



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento

**ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PROACTIVO CON BASE
AL DIAGNÓSTICO DE FALLAS RECURRENTE Y NORMAS DE
MANTENIMIENTO DEL FABRICANTE BRUSH DE GENERADORES
ELÉCTRICOS, PARA UN GENERADOR TRIFÁSICO MODELO BDAX 82.445
ERH DE 160 MVA**

Ing. Ronald Ottoniel Herrera Díaz

Asesorado por el Msc. Ing. Saúl Cabezas Durán

Guatemala, agosto de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PROACTIVO CON BASE
AL DIAGNÓSTICO DE FALLAS RECURRENTES Y NORMAS DE
MANTENIMIENTO DEL FABRICANTE BRUSH DE GENERADORES
ELÉCTRICOS, PARA UN GENERADOR TRIFÁSICO MODELO BDAX 82.445
ERH DE 160 MVA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA Y LA ESCUELA DE ESTUDIOS DE
POSTGRADOS

POR

ING. RONALD OTTONIEL HERRERA DIAZ

ASESORADO POR EL MSC. ING. SAÚL CABEZAS DURÁN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

MAESTRO EN ARTES EN INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO

GUATEMALA, AGOSTO DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de Leon Rodriguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
VOCAL V	Br. Carlos Enrique Gomez Donis
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

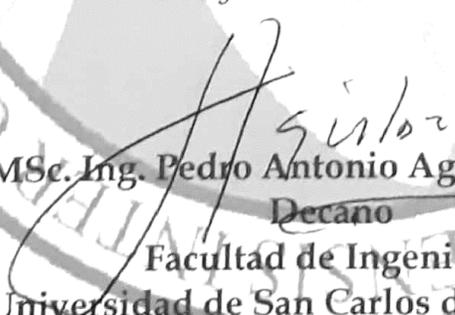
TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
DIRECTOR	MSc. Edgar Darío Álvarez Cotí
EXAMINADORA	Dra. Alba Maritza Guerrero Spinola
EXAMINADOR	MSc. Hugo Humberto Rivera Pérez
SECRETARIA	MSc. Lesbia Magali Herrera López

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Postgrado, al Trabajo de Graduación de la Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento titulado: "ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PROACTIVO CON BASE AL DIAGNÓSTICO DE FALLAS RECURRENTES Y NORMAS DE MANTENIMIENTO DEL FABRICANTE BRUSH DE GENERADORES ELÉCTRICOS, PARA UN GENERADOR TRIFÁSICO MODELO BDAX 82.445 ERH DE 160 MVA" presentado por el Ingeniero Electricista **Ronald Ottoniel Herrera Díaz**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

"Id y Enseñad a Todos"


MSc. Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Guatemala, agosto de 2018.

Cc: archivo/L.Z.L.A.

El Director de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen y dar el visto bueno del revisor y la aprobación del área de Lingüística al Trabajo de Graduación titulado "ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PROACTIVO CON BASE AL DIAGNÓSTICO DE FALLAS RECURRENTES Y NORMAS DE MANTENIMIENTO DEL FABRICANTE BRUSH DE GENERADORES ELÉCTRICOS, PARA UN GENERADOR TRIFÁSICO MODELO BDAX 82.445 ERH DE 160 MVA" presentado por el Ingeniero Electricista Ronald Ottoniel Herrera Díaz, correspondiente al programa de Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

M.A. Ing. Edgar Darío Álvarez Coti
Director

Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala



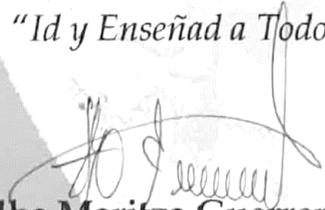
Guatemala, agosto de 2018.

Cc: archivo/LZLA.

Como Coordinadora de la Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento doy el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado "ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PROACTIVO CON BASE AL DIAGNÓSTICO DE FALLAS RECURRENTES Y NORMAS DE MANTENIMIENTO DEL FABRICANTE BRUSH DE GENERADORES ELÉCTRICOS, PARA UN GENERADOR TRIFÁSICO MODELO BDAX 82.445 ERH DE 160 MVA" presentado por el Ingeniero Electricista **Ronald Ottoniel Herrera Diaz**.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"


Dra. Alba Maritza Guerrero Spínola
Coordinador(a) de Maestría
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, agosto de 2018.

Cc: archivo/L.Z.L.A.

Ref.APT-2018-023

En mi calidad como Asesor del Ingeniero Electricista **Ronald Ottoniel Herrera Díaz** doy el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado **"ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PROACTIVO CON BASE AL DIAGNÓSTICO DE FALLAS RECURRENTES Y NORMAS DE MANTENIMIENTO DEL FABRICANTE BRUSH DE GENERADORES ELÉCTRICOS, PARA UN GENERADOR TRIFÁSICO MODELO BDAX 82.445 ERH DE 160 MVA"** quien se encuentra en el programa de Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento en la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

M.B.A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648

Maestro. Ing. Saul Cabezas Durán
Asesor(a)

**Maestro en Administración de Empresas con Especialización en
Productividad Total**

Guatemala, agosto de 2018.

Cc: archivo/L.Z.L.A.

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PROACTIVO CON BASE AL DIAGNÓSTICO DE FALLAS RECURRENTES Y NORMAS DE MANTENIMIENTO DEL FABRICANTE BRUSH DE GENERADORES ELÉCTRICOS, PARA UN GENERADOR TRIFÁSICO MODELO BDAX 82.445 ERH DE 160 MVA

Tema aprobado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha agosto de 2018.

Ing. Ronald Ottoniel Herrera Diaz

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por ser tan maravilloso en brindarme la vida y guiarme en mi carrera.
Mis padres	Jorge Herrera y Rosario Díaz de Herrera. Su amor será siempre mi inspiración.
Mi esposa	Violeta Enríquez de Herrera. Por ser una importante influencia en mi carrera.
Mis hijos	Ronald y Rubí. Por ser mi motivación a superarme.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San Carlos
de Guatemala**

Por permitirme la oportunidad de estudiar en esa magna universidad.

Facultad de Ingeniería

Por tener el privilegio de pertenecer a ella y llevar en mi corazón recuerdos maravillosos.

Mis amigos de la Facultad

Ing. Rogelio Solares, Ing. Leonel Enríquez Gil e Ing. José Andrés García.

Mi asesor

Msc. Ing. Saúl Cabezas Durán, por su valioso apoyo y experiencia.

Mi catedrático

Msc. Ing. Pedro Miguel Agreda Girón, por su valioso apoyo profesional.

Mi catedrática

Dra. Aura Marina Rodríguez, por su valioso apoyo humano y didáctico.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	IX
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN	XVII
PLANTEAMIENTO PROBLEMA Y PREGUNTAS ORIENTADORAS	XIX
OBJETIVOS	XXIII
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO.....	XXV
INTRODUCCIÓN.....	XXVII
1. MARCO TEÓRICO	1
1.1. Generador sincrónico	1
1.2. Tipos de rotores en máquinas asíncronas.....	3
1.3. Funcionamiento de un generador eléctrico trifásico	7
1.4. Curva de capacidad en generador trifásico sincrónico	14
1.5. Gestión de mantenimiento de generador único en planta de generación de energía eléctrica	20
1.6. Mediciones importantes para conocer estado de condición de generadores eléctricos trifásicos	22
1.6.1. Pruebas de estabilidad térmica	23
1.6.2. Análisis de sensor de flujo magnético	23

1.6.3.	RSO: Osciloscopio de variables repentinas repetitivas	25
2.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	29
2.1.	Historia de la empresa generadora de energía eléctrica donde se realiza el estudio.....	29
2.2.	Diseño de formatos, variables clave medición generador	30
2.3.	Normas de mantenimiento de fabricante.....	33
2.3.1.	Mantenimiento en caso el generador esta fuera de servicio por largo tiempo	35
2.3.2.	Mantenimientos para un arranque inicial.....	36
2.3.3.	Mantenimientos periódicos, operación continua generador	37
2.3.4.	Mantenimientos periódicos, generador fuera de operación.....	39
2.4.	Mediciones recomendadas por fabricante.....	49
2.4.1.	Resistencia de aislamiento devanados del estator..	50
2.4.2.	Resistencia de aislamiento devanados del rotor	53
2.4.3.	Prueba de alto voltaje en devanados del estator en sitio	54
2.4.4.	Pruebas de protección del generador	55
2.4.5.	Prueba de aislamiento de cojinetes del generador..	58
2.5.	Gestión de mantenimiento	59
2.6.	Diagnóstico de fallas, basado en historial mantenimientos	

	correctivos.....	60
2.6.1.	Falla de categoría 1	60
2.6.2.	Falla de categoría 2.....	61
2.6.3.	Falla de categoría 3.....	63
2.6.4.	Falla de categoría 4.....	64
2.6.5.	Falla de categoría 5.....	66
2.6.6.	Falla de categoría 6.....	68
2.6.7.	Falla de categoría 7.....	69
2.7.	Investigación falla catastrófica del rotor.....	72
3.	PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	75
3.1.	Análisis de falla severa corto circuito espiras del rotor, generador en buen estado	75
3.1.1.	Análisis potencia activa y reactiva	75
3.1.2.	Análisis vibración cojinetes generador	77
3.1.3.	Análisis temperatura devanados estator	80
3.2.	Análisis de falla severa corto circuito espiras del rotor, generador meses cercanos a la falla.....	84
3.2.1.	Análisis potencia activa y reactiva	84
3.2.2.	Análisis vibración eje X, cojinete 3 y 4 generador	88
3.2.3.	Análisis temperatura devanados estator generador .	94
3.2.4.	Análisis corriente excitación versus corriente línea generador	98
3.2.5.	Análisis variables, generador, actualizadas, año 2018.	99

3.3.	Resumen historial fallas recurrentes y su categorización	107
3.4.	Discusión de resultados.....	109
4.	ANÁLISIS GESTIÓN MANTENIMIENTO CON BASE A DIAGNÓSTICO FALLAS RECURRENTE Y NORMAS FABRICANTE BRUSH A GENERADOR TRIFÁSICO MODELO BDAX 82.445 ERH DE 160 MVA.....	115
	CONCLUSIONES.....	129
	RECOMENDACIONES	131
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	133
	ANEXOS	137

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1 Generación de onda senoidal de corriente alterna	2
2 Máquina asíncrona	4
3 Distribución densidad de flujo debajo del polo saliente	6
4 Estructura rotor polos salientes, lisos o cilíndricos	7
5. Componentes principales, generador eléctrico trifásico.....	8
6 Diagrama fasorial de generador, cargas factor potencia uno	11
7 Diagrama fasorial de generador, factor potencia a) atraso, b) adelanto	12
8 Triángulo de potencias.....	14
9 Diagrama de capacidad	15
10 Espacio para montar sensor de flujo magnético en estator	23
11 Equipo analizador para conectar sensor en campo	24
12 Bobina #6 en corto circuito con bobina #7	25
13 Arreglo de conexión típica de medición con el RSO	26
14 Mitad superior de sello de aceite de cojinete	38
15 Sello de aceite montado en cojinete 3 del generador	39
16 Cubículo del neutro del generador.....	42
17 Excitatriz principal del generador	46
18 Mitad superior e inferior del cojinete 4 del generador	47
19 Bobinados del estator del generador	48
20 Rotor del generador eléctrico.....	49
21 Resumen de medición a tierra por equipo surge tester	51
22 Reporte de voltaje aplicado, índice de polaridad	52
23 Potencia reactiva generador enero a julio 2008.....	76
24 Vibración eje x, cojinete 3, enero a julio 2008.....	78

25 Vibración eje x, cojinete 4, enero a julio 2008	80
26 Temperatura devanado fase V, enero a julio 2008	82
27 Temperatura devanado fase W, enero a julio 2008	83
28 Potencia activa, octubre 2008 a marzo 2009.....	86
29 Potencia reactiva, octubre 2008 a marzo 2009	87
30 Vibración eje x, cojinete 3, 1 al 20 diciembre 2008.....	90
31 Vibración eje x, cojinete 4, 1 al 20 diciembre 2008.....	91
32 Vibración eje x, cojinete 3 del generador.....	93
33 Vibración eje x, cojinete 4 del generador.....	94
34 Temperatura devanado V, octubre 2008 a marzo 2009	96
35 Temperatura devanado W, oct 08 a marzo 09	97
36 Potencia activa, enero a julio 18.....	100
37 Potencia reactiva, enero a julio 18.....	101
38 Vibración eje x, cojinete 3 y 4	103
39 Temperatura devanados V y W	105
40 Diagrama flujo actualización programa mantenimiento	117
41 Temperatura cojinete 4, generador.....	128

ÍNDICE DE TABLAS

I.	Nombre componentes eléctricos de generador y su función	18
II.	Nombre de componentes mecánicos generador y su función	19
III.	Variables importantes rotor cilíndrico de generador	20
IV.	Formato 1, toma datos variables eléctricas generador	31
V.	Formato 2, toma datos variables eléctricas y temperatura	32
VI.	Formato 3, toma datos variables temperatura	32
VII.	Formato 4, toma datos variables vibración cojinetes	33
VIII.	Formato 5, variables temperatura agua enfriamiento	33
IX.	Hoja registro trabajos mantenimiento	34
X.	Tareas mensuales, generador fuera de operación	35
XI.	Tareas arranque inicial generador	36
XII.	Tareas mantenimiento, generador operación continua.....	37
XIII.	Tareas semestrales, cubículo neutral, fuera de operación	40
XIV.	Torques recomendados fabricante Brush	41
XV.	Tareas anuales, barras salida voltaje, fuera de operación	43
XVI.	Tareas anuales, bianuales y trianuales, fuera de operación.....	44
XVII.	Tareas cada 4, 5 y 12 años, fuera de operación.....	45
XVIII.	Resistencia bobinas estator versus temperatura	50
XIX.	Variables eléctricas, generador buen estado.....	76
XX.	Vibración cojinete 3, eje X	77
XXI.	Vibración cojinete 4, eje X	79
XXII.	Temperaturas devanado V, estator	81
XXIII.	Temperaturas devanado W, estator	82
XXIV.	Potencia activa, meses cerca de la falla	85
XXV.	Potencia reactiva, meses cerca de la falla.....	86
XXVI.	Vibración cojinete 3 y 4, eje X, 1 al 20 dic 2008	89
XXVII.	Vibración cojinetes 3 y 4, eje X, 27 feb al 14 marzo 2009	92

XXVIII.	Temp devanado V, oct 08 a marzo 09.....	95
XXIX.	Temperatura devanado W, oct 08 a marzo 09.....	96
XXX.	Valores máximos corriente excitación versus corriente línea.....	98
XXXI.	Potencia activa enero a julio 2018.....	99
XXXII.	Potencia reactiva, enero a julio 2018.....	101
XXXIII.	Vibración promedio cojinetes 3 y 4.....	102
XXXIV.	Temperatura devanados V y W, °F.....	104
XXXV.	Variables generador, 2008 a 2018.....	106
XXXVI.	Formato plan de mantenimiento.....	120
XXXVII.	Programa mantenimiento actual 1 de 6.....	121
XXXVIII.	Programa mantenimiento actual 2 de 6.....	122
XXXIX.	Programa mantenimiento actual 3 de 6.....	123
XL.	Programa mantenimiento actual 4 de 6.....	124
XLI.	Plan mantenimiento actual 5 de 6.....	125
XLII.	Programa mantenimiento actual 6 de 6.....	126

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
A/m	Amperios/metro
CA	Corriente alterna
CD	Corriente directa
CID	<i>Core Imperfection Detector</i>
DFT	<i>Discrete Fourier Transform</i>
Hz	<i>Hertz</i>
KV	Kilovoltio
KPI's	<i>Key Performance Indicators</i>
M.A.V.R.	<i>Manual Automatic Voltage Regulator</i>
MVA	<i>Megavolt Ampere</i>
MVAR	<i>Megavolt Ampere Reactive</i>
MW	<i>Megawatt</i>
RPM	Revoluciones por minuto
V	Voltio
VA	<i>Volt Ampere</i>
W	<i>Watt</i>
Wb	Weberio
Wb/A.m.	Weberio por amperio metro

GLOSARIO

Análisis espectral	Tiene por objeto descomponer una señal en sus diversos componentes dentro del dominio de frecuencias. Es usada comúnmente para encontrar una señal que está contaminada por otras, por ejemplo, ruido.
Bobina	Alambre de cobre o aluminio aislado enrollado con un número determinado de vueltas sobre un núcleo de hierro o de aire. Sobre esta se aplica e induce el voltaje del generador sincrónico.
Campo magnético	Fuerza dada por el movimiento relativo entre cargas eléctricas, producida por unidad de polo magnético. Se encuentra en forma natural en un imán permanente o aparece por medio de una corriente variable que fluye en un conductor eléctrico, es decir, formando un electroimán. Unidades dadas en amperios/metro (A/m).
Carga	La demanda de potencia eléctrica a un generador eléctrico.
Contactador	Accionador de tipo electromecánico formado por una bobina con núcleo de hierro que, al energizarse, cierra o abre mecánicamente unos contactos eléctricos. Para abrir o cerrar un circuito, la bobina es actuada con voltaje y corriente bajos, pero sus contactos pueden soportar voltaje y corrientes mayores.

Corriente	Flujo de carga que pasa por un conductor. Unidad de medida columbios/segundo equivalente a un amperio (A).
Corriente alterna	Corriente que cambia cíclicamente su forma de onda de un nivel positivo a un nivel negativo.
Corriente excitación	Corriente directa aplicada al devanado de campo. Induce un voltaje al devanado de armadura, por medio del movimiento del rotor y la inducción magnética resultante.
Corriente directa	Corriente con forma de onda como línea recta u onda que pulsa y se mantiene constante sobre un nivel determinado fluyendo en una sola dirección.
Devanado	Un número determinado de espiras de alambre conductor que forman una bobina.
Diagrama fasorial	Diagrama que muestra uno o varios fasores en un plano de dos dimensiones.
Diodo	Semiconductor que permite el flujo de corriente en una sola dirección.
Entrehierro	Espacio de aire entre la parte fija de un generador llamado estator y la parte móvil llamada rotor.

Escobilla de tierra	Elemento normalmente fabricado de carbón que roza el eje del rotor y está conectado por medio de un cable a tierra física.
Espira	Vuelta de alambre conductor aislado que forma el devanado de una bobina.
Excentricidad	La no coincidencia entre el eje de rotación y el eje de simetría puede tener lugar en el posicionamiento relativo entre dos piezas concéntricas, caso del rotor y del estator de un generador eléctrico.
Factor de potencia	Relación de potencia activa sobre la potencia reactiva, es la eficiencia de realizar trabajo por la potencia entregada por el generador. Es el coseno del ángulo entre la potencia activa y la potencia reactiva.
FFT	Por sus siglas en inglés <i>Fast Fourier Transform</i> , algoritmo que permite calcular la transformada de Fourier Discreta (DFT) y su inversa. Se usa en tratamiento digital de señales y filtrado digital, establece algunas limitaciones en la señal y en el espectro resultante.
Flujo magnético	Líneas de campo magnético que atraviesan un área determinada. Unidad de medida Weber (Wb).
Frecuencia eléctrica	Número de ciclos de la onda de corriente o voltaje por segundo.

