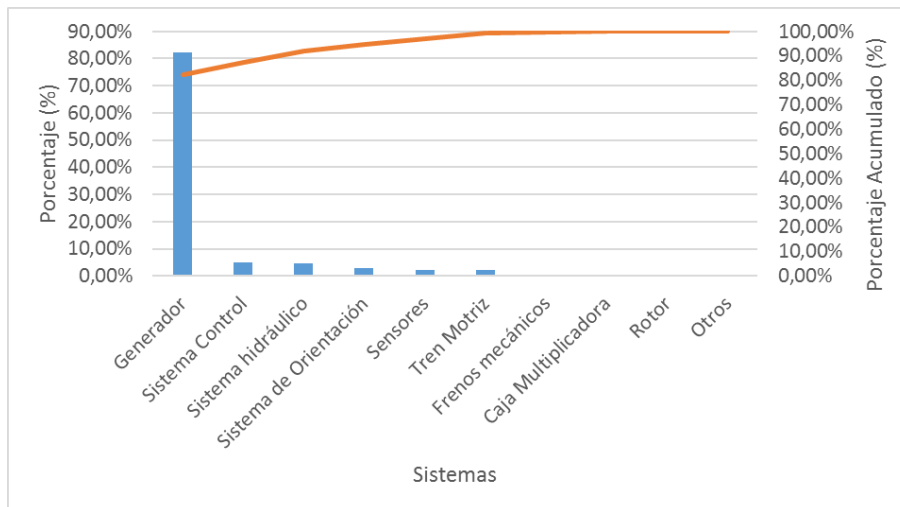
Como en cualquier tipo de industria, al presentarse cualquier tipo de paro asociado a un mantenimiento correctivo se tiene la política de reparación, lo más rápido posible en función de re-establecer la generación de energía eléctrica.

En la Gráfica 5.7, se representa el de costo de mantenimiento asociado a las labores de mantenimiento de manera correctiva por sistema. Mientras que en la Gráfica 5.8, se presenta el diagrama de Pareto de esta situación, donde el 80 % corresponde únicamente al generador.



Gráfica 5.7 Costos por sistema del mantenimiento correctivo

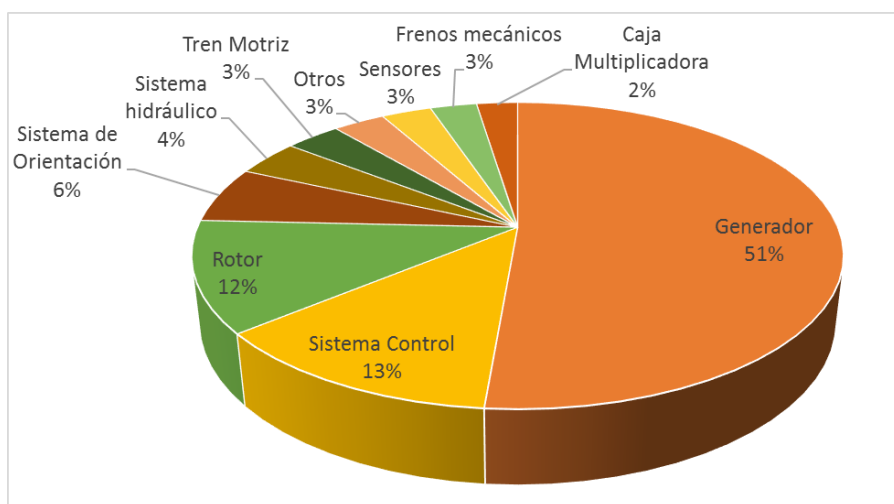
Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)



Gráfica 5.8 Pareto de Costos por sistemas para el mantenimiento correctivo

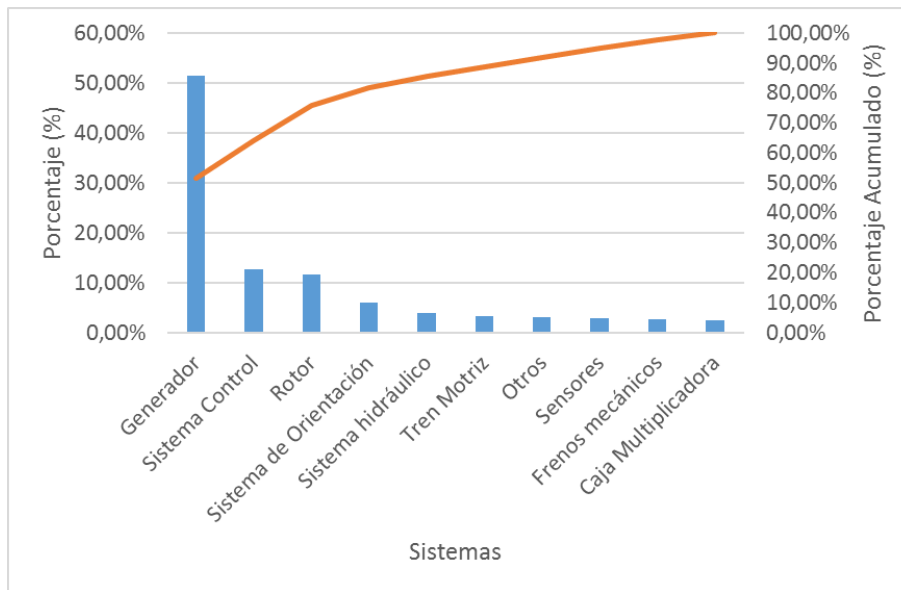
Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

En la Gráfica 5.9, se muestra el porcentaje de tiempo requerido para mantenimiento asociado a las labores de mantenimiento de manera correctiva, la cual además tiene la intención, de poder compararse con los datos presentados en la sección 3.1 . Mientras que en la Gráfica 5.10, se presenta el diagrama de Pareto de esta situación, donde el 80 % corresponde al: generador, Sistema de Control, Rotor y Sistema de Orientación.



Gráfica 5.9 Tiempo requerido de mantenimiento por sistema para el mantenimiento correctivo

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)



Gráfica 5.10 Pareto de tiempo requerido de mantenimiento por sistema para el mantenimiento correctivo

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

Finalmente, en la Tabla 5.2 se presentan los costos por mantenimiento correctivo, por sistema, asociados a las labores, repuestos, insumos y mano de obra externa para cada uno de estos sistemas. Dichos valores fueron obtenidos, mediante el análisis de las órdenes de trabajo en el período citado y la ayuda de Minitab 17 Statistical Software. De la cual se debe mencionar, que para el caso de los sensores sólo existen 5 mantenimientos correctivos durante el período de análisis los cuales han sido: tres cambios de lectores de temperatura, un anemómetro y una veleta. Para el caso de la caja Multiplicadora, sólo existen tres labores, una asociada con el filtro desecante y otra asociada con el aceite de este elemento.

Tabla 5.2 Costos de mantenimiento correctivo por sistema

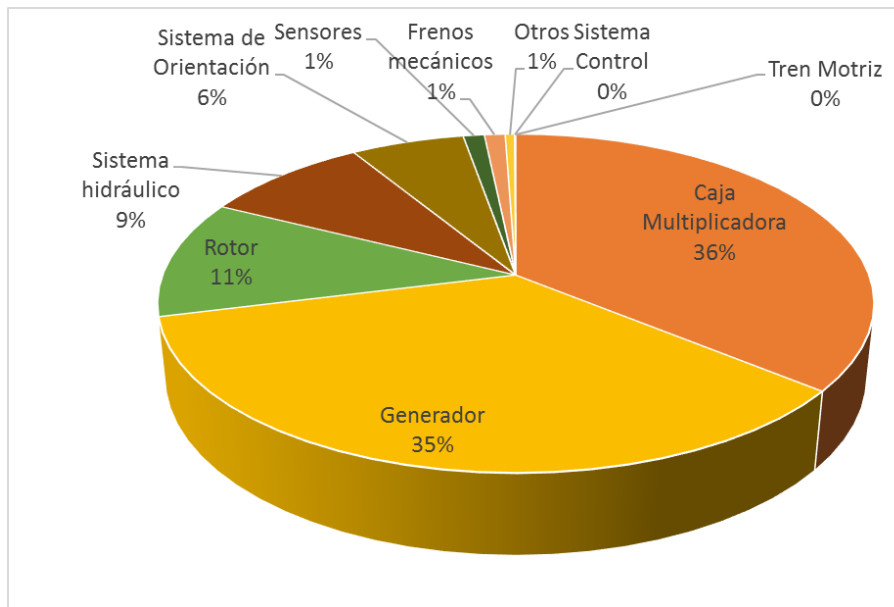
Sistema	Costo
Generador	€1 301 571,00
Rotor	€403 299,00
Sistema Hidráulico	€402 977,00
Tren Motriz	€378 149,00
Sensores	€214 826,00
Caja Multiplicadora	€115 721,28
Frenos Mecánicos	€65 752,00
Sistema de Orientación	€28 540,00
Sistema Control	€25 196,00
Otros	€22 917,00

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

5.3.1.2 Mantenimiento Preventivo

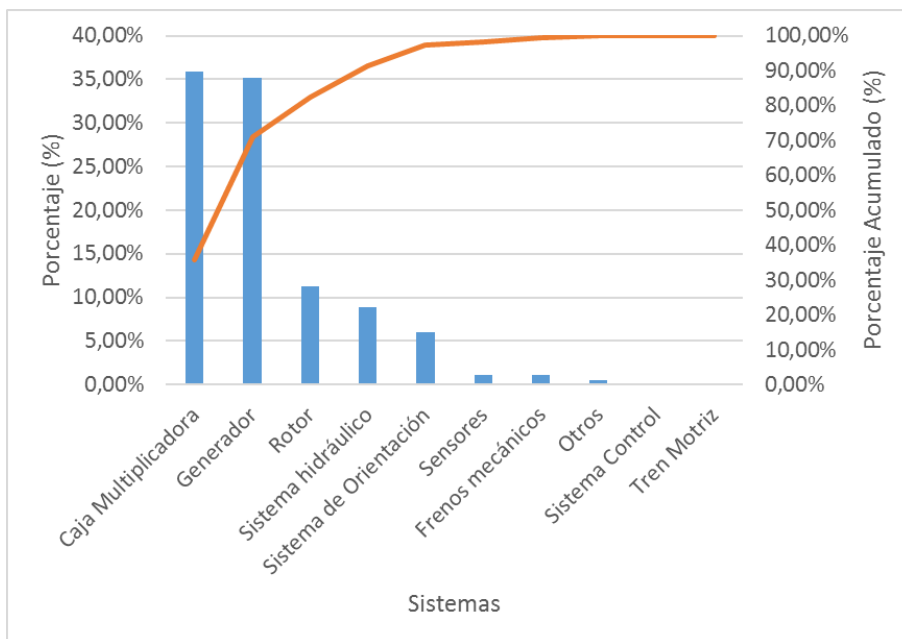
Con respecto al mantenimiento preventivo, son utilizadas principalmente las rutinas recomendadas por el fabricante, las cuales son presentadas en la sección CAPÍTULO 7:Anexo 3:.

En la Gráfica 5.11, se presenta el porcentaje de costo asociado a las labores de mantenimiento preventivo. En la Gráfica 5.12, se presenta el diagrama de Pareto de esta situación, donde el 80 % corresponde a: la caja multiplicadora, generador y rotor.



Gráfica 5.11 Costos por sistema para mantenimiento preventivo

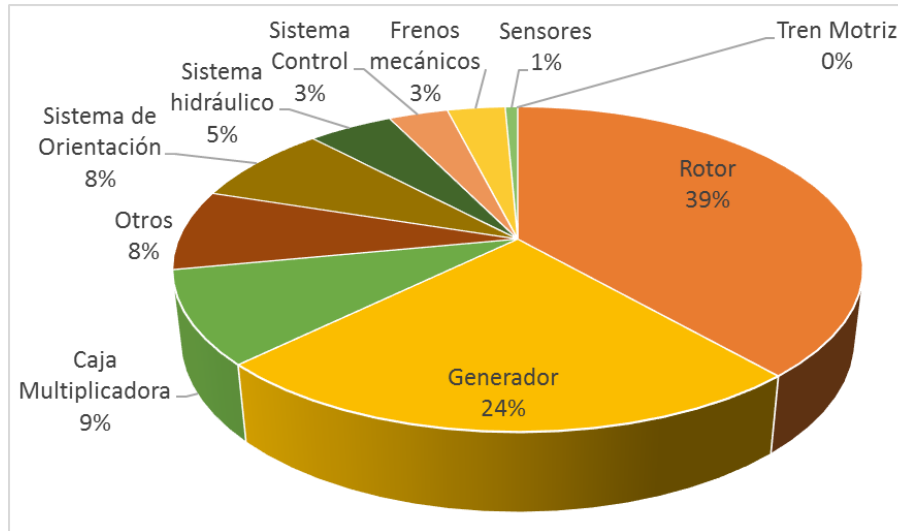
Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)



Gráfica 5.12 Pareto de Costos por sistemas para el mantenimiento preventivo

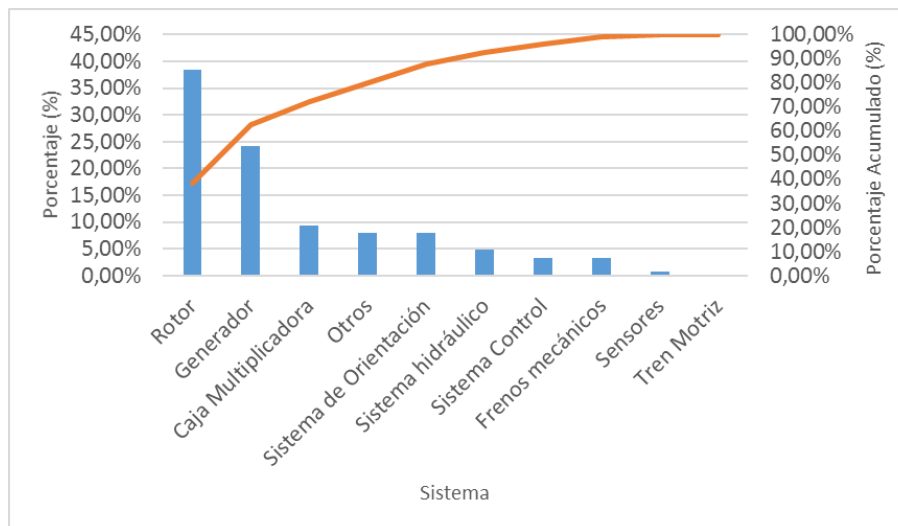
Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

En la Gráfica 5.13, se presenta el porcentaje de tiempo requerido para el mantenimiento en las labores de mantenimiento preventivo. En la Gráfica 5.14, se presenta el diagrama de Pareto de esta situación, donde los pocos vitales corresponden a: el rotor, generador, caja multiplicadora, otros y el sistema de orientación.



Gráfica 5.13 Tiempos requeridos de mantenimiento por sistema para mantenimiento preventivo

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)



Gráfica 5.14 Pareto de tiempo requerido de mantenimiento por sistema para el mantenimiento preventivo

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

Finalmente, en la Tabla 5.3 se presentan los costos por mantenimiento preventivo por sistema, los cuales de igual manera contemplan los costos asociados a las labores, repuestos, insumos, mano de obra externa para cada uno de estos sistemas y fueron obtenidos de la misma manera que los costos de mantenimiento correctivo. De los cuales, en necesario hacer la salvedad que, para el caso de los sensores, sólo existen dos labores de mantenimiento preventivo durante el período de análisis.

Tabla 5.3 Costos de mantenimiento preventivo por sistema

Sistema	Costo
Sensores	€357 429,64
Generador	€295 283,00
Caja Multiplicadora	€270 943,00
Rotor	€99 681,00
Sistema Hidráulico	€98 804,00
Sistema de Orientación	€45 712,00
Frenos Mecánicos	€22 553,00
Otros	€10 035,00
Sistema Control	€5 374,00

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

5.3.1.3 Mantenimiento basado en condición

Como fue mencionado en la sección 1.5 a pesar de que todas las unidades aerogeneradoras cuentan con el Sistema de Mantenimiento Preventivo de Gamesa (SMP) el cual corresponde al equipo para la toma y análisis de vibraciones; este no es utilizado actualmente. Esto debido, al alto costo que debe ser cancelado al fabricante, por la licencia respectiva, la cual ronda aproximadamente los \$ 1000 al año por cada unidad aerogeneradora, el cual sólo incluye el acceso a los datos de manera semestral.

Los acelerómetros instalados en las unidades son mostrados en la Figura 5.7 y en la Tabla 5.4, se muestran las características de los mismos. De igual manera, en el CAPÍTULO 7:Anexo 4:, se presenta las fotografías de la posición de cada uno de los sensores acelerómetros en la unidad aerogeneradora y el punto donde estos se conectan al Módulo SMP.



Figura 5.7 Acelerómetro instalado en los Aerogeneradores

Fuente: Fotografía Propia

Tabla 5.4 Características del Acelerómetro

Variable	Característica o Valor
Tipo de Acelerómetro:	Uniaxial con tres cables
Sensitividad	100 mV/g
Máx. amplitud:	± 50 g
Alimentación:	24 V
Salida:	± 5 V
Cables:	Tres cables: tierra, señal y referencia

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

De dichos acelerómetros, se cuenta con 5 instalados en cada unidad aerogeneradora, tal como es mostrado en la Figura 5.8 donde los rectángulos rojos, representan la posición de los acelerómetros.

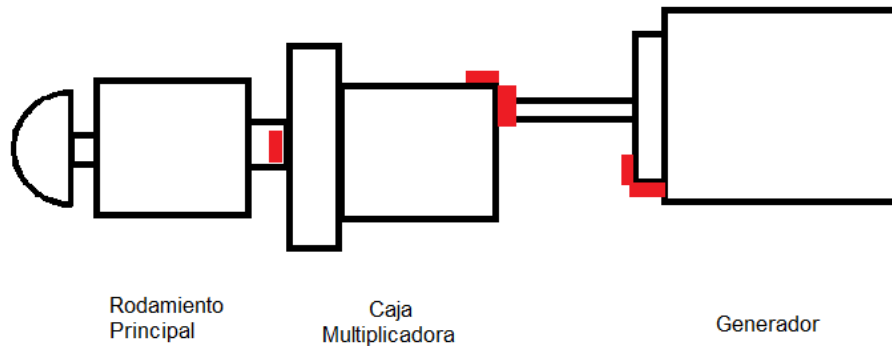


Figura 5.8 Posición de Acelerómetros del SMP

Fuente: Elaboración Propia (Paint)

Como técnica predictiva empleada actualmente, se utiliza el análisis de aceite, para la caja multiplicadora, cuyo servicio es brindado por el proveedor de dicho aceite. El cual es realizado aproximadamente cada seis meses. En el CAPÍTULO 7:Anexo 3:, se profundiza un poco más sobre esto; de lo cual se debe mencionar que los resultados obtenidos desde abril del año 2012 en general son favorables, sólo en ciertas ocasiones se ha tenido resultado de Monitorear el equipo.

5.3.2 Índices de Mantenimiento

Los índices de mantenimiento, son obtenidos directamente por el Software utilizado para la gestión de administración de mantenimiento. Este, calcula el índice de Tiempo medio entre Fallas (TMEF), Tiempo medio para Reparación (TMPR) y confiabilidad. Por lo que en la Tabla 5.5, se presentan estos índices para las unidades Aerogeneradoras.