Fusible	Componente eléctrico que tiene un punto de fusión muy bajo y se coloca en un punto del circuito eléctrico para interrumpir la corriente cuando esta es excesiva.
Impedancia	Unidad de medida en <i>ohmios</i> . Es la suma de una componente resistiva, debida a las resistencias, y una componente reactiva debido a las bobinas y capacitores es $Z= R+jX$.
Mils	Desplazamiento de un objeto vibrando como una medida de la amplitud de su vibración, el desplazamiento es sencillamente la distancia desde una posición de referencia o punto de equilibrio y se mide en mils o milésimas de pulgada.
No. de polos en generador	El número de polos de un generador corresponde a una velocidad en revoluciones por minuto determinada. Dos polos igual a 3 600 rpm, 4 polos igual a 1 800 rpm, 6 polos es igual a 1 200 rpm, 8 polos corresponden a 900 rpm.
Permeabilidad	Es una forma de representar la facilidad con que se fijan las líneas de flujo magnético en un material dado. Unidad de medida Weber por amperio metro (Wb/A.m.).
Polo de generador	Terminales o bornes en que un generador es capaz de mantener una diferencia de potencia eléctrica entre dos de ellos.

Potencia activa	Puede efectuar trabajo al ser tomada por una carga, componente real de la potencia aparente. Unidad de medida Watt (W).
Potencia aparente	Resultado de multiplicar el voltaje y la corriente aplicados a una carga. Es un número complejo, la parte real es la potencia activa y la imaginaria es conocida como potencia reactiva. Unidad de medida voltamperio (VA).
Potencia reactiva	Flujo de energía que va hacia la carga y regresa de ella, no hace trabajo real, pero se necesita para hacer funcionar máquinas con núcleo: transformadores o motores. Es la componente imaginaria de la potencia aparente.
Reactancia	En un circuito eléctrico representa un atraso o adelanto de la corriente respecto al voltaje, sea que se trate de una carga inductiva (atraso) o capacitiva (adelanto). La unidad de medida es el <i>ohmio</i> .
Rectificador	Elemento o circuito que convierte corriente alterna en corriente continua.
Reluctancia	Resistencia que un circuito ofrece al paso del flujo magnético.
RTD	Detector de temperatura por resistencia. Por sus siglas en inglés <i>Resistance Temperature Detector</i> .

Tierra	Potencial eléctrico cero y usado como referencia para medir todos los voltajes.
Transductor	Dispositivo que recibe energía de naturaleza eléctrica, mecánica o acústica y suministra otra energía de naturaleza distinta, pero con características dependientes de la que recibió.
Voltaje	Cuantifica o mide la diferencia de potencial eléctrico o la tensión eléctrica entre dos puntos. La unidad de medida es el voltio (V).

RESUMEN

El equipo más importante en las plantas de generación de energía eléctrica es el generador eléctrico trifásico, debido a que transforma el movimiento mecánico de una turbina acoplada a él en energía eléctrica.

La investigación se desarrolla con un diagnóstico de fallas recurrentes del generador eléctrico a diferentes potencias en Megawatts, usando el historial de fallas desde su puesta en marcha en el año 2000 a septiembre 2016.

La secuencia del estudio inicia con la revisión de las tareas de mantenimiento preventivo, en septiembre 2016, incluye tomas de lectura por turno de variables con las que se cuenta equipo de monitoreo en línea para identificar oportunidades de mejora continua al incluir tareas basadas en normas de mantenimiento sugeridas por fabricante y experiencia de fallas sufridas en busca de mejorar el índice de disponibilidad y confiabilidad.

La empresa de generación de energía eléctrica, donde se realizó el estudio, se enfrenta al reto de mantener y mejorar su índice de disponibilidad del generador, porque es el único generador con el que cuenta y cualquier falla en su operación normal representa falta de disponibilidad de la planta con el consecuente incumplimiento y penalidades de contrato con la empresa que le compra la energía eléctrica.

Al enfrentarse a una falla inesperada, los costos subirán, el departamento de mantenimiento no se encuentra preparado, principalmente en disponibilidad de repuestos, falta de personal especializado en reparar la falla.

El departamento de mantenimiento debe actualizar constantemente su gestión de mantenimiento, lo que involucra conocimiento de nuevas técnicas de monitoreo de condición, tanto en línea como monitoreo de condición con el generador fuera de operación, así trasladar al programa de mantenimiento la experiencia de mantenimientos correctivos que ha experimentado el generador por un tiempo mayor a los diez y seis años. La investigación ha permitido analizar la falla catastrófica de corto circuito entre espiras del rotor del generador, y aporta conocimiento de nueva tecnología por ser una falla no común y de alto impacto.

Por lo que el conocimiento de fallas frecuentes del generador, de las normas de mantenimiento del fabricante, la medición en línea de variables clave del generador, mediciones sugeridas por fabricante y empresas contratistas de alta experiencia al generador, para conocer su estado de condición son eslabones importantes para actualizar y hacer más eficiente la gestión del mantenimiento actual.

El estudio permite determinar que la clasificación de fallas cae en siete categorías, dos de las categorías son las que impactan fuertemente en el indicador clave de desempeño: disponibilidad por tratarse de fallas catastróficas y estas dos categorías son las que se tendrán bajo control. Al alcanzar los objetivos específicos, hace la gestión de mantenimiento más eficiente y logra un índice de disponibilidad más alto.

PLANTEAMIENTO PROBLEMA Y PREGUNTAS ORIENTADORAS

En el proceso de generación de energía eléctrica, el generador eléctrico trifásico es uno de los equipos más importantes y críticos para el funcionamiento adecuado de la planta. El generador eléctrico transforma el movimiento mecánico transmitido por el acoplamiento directo de una turbina de vapor en energía eléctrica.

El voltaje de salida del generador es 13800 voltios y es transformado por medio de un transformador trifásico elevador de 13800 a 230000 voltios. Para el día 16 de septiembre del 2016, se entregan 134,1 *mega watts* al sistema interconectado nacional. En el caso de la empresa generadora de energía eléctrica, se tiene un único generador eléctrico, la importancia de tener bajo control el indicador clave de funcionamiento conocido como disponibilidad, el más importante para la toma de decisiones y selección de mantenimientos predictivos a realizar.

En una empresa generadora de energía eléctrica de Guatemala, situada en Masagua, municipio de Escuintla, a base de combustible de carbón mineral, la generación de potencia eléctrica requiere 24 horas al día, los siete días de la semana, y solo se tiene autorización para salidas de mantenimiento programado una vez al año.

El envejecimiento del generador y no cambiarlo, aunado a disparos en la unidad, provocan fuerzas anormales y altas dentro de los devanados, tanto del rotor como del estator. En generadores eléctricos trifásicos de alta potencia como este, una de las fallas catastróficas que provocan falta de disponibilidad y por

largo tiempo, es la falla por cortocircuito entre espiras del rotor del generador, lo cual implica mandar a reparar o comprar un rotor nuevo.

El problema a resolver es minimizar el impacto de fallas comunes y fallas catastróficas del generador eléctrico, con base en fallas que es necesario investigar, también preparar un plan de mantenimiento que permita tener los repuestos necesarios para reparar algunas fallas comunes en el menor tiempo posible, así como tener equipos de monitoreo en línea y pruebas adicionales con el generador fuera de línea, lo que permita analizar tendencias del estado de condición del estator, del rotor y del equipo auxiliar del generador, para tomar decisiones acertadas para hacer intervenciones correctivas a tiempo.

Es importante hacer notar que el problema no se soluciona solo con tener los equipos de última tecnología, o con los reportes especializados que se generan con dichos equipos, sino que se necesita una gestión adecuada de mantenimiento para lograr entrenar y tener personal calificado, incluso externo, para el correcto análisis, interpretación y seguimiento, así como una estrategia adecuada frecuente para obtener los reportes que permitan ver el estado de la condición del generador en períodos determinados, así lograr la alta disponibilidad requerida y el alargamiento de la vida del generador eléctrico.

- PREGUNTA GENERAL

¿Qué indicador clave de funcionamiento mejora, al analizar la gestión de mantenimiento al generador eléctrico, modelo BDAX 82.445 ERH y marca BRUSH de 160 MVA, con base en investigar el historial de fallas frecuentes en diez y seis años de operación, que hacen salir de funcionamiento al generador?

- PREGUNTAS AUXILIARES

¿Qué se necesita para conocer el estado de condición, del rotor, estator y equipo auxiliar del generador eléctrico en operación?

¿Qué normas de mantenimiento del fabricante Brush, se usan actualmente en el programa de mantenimiento del generador eléctrico?

¿Qué aportaría al programa de mantenimiento actual, unificar normas de mantenimiento de fabricante, tendencias que muestran estado de condición del generador e investigación y análisis de fallas recurrentes y falla catastrófica de corto circuito entre espiras del rotor del generador?

OBJETIVOS

GENERAL

Analizar la gestión de mantenimiento, investigando fallas frecuentes del generador eléctrico modelo BDAX 82.445 ERH y marca BRUSH de 160 MVA, apoyándose en el historial de fallas que ha sufrido por más de diez y seis años de operación, para mejorar el indicador clave de desempeño, disponibilidad.

ESPECÍFICOS

1. Diseñar formatos específicos que permitan recolectar datos de variables clave del generador operando con equipo de medición en línea de éstas variables, obtener tendencias para monitorear y conocer el estado de condición del rotor, estator y equipo auxiliar del generador.
2. Revisar cada una de las normas de mantenimiento del fabricante Brush de generadores, ver cuales están incluidas en el programa de mantenimiento actual, agregar las normas que falten para actualizar y mejorar el programa de mantenimiento.
3. Unificar normas de mantenimiento de fabricante, tendencias que muestran estado de condición del generador e investigación y análisis de fallas recurrentes y falla catastrófica de corto circuito entre espiras del rotor del generador, obteniendo un programa de mantenimiento completo y actualizado.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

La investigación realizada es de enfoque cuantitativo y cualitativo, describe acciones llevadas a cabo para la resolución de una falla catastrófica realizada en el único generador eléctrico trifásico de 160 MVA de la planta de generación de energía eléctrica San José, ubicada en el municipio Masagua del departamento de Escuintla.

El enfoque es descriptivo, describe la investigación tanto de la falla catastrófica del corto circuito de espiras del devanado del rotor, como la investigación de las fallas recurrentes sufridas por el generador y correlacional, porque ambas investigaciones son realizadas en un rango de tiempo determinado.

La investigación permitió diagnosticar, al analizar el comportamiento de variables clave de funcionamiento del generador eléctrico trifásico, que la falla de corto circuito entre espiras del rotor, se manifestó primero como vibraciones mecánicas altas. El análisis se inicia en condiciones normales de operación, varios meses antes que la falla iniciara, continúa en días cercanos a iniciarse la falla, cuando aparecen pequeñas desviaciones en variables: temperatura devanados estator, temperatura salida aire excitatriz principal, potencia reactiva y la más evidente, vibraciones ligeramente altas de cojinetes del generador y concluye cuando la falla catastrófica de corto circuito entre espiras del rotor hace imposible el funcionamiento del generador.

Se diseñaron formatos específicos donde se ingresan datos de medición de las variables clave de funcionamiento del generador eléctrico trifásico, para apoyar el análisis de la falla de corto circuito entre espiras.

El análisis de la falla catastrófica de corto circuito entre espiras del rotor del generador inicia en enero 2008 y termina en marzo 2009. En marzo 2009, la falla impide funcionar al generador, al sacar el rotor y ver las espiras de la bobina en corto circuito, se comprueba la falla que presentaba síntomas de origen mecánico, vibraciones mecánicas fuera de rango en cojinetes del generador eran síntomas de una falla eléctrica.

La investigación de fallas recurrentes sufridas por el generador, se realiza desde enero 2000 a septiembre 2016, esto para clasificarlas en 7 grandes categorías y poder determinar que un 20 % de las 7 categorías provocan el 80 % de impacto en la disponibilidad del generador pues se trata de fallas catastróficas que sacan de operación al generador por un largo tiempo.

Se actualizó el programa de mantenimiento proactivo del generador, usando las normas de mantenimiento sugeridas por fabricante y la experiencia de la información histórica de todos los mantenimientos correctivos realizados al generador eléctrico trifásico.

INTRODUCCIÓN

En el área de gestión de mantenimiento de un único generador eléctrico de 160 MVA de una planta de generación de energía eléctrica con combustible a base de carbón mineral, la afinidad del mantenimiento preventivo producto de la aplicación de las normas de mantenimiento del fabricante, junto con la experiencia que se ha obtenido desde el año 2000.

La importancia de la investigación de fallas catastróficas que se pueden presentar en un generador eléctrico es el impacto negativo en su funcionamiento, que provoca la falta de disponibilidad de la planta generadora y consecuencias como: incumplimiento y penalidades de contrato con la empresa que compra la energía eléctrica, costos elevados de reparación y tiempo prolongado que dicha reparación llevaría.

El modelo de gestión de mantenimiento que se plantea para lograr el menor impacto cuando se presenta una falla catastrófica, se basa en tener una investigación completa de todas las fallas que sufren los generadores eléctricos. Se apoya en la investigación del historial de fallas del generador eléctrico modelo BDAX 82.445 ERH, marca Brush, de 160 MVA, que ha operado por más de dieciséis años en la planta generadora Energías San José, situada en el Municipio de Masagua del departamento de Escuintla. La planta aporta al mes de septiembre del año 2016, 134,1 MW al sistema interconectado nacional.

Existe la ventaja de contar con las normas de mantenimiento sugeridas por el fabricante Brush del generador eléctrico, lo cual aporta conocimientos a la gestión de mantenimiento, al poder incluir las mismas en el plan de mantenimiento proactivo, además de las frecuencias de mediciones de mantenimiento

recomendadas por el fabricante para tener un conocimiento del estado de condición del generador eléctrico.

Como beneficio directo en el control del equipo se tiene instrumentación instalada que monitorea variables importantes como: voltaje de excitación, corriente de excitación, factor de potencia, temperaturas de devanados del estator, corriente del estator, voltaje de salida del generador, así como variables cuyos valores se trasladarán a una base de datos en la cual se analizan tendencias de la operación normal del generador, lo cual permite ver cuándo una variable se sale de los parámetros normales de operación.

Con la investigación y análisis de la gestión de mantenimiento proactivo de fallas frecuentes del generador eléctrico modelo BDAX 82.445 ERH y marca BRUSH de 160 MVA apoyados en el historial de fallas a lo largo de más de diez y seis años de operación se concluye que la clasificación de fallas cae en siete categorías y dos de las categorías son las que impactan fuertemente en el indicador clave de desempeño: disponibilidad, por tratarse de fallas catastróficas y las dos categorías son las que se tendrán bajo control. Al alcanzar los objetivos específicos hace la gestión de mantenimiento más eficiente y logra un índice de disponibilidad más alto.

El primer capítulo, tiene el marco teórico del funcionamiento básico del generador eléctrico trifásico síncrono, así como el funcionamiento de la excitatriz principal sin escobillas rozantes y la excitatriz piloto de imanes permanentes. Se detalla la teoría de mediciones importantes del generador: factor de potencia, capacitancia, descargas parciales y el CID, que por sus siglas en inglés significa *core imperfection detection* (detección de imperfección del núcleo).

El segundo capítulo, realiza un diagnóstico de las normas de mantenimiento que provee el manual del fabricante del generador marca Brush, modelo BDAX 82.445 ERH, de 160 MVA. En este capítulo también se incluye el diagnóstico de mediciones en línea del generador, aquellas que se tienen al momento, además de los límites de operación que sugiere el fabricante y que permiten una vida prolongada del activo.

El tercer capítulo presenta resultados de la investigación, de las fallas frecuentes del generador y las mediciones implicadas en dichas fallas. Se hace énfasis en la falla catastrófica de corto circuito entre espiras del rotor, la cual hizo salir de operación por un largo tiempo al generador. Se menciona cómo se determina, después de análisis de técnicos expertos, dicha falla, y la recomendación del fabricante de instalar monitoreo en línea de corto circuito entre espiras después de reparado el rotor.

El cuarto capítulo muestra la gestión de mantenimiento con base a diagnóstico de fallas recurrentes y normas de fabricante Brush al generador trifásico modelo BDAX 82.445 ERH de 160 MVA, que une lo sugerido por el fabricante con las tendencias que tienen su base en los equipos de monitoreo en línea del estado de condición de generadores eléctricos de potencias mayores o iguales a 160 MVA, tomando en cuenta la experiencia valiosa adquirida por medio de la investigación de las fallas recurrentes del generador eléctrico y las mediciones de variables clave del funcionamiento del generador.

Del análisis de fallas ocurridas al generador se concluye que dos de las siete categorías provocan el ochenta por ciento de las fallas catastróficas.

Y de la investigación de la falla que inició con síntomas de carácter mecánico al tener vibraciones anormalmente altas y que disminuían al balancear el eje del rotor se confirma la teoría del fabricante de equipo de monitoreo en línea que la falla realmente era de origen eléctrico.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Generador sincrónico

El generador eléctrico trifásico es una máquina rotativa que convierte la energía mecánica que le transmite el movimiento mecánico de una turbina de vapor directamente acoplada al sistema en energía eléctrica. Según Chapman, “los generadores eléctricos trifásicos ampliamente usados en la industria son los llamados síncronos y están compuestos principalmente de una parte móvil o rotor y de una parte fija o estator. Su principio de funcionamiento se basa en la ley de Faraday”. (Chapman, 2005).

“Al crear un voltaje inducido en el estator del generador eléctrico, se debe crear un campo magnético en el rotor o circuito de campo alimentándolo con voltaje en corriente continua, el campo magnético al estar girando al ser movido por un dispositivo externo inducirá un voltaje en el devanado del estator, por lo que tendrá una corriente alterna fluyendo a través del estator”. (Chapman, 2005).

Como se puede ver en los párrafos anteriores, la corriente de excitación y el voltaje de excitación juegan un papel muy importante en la operación de un generador eléctrico, por tal razón, se ve que un límite normal de operación para un generador como el que se estudia es 6.5 amperios, este pequeño amperaje corresponde a 6500 amperios en la corriente de cada una de las tres fases que entrega el generador al transformador elevador de voltaje de la subestación propia y que luego es entregada al sistema interconectado nacional, afortunadamente dicho amperaje es controlado por un regulador automático de corriente de excitación, pero, hay que tomar en cuenta que tiene la opción de

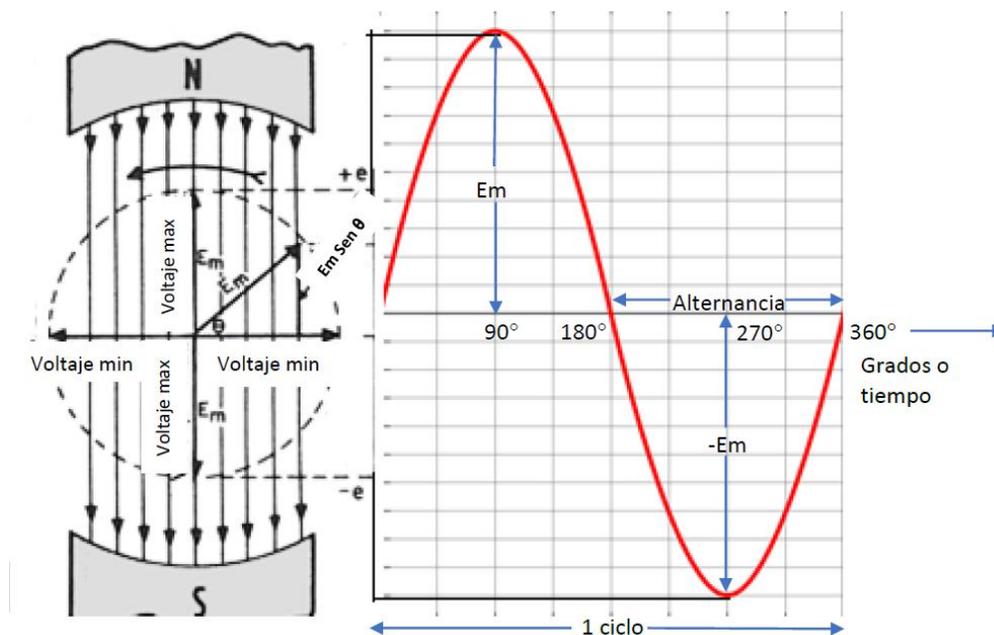
pasar a manual y cuando esto ocurre es fácil para el operador de cuarto de control pasarse tan solo 0.5 amperios y esto puede provocar daños severos en la integridad del estator.

Corriente alterna y corriente directa

La corriente es la rapidez a la cual fluye la carga, a través de una superficie. (Sears Zemanski, 1999).

En la figura 1, se muestra la generación de una onda senoidal de corriente alterna por el movimiento giratorio del devanado de la armadura o bobina de rotor girando y atravesando un campo magnético fijo, conforme las espiras van atravesando el mayor flujo magnético el voltaje se va incrementando y disminuyendo de forma periódica y formando una onda senoidal.

Figura 1. **Generación de onda senoidal de corriente alterna por el movimiento giratorio de una armadura**



Fuente: Sapiens. *Conceptos de electrotecnia*. www.sapiensman.com.
consulta: noviembre de 2015.

“De acuerdo a la dirección de la corriente eléctrica, esta se divide en dos, cuando la dirección es constante se obtiene corriente directa (CD), y cuando la dirección de la corriente es variable o cambia periódicamente se le llama corriente alterna (CA)”. (Sears, Zemanski, op. cit.)

Componentes de las máquinas eléctricas:

“Todas las máquinas eléctricas (incluidas, bajo una perspectiva general, los transformadores) están constituidas por uno o varios circuitos eléctricos acoplados magnéticamente. Para la construcción de los mismos se utilizan materiales ferromagnéticos para dos funciones: ser el camino de baja reluctancia para el campo magnético y ser el soporte físico estructural al resto de componentes”. (Feito, 2002).

“Como todas las máquinas eléctricas, las máquinas asíncronas o de inducción constan de una parte fija o estator, y una parte móvil o rotor, separadas por un pequeño espacio de aire denominado entrehierro”. (Feito, op. cit.)

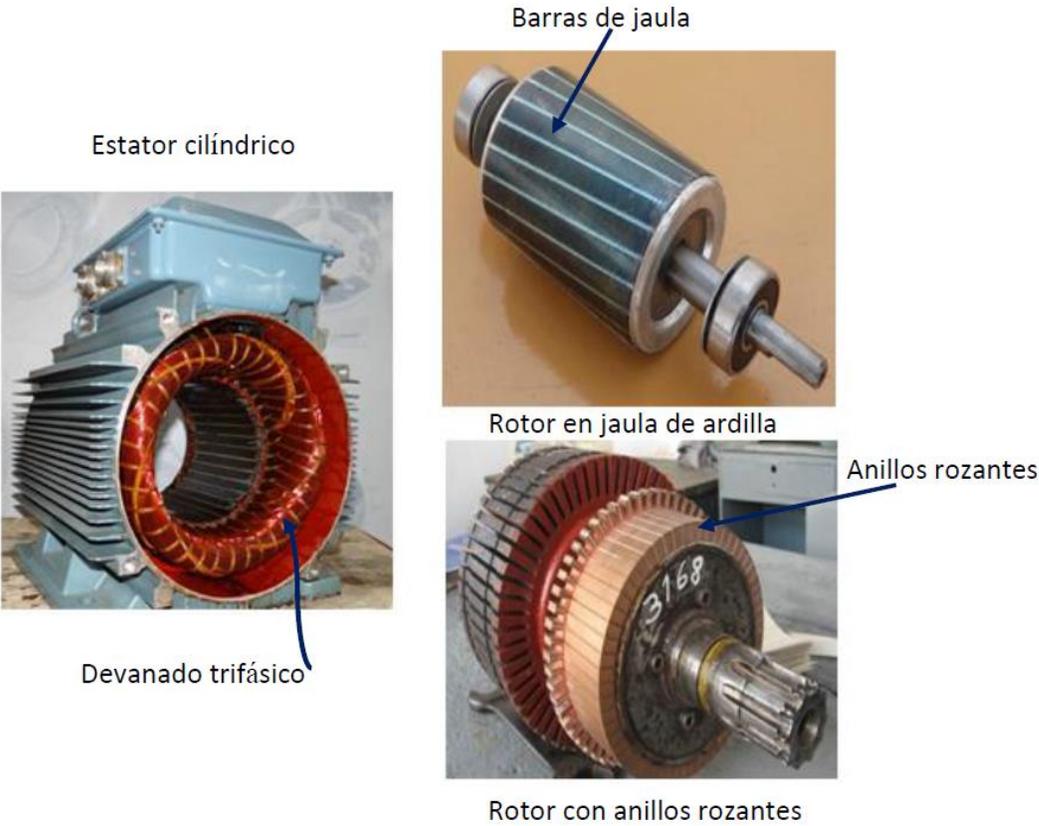
1.2. Tipos de rotores en máquinas asíncronas

“Existen en las máquinas de corriente alterna dos tipos de rotores: bobinado y jaula de ardilla, cuyo devanado está formado por varillas conductoras alojadas en ranuras practicadas en el hierro del propio rotor y cortocircuitadas en ambos extremos mediante los dos platos conductores a los lados del rotor. La principal característica y ventaja de los motores de inducción es la sencillez y robustez de la construcción del rotor”. (Fitzgerald, et. al., 1980).

En la figura 2, se muestran los componentes de una máquina asíncrona, se observa el estator o parte fija con su devanado trifásico y dos tipos de rotores

cilíndricos el tipo jaula de ardilla en la parte superior y un rotor bobinado con anillos rozantes en la parte inferior.

Figura 2. **Máquina asíncrona**



Tipos de máquinas asíncronas o de inducción

Fuente: Electrotecnia aplicada a la ingeniería mecánica UD 4. *Principios de electromagnetismo y funcionamiento y aplicaciones de las diferentes máquinas eléctricas*. umh1791.edu.umh.es/wp-content/uploads/sites/242/. Consulta 2016.

Tipos de rotores en máquinas síncronas:

En las máquinas sincrónicas pueden encontrarse claramente diferenciados dos tipos de rotores: polos salientes y rotor liso o cilíndrico. En el primer tipo de rotor, se verá principalmente en máquinas de velocidad menor a 1200 revoluciones por minuto. Puede señalarse básicamente dos causas que limitan el diseño de máquinas de polos salientes para alta velocidad:

- La concentración de masa en los polos donde a grandes velocidades se producirían fuerzas centrífugas excesivas.
- Por pérdidas de ventilación que en este tipo de rotor serían considerables, sumándole que serían máquinas muy ruidosas. Es frecuente encontrar máquinas con tipo de rotor movidas por turbinas hidráulicas (baja velocidad).

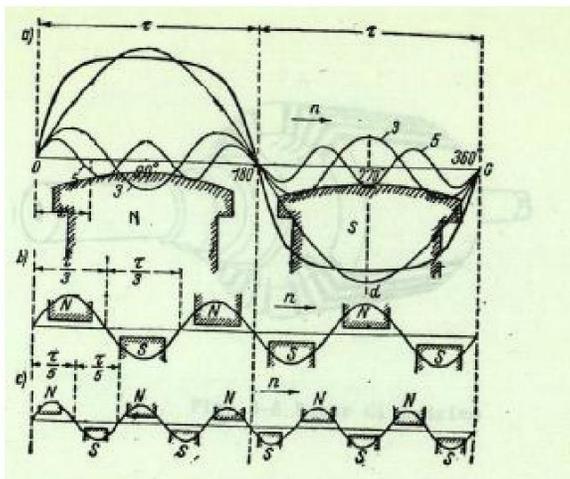
El tipo de devanado que se acostumbra para el rotor de polos salientes es el devanado concentrado. Sin embargo, con el fin de que la densidad de flujo producida por la fuerza magneto motriz se aproxime un poco a una onda senoidal, los polos se fabrican con dos características especiales:

- Una expansión polar donde habrá mayor reluctancia que en el centro del polo.
- Un entrehierro mayor en los extremos del polo comparado con el centro del mismo.

Las fuerzas magneto motrices armónicas, según el análisis de Fourier, o una onda periódica no sinusoidal, pueden ser consideradas como la suma de muchas ondas senoidales que en la medida en que aumenta su frecuencia disminuyen su amplitud.

En la figura 3, se muestra la distribución de la densidad de flujo en una máquina de polos salientes, solo se dibujaron la onda fundamental, la primera, la tercera y la quinta armónica.

Figura 3. **Distribución de la densidad del flujo debajo del polo saliente**

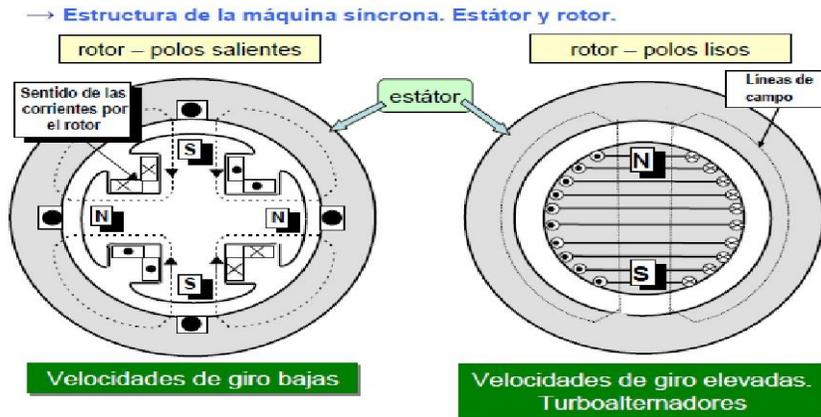


Fuente: Maldonado, D. *Teoría de polos salientes de las Máquinas síncronas. Máquinas eléctricas II*. <https://www.u-cursos.cl/>. 2016

En la figura 4, se aprecian los dos tipos de estructura de rotor para generadores o máquinas síncronas, el de la izquierda es llamado rotor de polos salientes porque los polos sobresalen y alojan los devanados de las bobinas en la parte que no hay material entre polo y polo, mientras que el rotor de polos lisos el rotor es totalmente cilíndrico y los devanados de las bobinas van en agujeros hechos en el rotor cilíndrico.

Los rotores de polos lisos son adecuados para velocidades elevadas como el caso del rotor del presente estudio que gira a 3600 revoluciones por minuto.

Figura 4. Estructura de rotor de polos salientes lisos o cilíndricos



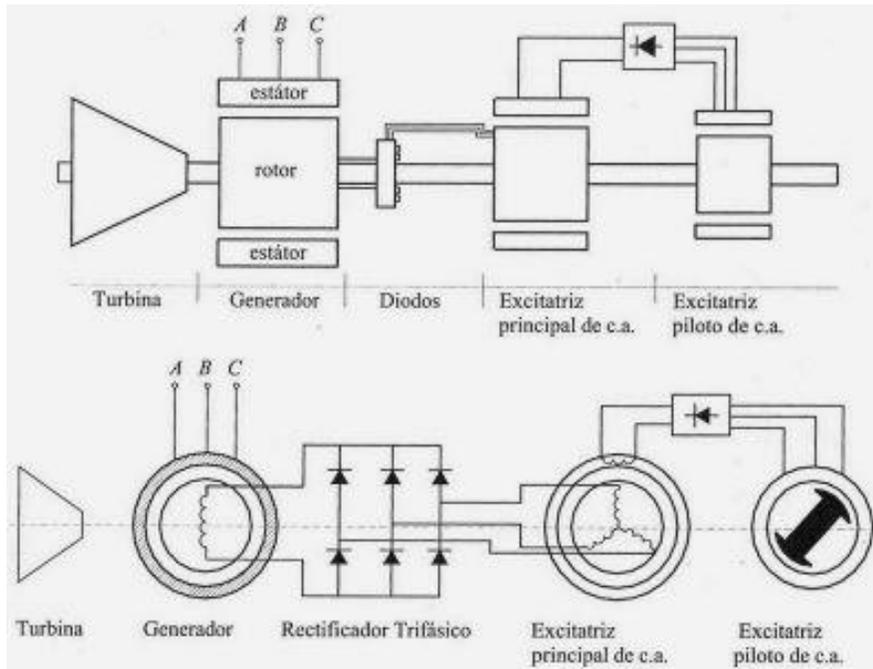
Fuente: Maldonado, D. *Teoría de polos salientes de las Máquinas síncronas. Máquinas eléctricas II*. <https://www.u-cursos.cl/>. 2016

Se ve que, tanto motores como los generadores, trabajan bajo los mismos principios, de allí que un generador eléctrico puede llegar a motorizarse, lo cual ocurre cuando el voltaje de línea del Sistema Interconectado Nacional es mayor que el voltaje que está entregando y la fuerza motriz que lo mueve disminuye debajo de lo normal y comienza a girar en sentido contrario. Claro está que dentro de sus protecciones existe una que detecta tal condición anormal y abre el interruptor del generador protegiéndolo.

1.3. Funcionamiento de un generador eléctrico trifásico

Se verá a continuación el funcionamiento práctico de un generador eléctrico trifásico:

Figura 5. **Componentes principales de un generador eléctrico trifásico**



Fuente: Brush. *Operating and maintenance manual for generator electric model BDAX 82.445 ERH*. 1997. Consulta: 2016.

Del lado izquierdo de la figura 5, se ve una turbina a vapor que hará mover todas las partes móviles del generador. Primero, se ve el rotor del generador eléctrico, y montada sobre el rotor va la excitatriz principal de corriente alterna, la cual está formada por tres bobinas haciendo una conexión en estrella, de manera que se tiene una excitatriz trifásica. El voltaje generado en corriente alterna es convertido en corriente directa por el rectificador trifásico que se ve en la figura 1, que está formado de seis diodos. La excitatriz principal de corriente alterna es llamada “sin escobillas”, porque el voltaje en corriente directa es llevado directamente a través de cables que salen del rectificador trifásico y pasan por un agujero del rotor y llegan directamente a la bobina principal, es decir dicha

conexión o cableado se mueve al mismo tiempo con el rotor. Cuando a la única bobina del rotor es aplicado voltaje en corriente directa se genera un campo magnético que gira a la velocidad de la turbina a la cual está acoplado. El campo magnético, atraviesa las espiras de los devanados trifásicos del estator, generando un voltaje en las terminales del estator del generador que en este caso son 13800 voltios en las terminales A, B, C.

El amperaje en el rotor es de 1730 amperios, un amperaje bastante alto que pasa por el rotor, pero la bobina del rotor está diseñada para soportar este amperaje, de allí que cualquier condición que provoque un incremento en dicho amperaje crea un alto riesgo, al producirse altas temperaturas que dañarían el aislamiento entre espiras del rotor y provocarían una falla catastrófica.

La excitatriz principal sin anillos rozantes, para generar un voltaje de corriente alterna, igualmente necesita de un campo magnético rotativo que atraviese las espiras de su bobina trifásica. El campo magnético que atraviesa las espiras de la excitatriz principal se obtiene al aplicar voltaje a la bobina monofásica de campo fija en el estator, y el voltaje que se aplica es conocido como voltaje de excitación, muy importante en la operación del generador.

La corriente que circula por la bobina monofásica de campo fija en el estator es conocida como la corriente de excitación, igualmente de importante, porque son valores muy bajos de corriente del rango de cero a 10 amperios. En el caso del generador Brush, la corriente de excitación no debe sobrepasar el límite superior de 6,6 amperios. Si el valor de corriente es mayor a 6,6 amperios hay riesgo de elevar el amperaje en el rotor y, por lo tanto, la temperatura y el riesgo de dañar el aislamiento entre espiras, puede llegar a provocar un cortocircuito entre ellas.

El voltaje aplicado a la bobina monofásica de campo fija en el estator es obtenido de la excitatriz piloto de imanes permanentes. Al tener imanes permanentes hay campos magnéticos siempre en la excitatriz piloto. La bobina monofásica de la excitatriz piloto va montada sobre el rotor y se mueve a la misma velocidad del rotor del generador.

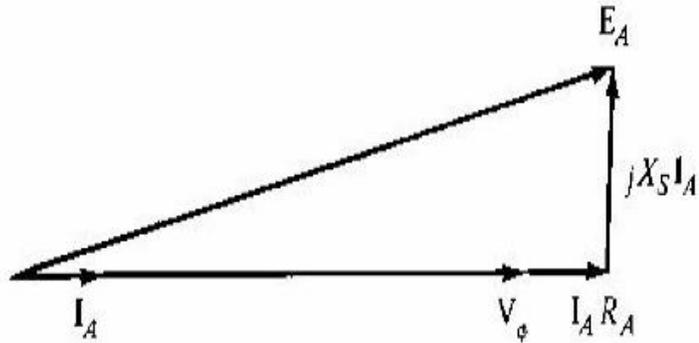
Siempre que el rotor esté en movimiento, la excitatriz piloto de imanes permanentes va a generar un voltaje de corriente alterna y es rectificado por el rectificador que se muestra en la figura 5, y convertido en voltaje de corriente directa y aplicado a la bobina monofásica de campo fija en el estator, apareciendo el voltaje y corriente de excitación tan importantes en la operación del generador.

El voltaje de corriente directa aplicado a la bobina monofásica de campo fija en el estator es controlado por un sistema electrónico automático llamado MAVR (*Manual Automatic Voltage Regulator*), cuya función es muy delicada, por lo que se vio anteriormente que controla la corriente de excitación, que es tan pequeña, pero tiene gran impacto en el funcionamiento adecuado del generador.

Diagrama fasorial en función de factor de potencia:

En la figura 6, se aprecia el diagrama fasorial de un generador con un factor de potencia igual a 1, es decir, la corriente la está en fase con el voltaje de fase V_{ϕ} , E_a es el voltaje generado dentro del generador, I_a es la corriente en amperios que recorre el devanado de armadura, X_s es la reactancia sincrónica del generador, R_a es la resistencia óhmica de bobinas del generador.

Figura 6. Diagrama fasorial de generador con cargas factor potencia unitaria



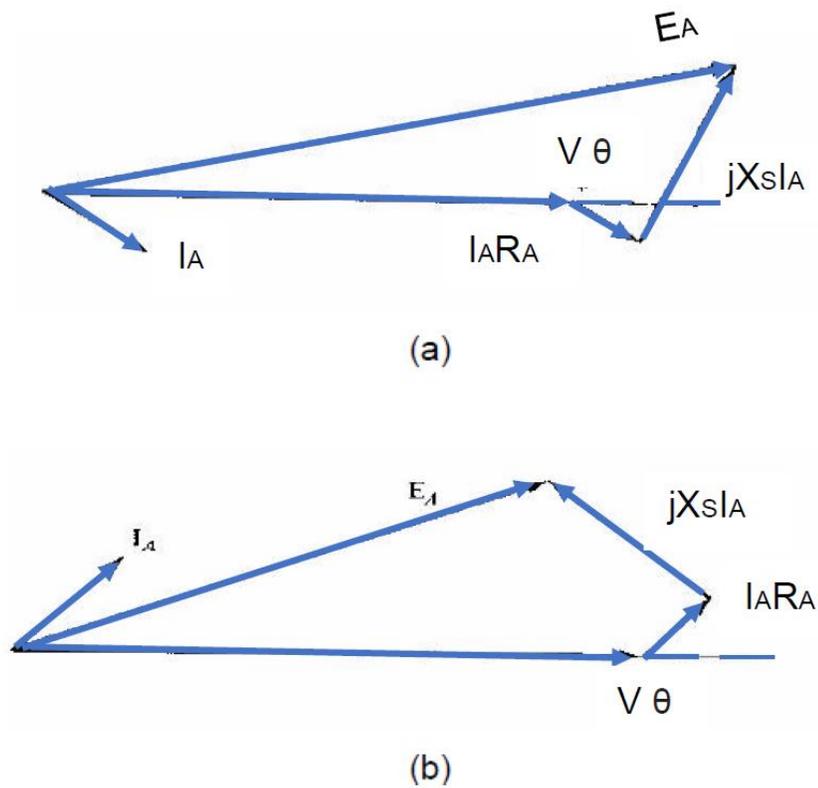
Fuente: Chapman, S. *Máquinas eléctricas*. 2005. Pág. 455

Aquí:

- E_A es voltaje generado dentro del generador
- I_A es corriente en amperios que recorre el devanado de armadura
- V_ϕ es voltaje de fase
- X_S es reactancia sincrónica del generador
- R_A es resistencia de bobinas de la armadura

El voltaje en terminales del generador es el voltaje interno menos la caída de voltaje interna del generador, y la corriente en la bobina de la armadura está en fase con el voltaje en terminales.