Tabla 5.5 Índices de Mantenimiento de las unidades aerogeneradoras

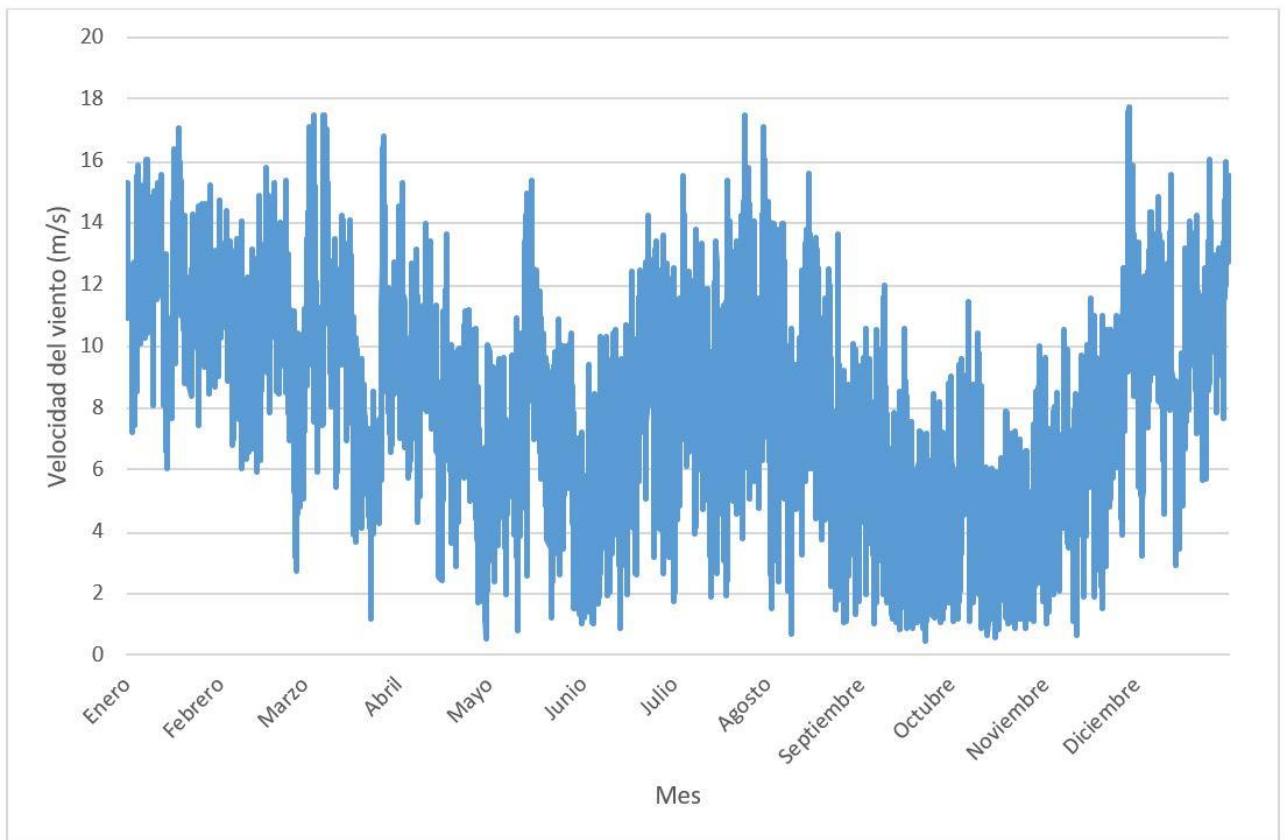
AERO	TMEF	TMPR	Confiabilidad
AE 1	144 d 19 h 12 m	0 d 04 h 39 m	99,92%
AE 2	120 d 16 h 00 m	0 d 11 h 31 m	99,33%
AE 3	206 d 20 h 34 m	0 d 02 h 32 m	99,94%
AE 4	724 d 00 h 00 m	0 d 01 h 37 m	99,98%
AE 5	362 d 00 h 00 m	0 d 03 h 03 m	99,79%
AE 6	241 d 08 h 00 m	0 d 04 h 26 m	99,91%
AE 7	206 d 20 h 34 m	0 d 02 h 38 m	99,92%
AE 8	206 d 20 h 34 m	0 d 01 h 50 m	99,78%
AE 9	181 d 00 h 00 m	0 d 12 h 33 m	99,70%
AE 10	206 d 20 h 34 m	0 d 05 h 57 m	99,24%
AE 11	111 d 09 h 14 m	9 d 04 h 15 m	86,27%
AE 12	724 d 00 h 00 m	0 d 01 h 02 m	99,96%
AE 13	482 d 16 h 00 m	0 d 13 h 43 m	99,75%
AE 14	103 d 10 h 17 m	0 d 03 h 42 m	99,84%
AE 15	362 d 00 h 00 m	3 d 11 h 46 m	99,20%

Fuente: 6.2.1 MPsoftware

5.4 Condiciones de operación

Este tipo de industria al corresponder a un Parque Eólico, la producción está relacionada directamente por la velocidad del viento en las unidades aerogeneradoras. Por lo que, a modo de resumen fueron analizados los datos de velocidades de vientos de los años 2013, 2014 y 2015. Los cuales son obtenidos mediante el software SGIPE para cada una de las 15 unidades, obtenidos cada diez minutos.

Para el análisis de esta información fue utilizado el software de Microsoft Excel 2016 y Minitab 17 Statistical Software. En la Gráfica 5.15, se presenta la distribución de las velocidades promedio durante el año para el Parque Eólico Los Santos, en la Tabla 5.6 se presentan las velocidades más representativas por mes en el Parque Eólico.



Gráfica 5.15 Velocidades de viento durante el año en el Parque Eólico Los Santos
 Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel 2016)

Tabla 5.6 Velocidades promedio del viento para el Parque Eólico Los Santos

Mes	Velocidad de viento (m/s)
Enero	12,333
Febrero	10,681
Marzo	9,790
Abril	8,252
Mayo	7,160
Junio	7,285
Julio	9,220
Agosto	7,916
Septiembre	4,760
Octubre	4,215
Noviembre	6,725
Diciembre	10,340

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel 2016)

CAPÍTULO 6: Configuración Propuesta

En el presente capítulo, se presentan las recomendaciones sobre los sistemas a monitorear, las variables a utilizar, las redes neuronales artificiales propuestas para esta configuración y algunas indicaciones sobre cómo realizar dichas mediciones en el caso de ser necesario.

6.1 Componentes Críticos

Después del análisis de la información presentada en la sección 5.3 es posible observar que los dos sistemas que resaltan fácilmente son, el generador desde el punto de vista de mantenimiento correctivo y la caja multiplicadora desde el punto de vista preventivo; por lo que estos serán los principales recomendados a monitorear, lo cual se verá en el mayor número de variables recomendadas. De igual manera resaltan el rotor, el sistema hidráulico y el sistema de orientación; por lo que dichos sistemas se sometieron a un análisis más concreto sobre las acciones de mantenimiento que reciben, el alcance para evitar estas mediante el mantenimiento basado en condición y el detectar posibles fallas mediante esta técnica de mantenimiento, y los costos promedios en cada sistema por tipo mantenimiento realizado en cada uno de ellos.

Luego de dicho análisis, es propuesto el monitoreo en condición para el rotor y el sistema hidráulico. Por lo que a manera de resumen los sistemas propuestos para el monitoreo de condición son los siguientes:

- a) Generador
- b) Caja Multiplicadora
- c) Rotor
- d) Sistema Hidráulico

6.2 Variables de condición a monitorear

Una vez definidos los sistemas a monitorear, se presentan las variables propuestas para realizarlo, para lo cual se toma en cuenta los dispositivos integrados actualmente en el sistema. A continuación, se presentan para cada uno de los sistemas estas variables:

6.2.1 Generador

Para este sistema, se propone el monitoreo de condición mediante las siguientes variables:

- a) Acelerómetro Axial (Ax)
- b) Acelerómetro horizontal (Ah)
- c) Temperatura de devanados del generador (Td)
- d) Temperatura del rodamiento del lado de acople (TRa)
- e) Temperatura del rodamiento del lado opuesto al de acople (TRlo)
- f) Tensión de Línea 1 (V1)
- g) Tensión de Línea 2 (V2)
- h) Tensión de Línea 3 (V3)

6.2.2 Caja Multiplicadora

Para este sistema, son propuestas las siguientes variables:

- 1) Temperatura de rodamiento de la caja multiplicadora (TR)
- 2) El acelerómetro en posición axial (Ax)
- 3) Acelerómetro en posición horizontal (Ah)
- 4) Temperatura de Aceite Multiplicadora (Ta)

Para esto, se debe hacer mención que a diferencia de lo propuesto por Loría (2016), no se está considerando la instalación de un sensor contador de partículas en el aceite, debido que se realiza el monitoreo de aceite de manera fuera de línea, con resultados favorables. (Ver CAPÍTULO 7:Anexo 5:)

6.2.3 Sistema Hidráulico

Para este sistema se propone el monitoreo de la presión (P) en este, esto debido a que la principal tarea de mantenimiento preventivo realizada sobre este, se encuentra relacionada con el cambio de filtro, y en el caso correctivo se asocia al cambio de la válvula proporcional. De igual manera, se recomienda utilizar la temperatura aceite grupo hidráulico (Tg).

6.2.4 Rotor

Para este monitoreo, se propone la utilización del sensor acelerómetro en posición radial (Ar), instalado en el eje de baja velocidad. Esto con el fin de aprovechar el sensor actualmente instalado.

6.3 Redes neuronales artificiales propuestas

Con los elementos críticos y las variables a monitorear, es posible definir las topologías de las ANN y construirlas mediante el software Neuroph Studio, por lo que a continuación se presentan para cada uno de los elementos. En las cuales, para todos los casos la capa de salida conformada por una unidad neuronal, corresponde al porcentaje de vida del elemento. Además, a diferencia del modelo propuesto por Loría (2016), es incluida una nueva variable de entradas en cada de una de las ANN, corresponde a la variable de carga (C), que corresponde a la potencia en kW generada por la unidad.

6.3.1 Generador

En la Figura 6.1, se presenta la topología propuesta para el generador y en la Figura 6.2 la representación de esta en el software de Neuroph Studio. Esta red propuesta, cuenta con una capa de entrada, conformada por 19 unidades neuronales, que corresponden a las 8 mediciones de monitoreo de condición y la edad calendario, todas estas en el punto actual y anterior y la variable de carga. Además, cuenta con 3 capas ocultas, conformadas respectivamente por 10, 5 y 3 unidades neuronales.

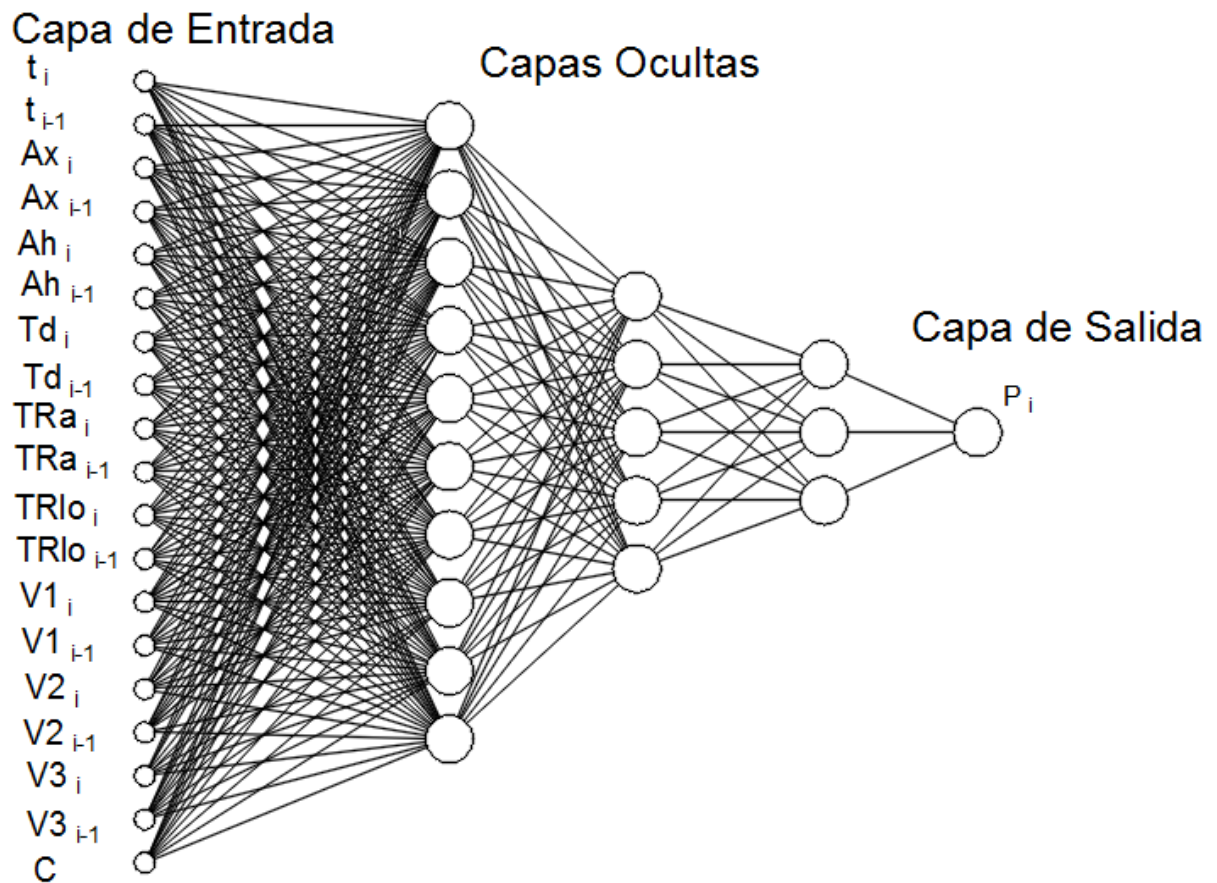


Figura 6.1 Topología de la ANN para el Generador

Fuente: Elaboración Propia (AutoCAD 2016)

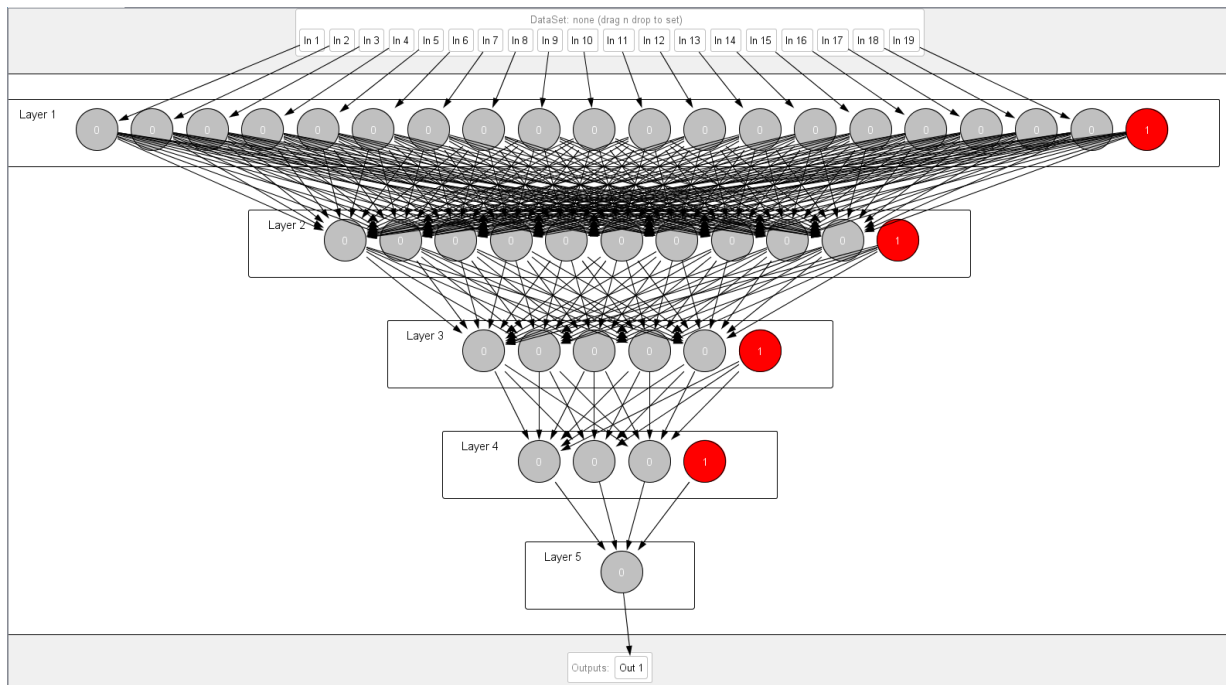


Figura 6.2 ANN para el Generador en Neuroph Studio

Fuente: Elaboración Propia (Neuroph Studio 2.92)

6.3.2 Caja Multiplicadora

De igual manera, se presenta en la Figura 6.3 la topología de la ANN para el caso de la Caja Multiplicadora, la representación se encuentra en la Figura 6.4. La cual se encuentra conformada por una capa de entrada, con 11 unidades neuronales, correspondientes a las 4 mediciones de monitoreo de condición y la edad calendario; las cuales de igual manera corresponden al punto actual y anterior; y de igual manera la variable de carga. Se presentan dos capas ocultas, conformadas respectivamente por 5 y 3 unidades neuronales.

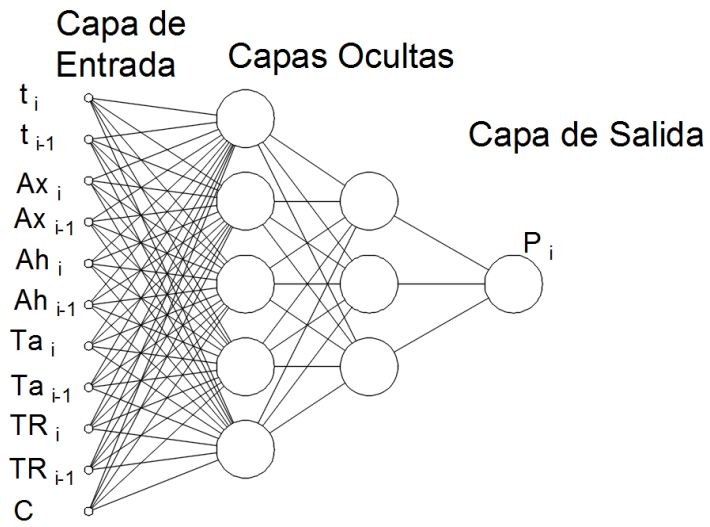


Figura 6.3 Topología de la ANN para la Caja Multiplicadora
 Fuente: Elaboración Propia (AutoCAD 2016)

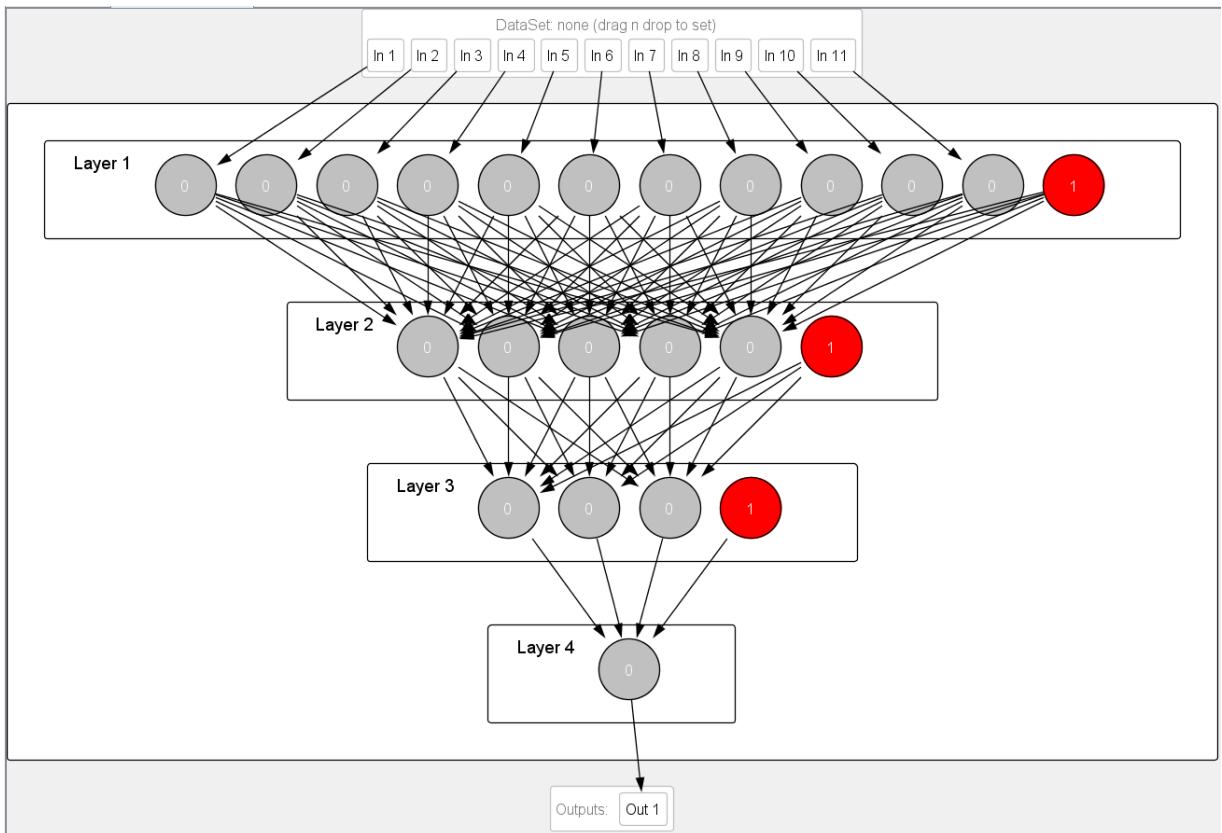


Figura 6.4 ANN para la Caja Multiplicadora en Neuroph Studio
 Fuente: Elaboración Propia (Neuroph Studio 2.92)

6.3.1 Sistema Hidráulico

Se presenta la topología propuesta para el caso del Sistema Hidráulico en la Figura 6.5 y la representación de esta en la Figura 6.6. Esta se propone, conformada por una capa de entrada con 7 unidades neuronales de entrada y por dos capas ocultas, respectivamente con 3 y 2 unidades neuronales.

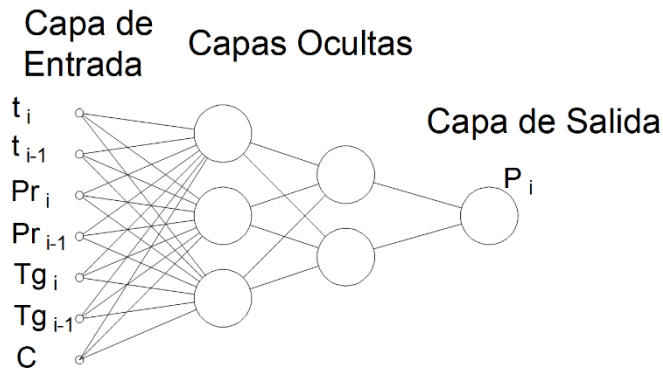


Figura 6.5 Topología de la ANN para el Sistema Hidráulico
Fuente: Elaboración Propia (AutoCAD 2016)

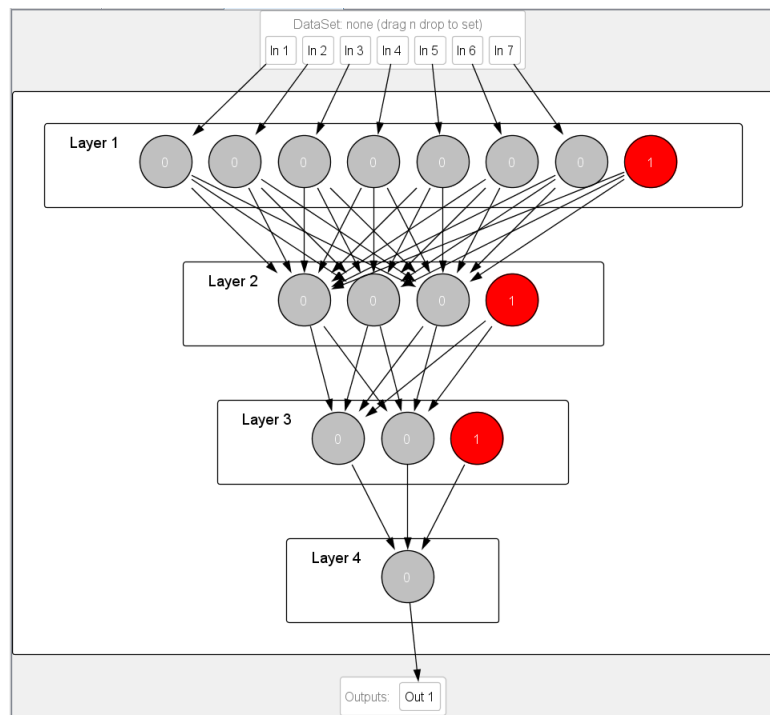


Figura 6.6 ANN para el Sistema Hidráulico en Neuroph Studio
Fuente: Elaboración Propia (Neuroph Studio 2.92)

6.3.2 Rotor

En la Figura 6.7, se presenta la topología propuesta para el rotor, mientras que la representación de esta en la Figura 6.8. Esta se encuentra conformada por una capa de entrada con 5 unidades neuronales y por dos capas ocultas, respectivamente con 3 y 2 unidades neuronales.

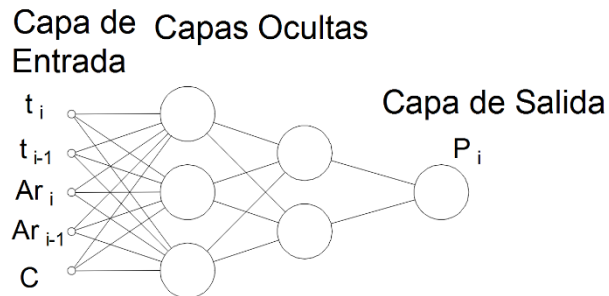


Figura 6.7 Topología de la ANN para el rotor

Fuente: Elaboración Propia (AutoCAD 2016)

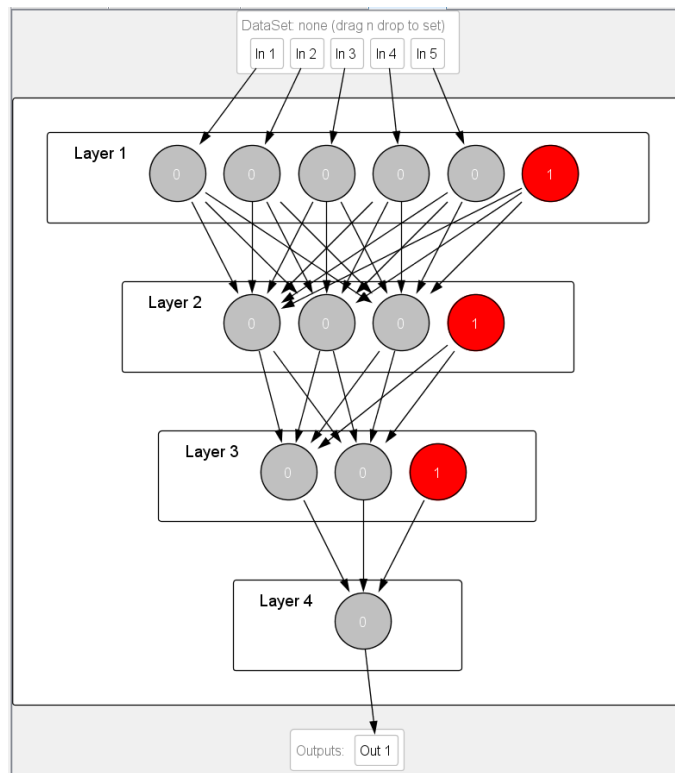


Figura 6.8 ANN para el Rotor en Neuroph Studio

Fuente: Elaboración Propia (Neuroph Studio 2.92)

6.4 Proceso de recolección

Como ha sido mencionado, de las variables propuestas para el monitoreo de condición a excepción de las Mediciones de Vibraciones, es posible acceder actualmente por medio del Software SGIPE. Por lo que esta sección busca desarrollar el cómo recolectar estos datos mediante el uso de los equipos con los que se cuenta, principalmente los sensores acelerómetros (descritos en la sección 5.3.1.3), cables de conexión de estos y la posible conexión a 24 V en corriente directa (ya que cada unidad cuenta con conexiones disponibles para esta tensión). Ya que al observar la propuesta realizada por Loría (2016), es posible notar que los primeros dos representan un monto importante.

Por lo que antes de poder realizar una propuesta para la lectura de estos sensores, fue realizada una verificación de las especificaciones de estos, la cual es explicada en el CAPÍTULO 7:Anexo 6:. De igual forma, se realizó una prueba de lectura de estos sensores y de las salidas del módulo SMP mediante el uso de un Arduino Uno, está es presentada en el CAPÍTULO 7:Anexo 7:, donde se mencionan los principales objetivos de esta.

Como es mencionado por White (2010), un criterio fundamental para la lectura de señales analógicas, corresponde al criterio de Nyquist. Que se encuentra en la rama de la matemática llamada teoría de la información, donde se establece que, para la codificación de la información de una señal analógica, la frecuencia de muestreo debe ser al menos el doble de la frecuencia más alta presente en la señal.

A pesar de que no se cuenta con la especificación de frecuencia de muestreo de los acelerómetros con los que cuentan las unidades aerogeneradoras; es establecido por Waters (2016), que típicamente los sensores utilizados en la industria eólica corresponden a las mismas características (como los mostrados en la Tabla 5.4). Para el caso de un acelerómetro de alta frecuencia, con una Sensitividad de 100 mV/g tiene una frecuencia de muestreo máxima de 14 kHz. Por lo cual, el dispositivo a utilizar para la lectura de los sensores acelerómetros debe al menos tener una capacidad de lectura de 28 kHz.

Luego de analizar diferentes opciones para realizar el proceso de recolección de datos y monitoreo en línea de vibraciones de diferentes proveedores a nivel nacional, fueron seleccionadas las propuestas realizadas por Capris Engineering representantes en el país de National Instruments. Dichas cotizaciones son presentadas en el CAPÍTULO 7: Anexo 8:.

A continuación, se presentan estas propuestas las cuales son divididas en dos partes. La primera corresponde al proceso de recolección de la señal analógica de vibraciones mediante los sensores acelerómetros instalados actualmente y mediante la instalación de nuevos sensores en las mismas posiciones que los actuales. La segunda corresponde al procesamiento de las señales transmitidas por el sensor y la transmisión de esta al servidor e incluye la propuesta de un software para el manejo de dicha información.

6.4.1 Recolección de señal de vibraciones

La primera opción para este paso, consiste en utilizar los sensores instalados actualmente utilizando un divisor de señal que garantice la integridad de esta. Esto debido a que no es posible retirar la señal del Módulo del SMP sin provocar que la unidad aerogeneradora entre en estado de emergencia.

Para lo cual es propuesto utilizar una solución de buffers, la cual es posible observar en la Figura 6.9, que son modelo DN80VS de Sensonics. Ya que esta recibe la señal directamente de cada sensor y permite obtener dos señales iguales, una para el módulo SMP y la otra para el sistema de monitoreo a instalar.

Por lo que sería necesaria la instalación de cada uno de estos dispositivos por sensor acelerómetro, lo cual implicaría un total de 75 unidades. Los cuales tienen un costo unitario de \$ 732,12, siendo un total de \$ 54 908,80. A lo cual no es considerada la fuente de poder de 24 V en corriente directa, ya que como fue mencionado anteriormente, cada una de las unidades cuenta con dicha conexión disponible.

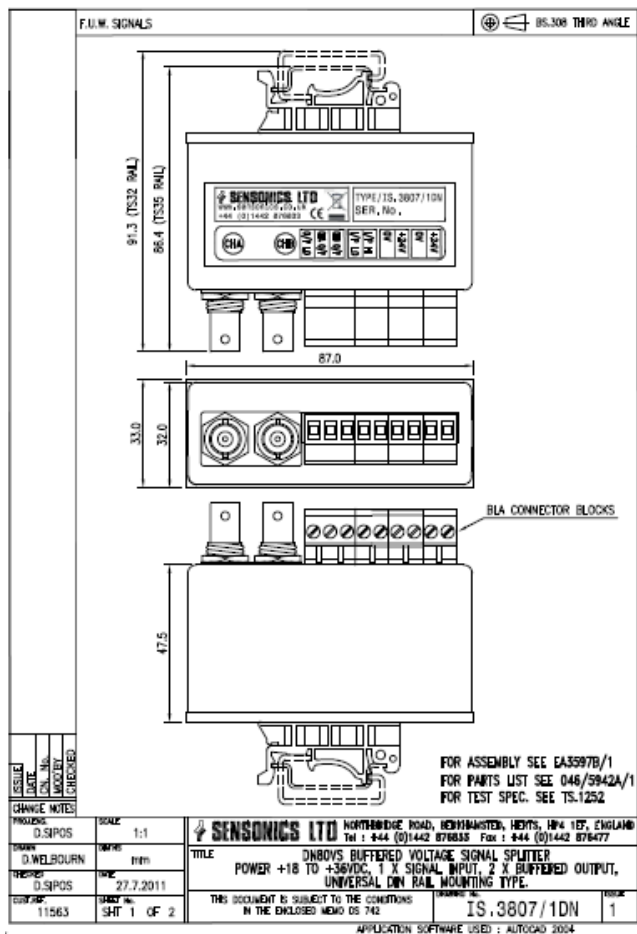


Figura 6.9 Diagrama de equipo Modelo DN80VS

Fuente: Capris Engineering

La segunda opción corresponde a la instalación de sensores acelerómetros independientes. Para lo cual es recomendado el sensor presentado en la Figura 6.10, el cual tiene la ventaja de garantía de por vida bajo la modalidad de “*no questions*”, por lo cual en caso de avería es reemplazado por uno nuevo. Además, se debe mencionar que en caso de la instalación de nuevos sensores no es necesaria la calibración de los sensores actualmente instalados.

El costo de cada uno de estos sensores es de \$ 360,93, el cual incluye el costo del cable para su respectiva conexión. Para el caso de la instalación de estos en las mismas posiciones, son requeridas 75 unidades con un costo total de \$ 27 069,60.



Figura 6.10 Sensor Acelerómetro PZS3-28E00210

Fuente: Capris Engineering

6.4.2 Procesamiento de señal

Para la adquisición de datos, de igual manera se tienen dos propuestas, las cuales varían principalmente en el chasis en el cual se acoplan los módulos de lectura y el software para la visualización de los datos de vibraciones. Que para ambos casos es propuesto utilizar el módulo de lectura de National Instruments 9232, capaz de manejar 3 sensores (lo cual hace necesario la utilización de dos por aerogenerador) y con una capacidad de lectura de 102,4 kHz. Finalmente, que ambas propuestas son hechas de manera tal, que se brindaran en un gabinete listo para instalar en el aerogenerador y con servicio de asistencia y supervisión.



Figura 6.11 Módulo NI 9232

Fuente: National Instruments (2016)

Para ambas propuestas, se piensa utilizar todos los medios con los que cuenta actualmente cada aerogenerador y todo el sistema como tal; lo cual incluye el servidor actualmente instalado en el edificio de O&M (ver Figura 6.12), las conexiones de fibra óptica desde cada aerogenerador y el edificio de O&M y las fuentes de poder de 24 V en corriente directa instalados en cada unidad aerogeneradora. (Ver Figura A7.6)



Figura 6.12 Servidor Actualmente instalado en el edificio de O&M

Fuente: Fotografía Propia

La primera propuesta corresponde a la utilización del controlador cRIO-9063, presentado en la Figura 6.13. Se debe mencionar que esta corresponde a la opción más robusta, ya que este equipo sobrepasa los requerimientos necesarios para el monitoreo propuesto. En la Tabla 6.1 se presentan los costos asociados a esta opción, en la cual no se incluye el costo de recolección de señal de vibraciones, solamente el costo asociado al procesamiento de la señal.



Figura 6.13 cRIO-9063

Fuente: National Instruments (2016)

Tabla 6.1 Costo de Estructura de procesamiento de señal con cRIO-9063

Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Subtotal
cRIO-9063	15	\$1 572,90	\$23 593,50
NI 9232	30	\$1 839,07	\$55 172,10
Kit de montaje y conectividad del cRIO	15	\$106,73	\$1 600,95
Gabinete	15	\$933,33	\$13 999,95
Software de monitoreo	1	\$22 475,60	\$22 475,60
Asistencia y Supervisión	1	\$8 000,00	\$8 000,00
TOTAL			\$124 842,10

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

La segunda opción corresponde a la utilización de un CompactDAQ cDAQ-9184, presentado en la Figura 6.14, el cual cumple con los requerimientos necesarios para el monitoreo en línea de vibraciones propuesto. En la Tabla 6.2, se presentan los costos asociados a esta opción en el cual solo se considera una licencia de software a diferencia de la cotización presentada, ya que no es necesaria una segunda licencia del software. De igual manera, no se incluye el costo de recolección de señal de vibraciones, solamente el costo asociado al procesamiento de la señal.



Figura 6.14 cDAQ-9184

Fuente: National Instruments (2016)

Tabla 6.2 Costo de Estructura de procesamiento de señal con cDAQ-9184

Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Subtotal
cDAQ-9184	15	\$1 375,92	\$20 638,80
NI 9232	30	\$1 839,07	\$55 172,10
Kit de montaje y conectividad del CRIO	15	\$106,73	\$1 600,95
Gabinete	15	\$933,33	\$13 999,95
Software de monitoreo	1	\$5 210,35	\$5 210,35
Asistencia y Supervisión	1	\$8 000,00	\$8 000,00
TOTAL			\$104 622,15

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

6.1 Labores de Mantenimiento a sistema de vibraciones

Con la implementación de cualquiera de las opciones descriptas anteriormente, el punto de vista de mantenimiento es importante adaptarlo a los planes existentes. Por esta razón, las tareas que son presentadas a continuación tienen como objetivo ser agregadas a los planes de 6 y 12 meses en las unidades aerogeneradoras presentadas en la sección de CAPÍTULO 7:Anexo 3:.

Las tareas propuestas son las siguientes:

- a) Inspección visual de los sensores acelerómetros y de los cables de conexión de estos.
- b) Inspección visual de los componentes del gabinete de vibraciones.
- c) Inspección visual del cable de conexión a tierra.
- d) Cambio del filtro de aire del gabinete.
- e) Comprobación de la correcta descarga de información de los datos al servidor.

Al conversar con los posibles encargados de estas tareas, se estimó que estas requerirían un tiempo menor a una hora para ser completadas. Lo cual, al ser realizadas por el Equipo C, compuesto por dos técnicos tendría un costo de mano de obra de ¢5 380,73. El costo del filtro del gabinete tiene un costo aproximado de ¢929,52. Con lo que el costo extra de estas rutinas al plan de mantenimiento actual sería de ¢6 310,25 semestrales por aerogenerador.

CAPÍTULO 7: Aspectos Económicos

En el presente capítulo se presenta la opción seleccionada para la recolección de datos de vibraciones, se considera el tiempo de recuperación de esta inversión en función del ahorro del modelo que se busca implementar y de igual manera la perspectiva del pago al fabricante para obtener estos datos para el modelo propuesto.

En función de las ventajas, costos y requerimientos necesarios para el sistema de monitoreo de vibraciones presentados en el capítulo anterior, es seleccionado la propuesta para la recolección de señales, la instalación de nuevos sensores. Para el caso de procesamiento de señal, es seleccionada la propuesta de cDAQ-9184.

El costo total de esta propuesta es de \$131 691,90, cuyo desglose es presentado en la Tabla 7.1. Es necesario aclarar que este costo es para las 15 unidades aerogeneradoras, por lo que el costo para cada unidad corresponde a \$8 779,46

Tabla 7.1 Costos de estructura propuesta

Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Subtotal
Acelerómetro PZS3-28E00210	75	\$360,93	\$27.069,75
cDAQ-9184	15	\$1.375,92	\$20.638,80
NI 9232	30	\$1.839,07	\$55.172,10
Kit de montaje y conectividad del cRIO	15	\$106,73	\$1.600,95
Gabinete	15	\$933,33	\$13.999,95
Software de monitoreo	1	\$5.210,35	\$5.210,35
Asistencia y Supervisión	1	\$8 000,00	\$8.000,00
TOTAL			\$131.691,90

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

Como es mencionado por Loría (2016), el modelo no ha sido implementado aún, por lo que el cálculo del tiempo para la recuperación de la inversión puede ser estimado en función del ahorro obtenido al aplicar este modelo en lugar de la política de mantenimiento preventivo. Dicho costo es establecido por Tian, Jin, Wu & Ding (2010), para el caso de 5 unidades aerogeneradoras, por lo que al extrapolar dicho valor para el caso de 15 unidades se tiene un ahorro de \$ 768,99 diarios.

Bajo este ahorro, el retorno de inversión de la estructura propuesta es de 171, 25 días; lo cual es aproximadamente 3 meses.

En función de adquirir los datos de vibraciones mediante el fabricante de las unidades, Loría (2016) para la correcta implementación del modelo, se establece como máximo tiempo permisible de las variables de condición en 10 días; sería necesaria la adquisición de esta información 36 veces al año. Lo cual \$ 18 000,00 al año por unidad siendo un total de \$ 270 000,00 al año, lo que representa un costo diario de ¢739,73.

Por lo que, al comparar el costo de la estructura propuesta, en función del costo de tener la información de vibraciones con el fabricante de manera limitada al máximo punto permitido por el modelo. Se tiene una recuperación de la inversión de 178,03 días, que de igual manera equivalen casi a 3 meses.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

Del presente proyecto se concluye lo siguiente:

- a) Se determinó la posibilidad de utilizar variables de condición directamente obtenidas del software SGIPE.
- b) Se determinaron como sistemas críticos: el generador, la caja multiplicadora, el sistema hidráulico y el rotor. Debido a lo cual fueron determinadas las variables de monitoreo de condición para la futura implementación en función de dichos componentes críticos, los historiales de mantenimiento y los datos obtenidos actualmente por el sistema. Para lo cual, solamente es requerido definir la estructura para la recolección de las variables de vibraciones.
- c) Se seleccionó como mejor estructura para la implementación del modelo para las variables de vibraciones, la instalación de nuevos sensores acelerómetros con un recolector de datos cDAQ-9184 de NI. Cuyo período de recuperación de inversión es de 171, 25 días.
- d) Se elaboraron las rutinas de mantenimiento del nuevo sistema para recolección de datos de vibraciones, fueron adaptadas para ser agregadas a los planes preventivos actuales de 6 y 12 meses.