Figura 7. Diagrama fasorial de generador factor de potencia: a) en atraso; b) en adelanto



Fuente: Chapman, S. *Máquinas eléctricas*. 2005. Pág. 456

En los diagramas a y b en la figura 7, se puede notar que el ángulo de la corriente de armadura ha cambiado. Efecto que provoca cambio en magnitud del voltaje generado y en la posición angular del voltaje generado internamente, así como en el voltaje en terminales.

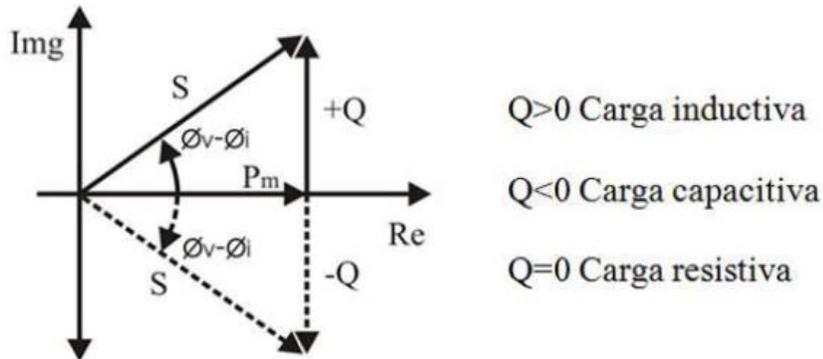
Para controlar el voltaje en terminales, se debe disminuir o aumentar la corriente de excitación del campo. La potencia en Watts que absorbe una carga en cierto instante es el producto de la caída de voltaje instantáneo, a través de la carga en *volts*, y de la corriente instantánea que entra a la carga, en amperes. (Grainger, 1996)

En los circuitos sinusoidales la definición de potencia se torna compleja, debido a que puede haber una diferencia entre el voltaje y la corriente alterna suministrada a la carga.

Con la diferencia de fase en los circuitos de corriente alterna aparecen tres tipos de potencia: real, activa y aparente. (Chapman, op. cit) Son potencias que se relacionan por medio del denominado triángulo de potencia. El diagrama fasorial es un método gráfico para obtener P, Q y el ángulo de fase para cargas en paralelo si se conoce que $\cos \theta$ es $P/|S|$.

En la figura 8 se observa el triángulo de potencias y si la corriente se atrasa respecto al voltaje resulta un factor de potencia en atraso y el generador entrega potencia reactiva $Q > 0$, pero si la corriente se adelanta respecto al voltaje el factor de potencia es en adelanto y el generador absorbe potencia reactiva $Q < 0$, cuando el factor de potencia es uno la corriente en fase con el voltaje el generador no absorbe ni entrega potencia reactiva, todo es potencia activa.

Figura 8. Triángulo de potencias



Fuente: Universidad Miguel Hernández. *Análisis de circuitos y sistemas lineales*. 2013. umh1219.edu.umh.es/. Consulta: 2016.

1.4. Curva de capacidad en generador trifásico sincrónico

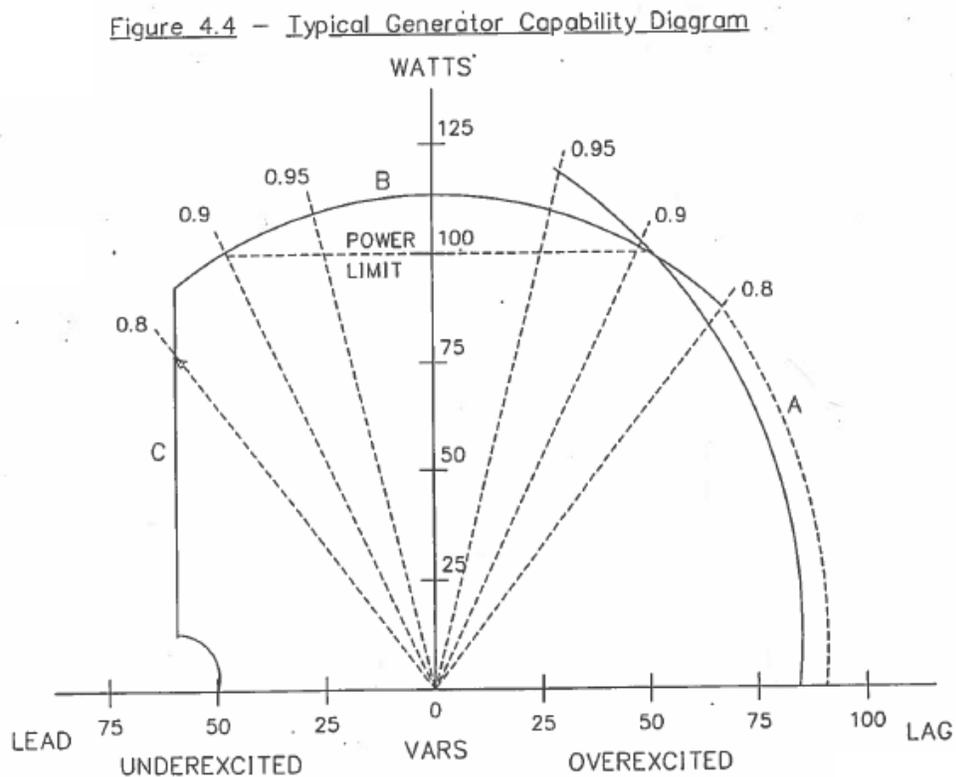
Ahora se verá la curva de capacidad que determina los rangos de operación dentro de los cuales es segura la operación del generador, donde puede apreciarse el papel importante de la corriente de excitación.

En la figura 9, se aprecia que si aumenta la corriente de excitación (overexcited) entonces eleva el voltaje de salida del generador y la corriente se atrasa respecto al voltaje y se tiene un factor de potencia en atraso (LAG) y el generador entrega potencia reactiva (vars).

Por otro lado, si baja la corriente de excitación (underexcited) el voltaje de salida disminuye y la corriente adelanta al voltaje y se tiene un factor de potencia en adelanto (lead) y el generador es capaz de absorber potencia reactiva (vars) que igual a potencia reactiva negativa.

Se aprecia en figura 9 un factor de potencia en atraso menor en el lado de mayor corriente de excitación (overexcited) por ejemplo 0.8 el generador entrega casi 70 MVAR, pero con un factor de potencia mayor por ejemplo 0.9 el generador entrega casi 50 MVAR, a menor ángulo de desfase, más potencia reactiva.

Figura 9. Diagrama de capacidad



Fuente: Brush. *Operating and maintenance manual for generator electric model BDAX 82.445 ERH*. 1997. Consulta: 2016.

El diagrama de capacidad muestra el área donde el generador puede trabajar de forma segura, al entregar potencia activa Watts y potencia reactiva VARS en función de la corriente de excitación del rotor. La sección A indica el límite reactivo

necesario para prevenir sobrecalentamiento de los devanados de excitación (potencia reactiva en atraso). La corriente de campo estacionario cuyo campo magnético hace que la armadura de la excitatriz principal genere un voltaje DC es aplicada al rotor (miles de amperios) y el campo magnético de este hace que el estator genere 13,8 KV.

La sección B indica el límite colocado por la corriente del estator nominal, (potencia activa). La sección C indica el límite de subexcitación, y con niveles de excitación debajo de esta, la máquina no puede desarrollar suficiente torque de sincronización, para permanecer sincronizado con el sistema, así que puede haber un deslizamiento de polos (factor de potencia en adelante).

Un límite superior que puede ser indicado en el diagrama es el límite de potencia que corresponde al rango máximo de la turbina. Es normal para el rango de potencia de una turbina y el generador incrementar a una temperatura de ambiente más baja, y juegos diferentes de curvas pueden ser dibujadas en el diagrama que corresponde a diferentes temperaturas ambientes.

Reguladores de voltaje modernos tienen circuitos de control incluidos, los cuales automáticamente previenen que la excitación sea incrementada a un nivel que provocaría que los devanados de excitación sobrecalienten o también previenen que la excitación sea reducida a un nivel que provocaría peligro de deslizamiento o pérdida de sincronización.

Es también bastante normal para el AVR (Automatic Voltage Regulator) incluir circuitos para el control automático de factor de potencia y potencia reactiva.

Los gobernadores incorporados a las turbinas usualmente tienen circuitos de control que limitan la salida de potencia de la máquina de acuerdo a temperaturas

ambiente u otros parámetros asociados con la máquina. Con los parámetros vistos anteriormente, se nota la importancia de conocer el funcionamiento y componentes asociados al generador eléctrico.

Ya que fácilmente puede salirse del rango de operación seguro y provocar una falla que puede ser detectada por circuitos de protección, pero cualquier disparo produce grandes fuerzas estresantes, tanto en devanados del rotor como del estator del generador eléctrico.

Y es fundamental saber los valores base normales de operación y saber cuándo las tendencias se salen de los límites permisibles, para prevenir una falla incipiente y llegar a conocer el estado de condición del generador.

Componentes y especificaciones de generador BDAX 82.445 ERH:

Generador, es una máquina de rotor cilíndrico enfriado por aire, diseñada para generar cargas base o cargas pico de acuerdo con las particularidades de la placa de identificación, hojas de datos y curvas de este manual.

La tabla I muestra los diferentes componentes del generador a la izquierda y a la derecha una explicación de su función.

Tabla I. Nombre de componentes eléctricos del generador y su función

Componente	Función
RTD	Instalados para medir temperatura en devanados del estator, entrada y salida de aire al estator, salida de aire de la excitatriz, metal de cojinetes, drenaje de aceite de cojinetes, salida y entrada de agua.
Excitatriz principal	<p>Es del tipo sin escobillas y el eje de la armadura está montado en el mismo eje del rotor. La base del imán de la excitatriz es ajustada con los polos del campo de acero laminado y cada bobina con alambre de cobre cubierto con vidrio y encapsulado con resina epóxica. Las terminales del campo son llevadas de las bobinas a una caja de terminales al lado de la base.</p> <p>La armadura trifásica tiene núcleo de acero laminado con ranuras abiertas, ajustada con barras de cobre sostenidas en las ranuras con cuñas laminadas de tela con resina epóxica.</p> <p>Las terminales de fase son conectadas al ensamble del rectificador rotativo con diodos protegidos por fusibles.</p> <p>Las conexiones eléctricas entre el rectificador y el rotor del generador son llevadas por un agujero central a través del eje del mismo rotor.</p>
Excitatriz piloto	La excitatriz piloto es un generador monofásico de imán permanente.
Rectificador	El rectificador rotativo forma parte de la excitatriz principal.
Interruptor baja presión aceite	Este dispara y protege al eje y cojinetes del generador cuando hay baja presión de aceite.
Monitor por proximidad	Un sistema transductor espacio libre-voltaje sin contacto usado para medidas de la posición del eje y vibración y velocidad.
Sensores de proximidad	Son ajustados a cada uno de los dos cojinetes.
Carbón, de tierra eje rotor	Este va instalado rozando con el eje del rotor haciendo y la otra terminal va conectado a la tierra del generador.

Fuente: Brush. *Operating and maintenance manual, Cylindrical rotor AC generator Vol. 1.* October, 1998. Consulta: 2016.

En la tabla II, se mencionan los componentes mecánicos principales del generador eléctrico trifásico, necesarios para el funcionamiento correcto del generador, cada uno de los cuales es monitoreado frecuentemente para detectar cualquier anomalía que ponga en riesgo la integridad del equipo de forma preventiva y corregirla a tiempo.

Tabla II. **Nombre de componentes mecánicos del generador y su función**

Componente	Función
Módulo aceite, levanta eje	Asegura que los cojinetes lubriquen adecuadamente en el arranque, usa una bomba hidraulica y al presurizar levanta el eje, al momento de arranque y paro de la turbina acoplada al generador..
Enfriador de agua	El agua circula a presión adentro de los tubos del enfriador haciendo bajar la temperatura del aire recirculando.
Cojinetes	Los dos cojinetes son aislados eléctricamente.
Módulo aceite de lubricación	El módulo de aceite y su equipo asociado circula aceite para lubricación y enfriamiento de los dos cojinetes del generador.

Fuente: Brush. *Operating and maintenance manual, Cylindrical rotor AC generator Vol. 1.* October, 1998. Consulta: 2016.

La tabla III muestra a la izquierda características de construcción del rotor y variables de funcionamiento del rotor del generador y a la derecha valores de dichas variables y detalles de construcción.

La característica principal del rotor es la corriente tan alta que es capaz de manejar, 1730 amperios, siendo su voltaje de excitación tan solo de 189 voltios de corriente directa.

Tabla III. **Variables importantes del rotor cilíndrico del generador**

Variable	Valor
Voltaje de excitación	189 voltios corriente directa
Amperaje del rotor	1730 amperios
Número de polos	2 polos
Revoluciones por minuto	3 600

Fuente: Brush. *Operating and maintenance manual for generator electric model BDAX 82.445 ERH*. 1997. Consulta: 2016.

1.5. Gestión de mantenimiento de generador único en planta de generación de energía eléctrica

La gestión de mantenimiento debe ser enfocada en el indicador disponibilidad, por lo que se requiere investigar y usar equipos de medición que apoyen a detectar fallas y reducir el impacto que estas provocan. En la industria hay varios indicadores clave de desempeño, por sus siglas en inglés KPI's (*key performance indicators*), los cuales cada tipo de industria, adopta según sus necesidades. Según William Thomson, "no podemos controlar o administrar lo que no podemos medir", por lo tanto, si no hay medición no es posible controlar mucho menos administrar, pero se debe estar seguro de que lo medido es realmente importante y no perder tiempo en mediciones que no van a aportar valor.

"Los indicadores de desempeño para el mantenimiento son seleccionados asegurando una correlación directa entre las actividades de mantenimiento y el indicador que se está midiendo". (Weber, 2005) De aquí la importancia que desde el inicio de toda gestión se debe invertir tiempo en elegir dichos indicadores clave de desempeño, que sean de utilidad para tener una buena gestión de mantenimiento enfocada a mantener la planta en conjunto disponible lo más

cerca del cien por ciento. “Un modelo de gestión de mantenimiento debe ser eficaz y oportuno, se debe alinear a los objetivos impuestos con base en las necesidades de la empresa, minimizando los costos indirectos de mantenimiento, generando actividades que permitan mejorar los indicadores claves del proceso de mantenimiento”. (Viveros, et al., 2013)

En el modelo de gestión de una planta de generación de energía eléctrica, la disponibilidad es lo más importante, por las altas penalizaciones, por contratos contraídos con la empresa compradora de energía eléctrica, de allí que no es de extrañar que en la bodega se encuentre un stock normal de repuestos muy costosos, y que cualquier persona que no esté involucrada con el tipo de estrategia pueda ver como “alto capital durmiendo”. Se ve en repuestos como un estator completo del generador, un regulador de voltaje automático completo solo para desconectar el actual e instalar el de repuesto, en caso de una falla, una excitatriz piloto completa y otros.

La estrategia se ha tomado, porque el fabricante es de Inglaterra y el tiempo en que se obtiene un repuesto crítico del generador es muy largo y eso afectaría a la disponibilidad de la planta.

“La metodología diseñada toma en cuenta las incertidumbres relacionadas a las variables requeridas para la determinación de los costos asociados a las actividades de mantenimiento o reemplazo, así como para la determinación del riesgo asumido en caso de la ocurrencia de eventos no deseados como consecuencia de la no ejecución de dicha actividad de mantenimiento o reemplazo, lo que permite al tomador de decisiones evaluar los escenarios posibles a lo largo del ciclo de vida del activo, garantizando la rentabilidad del negocio”. (Gutiérrez Urdaneta y Romero Barrios, 2014).

1.6. Mediciones importantes para conocer estado de condición de generadores eléctricos trifásicos

Una medición importante basada en la condición a monitorear es la vibración en los cojinetes del generador eléctrico. Las espiras en cortocircuito en devanados de campo de rotores cilíndricos de generadores pueden contribuir en problemas de vibración, debido al torcimiento térmico del rotor, debido al calentamiento no uniforme asociado con flujos de corriente directa, no simétrica y con pérdidas de potencia en devanados con fallas de cortocircuito entre espiras. (*Manual analizador de espiras en cortocircuito de rotor de generador. Sumatron (2004).*)

Las espiras en cortocircuito pueden también provocar flujo magnético desbalanceado en el espacio de aire entre el estator fijo y el rotor en movimiento, lo cual puede también agravar problemas de vibración.

El análisis de vibraciones para problemas de rotor con falla de espiras en cortocircuito no siempre es una ciencia exacta, es deseable tener que confirmar datos de otras pruebas de tipo eléctrico antes de proceder con desmontajes costosos y reparaciones de máquinas grandes.

Las pruebas adicionales son aplicadas a los sistemas para confirmar la existencia de espiras en cortocircuito son comúnmente hechas antes de poner en marcha reparaciones costosas. El manual citado determina las siguientes tres pruebas adicionales usadas en la industria para determinar si un rotor tiene o no espiras en cortocircuito:

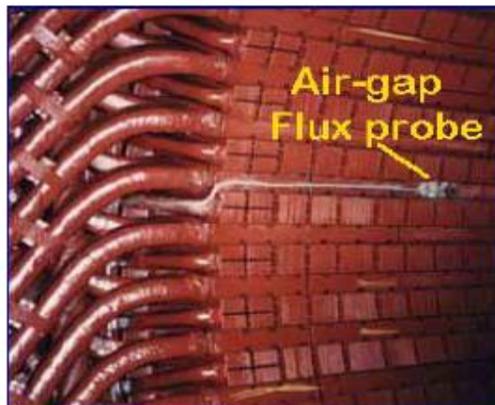
1.6.1. Pruebas de estabilidad térmica

Implica cambiar parámetros de operación del generador (potencia activa en *Watts*, potencia reactiva en *Vars* y enfriamiento) y registrar y analizar su impacto en el análisis de vibración.

1.6.2. Análisis de sensor de flujo magnético

En la figura 10, se aprecia un sensor instalado en el estator dejando un espacio de aire entre estator y rotor, para medir y analizar el flujo magnético de cada ranura del rotor cuando la ranura pasa a gran velocidad por el lugar donde está instalado el sensor. Algunos generadores eléctricos de gran potencia están permanentemente equipados con sensores de flujo magnético en el espacio de aire entre estator y rotor, y la gran mayoría no necesitan el sensor que requiere de una salida de la unidad.

Figura 10. **Espacio para montar sensor de flujo magnético en estator**



Fuente: Generatortech. *Manual de usuario: shorted turn detection and analysis system*. 1989.
www.generatortech.com. consulta: 2016

En la figura 11, se aprecia los componentes necesarios para conectar la computadora portátil que tiene el programa de computación que interpreta las mediciones de flujo magnético al pasar cada ranura con su respectivo devanado de las bobinas del rotor, el equipo que se observa sobre la computadora portátil es un acondicionador de señal que está entre la señal que sale del sensor y la entrada a la computadora portátil, y los conectores necesarios para dicha conexión.

Figura 11. **Equipo analizador para conectar sensor en campo**



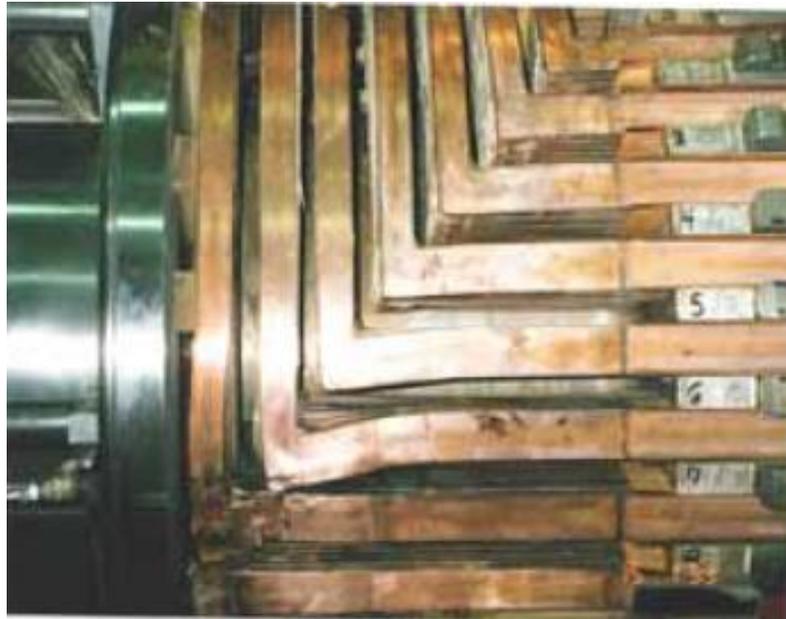
Fuente: *GeneratorTech. Manual de usuario: shorted turn detection and analysis system. 1989.*
www.generatortech.com. Consulta: 2016.

En la figura 12, se aprecia el daño sufrido por las bobinas 6 y 7, en las cuales el corto circuito entre espiras inicial creó campos magnéticos no uniformes que crearon fuerzas centrífugas sobre dichas bobinas haciendo que las cuñas de madera que separaban dichas bobinas las aplastara totalmente y se unieran las dos bobinas provocando un corto de la bobina 6 con la bobina 7.

La figura 12 muestra claramente la deformación del conjunto de barras de cobre que forman la bobina #6 y llega a hacer contacto físico con las barras de

cobre de la bobina #7, lo que provoca el corto circuito eléctrico entre ambas bobinas.

Figura 12. **Bobina # 6 en corto con bobina # 7**



Fuente: *Generatortech. Manual de usuario: shorted turn detection and analysis system*. 1989. www.generatortech.com. Consulta: 2016.

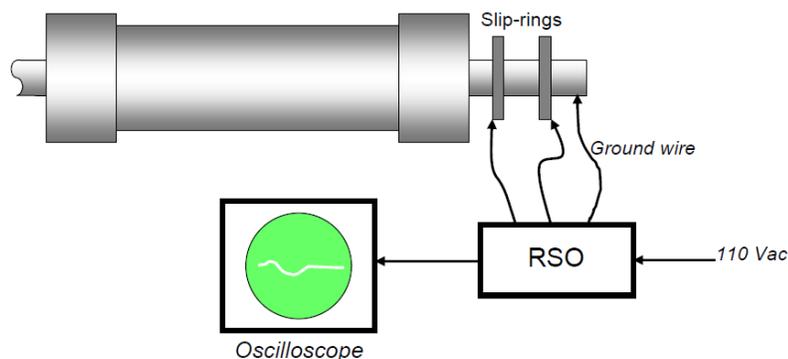
1.6.3. RSO: Osciloscopio de variables repentinas repetitivas

Es aplicado principalmente con el analizador de espiras en cortocircuito de rotor de generador marca Sumatron.

En la figura 13, se aprecia una configuración típica de conexionado del Osciloscopio de variables repentinas repetitivas, se ve el cable de alimentación 110 voltios de corriente alterna para su funcionamiento, una conexión entre el equipo principal y una pantalla tipo osciloscopio donde se ven las mediciones

hechas, dos terminales conectadas a cada uno de los anillos deslizantes del rotor y un tercer cable al metal del rotor que sería el cable de tierra.

Figura 13. **Arreglo de conexión típica de medición con el RSO**



Fuente: Sumatron. *Manual de usuario: Generator rotor shorted turn analyzer for turbo-generator dc-field windings*. 2004. Consulta: 2016.

¿Qué tan dañinas son las espiras en corto circuito?

- Quizás cerca del 50 % de todas las unidades en operación tienen por lo menos una espira en corto circuito.
- Algunas unidades permanecen estables (sin cortocircuitos adicionales) por muchos años.
- Algunas unidades pueden continuar desarrollando cortocircuitos y pueden eventualmente crear una falla a tierra catastrófica.
- Algunas unidades pueden severamente impactar en la operación después de solo desarrollar unas cuantas espiras en corto circuito.

Debe prestarse atención a esta línea crítica. Qué tan malo es y qué se necesita hacer depende de la construcción de la máquina, su historial, y las

recomendaciones de operación y mantenimiento basadas en la historia de máquinas similares, requerimientos del sistema interconectado al que generen, la edad, entre otros aspectos. (Kerszenbaum, 2011).

Debe notarse que ninguna de las pruebas, como el análisis de vibración, la estabilidad térmica, el análisis de sensor de flujo magnético y la prueba RSO, por sí solas proveen absoluta certeza que hay un problema de espiras en cortocircuito en el rotor del generador.

Sin embargo, cuando una de las pruebas es confirmada por una segunda prueba, la probabilidad que el devanado de campo sea el problema de vibración aumenta significativamente.

Las anomalías por espiras en cortocircuito pueden ser enmascaradas si estas están cerca del centro del devanado o, dicho de otra manera, si son espiras en cortocircuito balanceadas, o también si hay múltiples espiras en cortocircuito, si son intermitentes, si algunas están a tierra y si hay otros elementos que contribuyan a los niveles anormales de toda la máquina.

2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

El objeto de estudio del presente trabajo de graduación es analizar la gestión de mantenimiento con base al historial de fallas sufridas por el generador eléctrico trifásico y con esa experiencia dar un valor agregado a las normas de mantenimiento del fabricante Brush, basado a lo anterior se debe actualizar el programa de mantenimiento proactivo del generador para hacer una gestión de mantenimiento eficiente.

2.1. Historia de la empresa generadora de energía eléctrica donde se realiza el estudio

La empresa de generación de energía eléctrica inicia operaciones en el año 2000. Situada en el municipio de Masagua del departamento de Escuintla, con un único generador eléctrico entrega al sistema interconectado nacional 134.1 Mega Vatios de potencia activa a febrero 2018. De allí la importancia de tener una gestión de mantenimiento eficiente en el equipo generador eléctrico trifásico.

Es la primera empresa de generación de energía eléctrica instalada en Guatemala, que usa carbón mineral de combustible principal para calentar agua en la caldera y con el vapor producido hace girar la turbina de vapor principal, la cual tiene unido a su eje el generador eléctrico trifásico. Combustible diésel es usado para el arranque, ya que se necesitan ciertas condiciones de temperatura

dentro del hogar de la caldera y permitir la ignición inicial del carbón mineral pulverizado que es inyectado al hogar de la caldera.

El historial de fallas se analizó del año 2000 al año 2017, durante este tiempo el generador eléctrico sufre una falla mayor de corto circuito entre espiras del rotor. La falla es considerada de tipo catastrófica, porque durante la investigación de la fuente de la falla que su primera evidencia fue alta vibración en cojinetes del generador, lo que hizo pensar que la falla era de tipo mecánico y eso sumado al tiempo de reparación del rotor en Inglaterra provoca una interrupción de negocio que impacta grandemente a la empresa.

Dicho tipo de falla no es común en los generadores eléctricos, lo cual aporta al departamento de mantenimiento una experiencia invaluable al agregar tareas de tipo preventivo al actualizar el programa de mantenimiento original.

2.2. Diseño de formatos, variables clave medición generador

En los formatos se tienen las mediciones de las diferentes variables clave que el fabricante ha normado para que tomando lecturas manualmente o recolectando datos a través de software especiales siempre y cuando se tenga la instrumentación necesaria instalada en campo, se pueda tener un conocimiento adecuado del funcionamiento del generador.

Adicionalmente, el fabricante ha dado valores de alarma y de disparo, los cuales están fuera de rango y que determinan que algo anormal está sucediendo y que gracias a tabularlos dentro de los formatos se visualiza cuando y cuanto un valor se ha desviado de su valor normal, al interpretar y analizar dicho comportamiento de determinada variable, es posible determinar una anomalía que merece atención y darle seguimiento.

Más adelante se agregarán a tablas los valores normales de operación de las variables clave que da el fabricante para saber en qué momento una variable se está desviando y tomar una acción correctiva o seguimiento a dicho comportamiento.

El fabricante también recomienda tener ciertos repuestos críticos en bodega para que la resolución de una falla pueda ser hecha sin el inconveniente del tiempo de espera, al no contar con dicho repuesto, tomando en cuenta que hay que pedirlo y el proveedor está en Inglaterra.

Los formatos se presentan a continuación:

En la tabla IV, se tienen las variables eléctricas más importantes, éstas deben monitorearse y tomar datos para saber el estado de condición del generador, las lecturas pueden tomarse a mano a las 9:00, 15:00 y 21:00 horas

Tabla IV. Formato 1, toma datos variables eléctricas generador

Fecha	Hora	Potencia Activa (Megawatts)	Potencia Reactiva (Megavars)	Corriente excitación campo (Amperios)	Voltaje excitación campo (voltios d.c.)	Corriente de línea estator (X1,000 amperios)
12/11/2008	9:00					
12/11/2008	15:00					
12/11/2008	21:00					

Fuente: elaboración propia.

En la tabla V, se tienen las variables eléctricas y temperaturas más importantes que deben monitorearse y tomar datos para saber el estado de condición del generador, las lecturas pueden tomarse a mano a las 9:00, 15:00 y 21:00 horas.

Tabla V. **Formato 2, toma datos variables eléctricas y temperatura generador**

Fecha	Hora	Voltaje línea estator (voltios a. c.)	Temperatura salida aire excitatriz principal (°C)	Factor de potencia (adimensional)	Temperatura cojinete Generador #3 (°C)	Temperatura cojinete Generador #4 (°C)
12/11/2008	9:00					
12/11/2008	15:00					
12/11/2008	21:00					

Fuente: elaboración propia.

En la tabla VI, se tienen las temperaturas más importantes a monitorear en el funcionamiento del generador eléctrico, en dicha tabla se anotarán las mediciones realizadas en la fecha y hora correspondiente.

Tabla VI. **Formato 3, toma datos variables temperatura generador**

Fecha	Hora	Temperatura entrada aire estator (° C)	Temperatura salida aire estator (° C)	Temperatura devanado fase U, estator (° C)	Temperatura devanado fase V, estator (° C)	Temperatura devanado fase W, estator (° C)
12/11/08	9:00					
12/11/08	15:00					
12/11/08	21:00					

Fuente: elaboración propia.

En la tabla VII, se tienen los valores de vibración mecánica en los ejes X y Y de los cojinetes 3 y 4 del generador eléctrico, en dicha tabla se anotarán las mediciones realizadas en la fecha y hora correspondiente.

Tabla VII. **Formato 4, toma datos variables vibración cojinetes generador**

Fecha	Hora	Vibración eje x, cojinete 3 (mils)	Vibración eje y cojinete 3 (mils)	Vibración eje x, cojinete 4 (mils)	Vibración eje y, cojinete 4 (mils)
12/11/08	9:00				
12/11/08	15:00				
12/11/08	21:00				

Fuente: elaboración propia.

En la tabla VIII, se tienen los valores de temperaturas en las diferentes salidas del enfriador del generador con agua, en dicha tabla se anotarán las mediciones realizadas en la fecha y hora correspondiente

Tabla VIII. **Formato 5, variables temperatura agua enfriamiento, grados centígrados**

Fecha	Hora	Salida enfriador agua, RTD 27 A/B, ° C	Salida enfriador agua, RTD 28 A/B, ° C	Salida enfriador agua, RTD 29 A/B, ° C	Salida enfriador agua, RTD 30 A/B, ° C
12/11/08	9:00				
12/11/08	15:00				
12/11/08	21:00				

Fuente: elaboración propia.

2.3. Normas de mantenimiento de fabricante

La información recolectada de las normas de mantenimiento que sugiere el fabricante Brush de generadores eléctricos específicamente para el modelo

BDAX 82.445 ERH de 160 MVA, de acuerdo a horas de operación o tiempo, lo que ocurra primero.

Las normas de mantenimiento recomendadas más adecuadas al alcance de los trabajos es dado en las siguientes tablas. Generalmente, el intervalo de mantenimiento es detallado en horas.

Donde intervalos son expresados en horas más un tiempo entre paréntesis, entonces el tiempo entre paréntesis es recomendado para generadores con un bajo número de horas de operación. Es recomendable que todo mantenimiento sea registrado para referencia futura en una hoja de registro de trabajo de mantenimiento.

En la tabla IX, se aprecia un formato que sugiere el fabricante, los campos necesarios son: la descripción del trabajo realizado, comentarios para un informe técnico de cómo se solucionó la falla, que repuestos se usaron, que personal se empleó la hora y nombre de empresa que realizó el trabajo, si es personal de la empresa de generación o es una empresa contratista.

Tabla IX. Hoja de registro trabajos de mantenimiento del generador

Trabajo hecho	Comentarios	Fecha	Hora	Nombre y Compañía
---------------	-------------	-------	------	-------------------

Fuente: Brush. Operating and maintenance manual for generator electric model BDAX 82.445 ERH. 1997. Consulta 2016.

El formato es sugerido por el fabricante, actualmente existen programas de computadora de mantenimiento, los cuales si son bien usados pueden sustituir la manera de archivar el histórico de los mantenimientos mas no cambia en nada lo que el fabricante requiere en este formato, ya que básicamente es lo que se requiere para guardar la información de un mantenimiento: una descripción del trabajo efectuado, comentarios para ampliar la comunicación técnica de lo realizado que incluye repuestos usados, forma en que se diagnosticó y reparó una falla, la fecha en que fue efectuado, la hora y el nombre del personal que realizó dicho mantenimiento.

2.3.1. Mantenimiento, generador fuera de servicio por largo tiempo

La tabla X indica las actividades mensuales que deben hacerse a componentes del generador cuando esté fuera de servicio por largo tiempo. A la izquierda, el componente, y a la derecha, instrucciones de la actividad.

Tabla X. **Tareas mensuales, generador fuera de operación**

Equipo	Actividad
Calentadores eléctricos	Inspección visual y asegurar que los calentadores eléctricos estén energizados para evitar condensación
Devanados del estator y rotor	Mida la resistencia de aislamiento y seque devanados si es necesario.
Bomba de lubricación de aceite de cojinetes	Arranque y deje operar la bomba por una hora para mantener una película de aceite en las superficies de los cojinetes

Fuente: elaboración propia.

2.3.2. Mantenimientos para un arranque inicial

La tabla XI menciona las actividades a realizar cuando el generador se arranca por primera vez, es decir, una puesta en marcha del generador nuevo. Esto sucede cuando una planta acaba de ser entregada por la empresa constructora al personal que operará la planta por primera vez, y en este caso, normalmente técnicos representantes de la fábrica del generador están presentes por cuestiones de garantías.

Son actividades muy importantes puesto que si no se toman en cuenta puede provocar daños en el generador y atrasar el tiempo de arranque inicial de la planta de generación de energía eléctrica.

Tabla XI. **Tareas en arranque inicial o puesta en marcha de generador**

Equipo	Actividad	Tiempo
Sellos de aceite de cojinetes	Ver que no haya fuga de aceite en tuberías	Cada 6 horas
Empaques y tuberías	Ver en uniones de tubería no haya fugas de aceite, reparar si necesita	
Filtro de aceite	Limpiar con tela y liquido adecuado de limpieza	Cada 100 horas
Tuberías de aceite, empaques, juntas y uniones	Inspeccione fugas, en especial tuberías escondidas, debajo de equipo	
Monitor de falla a tierra del rotor (REFM)	Verifique su correcta operación.	Cada 200 horas

Fuente: elaboración propia.

2.3.3. Mantenimientos periódicos, operación continua generador

La tabla XII describe las diferentes actividades de mantenimiento para un generador en operación continua, a diferentes frecuencias de tiempo, para diferentes componentes del generador.

Tabla XII. **Tareas de mantenimiento periódicas, generador operación continua**

Equipo	Actividad	Tiempo
Empaques de casa del generador	Buscar entradas de polvo o agua, sellar.	Cada 3 meses
Aceite lubricación	Ver nivel aceite correcto.	
Monitor de falla a tierra del rotor (REFM)	Presionar botón prueba, ver opere correcto.	
Filtro de aceite	Limpiar con tela y liquido limpieza.	Cada 6 meses
Tuberías de aceite, empaques, juntas y uniones	Buscar fugas de aceite, especial en juntas debajo de equipos.	
Carbón de tierra del eje del rotor	El carbón debe moverse libre en su base, cambiar si largo es menor a 14 centímetros.	
Muestra aceite lubricación	Enviar muestra aceite a laboratorio certificado y llevar control de tribología.	
Sellos entrada aire casa del generador	Asegurar que agua o polvo no ingrese a casa generador.	
Sellos de aceite de cojinetes	Verificar que no existan fugas de aceite área sellos.	
Bisagras de puertas, cerraduras de casa generador	Aplicar gotas de aceite para lubricación adecuada. Use lubricante grafitado.	
Malla filtro entrada/salida de aire de casa generador	Inspeccione, desmonte, limpie e instale nuevamente.	

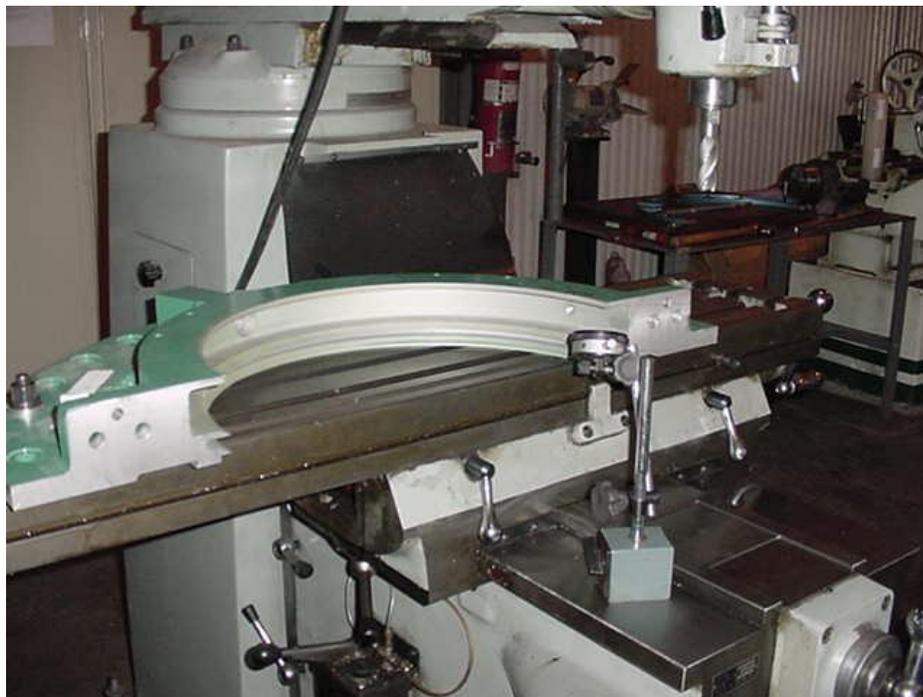
Fuente: elaboración propia.