Recomendaciones

Respecto al presente proyecto se realizan las siguientes recomendaciones:

- a) Asignar algún colaborador a cargo de las labores de mantenimiento basado en condición. Con formación en análisis de vibraciones, el cual debe ser de preferencia Analista de Vibraciones Nivel 2 al menos.
- b) Utilizar las variables de condición propuestas para las Redes Neuronales Artificiales, para iniciar el plan de monitoreo de condición.

- c) Utilizar como referencia la norma ISO 10816-21 como referencia para el inicio de monitoreo de vibraciones en los aerogeneradores y los niveles de alerta y alarma establecidos en esta.
- d) Explotar de mayor manera funciones del software MP como: Catálogo de Equipo, Rutinas de Mantenimiento, Mediciones Predictivas, Asociación de recursos y actividades, Control de resguardos y devoluciones de Herramientas, Cálculo automático del abastecimiento, Análisis de Fallas y causas raíz, y Control de Garantías.
- e) A pesar de que fue demostrada la posibilidad de utilizar los sensores acelerómetros instalados actualmente, se recomienda la instalación de sensores nuevos principalmente por el costo de los dispositivos para el manejo de la señal actual.
- f) Utilizar la propuesta para el monitoreo de vibraciones que incluye el equipo cDAQ-9184 de NI, ya que esta se adecua a los requerimientos y tiene un menor costo.
- g) Agregar las tareas de mantenimiento propuestas para la estructura de monitoreo de vibraciones a los planes de mantenimiento preventivo de 6 y 12 meses.
- h) Utilizar el software propuesto Sound & Vibration en la estructura por implementar para la recolección de vibraciones, para dar inicio al plan de monitoreo de condición. Ya que este permite el fácil manejo de esta información.
- i) Iniciar con la recolección de datos de las variables de condición propuestas de manera mensual del SGIPE; de manera paralela con los datos de vibraciones.
- j) Utilizar una topología de ANN con tres capas ocultas para el generador, debido a la cantidad de variables de condición propuestas.
- k) Utilizar el nodo de carga en las redes neuronales artificiales, ya que de esta manera se podrá reflejar la variación de generación durante el año y así, la variación en el desgaste de los componentes.
- l) Recolectar los datos de las variables de condición por un período de al menos de un año, para arrancar con la implementación del modelo.

- m) La utilización del software Neuroph Studio, para el proceso de entrenamiento de las redes neuronales artificiales propuestas.
- n) La utilización de la técnica de ultrasonido pasivo, para realizar las labores de engrase.
- o) Realizar una auditoría externa de la estructura de gestión de mantenimiento del departamento de O&M de PELS.
- p) Dar continuidad al presente proyecto, con la ayuda de un estudiante de Ingeniería en Mantenimiento Industrial en Práctica Profesional.

Anexos

Anexo 1: Procedimiento para crear redes neuronales en Neuroph Studio

Como ha sido mencionado, el Software Neuroph Studio corresponde a un Software de código libre, por lo que para su instalación simplemente se debe acceder al sitio web <http://neuroph.sourceforge.net/> y proceder a la descarga del mismo, ya sea el sistema operativo Windows o Linux. Antes de proceder con la instalación, es necesario contar con la actualización más reciente del Software de Java.

Una vez instalado el Neuroph Studio, es posible la construcción de distintas ANN. A continuación, será desarrollada a manera de ejemplo, la ANN del modelo propuesto por Loría (2016).

Una vez iniciado el Software, el primer paso consiste en la creación de un nuevo proyecto. Para lo cual, se debe proceder como se muestra en la Figura A1.1, en la pestaña de *File* se selecciona *New Project*. Una vez realizado, será desplegado una ventana la cual se muestra en la Figura A1.2, en *Categories* se debe seleccionar la carpeta *Neuroph* y en *Projects* seleccionar *Neuroph Project*, finalmente se debe seleccionar el botón *Next*.

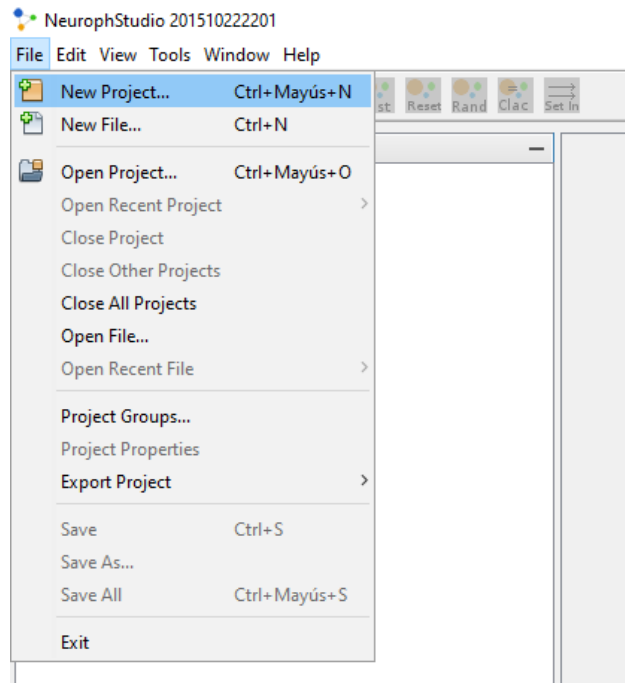


Figura A1.1 Creación de un nuevo proyecto

Fuente: Neuroph Studio 2.92

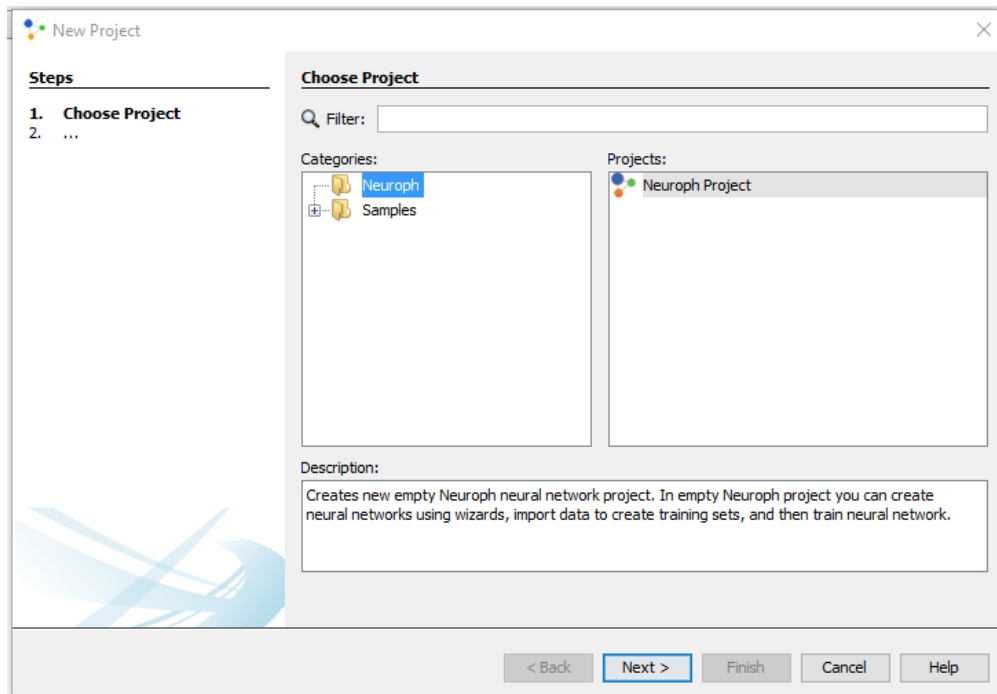


Figura A1.2 Ventana para la creación de un proyecto

Fuente: Neuroph Studio 2.92

Por último será desplegada la ventana mostrada en la Figura A1.3, en la cual se muestra la casilla para colocar el nombre del proyecto y seleccionar la ubicación del mismo. Una vez que se coloque el respectivo nombre y se seleccione la ubicación, se procede a dar click en el botón de *Next*, con lo que queda finalmente creado el nuevo proyecto.

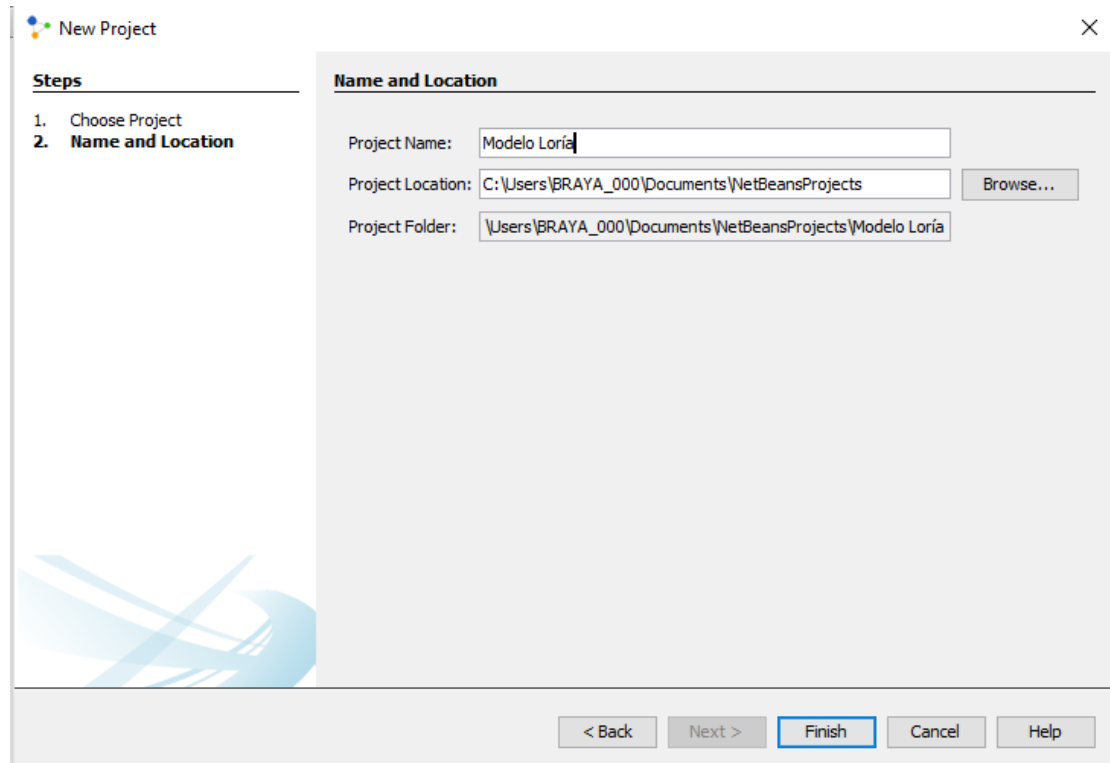


Figura A1.3 Opciones de nombre y localización del nuevo proyecto

Fuente: Neuroph Studio 2.92

El siguiente paso corresponde a la creación de la ANN, por lo que como es mostrado en la Figura A1.4, se debe seleccionar *File* y la opción de *New File*. Esto desplegará la ventana mostrada en la Figura A1.5, la cual corresponde a la ventana para la creación de un nuevo elemento, en esta se debe seleccionar *Neuroph* en la sección de *Categorias* y seleccionar *Neuroph Network* en la sección de *Files Types*, una vez realizado, se debe oprimir el botón *Next*, lo cual desplegará la ventana mostrada en la Figura A1.6. En dicha ventana, se nombra la red y es elegida la arquitectura de esta, la cual, de acuerdo al modelo utilizado, corresponde a *Multi-Layer Perceptron*, y se selecciona *Next*. Finalmente se desplegará la venta mostrada en la Figura A1.7, que corresponde a la configuración de la ANN.

Como fue mencionado en la sección 4.1.2, para el caso de la Caja Multiplicadora se tienen diez neuronas de entrada, cinco en la primera capa oculta, tres en la segunda y una neurona de salida. Para el caso de las neuronas ocultas, se configura mediante un espacio el ingreso de datos, por lo que para este como se muestra en la Figura, es necesario colocar 5 dejar un espacio y colocar el 3. Se selecciona la opción de *Use Bias Neurons*, ya que mediante esta opción se trata de evitar el problema de salidas no deseadas. Se elige la función sigmoideal, como función de transferencia y la retro-pagación como la regla de aprendizaje a seguir por la ANN.

Finalmente, al oprimir el botón de *Finish*, se presenta la ANN creada, la cual se muestra en la Figura A1.8.

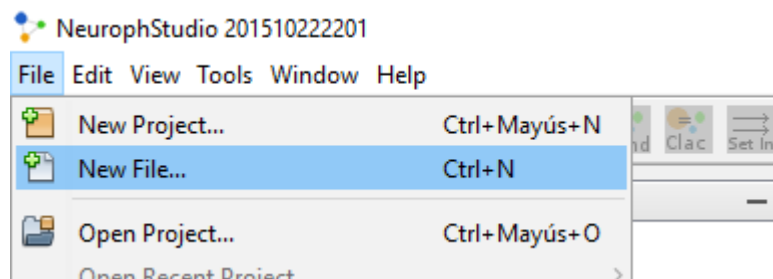


Figura A1.4 Creación del nuevo archivo

Fuente: Neuroph Studio 2.92

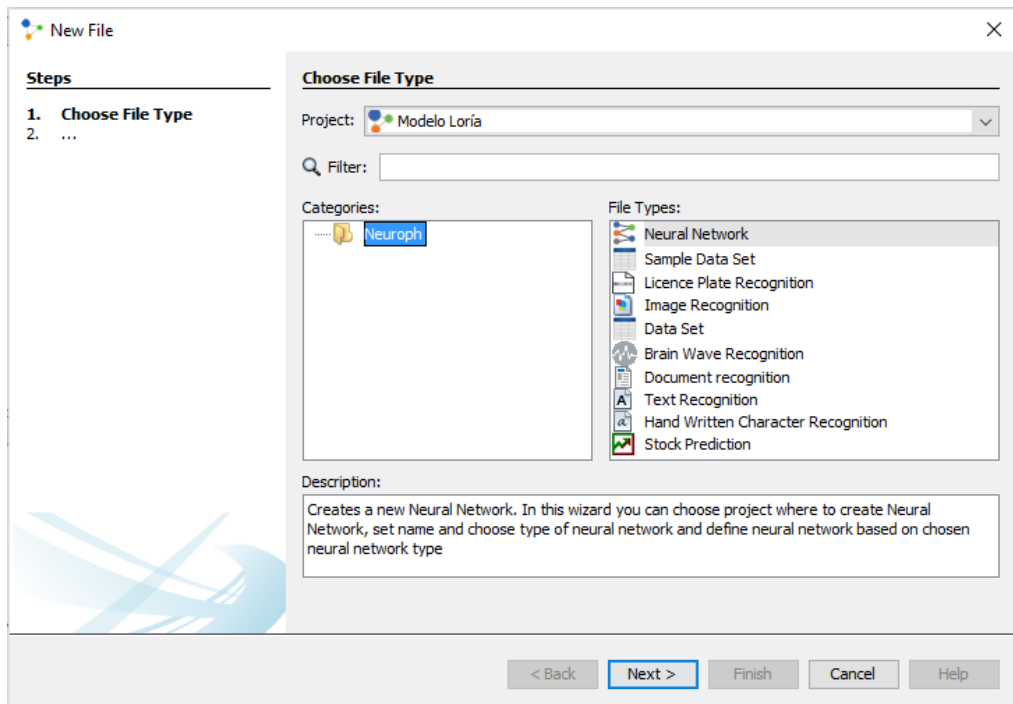


Figura A1.5 Ventana para la creación de un nuevo archivo

Fuente: Neuroph Studio 2.92

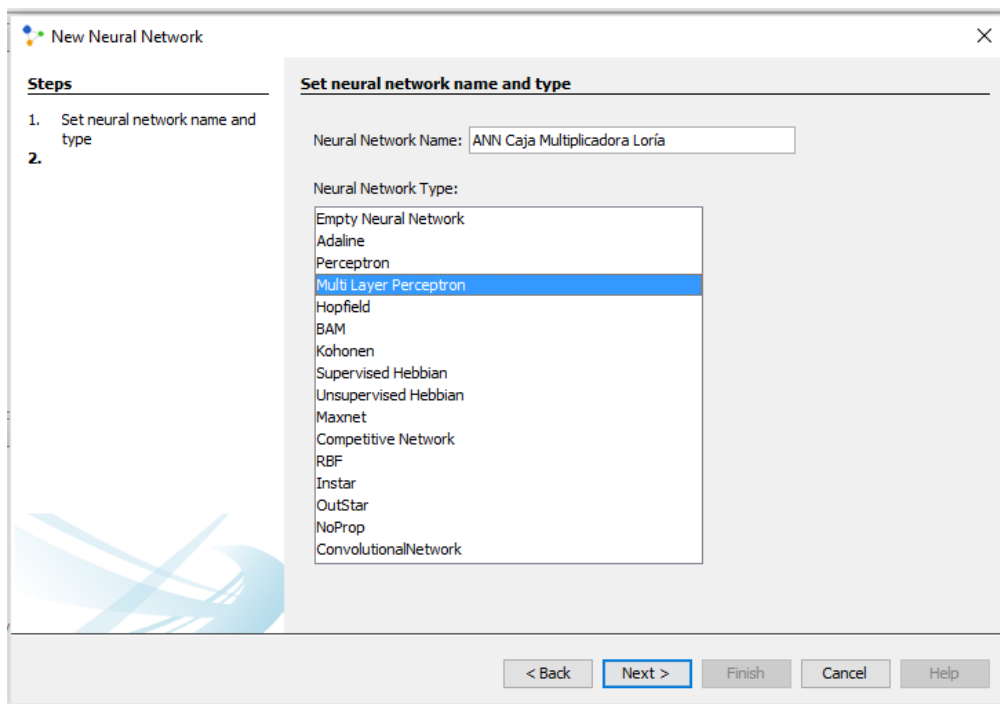


Figura A1.6 Selección de nombre y arquitectura de la ANN

Fuente: Neuroph Studio 2.92

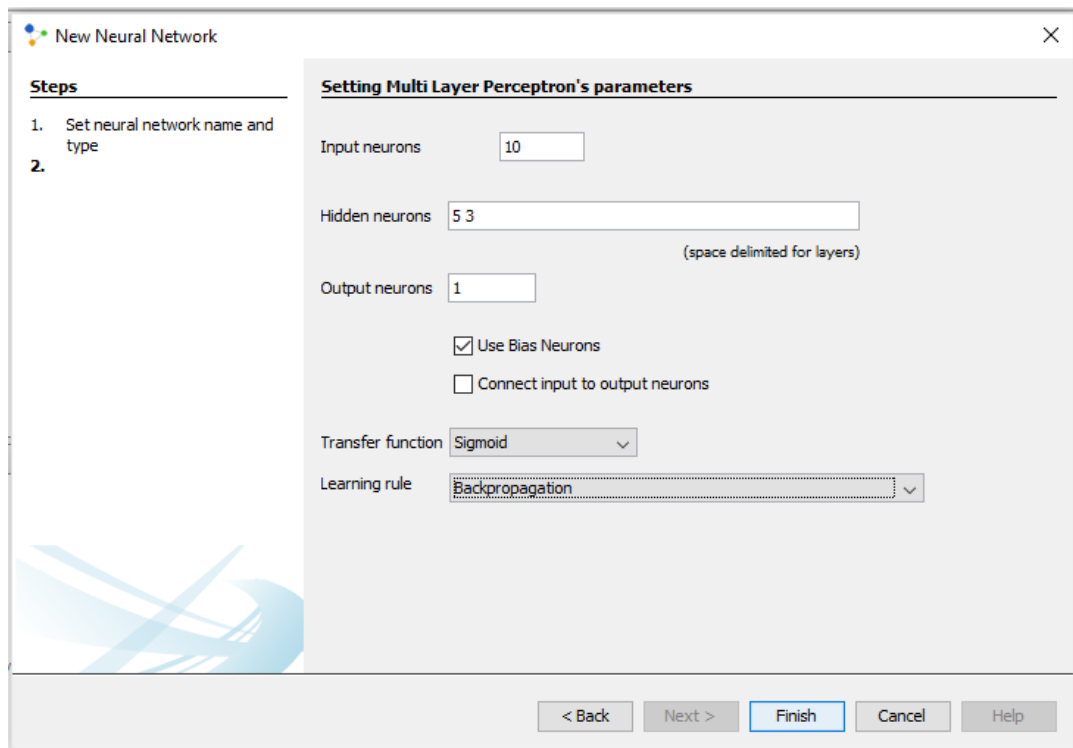


Figura A1.7 Configuración de la ANN

Fuente: Neuroph Studio 2.92

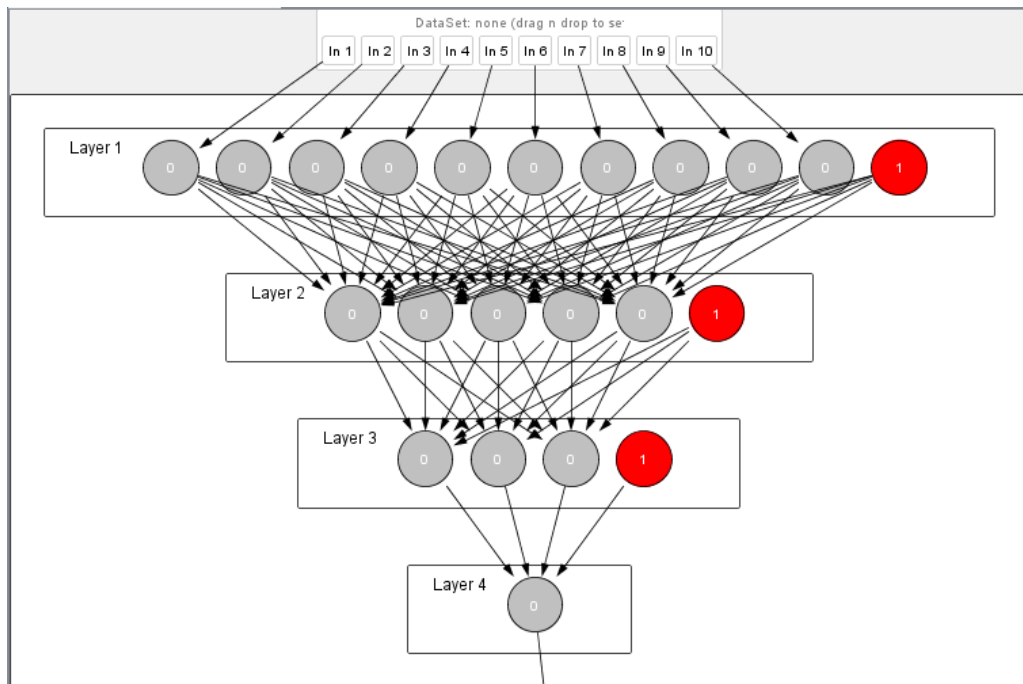


Figura A1.8 ANN creada para la caja multiplicadora

Fuente: Neuroph Studio 2.92

Posteriormente, con los datos necesarios se procede a la etapa de entrenamiento de la red. Para lo cual, Chang, Hsieh & Chang (2010) recomiendan utilizar un 80 % de los datos para el proceso de entrenamiento y el 20 % restante, para el proceso de validación de la ANN.

Para realizar el proceso de entrenamiento en el Software de Neuroph Studio, es utilizado los conjuntos de datos, que corresponden a un tipo de archivo en este Software. Para este se seleccionada en la ventana de creación de nuevo archivo, *Data Set* en las opciones de *File Types*, como se muestra en la Figura A1.9. Al dar click en *Next*, se muestra la ventana de la Figura A1.10, en la cual se debe definir el número de entradas y salidas del conjunto de datos a insertar. De igual manera, este brinda la oportunidad de cargar los datos de otras plataformas, como de Microsoft Excel. Por lo que, en caso de querer introducir los datos de manera manual, al no seleccionar la opción de carga de un archivo (Figura A1.10), se despliega la ventana mostrada en la Figura A1.11, para el ingreso manual de los datos.

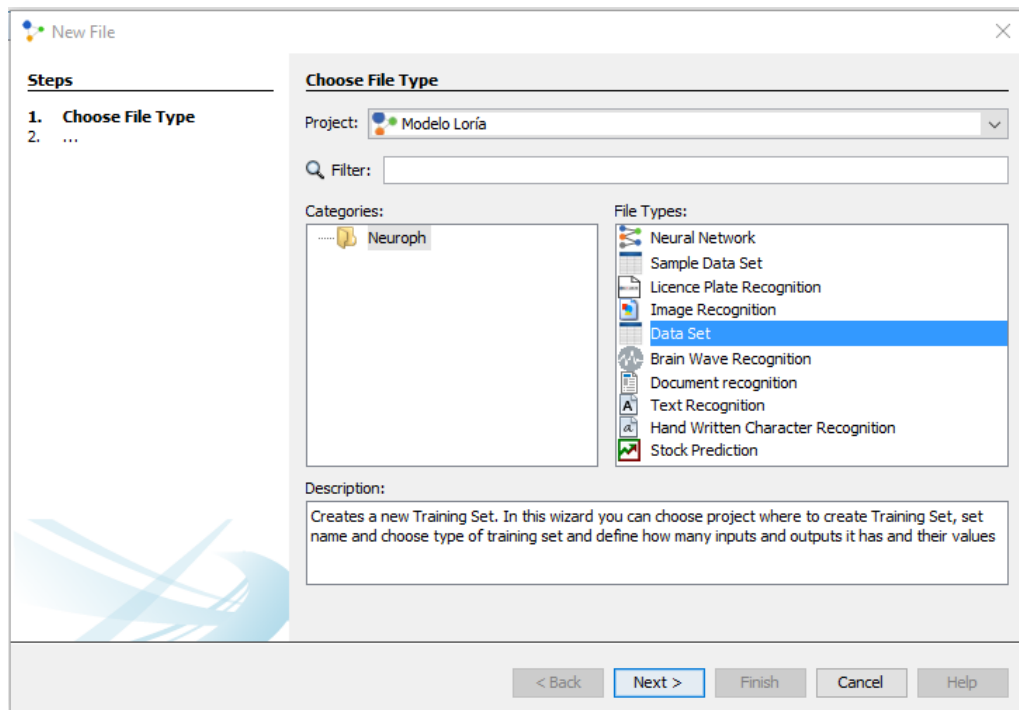


Figura A1.9 Creación de nuevo archivo para un conjunto de datos

Fuente: Neuroph Studio 2.92

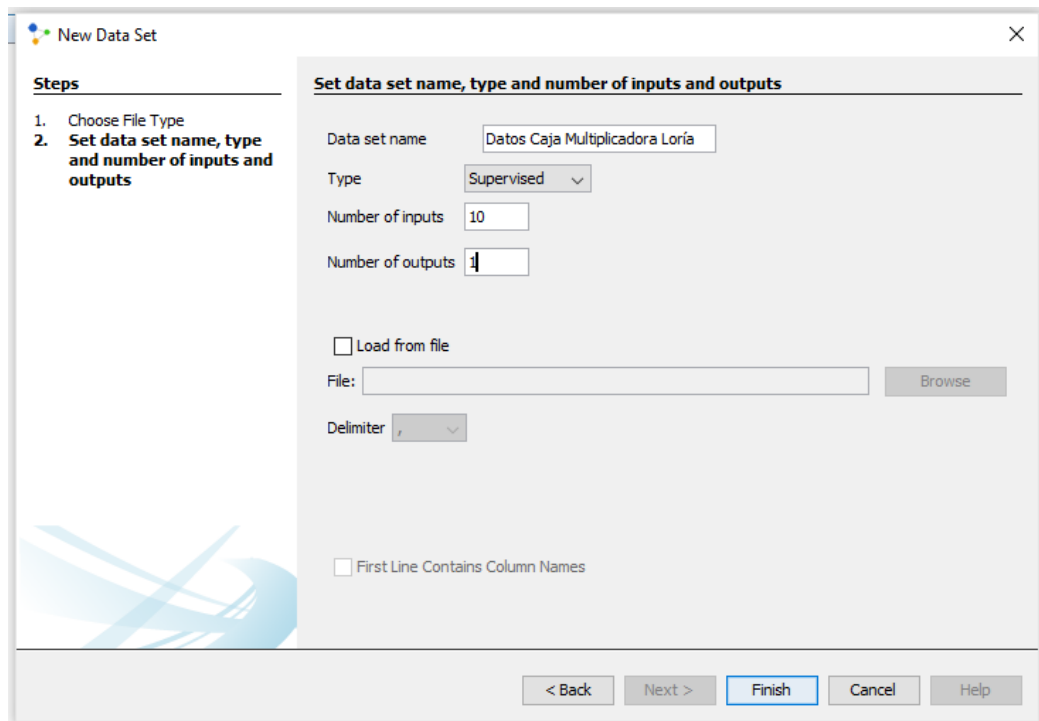


Figura A1.10 Ventana para la creación del nuevo conjunto de datos
Fuente: Neuroph Studio 2.92

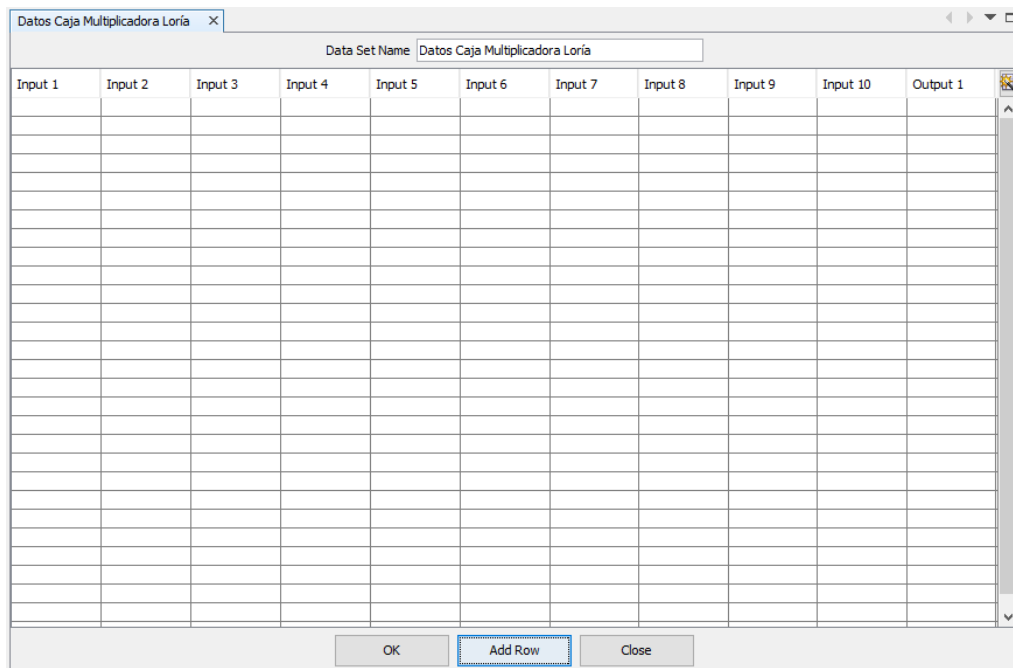


Figura A1.11 Ventana para el ingreso manual de datos
Fuente: Neuroph Studio 2.92

Con los datos, en un archivo de extensión .tset, este debe arrastrarse a la red como se muestra en la Figura A1.12. Al realizarlo, se activa la barra de tratamiento de la ANN, con las opciones de *Train*, *Stop*, *Pause*, *Test*, *Reset*, *Rand*, *Clac* y *Set In*.

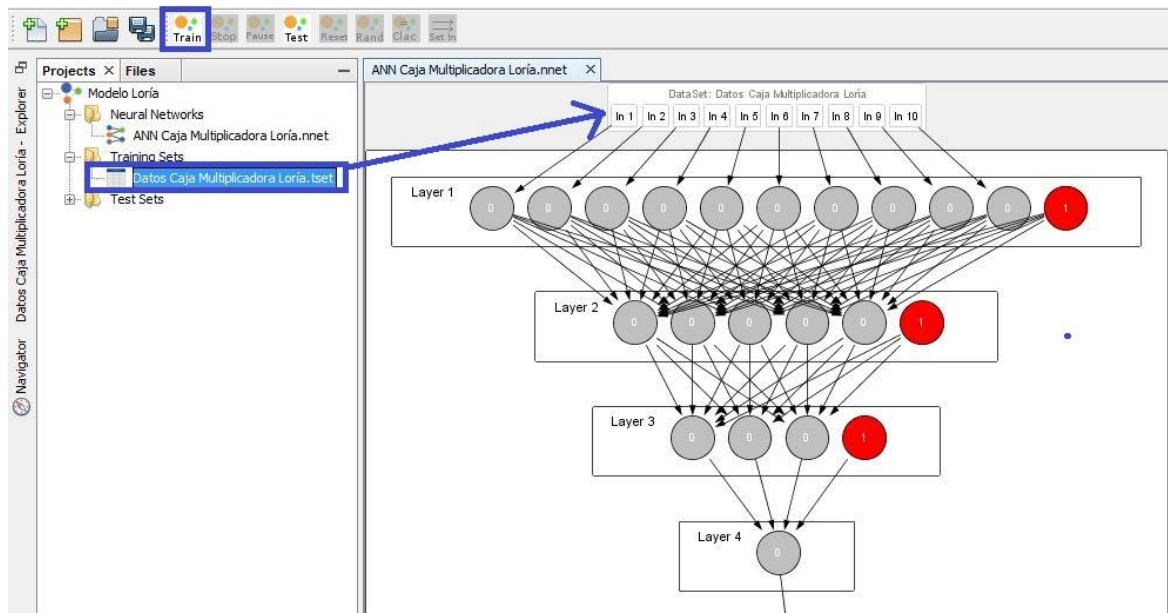


Figura A1.12 Entrenamiento de la ANN

Fuente: Neuroph Studio 2.92

El primer paso va a consistir en entrenamiento de la ANN, para lo cual se presenta en la Figura A1.13 una ANN de tres variables de entrada que permita la determinación de la Función OR. En la Tabla A1.1, se presenta la Tabla de verdad de esta función que corresponde a los datos utilizados como datos de entrenamiento. Por lo que, para iniciar el entrenamiento de esta ANN, después de haber arrastrado los datos sobre esta, consiste en seleccionar la opción de *Train*. Lo cual desplegará la ventana mostrada en la Figura A1.14, que corresponde a la ventana de opciones para el proceso de entrenamiento. En esta se debe seleccionar elegir el criterio de paro, ya sea por un error máximo permitido o con un número de iteraciones determinado. También se configuran los parámetros de aprendizaje como tasa de aprendizaje y momentum. Finalmente se selecciona la opción de *Display Error Graph*, para poder observar el comportamiento del error en función de las iteraciones, en el Gráfica A1.1, se presenta este grafico de error para el ejemplo de la función OR.

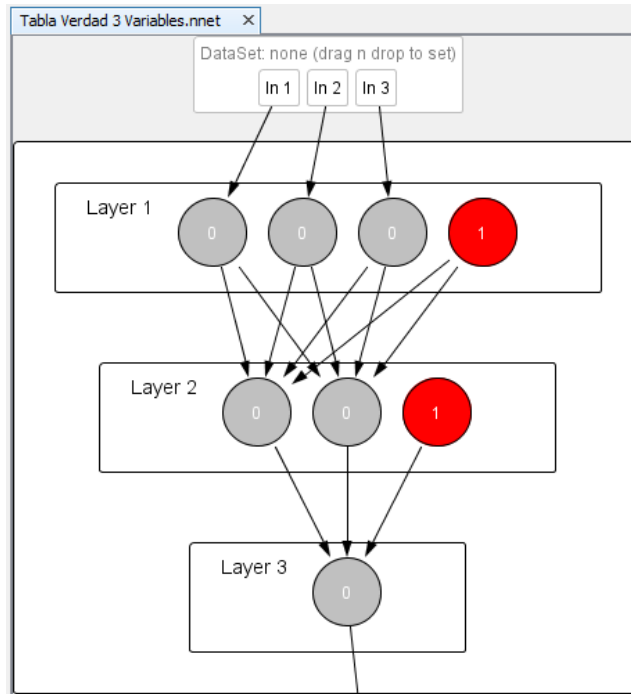


Figura A1.13 ANN de tres variables para función OR

Fuente: Neuroph Studio 2.92

Tabla A1.1 Tabla de verdad de la función OR para tres variables

Entradas			Salida
A	B	C	
1	1	1	1
1	1	0	1
1	0	1	1
1	0	0	1
0	1	1	1
0	1	0	1
0	0	1	1
0	0	0	0

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

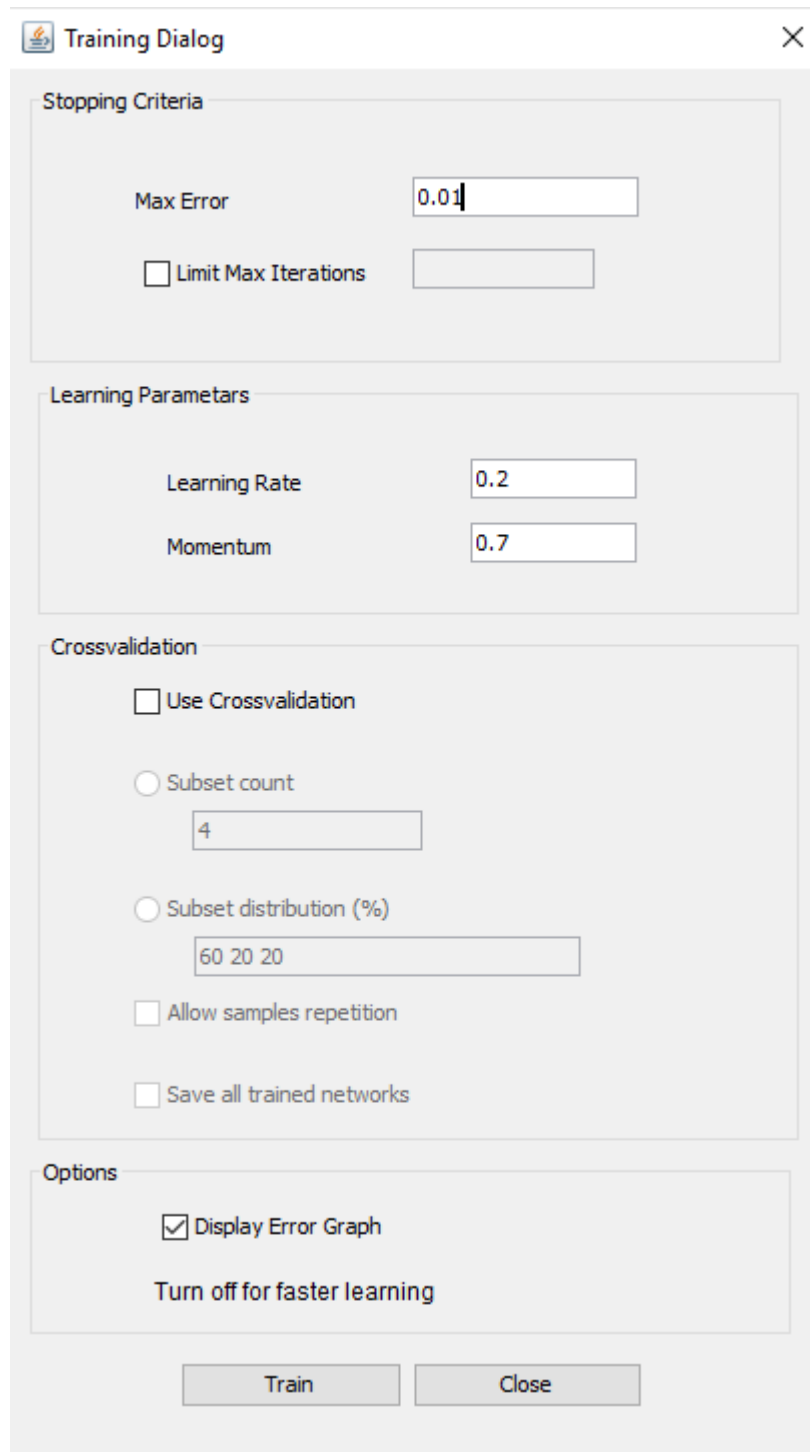
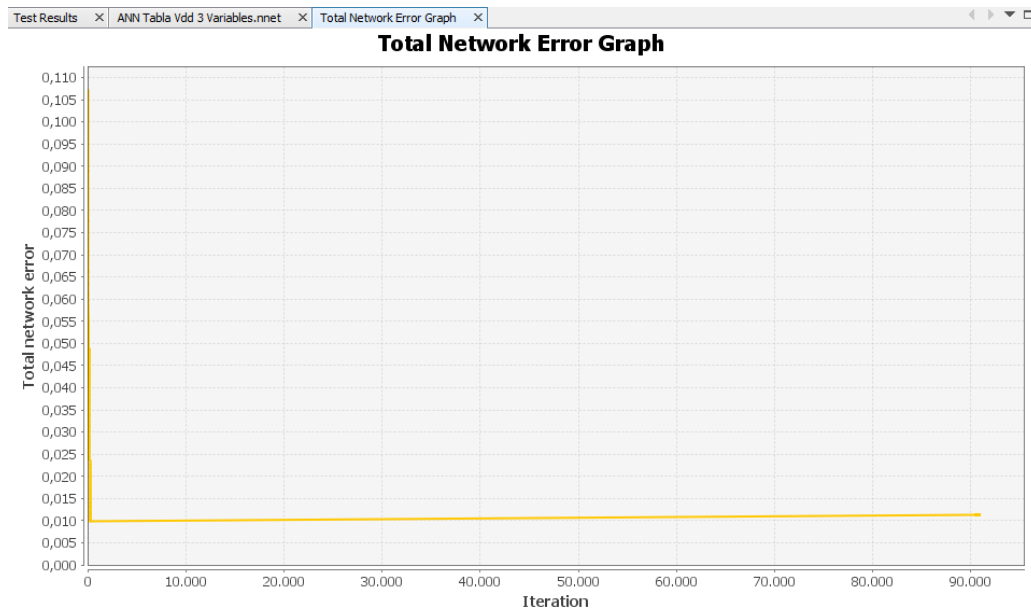


Figura A1.14 Ventana con las opciones para el entrenamiento de la ANN

Fuente: Neuroph Studio 2.92



Gráfica A1.1 Error total de la red en función de las iteraciones
Fuente: Neuroph Studio 2.92

Después de entrenar la ANN, el siguiente paso corresponde a la validación, lo cual se realiza al seleccionar la opción de *Test* en la barra de tratamiento de la Red. En la Figura A1.15 se muestra la validación del ejemplo de la función OR, en la cual se puede observar la entrada, la salida obtenida, la salida esperada y el error asociado; otro dato muy valioso presentado, corresponde al error cuadrático medio total. Ya que este dato debe ser utilizado en el método de simulación para el evaluó de costo, en el paso de establecer el tiempo previsto de falla de los componentes.