La figura 14 muestra sobre el banco de trabajo de la fresadora de taller de tornos la mitad superior de un sello de aceite de cojinete nuevo del generador para ser maquinado.

Los sellos de aceite son los que impiden que el aceite que lubrica a los cojinetes salga de la caja de los cojinetes hacia el exterior humedeciendo a los devanados del estator con el peligro de dañar el aislamiento de estos, reduciendo la resistencia conforme el tiempo.

Son cuatro sellos de aceite en total en el generador va una a cada lado de cada uno de los dos cojinetes del rotor del generador. Hay dos tipos de sello de aceite: el tipo cuchilla y el presurizado.

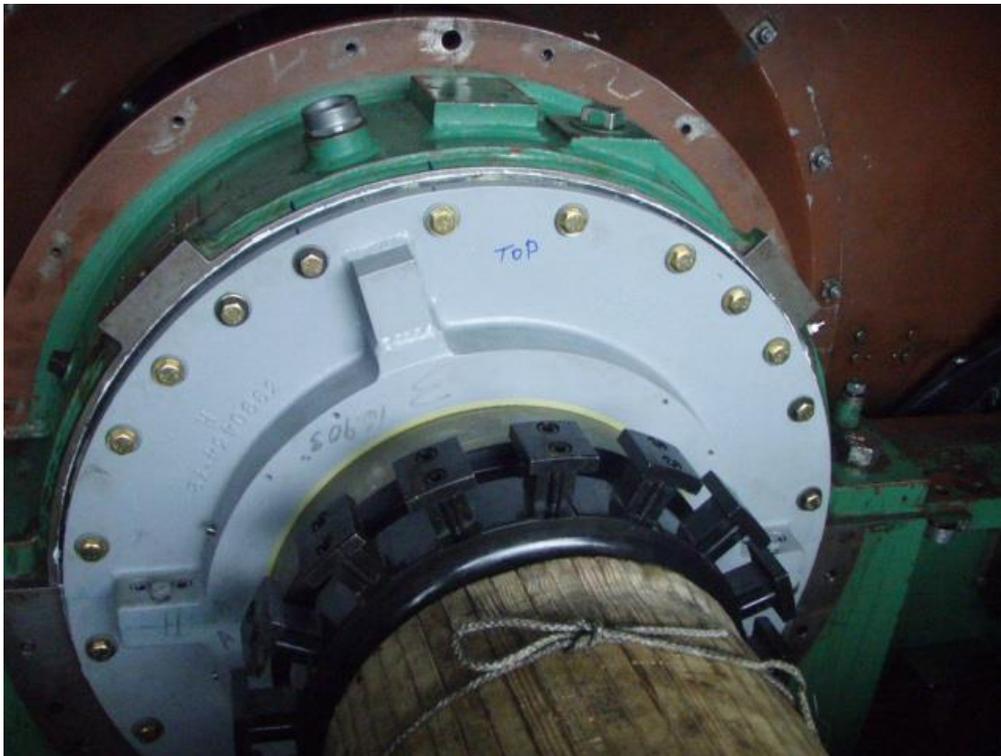
Figura 14. Mitad superior de sello de aceite de cojinete



Fuente: elaboración propia.

En la figura 15, se muestran las dos mitades del sello de aceite nuevo del cojinete 3 ya montados en su sitio, la parte que está cubriendo es el cojinete 3 del generador de color verde, y se aprecian de color negro los imanes permanentes que van fijos al rotor de la excitatriz piloto de imanes permanentes.

Figura 15. **Sello de aceite montado en cojinete 3 del generador**



Fuente: elaboración propia.

2.3.4. Mantenimientos periódicos, generador fuera de operación

En la tabla XIII, se detallan las actividades de mantenimiento a realizar cada 6 meses en cada uno de los componentes del cubículo del neutro de la conexión estrella del estator del generador, fuera de operación. Estos mantenimientos

son importantes, puesto que forman parte del plan de mantenimiento preventivo que se realiza al generador.

Tabla XIII. Tareas cada 6 meses, cubículo neutro generador, fuera de operación

Componente del cubículo del neutro del generador	Actividad
Aisladores tipo poste	Remover suciedad con trapo limpio humedecido en solvente orange-sol, para mantener sus propiedades aislantes.
Pernos de conexiones	Desenrosque, limpie y apriete con torque recomendado por fabricante.
Conexiones de cobre	Desenrosque, limpie y apriete con torque recomendado por fabricante.
Conexiones a tierra	Desenrosque, limpie y apriete con torque recomendado por fabricante.
Calentadores cubículo	Abra el circuito de alimentación, limpie conexiones, mida cada resistencia.
Transformadores de corriente CT1-10, relación: 8000/5 ^a	Ver estado físico, limpiar exterior con solvente orange-sol y verificar conexiones.
Tubos de transformadores de corriente	Ver estado físico, limpiar exterior con orange-sol.
Transformador que aterriza el neutro: 14000/240V	Medir continuidad, ver estado físico, limpieza con orange-sol.
Resistencia para aterrizar el neutral	Medir continuidad, limpieza exterior y de conexiones.
Barras de conexión de terminales de cobre	Quitar tornillería, limpiar y apretar según torque recomendado por fabricante.
Conectores de cobre laminado	Desconectar, limpiar con desengrasante a manera de no quitar la capa conductora de plata y aplicar un agente antioxidante a las caras conectoras. De ser necesario re estañar con estaño líquido.
3 calentadores anti condensación	Desconectar, medir, limpiar.
Unidades de protección sobre voltaje y transformadores de corriente	Desconexión, mediciones a transformadores de potencial y transformadores de corriente, limpieza conectores y limpieza externa transformadores.

Fuente: elaboración propia.

La tabla XIV muestra la fuerza en Newton.metro que debe aplicarse a los pernos indicados a la izquierda de acuerdo a su tamaño en milímetros, por ejemplo, un perno M6 significa un perno de 6 milímetros de diámetro.

Tabla XIV. **Torques recomendados por fabricante Brush**

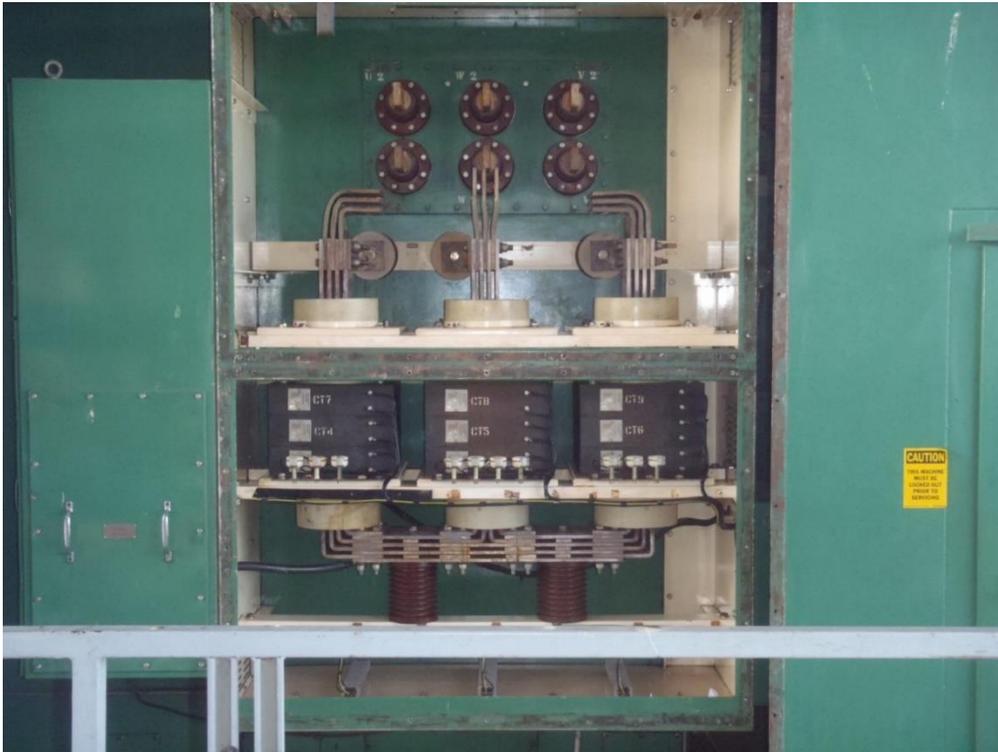
Tamaño perno acero, milimetrico	Torque aplicado a perno en Newton.metro
M6	7.2
M8	17
M10	28
M12	45
M16	91
M20	135

Fuente: Brush. *Operating and maintenance manual for generator electric model BDAX 82.445 ERH*, 1997. Consulta 2016.

En la figura 16, se muestra el cubículo del neutro del generador, en la parte superior identificados con U2, W2 y V2, se muestran las seis terminales de cada una de las seis bobinas del estator del generador, se aprecian sin las barras que las cortocircuitan para apreciar las seis terminales que al unir la U2 superior con la U2 inferior forman una fase U2 y esta fase pasa por sus tres correspondientes transformadores de corriente CT1, CT4 y CT7 y las tres fases U2, W2 y V2 se unen en la parte inferior soportadas por dos aisladores. Se aprecian los tubos de transformadores de corriente entre estos y las barras.

Se usa termografía como mantenimiento preventivo para ver el estado de condición interno del neutro del generador.

Figura 16. **Cubículo del neutro del generador**



Fuente: elaboración propia.

En la tabla XV, se tienen los componentes principales que ocupan el cubículo de las barras de salida de voltaje del generador en 13800 voltios.

Básicamente los componentes a dar mantenimiento son:

- Transformadores de corriente para medición y protección.
- Aisladores tipo poste donde descansan las barras de voltaje de salida.
- Los surge arrester o eliminadores de transientes.
- No aparece, pero se tiene que dar mantenimiento a la tornillería y limpieza de las barras conductoras de cobre.

Tabla XV. **Tareas cada año, cubículo barras salida voltaje, generador fuera operación**

Componente	Actividad	Tiempo
Bujes de transformadores de corriente, aisladores tipo poste y transformadores	Limpiar parte externa con tela limpia y solvente orange-sol,o equivalente para mantener sus propiedades aislantes	Cada año
Surge Arrester (eliminador de transientes), 3 de 15kv, 10000 amperios	Si la superficie externa se ve contaminada cepillar suavemente con un cepillo no metálico y remover todos los depósitos Si la superficie del aislador del "surge arrester" parece carbonizada indica una operación de liberación de presión interna y el "arrester" debe ser cambiado.	

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XVI se aprecian tareas de mantenimiento con generador fuera de operación, abarcando tareas a realizar cada año, dos años y hasta tres años, y componentes tanto eléctricos como mecánicos.

Tabla XVI. **Tareas anuales, bianuales y cada 3 años, generador fuera operación**

Equipo	Actividad	Tiempo
Cojinetes	Medir resistencia aislamiento, llevar registro.	Cada año
Relevadores de protección	Contratista con equipo certificado verifique calibración de relevadores.	
Panel control, contactores	Desarmar, limpiar contactos, partes móviles que operen libremente.	
Panel control, interruptores	Verificar apriete de conexiones y manecillas de los interruptores estén seguras.	
Panel control, gabinete	Limpiar con aspiradora y cepillos, verifique empaques para evitar entre polvo.	
Panel control, terminales de conexiones o borneras	Apretar conexiones flojas, limpie contactos oxidados o sucios, verifique presión de contacto inadecuado, cables recalentados.	
Casa del generador	Inspeccione trabajo de pintura, que esté en buena condición. Áreas dañadas deben ser repintadas.	Cada 2 años
Aceite lubricante	Cambie el aceite.	Cada 3 años

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XVII, se aprecian las tareas de mantenimiento sugeridas por fabricante para cada 4, 5 y 12 años, generador fuera de operación.

Tabla XVII. **Tareas a realizar cada 4, 5 y 12 años, generador fuera operación**

Equipo	Actividad	Tiempo
Sellos de aceite de cojinetes tipo orilla cuchillo	Inspeccione tuberías de aire por signos de deterioro, cambie si es necesario.	Cada 4 años
Sellos de aceite de cojinetes presurizados	Inspeccione la presión de espacio de aire en compartimientos del sello intermedio es mayor que en la carcasa del cojinete principal, si no es así, inspeccione tubos de aire y holgura del sello.	
Excitatriz principal	Remueva polvo de los rectificadores rotativos y la excitatriz principal, inspeccione apriete conexiones y asegure.	
Ensamble rectificador	Remueva polvo a las partes unitarias del rectificador.	
Terminales finales de devanados del rotor	Succionar polvo con aspiradora, use cepillos pequeños y seque, tela libre de pelusa para limpiar ambos lados de un diámetro Evite llevar contaminantes al interior del rotor.	
Terminales finales de devanados del estator	Remueva polvo con aspiradora, use Orange-Sol. Evite llevar contaminantes al interior del estator.	
Cojinetes principales	Inspeccione cojinetes, remueva los bujes. Examine concentración de presión, marcas de arrastre y escoria. Áreas dañadas deben ser cuidadosamente reparadas, cuidando no destruir el perfil del cojinete. Inspeccione holgura superior del cojinete en cada final del buje por medio de tiras de plomo. Inspeccione holguras laterales del cojinete con calibrador de hojas.	Cada 5 años
Estator	Revisión de cuñas que sujetan devanados de estator y rotor.	Cada 12 años
Taponos finales del rotor	Pruebas no destructivas, ver fisuras de anillos, remover si es necesario, revisar cuñas devanados rotor.	

Fuente: elaboración propia.

En la figura 17, se muestra la mitad superior e inferior de la excitatriz principal, cada mitad con 3 bobinas, en la parte de adelante, se muestra los fusibles cilíndricos y los diodos en sus disipadores de calor que forman el rectificador, entre el ventilador y la excitatriz se aprecia el cojinete 4 con su almohadilla aisladora color amarillento.

Figura 17. **Excitatriz principal del generador**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 18, se aprecia el cojinete 4 desarmado en sus partes inferior y superior, se ve muy bien las partes limpias color metal donde van alojadas las

almohadillas aisladoras del cojinete que hacen que el rotor este aislado electricamente de toda parte metálica.

Figura 18. **Mitad superior e inferior del cojinete 4 del generador**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 19, se muestran los devanados del estator del generador, la parte cilíndrica inferior es el núcleo metálico formado por barras rectangulares donde van alojadas las espiras de los devanados del estator.

Figura 19. **Bobinados del estator del generador**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 20, se aprecia el rotor parcialmente extraído del estator del generador, está suspendido por medio de estrobos o cables metálicos donde una grúa puente va sacándolo con ayuda de unos patines aisladores que hacen que

la parte que no se aprecia del rotor todavía adentro del estator lo sostenga y con lámina asiladora deslice sobre la parte inferior del estator.

Figura 20. **Rotor del generador eléctrico**



Fuente: elaboración propia.

2.4. Mediciones recomendadas por fabricante

Aquí el fabricante da el procedimiento y valores esperados en las mediciones, según sus normas.

2.4.1. Resistencia de aislamiento devanados del estator

La resistencia de aislamiento de los devanados del generador debe ser medida antes que el generador inicie a trabajar. La resistencia de aislamiento depende de la temperatura del devanado y no debe ser menor que determinados valores, véase a continuación.

La tabla XVIII muestra como varía la resistencia del aislamiento del devanado del estator en función de la variación de su temperatura, cuando se hace una medición de resistencia del aislamiento hay que tomar la temperatura del devanado del estator para que la medición sea confiable. La resistencia óhmica de los devanados del generador varía inversamente proporcional a la temperatura que hay en ellos, a más alta temperatura la resistencia óhmica disminuye.

Tabla XVIII. **Resistencia devanados estator en función de temperatura**

Temperatura devanado °C	Resistencia aislamiento, Mega ohmios
0 °Centígrados	128 Mega ohmios
10 °Centígrados	64 Mega ohmios
20 °Centígrados	32 Mega ohmios
30 °Centígrados	16 Mega ohmios
40 °Centígrados	8 Mega ohmios
50 °Centígrados	4 Mega ohmios

Fuente: elaboración propia.

Si la lectura es menor que estos valores, humedad o suciedad en los aisladores de las terminales, aparta rayos (*lightning arrestors*), transformadores

de voltaje que estén conectados a las terminales del estator pueden afectar las lecturas.

Existe la opción de medir con el equipo especial “*surge tester*”, el cual entrega resultados como se ve en la figura 21, resumen de una medición hecha al devanado fase A del generador. En letras verdes se aprecia que la medición de “*megohm*” o resistencia a tierra indica “*pass*” y la prueba “*da/pi*” conocida como índice de polaridad, igualmente fue satisfactoria, dando “*pass*”

Figura 21. Resumen de medición a tierra por equipo surge tester

Results Summary Log Phase A

Motor ID	Time	Temp	Resist	Megohm	DA/PI	DC	Surge
1TGD-GEN-1	23/06/2009 10:29:26 a.m.	--	--	PASS	PASS	--	--

Nameplate Information		Motor ID 1TGD-GEN-1	
Location	GENERADOR	Building	2 DO NIVEL
Model		Manufacturer	BRUSH
Serial Number		HP/KW	0
Volts-Rating	13800	Volts-Operating	13800
Amps-Rating	6694	Amps-Operating	0
Insulation	F	Enclosure	
RPM	3600	Service Factor	0
Frame	BDAX 82-445 ERH	Freq-Hz	60
LR Code		LR Amps	0
NEMA Design	G	Max Amb °C	15
NEMA nom eff	0	Duty Cycle	CONT
Manuf's Type		Manuf Dt Cd	
Description	GENERADOR		

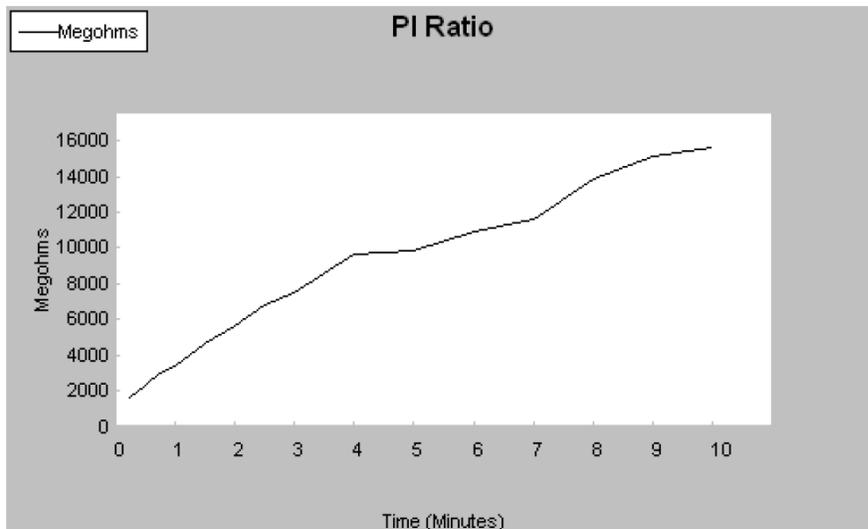
Fuente: elaboración propia.

La prueba de índice de polaridad consiste en que este equipo especial “*surge tester*” aplica voltaje al devanado, en la figura 22, se aprecia que aplica 5000 voltios y hace circular una corriente de fuga a tierra en millonésimas de amperio, al mismo tiempo mide la resistencia en millones de ohmios, eso durante 10 minutos.

Figura 22. Reporte de voltaje aplicado, índice polaridad

DA/PI		Motor ID 1TGD-GEN-1	
Test Date/Time	23/06/2009 10:29:26 a.m.	Voltage (V)	5000
DA Ratio	3.2	PI Ratio	4.7
PI Status	PASS		

Time (Min)	Current(μA)	Megohms
0:15	3.05	1639
0:30	2.15	2325
0:45	1.70	2941
1:00	1.50	3333
1:30	1.08	4629
2:00	0.89	5617
2:30	0.73	6849
3:00	0.67	7462
4:00	0.52	9615
5:00	0.51	9803
6:00	0.46	10869
7:00	0.43	11627
8:00	0.36	13888
9:00	0.33	15151
10:00	0.32	15625



Fuente: elaboración propia.

Si lo anterior no es la causa, el devanado del estator debe ser secado por uno de los siguientes métodos:

- Circule aire seco caliente, a través del generador puede ser por medio de los calentadores del ventilador.
- Corto circuite las terminales del estator, a través de un amperímetro adecuado, lleve el generador a su velocidad nominal: 3600 rpm y conecte la excitación en manual. Ajuste el regulador de control manual motorizado para dar de 100 % a 110 % de la corriente de plena carga en el estator cortocircuitado.

Aviso: Aun cuando las terminales de línea estén cortocircuitadas, un voltaje apreciable puede existir entre la línea y las terminales del neutro, evitar contacto con partes “vivas”. En estas condiciones se debe monitorear que la temperatura de los devanados no exceda 110 grados centígrados.

2.4.2. Resistencia de aislamiento devanados del rotor

Este debe ser medido con un Megger o equipo especial para medir aislamientos a tierra, aplicando 500 voltios entre tierra y una de las conexiones del campo principal. Temporalmente cortocircuite diodos o puente de diodos con un tramo de alambre fusible durante esta prueba, donde un monitor de falla a tierra del rotor está provisto, este debe ser desconectado.

La resistencia de aislamiento del rotor será por lo menos 2 mega óhmios, si la máquina está completamente seca, pero valores bajos son aceptables, no menores a 10000 óhmios.

La mejor manera de secar un rotor es llevar el generador a plena carga. Se necesitan de varios días de trabajar el rotor con el generador a plena carga para obtener una lectura de 2 mega óhmios.

2.4.3. Prueba de alto voltaje en devanados del estator en sitio

Prueba de alto voltaje pueden hacerse de acuerdo con normas inglesas, americanas o normas IEC (International Electrotechnical Commission) como sean especificadas.

Cada una de estas normas contienen recomendaciones que esta prueba no debe repetirse, pero pruebas a voltaje reducido son permitidas en sitio.

Las normas inglesas y americanas permiten que alto voltaje en corriente directa pueda ser usada.

Los comentarios del fabricante Brush al respecto son:

- No considera que las pruebas de alto voltaje en sitio sean necesarias para un generador que ya pasó sus pruebas en la fábrica, de acuerdo con normas.
- No considera que las pruebas con alto voltaje en corriente directa tengan un propósito útil, ya que la distribución del potencial en los devanados del estator es diferente a la distribución de potencial en corriente alterna para la cual fue diseñado el generador.

Aviso: Si los devanados son aterrizados momentáneamente, voltaje aparecerá después de la remoción de la conexión de tierra.

- a) Si una falla ocurre durante una prueba en sitio en un devanado que ya pasó la prueba de voltaje pleno en la fábrica, la responsabilidad de la reparación es del propietario.

Aviso: Si un devanado está seriamente contaminado, medidas iniciales a tierra deben ser hechas con un óhmetro de bajo voltaje, marca Fluke. Si las lecturas son bajas, entonces los instrumentos de 500 voltios no deben ser usados.

En esta recomendación de fabricante, aunque menciona un óhmetro de bajo voltaje marca Fluke, la experiencia del investigador dice que se puede usar otro óhmetro de cualquier marca, que sea de bajo voltaje.

2.4.4. Pruebas de protección del generador

Antes de poner en servicio el generador la protección debe ser chequeada bajo condiciones de falla simuladas.

Al tener un relé de disparo maestro, se debe verificar lo siguiente:

- a) Que el relé de disparo maestro, correctamente abra el interruptor del generador y des energice totalmente al generador.
- b) Cada relé protector por separado opera al relé de disparo maestro. La salida del relé de disparo maestro debe desconectarse para evitar que abra el interruptor por una simple prueba.
- c) Cada prueba debe ser hecha para ver la función real de cada relé.

A continuación, se detallan procedimientos de métodos de prueba a las diferentes protecciones que tiene el generador, para verificar su buen funcionamiento y que actúen cuando se presente una falla real.

Estas son pruebas que no son específicas al generador de la planta, donde se hace la investigación, aquí el fabricante menciona pruebas que se aplican a diferentes modelos de generadores eléctricos trifásicos.

Esto sucede a menudo que un manual de normas de fabricante se aplica a diferentes modelos y el investigador hace la observación que al hacer el programa de mantenimiento las normas que se trasladen deben ajustarse en lo

posible a lo específico del generador del que se esté haciendo el programa de mantenimiento.

2.4.4.1. Método de prueba del relevador diferencial

- Cortocircuite dos terminales del generador con cable al 10 % de la corriente nominal del generador.
- Revise las fases correspondientes de la salida del relé diferencial a excitación cero o muy baja con el control manual.
- Transfiera una terminal del cable de cortocircuito a la tercera fase y repita la prueba para proveer la tercera fase.

2.4.4.2. Método de prueba del relevador sobre corriente

- Generador en corto circuito.
- Excitación en manual.
- Ajuste excitación para proveer corriente al nivel de disparo requerido.

2.4.4.3. Método prueba relevador desplazamiento del neutro

- Aterrice una de las terminales del generador con cable 15 amperios nominal.
- Incremente gradualmente el voltaje del generador con la excitación manual al punto de operación del relé.

2.4.4.4. Método prueba relevador sobre y bajo voltaje

- Con el AVR en ajuste de voltaje de autocontrol.
- Con el control “trim” del AVR suba al punto requerido de operación del relé.

2.4.4.5. Método prueba relevador de secuencia negativa

- Temporalmente transfiera la alimentación de corriente de una fase del relé a los puntos correspondientes en paralelo con una de las otras fases.
- Corra el generador en corto circuito con excitación manual.
- La corriente de secuencia negativa que mide el relé es 58 % de la corriente trifásica balanceada en el generador

2.4.4.6. Método de prueba del relevador de potencia inversa

- La prueba de este relé tiene que esperar la sincronización del generador.
- Se revisa reduciendo gradualmente el valor de la velocidad más abajo que el punto de potencia cero, al punto de operación requerido del relé.
- La potencia inversa puede ser medida temporalmente invirtiendo las alimentaciones de corriente a cada fase del medidor de watts.
- El medidor en watts leerá positivo en respuesta a la potencia negativa.
- Las pruebas deben repetirse a valores altos de potencia reactiva positiva y negativa (ajustando adecuadamente la excitación), para probar que el nivel operativo del relé es substancialmente independiente de la potencia reactiva alta.

2.4.4.7. Método prueba relevador sobre/ baja excitación

- La prueba es con el generador sincronizado a una capacidad suficiente para absorber altos niveles de potencia reactiva positiva y negativa sin variación excesiva de voltaje.
- Se prueba corriendo el generador en control manual a baja potencia y ajustando la excitación al nivel operativo del relé

Las sugerencias de pruebas a cada relevador de protección son bastante generalizadas, en la actualidad hay fabricantes de equipos de protección centralizados, es decir, son equipos de protección que contienen todas las protecciones anteriores en un solo paquete.

Tal es el caso del equipo de protección de generadores marca Beckwith, modelo: M-3425A, Generator Protection, Integrated Protection Systems, este es el usado en la planta de generación.

La forma de hacer las pruebas en esta clase de equipo es con un contratista externo especializado en calibraciones, a quien se le dan las curvas de operación de cada relevador de protección y con equipo que genera las corrientes de disparo hace las pruebas respectivas, dejando un certificado de que dichas protecciones han sido verificadas.

2.4.5. Prueba de aislamiento de cojinetes del generador

Aislamiento es necesario en el cojinete final de la excitatriz (slipring, anillo deslizante).

Todos los cojinetes EE (SRE) están aislados con unas almohadillas de aislamiento formando parte del buje del cojinete y normalmente no requiere chequeo. Sin embargo, si una termocopla, tubería de aceite u otro dispositivo unido al buje, es necesario asegurar que la resistencia entre los cables de la termocopla, la tubería de aceite y el eje con el generador parado no sea menor a 10000 óhmios con un megger de 500 voltios.

El cojinete del lado de transmisión con la turbina puede ser medido su aislamiento, pero el carbón de tierra debe quitarse y el eje del generador debe estar desacoplado de la turbina.

Con la máquina girando a velocidad normal para obtener una película de aceite en el cojinete que previene contacto eléctrico entre eje y cojinete un óhmetro puede ser conectado entre el aislamiento. Si la resistencia es menor a 10000 óhmios, las posibles causas son:

- Metal fino haciendo corto en aislamiento en pernos o agujeros centradores.
- Corto circuito de aislamiento por instrumentación o tubería de aceite.
- Si el corto no se localiza, remover la parte superior media del cojinete y levante el eje una pequeña cantidad para romper el circuito eléctrico de eje a cojinete y chequear el aislamiento con el generador parado. Mida aislamiento con un megger de 500 voltios entre el buje y la carcasa del cojinete.

2.5. Gestión de mantenimiento

Toda gestión de mantenimiento es más eficiente si además de evaluar y aceptar las mejores normas de mantenimiento y las frecuencias de efectuarlas sugeridas por el fabricante. Se complementa con la experiencia invaluable de implementar un plan de mantenimiento que se ha obtenido a lo largo de más de diez y seis años de operar, vivir la experiencia de resolver en equipo con expertos asesores extranjeros, la variedad de fallas menores que sacan de operación el generador por poco tiempo y las fallas mayores que hacen que la planta de generación salga de operación y provoque falta de disponibilidad por largos períodos frente a contratos establecidos con la empresa compradora de la energía eléctrica.

Por eso es muy importante hacer una recopilación del historial de fallas del generador en la planta de generación, para que esto agregue información valiosa para incorporar al programa existente las modificaciones necesarias para prevenir, implementar el uso de equipo de monitoreo en línea que, aunque sea costosa la inversión inicial llega a ser una herramienta poderosa para analizar y alarmar preventivamente una falla que podría llegar a ser catastrófica.

2.6. Diagnóstico fallas, basado en historial mantenimientos correctivos

Se hizo un resumen por parte del investigador en categorías de las fallas sufridas por el generador eléctrico y la causa o lo que provocó a cada una de ellas, las cuales se presentan a continuación:

2.6.1. Falla de categoría 1

En esta categoría están incluidas las fallas originadas por el mal funcionamiento de todo componente eléctrico, electrónico que forma parte de un circuito y su mal funcionamiento provoca una falla del generador eléctrico. Ejemplo de estos componentes puede ser un fusible, un diodo o rectificador, un relevador de control, un sensor de campo, un transmisor de campo, que como se puede ver son componentes menores, pero pueden sacar de operación al generador.

Ejemplo de falla de categoría 1:

Uno o más diodos o rectificadores del puente rectificador de la excitatriz principal fallan, el puente rectificador convierte la corriente alterna que recibe de la excitatriz piloto y la convierte en corriente directa que alimenta la excitatriz principal. La falla, aunque permite que el generador continúe trabajando es una alarma que no debe permanecer por mucho tiempo y se debe programar lo más pronto posible una salida de operación normal del generador.

Causa de falla de categoría 1:

El regulador automático de voltaje MAVR tiene dentro de sus controles internos uno que monitorea constantemente la onda rectificada después del puente rectificador, si dicho control interno del MAVR detecta distorsión en dicha onda rectificada enciende una alarma con luz piloto que indica que hay un diodo o rectificador en falla.

Al encenderse esta alarma debe cambiarse lo más pronto posible el rectificador dañado. Para hacer este cambio debe programarse lo más pronto posible una salida de operación del generador.

El cambio del diodo o rectificador dañado se ha hecho cerrando las válvulas de admisión de vapor a la turbina, y permite que la turbina deje de girar por sí sola, al detenerse la turbina por completo para evitar un pandeo del eje de la turbina es engranado el eje del rotor de la turbina con un motor eléctrico, que hace girar el eje a 5 revoluciones por minuto y desde este momento se esperan 12 horas.

De acuerdo al manual de operación del fabricante de la turbina, a partir del momento que ocurre un disparo hasta 12 horas después, puede detenerse el eje durante 10 minutos, luego de los 10 minutos debe arrancarse el motor eléctrico llamado “*turning gear*”, el cual está acoplado al eje con engranajes, para que el eje gire por 15 minutos, luego de los 15 minutos girando el eje, la secuencia 10 minutos parado el eje y 15 minutos rotando debe cumplirse para evitar pandeo al eje del rotor de la turbina. Con esta secuencia, el electricista debe identificar el diodo o diodos en mal estado y proceder a su cambio por diodos en buen estado.

2.6.2. Falla de categoría 2

En la categoría están incluidas las fallas originadas por la activación de una de las varias protecciones del generador.

Las diferentes protecciones del generador al actuar normalmente abren el interruptor del transformador principal que alimenta el generador, es decir, el transformador que transforma los 13800 voltios en 230000 voltios y los entrega a la línea de transmisión del sistema interconectado nacional.

Al abrir dicho interruptor la misma protección del generador manda a abrir el relevador de bloqueo de caldera, para no seguir generando vapor, también al relevador de las válvulas de admisión de vapor de la turbina.

La secuencia anterior de cerrar válvulas de admisión de vapor a la turbina y apagar la caldera para no seguir generando vapor es para evitar que la turbina gire a velocidad mayor de la nominal, que es 3600 revoluciones por minuto y alcance una velocidad que ponga en riesgo la integridad, tanto de la turbina como del generador.

El generador eléctrico al estar trabajando, es decir, generando energía eléctrica ejerce una fuerza de oposición al movimiento del eje de la turbina, por el campo magnético creado en el rotor del generador y que gira a la velocidad de 3600 revoluciones por minuto y al atravesar las bobinas del estator genera el voltaje de 13800, de esta forma, se convierte la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica en el generador eléctrico.

La fuerza de oposición que le ejerce el generador eléctrico es el “freno”, que tiene la turbina, si el interruptor del generador abre este “freno” desaparece y la turbina desarrolla una velocidad alta y peligrosa, que puede desencadenarse en la destrucción tanto de la turbina como del generador.

Ejemplo de falla de categoría 2:

El generador eléctrico tiene dos relevadores de protección que tiene las diferentes protecciones del generador, integradas en ellos, estos son marca Beckwith, uno principal y uno de respaldo, el relevador de protección de respaldo manda a abrir el interruptor del transformador 230 KV, que es alimentado por el generador por la protección: diferencial de corriente de fase del generador, y el relevador de protección principal no detecta la falla.

Lo anterior provoca que el generador salga de operación normal.

Causa de falla de categoría 2:

En el tipo de falla, la salida del generador no es programada, sino que el relevador detecta una falla e inmediatamente o según los ciclos o tiempo de

retraso para que actúe tenga su configuración manda a abrir el interruptor y la planta completa de generación sale de operación.

Conectando una computadora portátil que tiene el programa del relevador de protecciones del generador integrado marca Beckwith, se descargan datos del relevador.

En dichos datos descargados del software Beckwith es posible ver la onda de corriente y en qué punto dicha onda sufrió la deformación que ocasionó el accionamiento del relevador y mandó a abrir el interruptor del generador. La deformación o intermitencia en la pérdida de la señal del transformador de corriente del control, hizo que el relevador de protección viera la falla y mandara a abrir el interruptor del generador.

En la experiencia vista, se determinó que un transformador de corriente por recalentamiento y con señales de grietas en su caja intermitentemente dejaba de enviar la señal de la onda y el relevador lo interpretaba como una falla.

Debido a que la falla era intermitente y al arrancar nuevamente desapareció, se programó esperar a una salida de línea programada para hacer el cambio del transformador de corriente defectuoso.

En el caso como se tuvo la certeza de la intermitencia del transformador de corriente, se verificó que la protección actuaba sin ningún retardo, se le configuró un retardo prudencial de 11 ciclos de la frecuencia nominal que es igual a 11 dividido por 60, que es el equivalente a 183 milésimas de segundo.

2.6.3. Falla de categoría 3

En la categoría están incluidas las fallas ocasionadas por el falso contacto de terminales en borneras de todo circuito que tenga relación con control, protección y monitoreo del generador.

Aunque podría parecer una falla trivial o que no debería darse, esta categoría de fallas igualmente provoca una salida de operación del generador eléctrico.

Ejemplo de falla de categoría 3:

El relevador de protección integral principal marca Beckwith, manda a abrir el interruptor del transformador 230 KV que alimenta el generador por la protección de muy bajo voltaje en la línea de 230000 voltios.

Causa de falla de categoría 3:

Mientras la caldera se mantiene con quemadores diésel para no perder presión, se procede a ver con diagramas los equipos que pueden estar relacionados con dicha falla y se encuentra que una posibilidad son los transformadores de voltaje de protección de la línea de 230KV, se siguen los cables y midiendo continuidad se encuentra que en una caja de borneras en la subestación de 23000 V, uno de los tres cables que lleva el voltaje hacia el relevador de protección integral marca Beckwith, estaba flojo y la bornera con sarro, aquí la falla no fue intermitente, puesto que el voltaje que se esperaba obtener en el relevador de protección integral no estaba llegando. Se limpia el sarro en bornes y el cable, se conecta, aprieta y el voltaje llega al relevador de protección.

Se normaliza condiciones y se procede al arranque de la caldera para luego sincronizar el generador con el sistema interconectado nacional.

2.6.4. Falla de categoría 4

En la categoría están incluidas las fallas ocasionadas por componentes que están sometidos a las condiciones severas del trabajo, tal como la generación del calor que producen, tanto ellos como los componentes vecinos.

Un ejemplo de componente de este tipo es la bobina de excitatriz piloto de imán permanente.

Esta bobina es la encargada de dar voltaje de corriente alterna al empezar a girar el rotor, debido a que tiene unos imanes permanentes que crean un campo magnético fijo, al girar el rotor del generador dicho campo magnético atraviesa las espiras de esta bobina y genera un voltaje que después de rectificado es aplicado a la bobina del rotor, y se crea el campo magnético principal en el rotor del generador.

Otros componentes que generan y soportan el calor producido por componentes vecinos son los cilindros aisladores de las conexiones de las barras del neutro del generador. Una de las funciones es aislar el voltaje por las cercanías de las 3 conexiones y la corriente tan alta que circula por dichas conexiones de barras.

Los transformadores de corriente y de voltaje de los circuitos de protección igualmente están sometidos a las altas temperaturas producidas por las altas corrientes y voltajes que conducen, a través de ellos.

Otros componentes que sufren de alto calentamiento son los tornillos que fijan las conexiones de las barras de salida de alto voltaje del generador.

Para los componentes anteriores, y verificar si todo está normal con el generador operando, se ha implementado la instalación de visores con material transparente especial que permite que una cámara termográfica de forma segura para el electricista tomar termografías con la frecuencia deseada. Estos visores se instalan en la puerta metálica que separa y protege al personal del alto voltaje del cubículo que donde están las tres barras de salida de alto voltaje del generador y el equipo de medición y control.

Los cables de señal de instrumentación en general, en algunos casos se ha tenido que sustituir por cables siempre con blindaje, para evitar interferencia al llevar la señal, pero de más alta temperatura que los cables de diseño original del generador.

Ejemplo de falla de categoría 4:

Durante un mantenimiento programado, se hace limpieza a las terminales de conexión de la bobina de la excitatriz piloto, y uno de los cables de las dos terminales se rompe de adentro de la bobina, por estar sometido a alta temperatura y las conexiones flojas provocaron alto calentamiento que se transmitió al cable interno de la bobina, haciendo que al maniobrarlo este se quebrara.