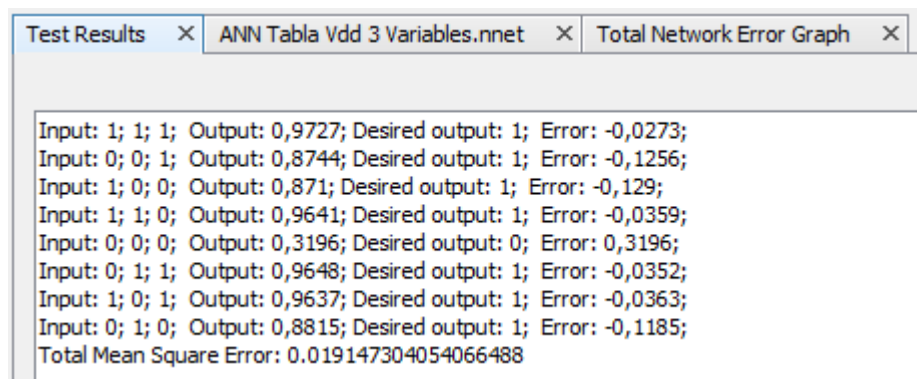


Figura A1.15 Resultados de la validación y error total por el método de mínimos cuadrados
Fuente: Neuroph Studio 2.92

Finalmente, mediante la opción de *Set In* es posible probar la combinación de entradas de manera manual, para lo cual es desplegada una ventana como la mostrada en la Figura A1.16, donde es ingresado cada uno de los datos separado por un espacio.

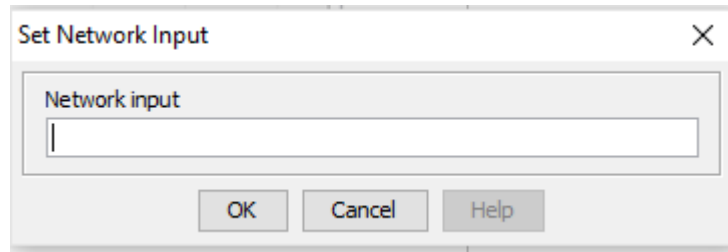


Figura A1.16 Ventana para el ingreso de datos de prueba

Fuente: Neuroph Studio 2.92

Anexo 2: Características técnicas del aerogenerador Gamesa G52-850 kW

A continuación, en la Figura A2.1 se presentan las características técnicas de la unidad Aerogeneradora Gamesa G52-850 kW, que corresponde al modelo instalado en el Parque Eólico Los Santos. En la Gráfica A2.1, se presenta la capacidad de esta en función de la velocidad del viento.

Rotor	
Díámetro	52 m
Área de barrido	2.124 m ²
Velocidad de giro	Variable 14,6 - 30,8 rpm, torres 55 v 65m Variable 16,2 - 30,8 rpm, torre 44m
Sentido de giro	Agujas del reloj (vista frontal)
Peso (Incl. Buje)	Aprox. 10 T
Peso (Incl. Buje y Nacelle)	Aprox. 33 T

Palas	
Número de palas	3
Longitud	25,3 m
Perfil	NACA 63,XXX + FFA-W3
Material	Fibra de vidrio oreimorenada de resina epoxy
Peso pala completa	1.900 kg

Torre tubular		
Tipo modular	Altura	Peso
2 secciones	44 m	45 T
2 secciones	49 m	53 T
3 secciones	55 m	62 T
3 secciones	65 m	79 T
3 secciones	74 m	91 T

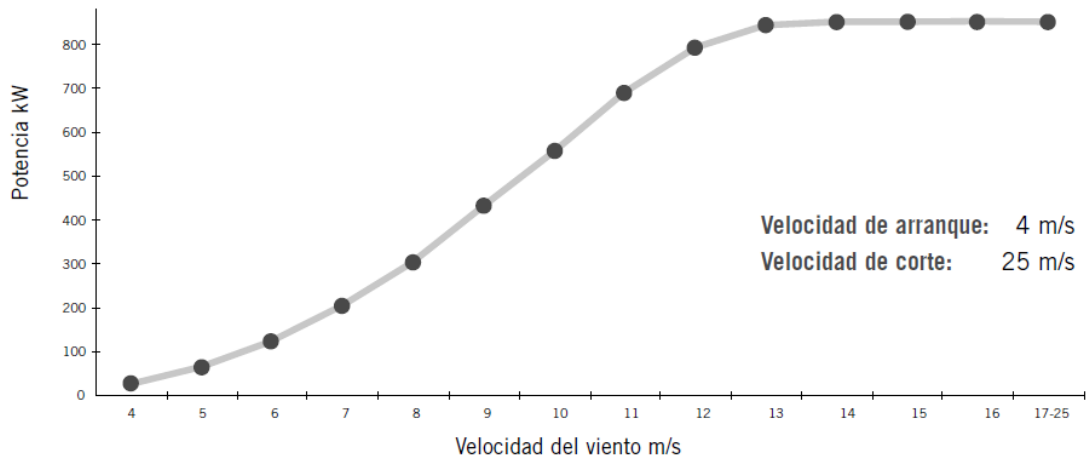
Multiplicadora	
Tipo	1 etapa planetaria/ 2 etapas de ejes paralelos
Ratio	1:61,74 (50 Hz) 1:74,5 (60 Hz)
Refrigeración	Bomba de aceite con radiador de aceite
Calentamiento aceite	1,5 kW

Generador 850 kW	
Tipo	Generador doblemente alimentado
Potencia nominal	850 kW
Tensión	690 V ac
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Clase de protección	IP 54
Número de polos	4
Velocidad de giro	900:1.900 rpm (nominal 1.620 rpm) (50 Hz)
Intensidad nominal Estator	670 A @ 690 V
Factor de potencia (standard)	0.95 CAP - 0.95 IND a cargas parciales v 1 a potencia nominal. *
Factor de potencia (opcional)	0.95 CAP - 0.95 IND en todo el rango de potencias. *

* Factor de potencia en bornas de salida del generador en el lado de baja tensión antes de la entrada del transformador.

Figura A2.1 Características del aerogenerador Gamesa G52-850 kW

Fuente: Gamesa (2007)



Gráfica A2.1 Curva de Potencia Aerogenerador Gamesa G52-850 kW

Fuente: Gamesa (2007)

Anexo 3: Rutinas de mantenimiento preventivo para los Aerogeneradores

Como ha sido mencionado anteriormente, las tareas de mantenimiento preventivo son realizadas principalmente en atención de las recomendaciones realizadas por el fabricante. Para lo cual se presentan dos casos, las tareas a realizar a 6 meses y 12 meses. En la Tabla A3.1 se presentan las principales labores de mantenimiento realizadas durante el plan de 6 meses, mientras que en la Tabla A3.2 se presentan las principales labores para el plan de 12 meses.

Tabla A3.1 Principales labores de Mantenimiento del plan de 6 meses

Tareas
Inspección auditiva y visual de palas
Inspección visual de puerta de torre
Comprobación de nivel de aceite
Comprobación de funcionamiento de botones de emergencia
Inspección visual Puerta Nacelle y barra de seguridad
Inspección visual Polipasto
Limpieza de cuerpo de anillos rozantes
Comprobación de desgaste y asiento de escobillas de fase y tierra
Inspección de amortiguadores de Multiplicadora
Inspección visual de las pastillas de freno
Inspección para detectar fugas en el sistema hidráulico
Comprobación ausencia partículas metálicas depósito de aceite Multiplicadora
Inspección visual de la barra de seguridad del techo de la NACELLE
Lubricación rodamiento de pala
Engrase de caja de rodamientos de Pitch
Comprobar nivel aceite del Sistema Hidráulico
Comprobar funcionamiento de válvula seguridad del Sistema Hidráulico
Lubricación de Corona
Inspección Auditiva del sistema de Yaw
Lubricación de Rodamientos Principales
Engrase de rodamientos generador
Inspección Auditiva de la caja Multiplicadora
Toma de muestra de aceite caja multiplicadora

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

Tabla A3.2 Principales labores de Mantenimiento del plan de 12 meses

Tareas
Inspección auditiva y visual de palas
Comprobación de funcionamiento de botones de emergencia
Comprobación de nivel de aceite
Inspección para detectar fugas en el sistema hidráulico
Inspección visual Polipasto
Limpieza de cuerpo de anillos rozantes
Comprobación de desgaste y asiento de escobillas de fase y tierra
Inspección Visual Buje
Inspección visual de las pastillas de freno
Inspección para detectar fugas en el sistema hidráulico
Comprobación ausencia partículas metálicas depósito de aceite Multiplicadora
Cambio del filtro OFF-LINE de la caja multiplicadora
Comprobación de funcionamiento de Baliza
Lubricación rodamiento de pala
Engrase de caja de rodamientos de Pitch
Comprobar nivel aceite del Sistema Hidráulico
Cambio del filtro de aceite del grupo hidráulico
Comprobar funcionamiento de válvula seguridad del Sistema Hidráulico
Lubricación de Corona
Inspección visual de la corona
Lubricación de Rodamientos Principales
Inspección Auditiva de la caja Multiplicadora
Toma de muestra de aceite caja multiplicadora
Inspección visual de la estructura de la Caja Multiplicadora
Comprobación de funcionamiento del sensor de humo

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

Anexo 4: Ubicación de Sensores Acelerómetros

En la sección 5.3.1.3, se presentó el diagrama con la ubicación de los 5 sensores acelerómetros en la unidad aerogeneradora; por lo que esta, se presentan las fotografías de la ubicación de estos en la unidad, en este caso del Aerogenerador 10 (debiendo recordar que todos cuentan con la misma configuración) y la conexión de estos al módulo SMP, el cual se encuentra en el *Armario Top* ubicado en la *Nacelle*. Por lo que en las siguientes Figuras se presentan estas fotografías.



Figura A4.1 Sensores Acelerómetros en el Generador en posición axial y horizontal

Fuente: Fotografía Propia

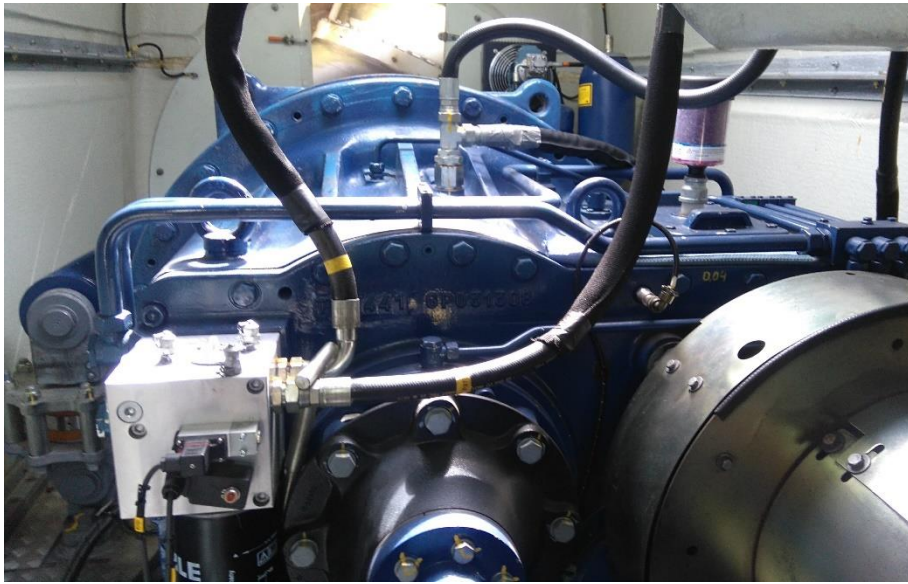


Figura A4.2 Sensor Acelerómetro de la Caja Multiplicadora en posición axial

Fuente: Fotografía Propia



Figura A4.3 Sensor Acelerómetro de la Caja Multiplicadora en posición horizontal

Fuente: Fotografía Propia



Figura A4.4 Sensor Acelerómetro en posición
Fuente: Fotografía Propia



Figura A4.5 Modulo SMP
Fuente: Fotografía Propia

Anexo 5: Análisis de Aceites a Cajas Multiplicadoras

El análisis de Aceite de las Cajas Multiplicadoras en el Parque Eólico Los Santos, se ha realizado desde abril del año 2012 de manera fuera de línea, mediante el servicio brindado por el proveedor de dicho Aceite. Por lo que el personal del Parque obtiene estas muestras y posteriormente es enviado al laboratorio del proveedor.

Durante este periodo los resultados se han encontrado entre la condición de normal; y ciertas ocasiones con resultados de monitorear o anormal, pero nunca con un resultado crítico. Estos resultados se encontraron principalmente asociados a un valor del número de acidez fuera del parámetro establecido, un conteo de partículas en cierto punto fuera de los establecido con una recomendación de monitoreo para el próximo análisis de aceite. En la Figura A5.1, se presenta el informe de análisis de Aceite, para el aerogenerador 14 realizada el 24 de febrero del presente año.



Reporte de Análisis de Lubricante

North America: +1-317-396-4413

0	1	2	3	4
NORMAL	ANORMAL			CRITICO

Severidad General del Reporte:

Información de Cuenta	Información del Componente	Información de muestra
Número de cuenta: Nombre de PARQUE EOLICO LOS SANTOS Compañía : SANTOS Contacto: Dirección: Teléfono:	ID de COMPONENTE: AEROGENERADOR 14 ID Secundaria: Filtro de tipo de GEAR BOX/GEAR SYSTEM componente: Fabricante: GAMESA Modelo: G52-DAC Aplicación: PLANT/INDUSTRIAL Capacidad de 0 galón sumidero:	Número de Huella: Número de laboratorio: Localización de Guatemala City Laboratorio: Analista de Datos: Tomada: 24-feb-2016 Recibido: 10-mar-2016 Completado: 14-mar-2016
Información de filtro	Información Misceláneo	Información del Producto
Tipo de filtro: Información solicitada Índice de Micrón: 0		Fabricante del SHELL Producto: Nombre del Producto: OMALA S4 GX Grado de Viscosidad: ISO 320
Comentarios: Los datos no indican ningún resultado anormal. Tomar una nueva muestra en el próximo intervalo de cambio; Provea por favor la capacidad del colector de aceite (carter) de la unidad en la siguiente muestra;		

Muestra #	Metales de Desgaste (ppm)										Metales Contaminantes			Fuente de Varios Metales (ppm)					Metales Aditivos (ppm)					
	Hierro	Cromo	Niquel	Aluminio	Cobre	Plomo	Estañio	Cadmio	Plata	Vanadio	Silice	Sodio	Potasio	Titanio	Molibdeno	Antimonio	Manganeso	Litio	Boro	Magnesio	Calcio	Bario	Fósforo	Zinc
1	15	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	256	14
2	16	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	240	17
3	18	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	248	16
4	21	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	242	13

Muestra #	Información de muestra							Contaminantes			Propiedades de liquido					
	Fecha de toma	Fecha de recibo	Tiempo de Aceite h	Tiempo de unidad h	Cambio de Aceite	Aceite Agregado galón	Cambio de Filtro	Dilución de Combustible % de Vol	Hollín % de Vol	Agua % de Vol	Viscosidad 40 °C cSt	Viscosidad 100 °C cSt	Número de Acido mg KOH/g	Número Básico mg KOH/g	Oxidación abs/cm	Nitración abs/0.1 mm
1	14-dic-2014	30-dic-2014	0	0	Unk	0	Unk			<.1 - Crackle	325		0.66			
2	13-abr-2015	11-jun-2015	30210	0	Unk	0	Unk			<.1 - Crackle	327		0.62			
3	16-sep-2015	19-nov-2015	0	35254	Unk	0	Unk			<.1 - Crackle	325		0.63			
4	24-feb-2016	10-mar-2016	0	0	Unk	0	Unk			<.1 - Crackle	329		0.77			

Muestra #	Conteo de Partículas (partículas/mL)									Análisis Adicionales		
	Código ISO Basado en 4/6/14	> 4 µm	> 6 µm	> 10 µm	> 14 µm	> 21 µm	> 38 µm	> 70 µm	> 100 µm	Método de prueba		
1	//											
2	21/19/17	11413	3736	1542	675	204	19	2	0	Láser		
3	21/20/17	15188	5415	2455	961	154	4	1	0	Láser		
4	//											

Los comentarios son un consultivo y se basan en el supuesto de que la muestra y los datos presentados son válidos. Lubricante o ausencia de tiempo del componente limita la evaluación. Ninguna garantía expresada o implícita.

Figura A5.1 Reporte de Análisis de Aceite de Caja Multiplicadora AERO 14 2016-02-24

Fuente: Shell Lubricants

Anexo 6: Comprobación de Sensores Acelerómetros y módulo SMP

Los objetivos de esta verificación eran los siguientes:

- a) Verificar la relación establecida en la ficha técnica de los sensores acelerómetros de 100 mV/g.
- b) Determinar qué tipo de salida se tiene en las salidas BNC del módulo SMP.

A lo que hace mención el segundo objetivo, es posible observarlo en la Figura A7.6. Ya que no se tenía conocimiento sobre qué tipo de señal se obtenida en dicha salida (ya fuera de voltaje o de corriente).

Por lo que fue empleado el equipo analizador de vibraciones que se presenta en la Figura A6.1 y el osciloscopio en la Figura A1.1; para lo cual se hizo girar el aerogenerador a 500 rpm para aumentar la lectura de vibraciones y con esto poder verificar la relación establecida en la ficha técnica. Finalmente se pudo comprobar esta relación mediante diferentes mediciones realizadas el día 12 de septiembre de 2016 en el Aerogenerador 10.

Posteriormente, se conectó el osciloscopio a la salida BNC del módulo SMP, de lo cual fue obtenida una forma de onda de voltaje mostrada en la Figura A6.3. Con lo cual se pudo determinar que efectivamente estas salidas corresponden a una señal de Voltaje.

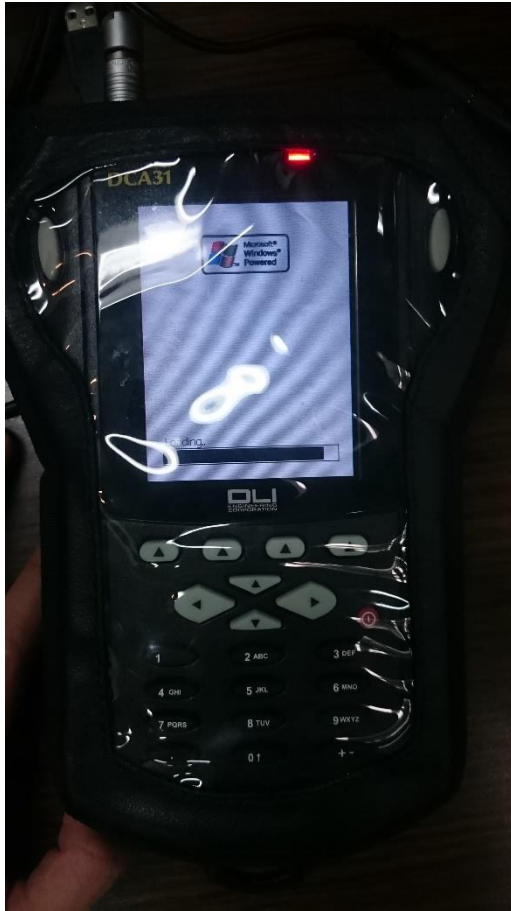


Figura A6.1 Equipo de Análisis de Vibraciones Marca AZIMA modelo DCA31B

Fuente: Fotografía Propia

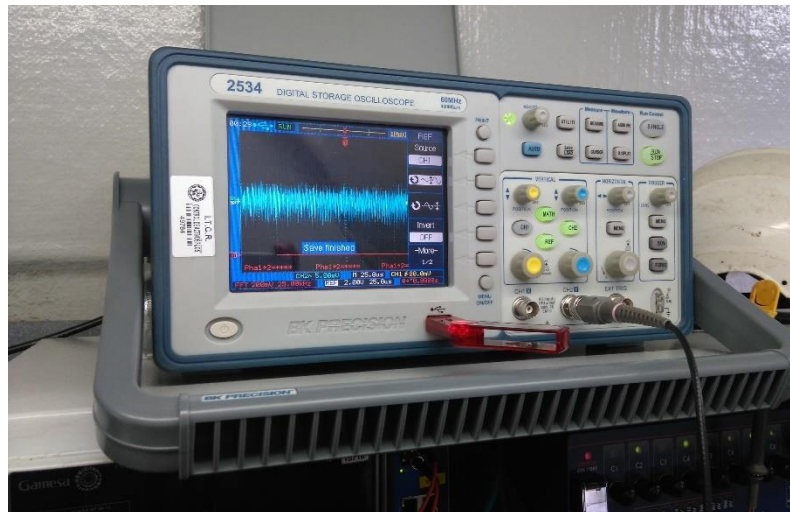


Figura A6.2 Osciloscopio Digital BK PRECISIÓN

Fuente: Fotografía Propia

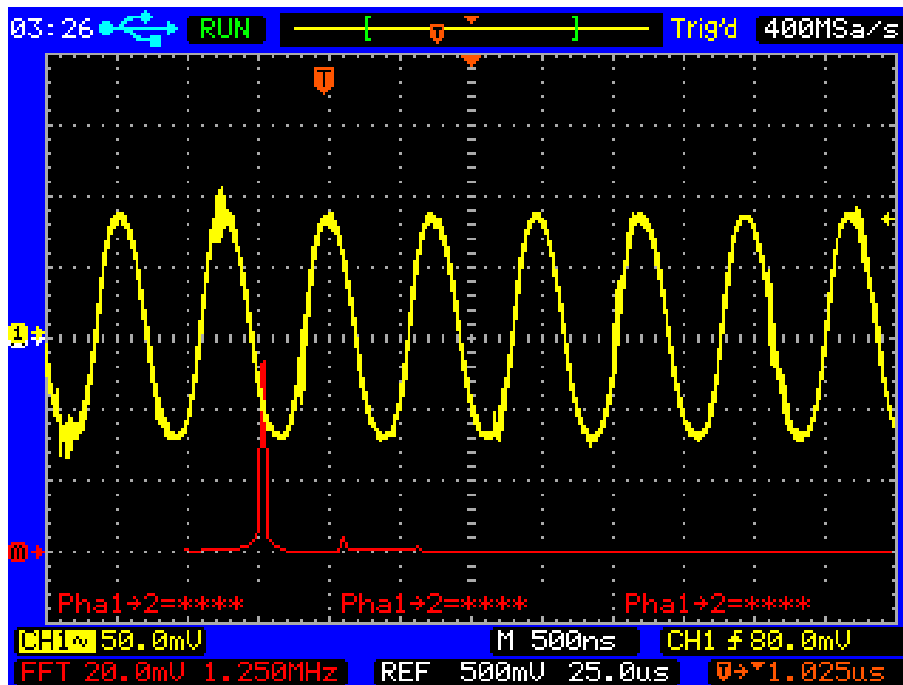


Figura A6.3 Onda de voltaje obtenida de lectura de acelerómetro

Fuente: Osciloscopio Digital BK PRECISIÓN

Anexo 7: Pruebas de medición de Sensores Acelerómetros con Arduino Uno

De igual manera, los objetivos de esta prueba fueron los siguientes:

- a) Determinar si existe relación entre las salidas BNC del módulo SMP y los valores dados por los sensores.
- b) Observar si el control del Aerogenerador tolera la instalación dispositivo externo para la toma de datos de vibraciones.

Por lo que el equipo que será descrito en los siguientes apartados fue instalado el 20 de septiembre de 2016 a las 12:23 pm y retirado el 26 de septiembre a las 9:37 am, en el Aerogenerador 6. Esto mientras se encontraba el transformador de la unidad en mantenimiento preventivo, por lo que se aprovechó este paro para que con la instalación se redujera al máximo afectación de la producción de este. De igual manera, el retiro del dispositivo fue durante el mantenimiento de 12 meses del equipo, por lo que la operación de la unidad aerogeneradora no se ve vio entorpecido por esta tarea.

Con esta instalación se pudo cumplir el segundo objetivo, ya que luego de la instalación y pruebas respectivas al equipo instalado; la unidad Aerogeneradora entro correctamente en operación a las 12:45 pm.

En las siguientes secciones es presentado el proceso del cómo fue realizado este proceso, el equipo utilizado, el código empleado, la instalación de este y finalmente los valores obtenidos. De esta última sección, se puede observar el análisis del primer objetivo, ya que se demostró que no existe relación aparente entre la salida BNC del equipo y la señal dada por el sensor.

A.7.1 Equipo Empleado

Debe ser mencionado, que fue empleado el Micro-controlador Arduino Uno principalmente por dos razones: la facilidad para utilizarlo y el costo de este. Las características de este equipo no son presentadas en el presente proyecto, ya que pueden ser accesados fácilmente en el sitio web <https://www.arduino.cc/en/Main/ArduinoBoardUno>.

Por lo cual fue empleada una tarjeta de Arduino Uno mostrada en la Figura A7.1, cuyo precio en la tienda CRCibernética es de \$ 24,95 y brinda la posibilidad de lectura de 6 señales analógicas. Para el almacenamiento de estas lecturas fue empleado la Tarjeta Ethernet mostrada en la Figura A7.2, cuyo costo fue en la tienda CRCibernética es de \$ 24,95 esto mediante la tarjeta MicroSD que puede ser instalada en esta tarjeta, en un archivo con extensión .txt.

Para el montaje de este, fue diseñada una caja de acrílico de 3 mm de espesor y construida gracias al equipo de Corte Laser del LAIMI, la cual se muestra en la Figura A7.3. La cual tuvo un costo de ₡ 1500. También fueron utilizados cables, para las conexiones necesarias.

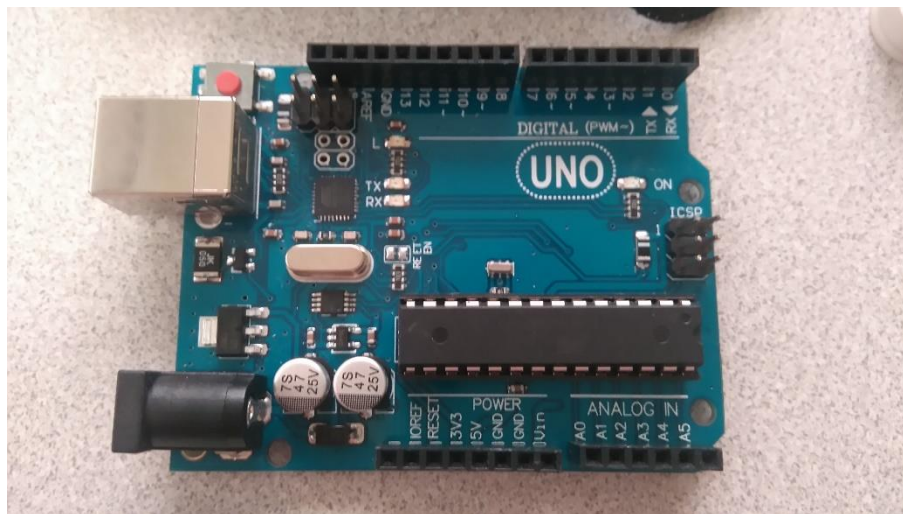


Figura A7.1 Arduino Uno

Fuente: Fotografía Propia

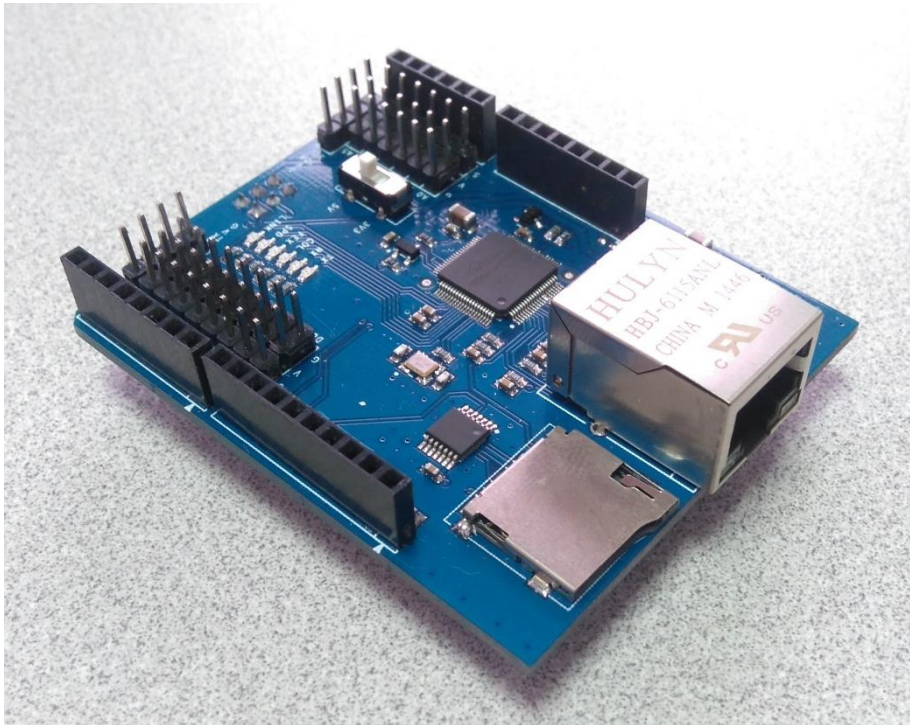


Figura A7.2 Tarjeta Ethernet W5100 para Arduino
Fuente: Fotografía Propia

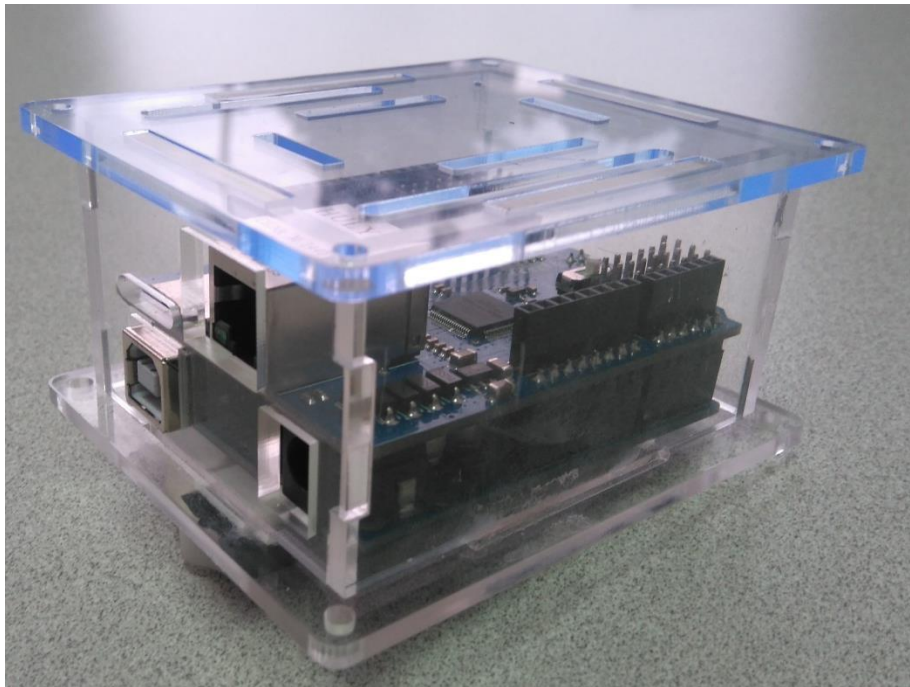


Figura A7.3 Arduino y Tarjeta Ethernet en caja de acrílico
Fuente: Fotografía Propia

A.7.2 Código de Programación Utilizado

El código empleado para realizar esta prueba es presentado en la Figura A7.4. El cual es basado en el código de Tom Igoe el 9 de abril del 2012 y adaptado a la necesidad de la prueba.

```

#include <SPI.h>
#include <SD.h>
float voltage0;
float voltage1;

const int chipSelect = 4;

void setup() {
  // Open serial communications and wait for port to open:
  Serial.begin(9600);
  while (!Serial) {
    ; // wait for serial port to connect. Needed for native USB port only
  }

  Serial.print("Initializing SD card...");

  // see if the card is present and can be initialized:
  if (!SD.begin(chipSelect)) {
    Serial.println("Card failed, or not present");
    // don't do anything more:
    return;
  }
  Serial.println("card initialized.");
}

void loop() {
  // make a string for assembling the data to log:
  String dataString = "";

  // read three sensors and append to the string:
  for (int analogPin = 0; analogPin < 3; analogPin++) {
    int sensor = analogRead(2*analogPin);
    int subsensor= analogRead(2*analogPin+1);

    // Convert the analog reading (which goes from 0 - 1023) to a voltage (0 - 5V):
    float voltage0 = sensor * (5.0 / 1023.0);
    float voltage1 = subsensor * (5.0 / 1023.0);

    // corroborar el voltaje impreso

    Serial.println(voltage0);
    Serial.println(voltage1);

    dataString += String(voltage0)+" "+String(voltage1);
    if (analogPin < 2) {
      dataString += " ";
    }
  }

  // open the file. note that only one file can be open at a time,
  // so you have to close this one before opening another.
  File dataFile = SD.open("prueba.txt", FILE_WRITE);

  // if the file is available, write to it:
  if (dataFile) {
    dataFile.println(dataString);
    dataFile.close();
    // print to the serial port too:
    Serial.println(dataString);
  }
  // if the file isn't open, pop up an error:
  else {
    Serial.println("error opening datalog.txt");
  }
  delay (300000);
}

```

Figura A7.4 Código utilizado para Prueba con Arduino Uno en Aerogenerador
Modificado de: Igoe (2012, ARDUINO 1.6.12)

A.7.3 Instalación en Aerogenerador 6

Como puede ser observado en la sección anterior, en el código se están realizando la medición de las 6 entradas analógicas, cada 5 minutos, de forma que son leídas de dos en dos estas entradas. Esto con el fin, como es mostrado en la Figura A7.5, que fueron medidos solamente 3 sensores: C8 que corresponde a la medición horizontal del generador, C7 medición axial del generador y C6 medición axial de la Caja Multiplicadora. Pero las mediciones fueron realizadas en la salida del sensor que entra al módulo SMP y la salida BNC de este módulo, como puede ser observado en la Figura A7.6, con el fin de cumplir el primer objetivo de esta prueba.

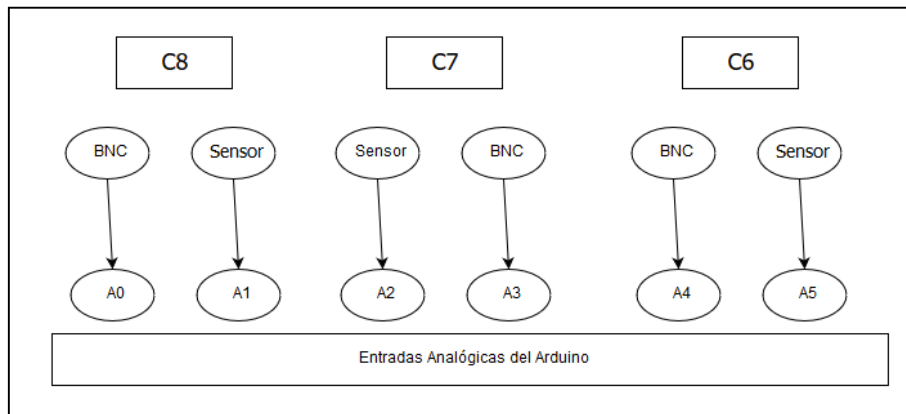


Figura A7.5 Diagrama de Conexión del Arduino

Fuente: Elaboración Propia (Draw.io)



Figura A7.6 Arduino Instalado en Aerogenerador 6
Fuente: Fotografía Propia

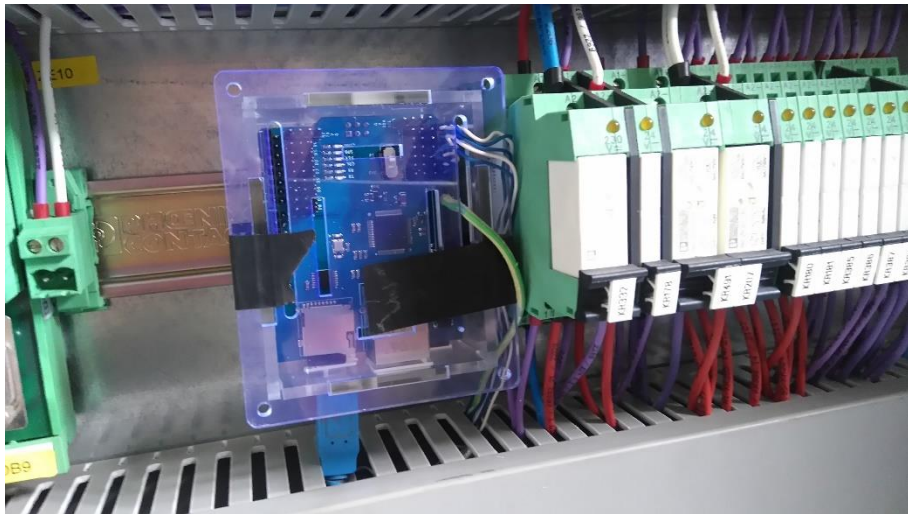


Figura A7.7 Arduino y Tarjeta Ethernet Instalados en Aerogenerador 6 en Caja de Acrílico de 3 mm
Fuente: Fotografía Propia

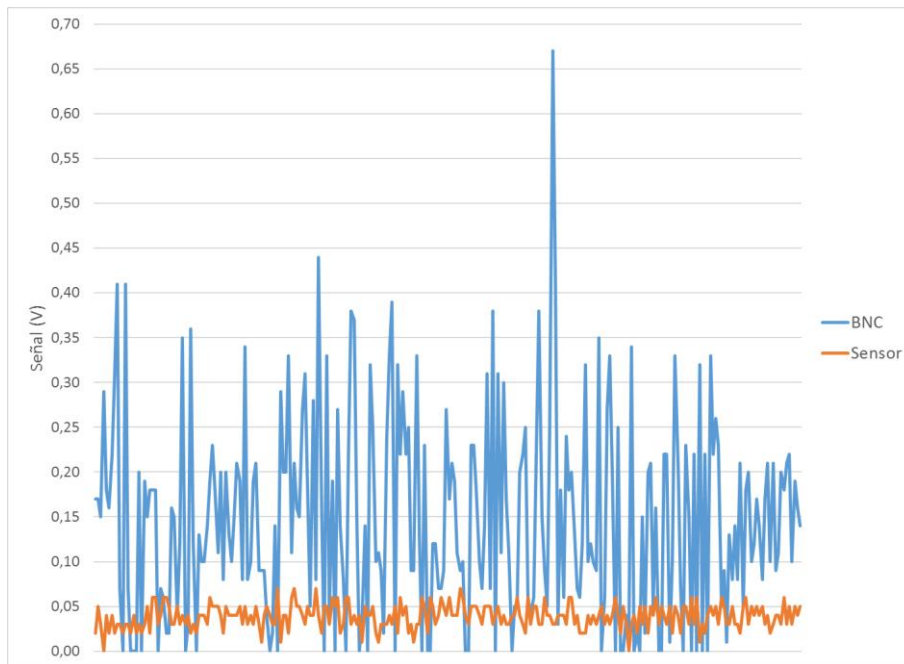
A.7.4 Valores Obtenidos

En la Figura A7.8, se muestran un extracto de los datos obtenidos con el Arduino en el archivo con extensión .txt. Se presenta la Gráfica A7.1, Gráfica A7.2 y Gráfica A7.3, en las cuales se representan los valores de voltaje en la salida BNC de los módulos y la dada por los sensores acelerómetros. De las cuales, no es posible observar relación aparente entre dichas señales, por lo que se concluye que no existe relación entre estas y es necesario la utilización de la señal dada por el acelerómetro para el monitoreo de condición de estos sensores.

```
0.00;0.03;0.04;0.17;0.16;0.03  
0.07;0.04;0.04;0.07;0.17;0.01  
0.06;0.06;0.02;0.18;0.20;0.04  
0.02;0.06;0.04;0.12;0.17;0.02  
0.02;0.05;0.04;0.09;0.13;0.04  
0.16;0.03;0.06;0.00;0.15;0.05  
0.15;0.03;0.05;0.00;0.15;0.05  
0.04;0.05;0.05;0.36;0.22;0.04  
0.12;0.03;0.04;0.38;0.21;0.04  
0.32;0.04;0.04;0.29;0.12;0.06  
0.00;0.03;0.05;0.00;0.10;0.04  
0.03;0.04;0.05;0.11;0.08;0.06  
0.36;0.02;0.03;0.00;0.22;0.04  
0.12;0.03;0.06;0.17;0.09;0.04  
0.00;0.02;0.06;0.02;0.20;0.03  
0.13;0.04;0.04;0.15;0.09;0.03
```

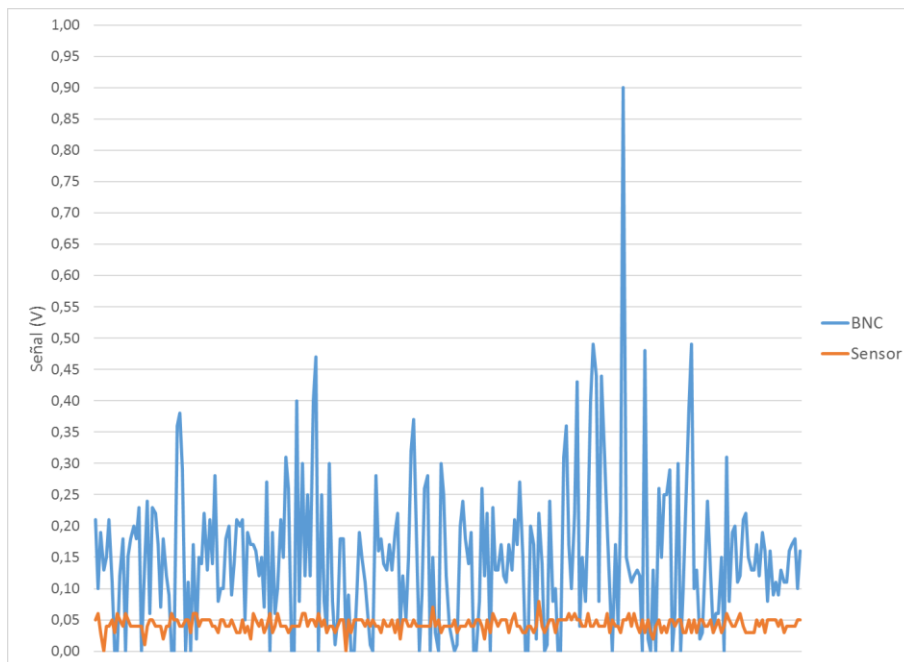
Figura A7.8 Extracto de valores obtenidos con el Arduino

Fuente: Prueba realizado con Arduino



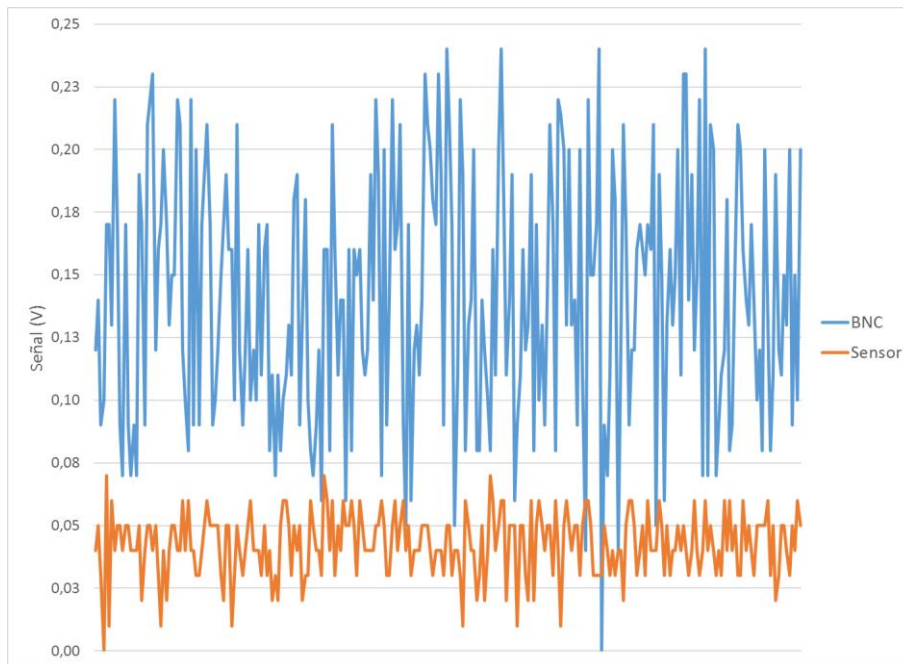
Gráfica A7.1 Señal de voltaje dada por el acelerómetro y salida BNC en sensor C8

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)



Gráfica A7.2 Señal de voltaje dada por el acelerómetro y salida BNC en sensor C7

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)



Gráfica A7.3 Señal de voltaje dada por el acelerómetro y salida BNC en sensor C6

Fuente: Elaboración Propia (Microsoft Excel, 2016)

Anexo 8: Cotizaciones Monitoreo de Vibraciones

A continuación, se presentan las cotizaciones realizadas por Capris Engineering, ya que fueron las que mejor se adaptaron a los requerimientos. En la Figura A8.1 se presenta la opción con el cRIO-9063 y en la Figura A8.2 la opción con el cDAQ-9184.

COTIZACIÓN

QCE-311016-A-R0

Octubre 31, 2016

Capris Engineering
 Frente a Iglesia Nacional, La Uruca
 San José, Costa Rica
 TEL: (506) 2519-0540 Fax: (506) - 2520-1688
 www.capriseng.com, Certificado IC09002



Cliente: **Coopecantos R.L.**

Por favor incluir el número de esta cotización en su pedido para un trámite más expedito.

Sistema de Monitoreo de Vibraciones en Línea

Item	P/N	Descripción	Qty	U. Precio	Total
Opolon - Splitter Señal					
1	103807-1DN	Equipo Modelo DN80VS, fabricante Sensonics, país de origen Inglaterra. El equipo recibe la señal de 1 acelerómetro y provee dos salidas de la señal original.	75	\$732,12	\$54.908,80
2	781093-01	NI PO-15, Fuente de Poder, Salida 24 VDC, 5 Amps, Entrada 100-120/200-240 VAC	15	\$282,86	\$4.242,96
				Subtotal	\$59.151,76
Opolon - Acelerómetros Nuevos					
3	103266/11	Acelerómetro piezo-eléctrico, modelo P203-28E00210, rango frecuencia 0,4 Hz - 11 kHz, rango temperatura -30 Deg Celsius a +140 Deg Celsius, 100 mV/g, +/- 5% Sensitividad.	75	\$360,93	\$27.069,60
				Subtotal	\$27.069,60
Equipo Monitoreo y Adquisición Datos					
4	783831-01	cRIO-9063, controlador dual core integrado con 4 ranuras, 667 MHz, FPGA Artix-7.	15	\$1.572,90	\$23.593,44
5	781093-01	NI PO-15, Fuente de Poder, Salida 24 VDC, 5 Amps, Entrada 100-120/200-240 VAC	15	\$282,86	\$4.242,96
6	784397-01	NI 9232, 3 canales, +/-30 V, 102,4 kMuestras/segundo/canal, 24 Bit, IEPE AI C Series Module. Se requieren 2 tarjetas por generador.	30	\$1.839,07	\$55.172,16
7	Montaje	Kit de montaje y conectividad del cRIO	15	\$106,73	\$1.600,94
				Subtotal	\$84.609,50
Gabinete para Equipo de Control					
8	Gabinete	Gabinete de tamaño 900 X 500 X 250 mm. Fabricado en acero galvanizado con recubrimiento de pintura, en polvo Ral 7032 en espesor de 1.52 mm - calibre # 16. Con fondo falso atornillado al cuerpo del gabinete fabricado en acero galvanizado. Con puerta de acceso frontal, lavinas de llave universal, púños soldados en acero inoxidable como bisagras y empaque plano como sello. Diseñado bajo criterio de fabricación IP65. Se incluye el diseño y armado de los gabinetes: protecciones para fuentes de poder, borneras para conexión de señales analógicas/digitales, tomacorrientes, conectores, circuit breakers, relays, terminales, supresor transientes, DIN Rail, barra neutros, barra tierras, ducto plástico, cableado, marcas para cableado, fusibles, porta fusibles, termocontraible, amarras plásticas, soportes mecánicos.	15	\$933,33	\$14.000,00
				Subtotal	\$14.000,00
Software Monitoreo					
9	Software	Software de monitoreo, generación alarmas, presentación datos en tiempo real, espectros y orbitas, generación bases datos.	1	\$22.475,60	\$22.475,60
				Subtotal	\$22.475,60
Servidor de Datos					
10	Servidor	Servidor marca DELL, modelo R430, el cual permite el almacenamiento de la base de datos del sistema de monitoreo de vibraciones	1	\$8.489,00	\$8.489,00
				Subtotal	\$8.489,00
Supervisión y Puesta en Marcha					
11	Soporte técnico	Soporte técnico para startup del sistema cRIO e instalación gabinete de control en la primera máquina. Se brindará apoyo de supervisión para la instalación en los restantes generadores. Se incluye la instalación del software y configuración de los cRiOs. Incluye capacitación en el uso del software, setup de alarmas, etc.	1	\$8.000,00	\$8.000,00
				Subtotal	\$8.000,00
ULTIMA LINEA					
				Sub-total	\$223.796,48
				I.V.	Exento
				TOTAL	\$223.796,48

Figura A8.1 Cotización Monitoreo de Vibraciones con opción de cRIO-9063

Fuente: Capris Engineering (2016)

COTIZACION

QCE-311016-B-R0

Octubre 31, 2016

Capris Engineering
 Frente a Imprenta Nacional, La Unión
 San José, Costa Rica
 TEL: (506) 2510-0500 Fax: (506) - 2520-1808
 www.capriseng.com CertiFAC 009002



Por favor incluir el número de esta cotización en su pedido para su trámite sea expedito.

Cliente: Coopecantos R.L.

Sistema de Monitoreo de Vibraciones en Línea

Item	P/N	Descripción	Qty	U.Price	Total
Opolon- splitter señal					
1	183807-IDN	Equipo Modelo DN80VS, fabricante Sensonics, país de origen Inglaterra. El equipo recibe la señal de 1 acelerómetro y provee dos salidas de la señal original.	75	\$732,12	\$54.908,80
2	781093-01	NI P0-15, Fuente de Poder, Salida 24 VDC, 5 Amps, Entrada 100-120/200-240 VAC	15	\$282,86	\$4.242,96
Subtotal					\$59.151,76
Opolon - Acelerómetros Nuevos					
3	183266/11	Acelerómetro piezo-eléctrico, modelo P203-39E00210, rango frecuencia 0,4 Hz-11 kHz, rango temperatura -30 Deg Celsius a +140 Deg Celsius, 100 mV/g, +/- 5% Sensitividad	75	\$360,93	\$27.069,60
Subtotal					\$27.069,60
Equipo Monitoreo y Adquisición Datos					
4	782069-01	cDAQ-9184, CompactDAQ Chasis, equipo de 4 ranuras, conexión a Ethernet.	15	\$1.375,92	\$20.638,86
5	781093-01	NI P0-15, Fuente de Poder, Salida 24 VDC, 5 Amps, Entrada 100-120/200-240 VAC	15	\$282,86	\$4.242,96
6	784397-01	NI 9232, 3 canales, +/-30 V, 102,4 kMuestras/segundo/canal, 24 Bit, IEPE AI C Series Module. Se requieren 2 tarjetas por generador.	30	\$1.839,07	\$55.172,16
7	Montaje	Kit de montaje y conectividad del cRIO	15	\$106,73	\$1.600,94
Subtotal					\$81.654,93
Gabinete para Equipo de Control					
8	Gabinete	Gabinete de tamaño 900 X 500 X 250 mm. Fabricado en acero galvanizado con recubrimiento de pintura, en polvo Ral 7032 en espesor de 1.52 mm - calibre # 16. Con fondo falso atornillado al cuerpo del gabinete fabricado en acero galvanizado. Con puerta de acceso frontal, lavinas de llave universal, guijos soldados en acero inoxidable como bisagras y empaque plano como sello. Diseñado bajo criterio de fabricación IP65. Se incluye el diseño y armado de los gabinetes: protecciones para fuentes de poder, borneras para conexión de señales analógicas/digitales, tomacorrientes, conectores, circuit breakers, relays, terminales, supresor transientes, DIN Rail, barra neutros, barra tierras, ducto plástico, cableado, marcas para cableado, fusibles, porta fusibles, termocontraible, amarras plásticas, soportes mecánicos.	15	\$933,33	\$14.000,00
Subtotal					\$14.000,00
Software Monitoreo					
9	779696-36	Software Sound & Vibration. Permite la visualización de 1 CompactDAQ a la vez. Se requiere una licencia por computadora. Permite la exportación de los datos a Excel.	2	\$5.210,35	\$10.420,69
Subtotal					\$10.420,69
Servidor de Datos					
10	Servidor	Servidor marca DELL, modelo R430, el cual permite el almacenamiento de la base de datos del sistema de monitoreo de vibraciones	1	\$8.489,00	\$8.489,00
Subtotal					\$8.489,00
Supervisión y Puesta en Marcha					
11	Soporte técnico	Soporte técnico para startup del sistema cRIO e instalación gabinete de control en la primera máquina. Se brindará apoyo de supervisión para la instalación en los restantes generadores. Se incluye la instalación del software y configuración de los cRIOs. Incluye capacitación en el uso del software, setup de alarmas, etc.	1	\$8.000,00	\$8.000,00
Subtotal					\$8.000,00
ULTIMA LINEA					
				Sub-total	\$208.786,88
				I.V.	Exento
				TOTAL	\$208.785,98

Figura A8.2 Cotización Monitoreo de Vibraciones con opción de CDAQ-9184

Fuente: Capris Engineering (2016)

Referencias Bibliográficas

- ABB. (2011) *Technical application papers no.13: Wind power plants*. Bérgamo, Italia:
- Acuña, J. (2003). *Ingeniería de confiabilidad* (Primera ed.). Cartago, Costa Rica: Editorial Tecnológica de Costa Rica.
- Adnan, M. (2010). *Bearing prognostics using neural network under time varying conditions* Available from ProQuest Dissertations & Theses Global. (Order No. MR71004).
- Brandão, R., Carvalho, J., & Barbosa, F. (2010). Neural networks for condition monitoring of wind turbines. Paper presented at the *Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium*, 1-4.
- Byon, E. & 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), 1823-1834.
doi:10.1109/TPWRS.2010.2043269
- Chang, Y., & Hsieh, C. & Chang, K. (2010). Training and testing low-degree polynomial data mappings via linear SVM.

Colegio Provincial de Educación Tecnológica. (2015). Organización de mantenimiento.

Extraído de <http://www.epetrg.edu.ar/apuntes/CAPITULO%203%20-%20Organizacion%20de%20Mantenimiento.pdf>

COOPESANTOS. (2016). ¿Quiénes somos? Extraído de

<http://www.coopesantos.com/contenido/pagina/%C2%BFqui%C3%A9nes-somos-2.html>

COOPESANTOS. (2016). San Joaquín los santos. Extraído de

<http://www.coopesantos.com/contenido/pagina/proyecto-hidroel%C3%A9ctrico-2.html>

Duffuaa, S. (2007).

Sistemas de mantenimiento planeación y control. México: Limusa Wiley.

elmundo.cr. (2015). País duplicará producción de energía eólica. Extraído de

<http://www.elmundo.cr/pais-duplicara-produccion-de-energia-eolica/>

Fernando, J. (2015, noviembre, 17). Costa Rica suma más capacidad para generación

de energía eólica. *La Nación*

Ferrer, L. Sistemas de gestión y supervisión de parques eólicos. Extraído de https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=4&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiBqdH5rKXOAhUNySYKHRIOAXUQFgg1MAM&url=http%3A%2F%2Fwww.isa-spain.org%2Fimages%2Fbiblioteca_virtual%2Fsesion_2b_gestion_y_supervision%2520de%2520parques%2520e%25C3%25B3licos.pdf&usq=AFQjCNFTUKJ8yW9ndtmnqERKxduckNyTWw&sig2=uSrZBn9GCV1_HqvnHS1xvg

Gamesa. (2007). Gamesa g52-850 kW. Extraído de www.wind-power-program.com/Library/Turbine%20leaflets/Gamesa/Gamesa%20G52%20850kw.pdf

Gamesa. (2010). Productos y servicios de O&M: Mantenimiento predictivo. Extraído de <http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/servicios/productos-y-servicios-de-om/operacion-y-mantenimiento-predictivo.html>

Gershenson, C. Artificial networks for beginners. Extraído de arxiv.org/ftp/cs/papers/0308/0308031.pdf

Goodman, M. Condition-based lubrication using ultrasound technology. Extraído de <http://www.machinerylubrication.com/Read/535/condition-based-lubrication>

Jardine, A. & Tsang, A. (2013). *Maintenance, replacement and reliability: Theory and applications* (Segunda Ed.). Boca Raton, Florida: CRC Press.

Kuo, W. & Zuo, M. (2003). *Optimal reliability modeling: Principles and applications*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.

Loría, A. (2016). *Diseño de un modelo de toma de decisiones para mantenimiento basado en el monitoreo del deterioro multi-estado para un sistema de aerogeneración instalado en costa rica*

Marsland, S. (2015) *Machine learning: An algorithmic perspective* (Segunda ed.). Palmerstan North, New Zealand: CRC Press.

Masoum, M. A. S., & Fuchs, E. F. (2015). *Power quality in power systems and electrical machines* (Segunda ed.) Elsevier. Extraído de <http://app.knovel.com/hotlink/toc/id:kpPQPSEME7/power-quality-in-power/power-quality-in-power>

Ministerio de Ambiente y Energía. (2015). Plan nacional de energía 2015-2030. Extraído de <http://www.minae.go.cr/recursos/2015/pdf/VII-PNE.pdf>

National Renewable Energy Laboratory. (2014). Gearbox typical failure modes, detection and mitigation methods. Extraído de https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwji58Kd0_DNAhWFix4KHXJWC3YQFggeMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.nrel.gov%2Fdocs%2Ffy14osti%2F60982.pdf&usg=AFQjCNGwF_Csxu5PVunvEC7qZ6KGSVgutyg&sig2=B_7d9BiqU6spOrKP_pGCw

Recordon, E. (2009). Siemens wind power: Tecnología de punta en aerogeneradores.

Extraído

de

https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiJg-6zqPHNAhXCGh4KHU_NBXkQFgqeMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.cigre.cl%2Fsem_2_junio_10%2Fpresentaciones%2FSIEMENS.pdf&usg=AFQjCNH_N3iUkPM6qFJBdad_4bXmZF8Aqg&sig2=2p11gEimga8dZpGllf9qTg

Ribrant, J. (2006). Reliability performance and maintenance: A survey of failures in wind power systems. KTH school of electrical engineering.

Ribrant, J. & Bertling, L. (2007). Survey of failures in wind power systems with focus on Swedish wind power plants during 1997–2005. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(1), 167-173. doi:10.1109/TEC.2006.889614

Ruiz, S. (2016). La predicción del dato: Redes neuronales artificiales. Extraído de <http://www.analiticaweb.es/la-prediccion-del-dato-redes-neuronales-artificiales/>

Sheng, S. & Veers, P. (2011). *Wind turbine drivetrain condition monitoring- an overview*. Unpublished manuscript.

thewindpower.net. (2015). Online access> countries > Costa Rica > general data.

Extraído de http://www.thewindpower.net/country_en_29_costa-rica.php

- Tian, Z. (2010). A neural network approach for remaining useful life prediction utilizing both failure and suspension data. Paper presented at the *Reliability and Maintainability Symposium (RAMS), 2010 Proceedings - Annual*, 1-6. doi:10.1109/RAMS.2010.5447975
- Tian, Z., Jin, T., Wu, B., & Ding, F. (2011). Condition based maintenance optimization for wind power generation systems under continuous monitoring. *Renewable Energy: An International Journal*, 36(5), 1502-1509. doi:10.1016/j.renene.2010.10.028
- UE Systems INC. (2016). Inspección de rodamientos y lubricación. Extraído de <http://www.uesystems.eu/es/aplicaciones/inspeccion-de-rodamientos-y-lubricacion/>
- Walpole, R., & Myers, R. & Myers, S. (1999). *Probabilidad y estadística para ingenieros* (Sexta ed.). México: Pearson Educación.
- Waters, N. (2016, A word about sensor selections for condition-monitoring systems. *WindPower Engineering & Development*, August, 22.
- White, G. (2010). *Introducción al análisis de vibraciones*. U.S.A.: Azima DLI.