Causa de falla de categoría 4:

Se decidió enviar a un taller de rebobinado local calificado para que hiciera una evaluación y determinar hasta dónde estaba roto el cable de la bobina. El taller indica que el cable de la bobina se rompió cerca del exterior, por lo que solo soldaron y aislaron la terminal y aplicaron barniz protector. Pero determinaron que debía programarse rebobinar, ya que estaba recalentada dicha bobina.

Se mandó a comprar una excitatriz piloto completa que ya venía con sus imanes y en salida de línea por mantenimiento programado se instala la nueva excitatriz piloto.

2.6.5. Falla de categoría 5

En la categoría están incluidas las fallas ocasionadas por equipos ajenos al generador.

Incluye disparos de la unidad generadora de vapor o caldera y otros equipos auxiliares que pueden ser los siguientes:

- Disparo en negro o *blackout* de la unidad, donde se pierde el voltaje del sistema interconectado nacional por una falla misma del sistema interconectado, esto puede ser ocasionado por la apertura de una línea de transmisión, falla de varios generadores al mismo tiempo.
- Bajo nivel del domo de agua vapor de la caldera

- Problemas en una de las dos bombas de agua de alimentación al domo de la caldera.
- Falla de un transmisor de flujo de agua de alimentación de la caldera.

Ejemplo de falla de categoría 5:

En un disparo en negro o *blackout* de la planta de generación (no hay voltaje externo de la línea de transmisión)

El disparo en negro o *blackout* es aquel que por falla del sistema interconectado nacional se pierde el voltaje de 23000 voltios, que es el mismo voltaje que entrega la subestación de la unidad de generación de energía eléctrica.

El interruptor de la bomba de lubricación de emergencia de turbina-generador, la cual es alimentada con corriente directa de un banco de baterías estaba en posición de apagada. Por lo tanto, esta bomba en ninguna circunstancia iba a entrar a operar.

La función de esta bomba de lubricación de emergencia de corriente directa de turbina-generador es arrancar por un interruptor de baja presión que es activado cuando han fallado las bombas principales y auxiliar de lubricación de turbina-generador alimentadas por voltaje de corriente alterna ya sea por alguna falla del motor o de la bomba, o hay pérdida de voltaje de corriente alterna.

Causa de falla de categoría 5:

La falla es catalogada como catastrófica, ya que al no operar la bomba de emergencia de lubricación de la turbina-generador, tanto los cojinetes de la turbina como los cojinetes del generador no tuvieron lubricación el tiempo que tardó en parar la turbina, es decir, hubo rozamiento o fricción de metal de los cojinetes con metal del rotor de la turbina y el rotor del generador.

Provocó que turbina y generador estuvieran fuera de operación por largo tiempo, ya que tuvo que abrirse la turbina para reparar los cojinetes y algunos alabes de 3 etapas, ya que friccionaron contra la carcasa, lo mismo con los cojinetes del generador.

La solución a otra posible eventualidad que la misma falla que no arrancara la bomba de lubricación de emergencia fue implementar una alarma luminosa tipo de patrulla de policía en cuarto de control para que se activara cuando dicho interruptor de la bomba de corriente directa estuviera en apagado y de esa manera el operador del cuarto de control tuviera conocimiento de esta anomalía y poder mandar a corregirla.

Otra implementación de tipo mecánico que se hizo, porque los sellos de aceite tipo cuchilla como se repararon localmente quedan con fuga de aceite en los cojinetes del generador, se instaló instrumentación local de medición de vacío en la carcasa del cojinete y se colocaron válvulas reguladoras de flujo de aceite en la línea hacia dicha carcasa de cojinetes para controlar el vacío en el cojinete y así compensar con la variación de flujo el trabajo que no hacían correctamente los sellos de aceite tipo cuchilla.

2.6.6. Falla de categoría 6

En la categoría están incluidas las fallas ocasionadas por instrumentación de campo como sensores de temperatura, transmisores de temperatura.

Ejemplo de falla de categoría 6:

Desde el panel de control del generador, el módulo de medición y disparo de temperatura manda a disparar el interruptor 230KV del transformador que es alimentado por el generador por alta temperatura en la salida del enfriador a base de agua.

Causa de falla de categoría 6:

Con diagrama eléctrico se sigue la ruta de cables que van al Detector de Temperatura por Resistencia (RTD) de la salida del enfriador a base de agua y al medir dicha RTD está en corto y el monitor de temperatura lo interpretó como una muy alta temperatura.

Se cambia la RTD por una en buen estado, la falla quedó corregida.

2.6.7. Falla de categoría 7

En la categoría están incluidas las fallas que no son comunes y que la causa no es fácil de encontrar, para encontrar la causa se pasa por el proceso de prueba y error, para ello es necesario el apoyo de técnicos con mucha experiencia, en ocasiones técnicos expertos de la fábrica del generador.

Ejemplo de falla de categoría 7:

El equipo de monitoreo de vibraciones del panel de turbina manda a abrir el interruptor 230KV del transformador, que es alimentado por el generador por alta vibración en cojinete #3 del generador

Causa de falla de categoría 7:

La falla categoría 7 es catalogada como catastrófica, porque llevó más de dos meses encontrar la causa de dicha alta vibración y cuando se encontró que la falla fue por corto circuito entre espiras del rotor del generador, este tuvo que ser enviado a Inglaterra para su reparación. La reparación del rotor y el traslado Guatemala a Inglaterra y de Inglaterra a Guatemala llevó más de tres meses.

La falla por ser de vibración de cojinetes, se comenzó a tratar como rotor del generador mal balanceado.

Y en el proceso de balanceo, permitía que el generador operara por cierto tiempo hasta que las vibraciones en los cojinetes del generador incrementaban

nuevamente y este proceso se repetía hasta que el corto circuito entre espiras del rotor del generador incrementó a tal punto que un experto asesor extranjero, determinó que debían sacar el rotor y medir y ver físicamente su condición.

Ya el rotor del generador afuera, se pudo apreciar sin necesidad de medir eléctricamente que las cuñas de material aislante que mantienen en su lugar a las bobinas del rotor estaban flojas, por lo tanto, los puntos donde las bobinas tenían corto circuito entre espiras fueron visibles.

Debido a que el generador cuenta con un monitor de falla a tierra del rotor, este alarmó meses antes de la falla, se coordinó visita de técnico de Brush, pero realizó mediciones respectivas y determinó que estaba en buen estado y no volvió a dar alarma.

Lo anterior demuestra que el rotor nunca sufrió una falla de rotor a tierra, sino que él tuvo la falla de corto circuito entre espiras de las bobinas.

A raíz de esto, los técnicos expertos de Brush recomendaron que se instalara un monitor en línea de corto circuito entre espiras del rotor del generador, para garantizar que el rotor fue bien reparado y detectar una falla inicial a tiempo.

De las siete fallas generales que contienen a la mayoría de cualquier otra falla que ocurriera en el generador eléctrico, dos de ellas son catalogadas catastróficas, es decir, el 28 % de las fallas son catalogadas como catastróficas y el 72 % restante de las fallas son fallas que a pesar que pueden sacar de operación al generador eléctrico no impactan mucho, porque al repararse dichas fallas el generador vuelve a entrar a operación en un tiempo que no provoca una mayor falta de disponibilidad.

Las lecciones aprendidas y la experiencia adquirida con las siete categorías de fallas se implementarán en la actualización del programa de la gestión del mantenimiento proactivo del generador.

Lo que quiere decir que un plan de mantenimiento es dinámico y debe estar enfocado a hacerse más eficiente con el tiempo.

Pueden estarse cambiando frecuencia con que se ejecutan ciertas tareas, hacer mantenimientos preventivos con más detalle que el sugerido por el fabricante, implementar equipos de monitoreo en línea, realizar ciertas mediciones y llevarlas a formatos donde puedan analizarse las variables claves o críticas de operación que permitan ver el estado de condición correcto, reportes que generan ciertos programas de equipo especializado busca el apoyo de expertos como son los fabricantes que lo vendieron para realmente interpretarlos y analizarlos y sacar el mejor provecho del equipo nuevo implementado.

Del estudio de ciertas normas del fabricante es bueno analizarlas y ver si su frecuencia es la más adecuada. Es el caso del cambio de lubricante de los cojinetes del generador que recomiendan cambiarlo cada 2.5 años o 2000 horas de trabajo. El aceite actual del conjunto turbina generador lleva más de diez años en uso y los análisis de tribología comprueban que está en buen estado.

Es aquí donde la experiencia de los miembros del equipo de mantenimiento juega un papel importante, ya que esa experiencia al trasladarla al programa de mantenimiento dinámico hace una gestión de mantenimiento, cada vez más eficiente; eso hace que una planta de generación a pesar de ir envejeciendo el equipo, la curva de aprendizaje y experiencia del personal de mantenimiento logra buenos resultados en el índice más importante de este tipo de planta, que es la disponibilidad de la planta como unidad.

Otro detalle a considerar en el tipo de planta de generación es la disponibilidad de repuestos en bodega. La asesoría de expertos extranjeros y la experiencia de los miembros del equipo de mantenimiento hacen que se tenga la cantidad justa de repuestos críticos que, a pesar de su costo elevado, se cumple la expresión: “el repuesto más caro que hay es el que no se tiene en el momento que se necesita”.

Agregado a que la mayoría de repuestos no se consiguen localmente, ejemplos de esto es que la turbina es japonesa, el generador es fabricado en Inglaterra y el demás equipo es de origen Estados Unidos de Norte América.

2.7. Investigación falla catastrófica del rotor

La investigación de la falla catastrófica del corto circuito entre espiras se lleva a cabo con la recolección de datos un año antes que sucede la falla, datos de enero 2008 a julio 2008 para tener una fotografía de los valores de las variables clave de funcionamiento del generador operando en condiciones normales.

Los datos son colectados gracias a un sistema computarizado que recibe, registra y almacena datos cada hora de mediciones que le envían transmisores de campo de diferentes variables del generador, entre estas variables se pudieron coleccionar: la potencia activa en millones de Watts, la potencia reactiva en millones de Vars, temperatura de los devanados de las fases V y W, no se tuvo acceso a la temperatura del devanado de la fase U, ya que en ese tiempo se tenía falla en un sensor de temperatura del devanado de la fase U.

Pero no fue impedimento para que el investigador pudiera analizar el comportamiento de la temperatura de devanados del estator con solo las fases V y W.

Se tuvo acceso a valores de mediciones de vibración de los cojinetes 3 y 4 del generador que era un punto importante que quería demostrarse, la falla de corto circuito entre espiras, genera un campo magnético no uniforme, provocando vibración anormal en ambos cojinetes del generador.

La vibración alta en los cojinetes del generador hizo fallar el diagnóstico de la falla, puesto que la falla se quiso resolver pensando que tenía origen mecánico por un eje de rotor desbalanceado, lo cual al final se demuestra que la falla fue de origen eléctrico.

Otras variables eléctricas que no pudieron analizarse fue la corriente de excitación, ya que dicha medición no llegaba al sistema computarizado llamado "PI Process Book" y la temperatura de salida de la excitatriz principal.

Como los datos eran bastante numerosos, eran 24 mediciones al día, se recurrió a las herramientas estadísticas del valor promedio y la desviación estándar para ver la dispersión de los datos de los valores estables de medición.

Al final los resultados fueron satisfactorios, porque se comprobó la teoría que cercano a la falla el generador fue perdiendo eficiencia, al no entregar la potencia activa y reactiva que entregaba cuando estaba en buen funcionamiento, las temperaturas en los devanados disminuyeron, ya que el generador no estaba produciendo la misma potencia y las vibraciones en los cojinetes del generador fueron incrementando conforme el corto circuito entre espiras de los devanados del rotor fue incrementando.

En cuanto a los datos cualitativos de la investigación de fallas sufridas por el generador desde el año 2000 hasta septiembre 2016, se colectaron datos gracias al sistema computarizado de mantenimiento llamado MP2 ENTERPRISE versión 6.1, el cual tenía en su historial de órdenes de trabajo los mantenimientos correctivos hechos, esto fue una tarea de mucho análisis por parte del investigador, por la cantidad de fallas que muchas eran comunes, se pudo dividir en siete categorías todas las fallas sufridas por el generador, determinándose que dos categorías de fallas son las que provocan el 80 % de falta de disponibilidad, ya que son fallas de carácter catastrófico y hacen que el generador esté con falta de disponibilidad por tiempos largos.

Al reunir la información del estudio de fallas recurrentes, la falla catastrófica de corto circuito entre espiras del rotor, el estudio de todas las normas de mantenimiento sugeridas por el fabricante, se actualizó el programa de mantenimiento agregando gracias a dicho estudio tareas como el reporte semestral que genera el equipo que se implementó de monitoreo en línea de

corto circuito entre espiras del rotor, se propone el apoyo de personal de operación específicamente el operador del cuarto de control, quien al trasladar datos de las variables que surgieron del diseño de los formatos de las variables clave del funcionamiento del generador al departamento de mantenimiento, se podrá llevar un control más detallado al colocar alarmas en las mediciones de las variables con desviaciones más pequeñas para registrar cualquier desviación anormal que las alarmas sugeridas por el fabricante.

3. PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

3.1. Análisis de falla severa corto circuito espiras del rotor, generador en buen estado

Los datos de campo tomados son básicamente para describir el comportamiento de las variables saludables, es decir, varios meses antes que ocurriera la falla catastrófica del corto circuito entre espiras del rotor, meses cerca y el momento en que ocurrió dicha falla.

Lo anterior para analizar el comportamiento de cada variable por separado y hacer una interpretación en qué momento las variables indicaron una tendencia hacia una falla.

Los valores de las variables presentadas a continuación son de los meses durante los cuales el generador trabajaba correctamente y dichos datos dirán el promedio o valores normales en los cuales deberían estar dichas variables.

Los datos se tomaron de un programa que registra cada hora, la medición de las variables, es decir, 24 lecturas durante un día, entonces se toma el promedio y la desviación estándar para conocer los valores de las variables en condiciones normales de operación durante cada mes.

3.1.1. Análisis potencia activa y reactiva

La tabla XIX muestra las variables potencia activa y potencia reactiva durante los meses de enero a julio del año 2008, el generador está en buen estado.

Se tomaron valores promedio y desviación estándar para tener valores a plena potencia nominal que eran 140 MW y ver cuánto variaba a esa condición la potencia reactiva, cuando el generador estaba en buen estado.

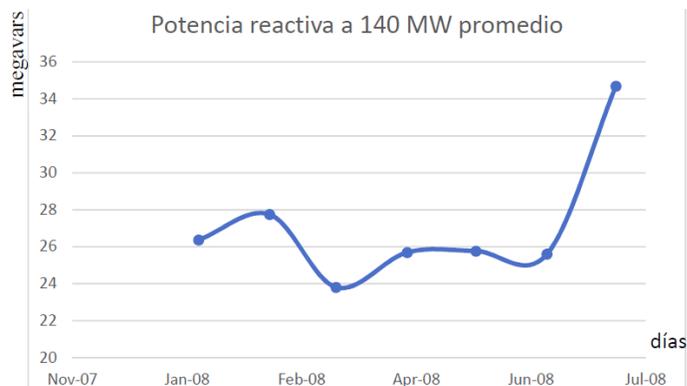
Tabla XIX. **Variables eléctricas, generador buen estado**

Meses	Potencia activa MW		Potencia reactiva MVAR	
	Promedio	Desviación Estándar	Promedio	Desviación Estándar
Ene-08	140.1756	5.3525	26.3728	15.2465
Feb-08	140.4527	0.3819	27.7485	12.5432
Mar-08	140.2209	1.3346	23.8047	12.4754
Abr-08	140.3933	0.3251	25.6987	13.7451
May-08	140.2867	2.4516	25.7699	11.9671
Jun-08	140.1929	2.0886	25.613	10.1756
Jul-08	139.5232	3.5872	34.7006	10.3787

Fuente: elaboración propia.

La figura 23 muestra que el generador en buen estado es capaz de entregar 45 megavars en julio 2008: un promedio de 34.70 megavars más una desviación estándar de 10.38 megavars.

Figura 23. **Potencia reactiva generador enero a julio 2008**



Fuente: elaboración propia.

3.1.2. Análisis vibración cojinetes generador

La tabla XX muestra el comportamiento de la variable mecánica de vibración en el eje X del cojinete #3 del generador a plena potencia nominal 140 MW durante los meses de enero a julio del año 2008, condición del generador en buen estado.

Se muestran valores promedio y sus respectivas desviaciones estándar para analizar en cuanto variaban los valores en los meses indicados.

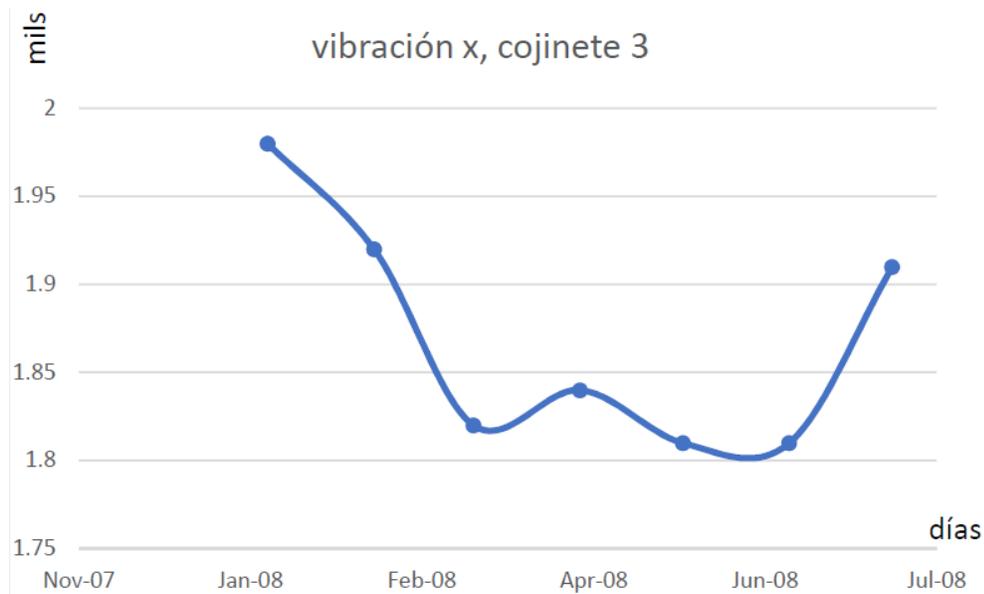
Tabla XX. **Variable X, vibración cojinete #3 generador**

Meses	Vibración x, cojinete 3	
	Promedio	Desviación Estándar
Ene-08	1.98	0.08
Feb-08	1.92	0.02
Mar-08	1.82	0.03
Abr-08	1.84	0.02
May-08	1.81	0.05
Jun-08	1.81	0.05
Jul-08	1.91	0.09

Fuente: elaboración propia.

La figura 24 muestra los valores promedio de vibración durante los meses enero a julio 2008, generador en buen estado. Los valores normales de vibración a potencia estable promedio de 140 MW es en un rango promedio de 1.81 mils a 1.98 mils y un valor máximo de 2.06 mils en enero 2008: promedio 1.98mils y desviación estándar 0.08 mils.

Figura 24. **Vibración x, cojinete 3, enero a julio 2008**



Fuente: elaboración propia.

La tabla XXI muestra el comportamiento de las variables mecánicas de vibración en el eje X para el cojinete #4 del generador a plena potencia nominal 140 MW durante los meses de enero a julio del año 2008, condición del generador en buen estado. Se muestran valores promedio y sus respectivas desviaciones estándar para analizar en cuanto variaban los valores en los meses indicados.

Tabla XXI. **Variable X, vibración cojinete #4 generador**

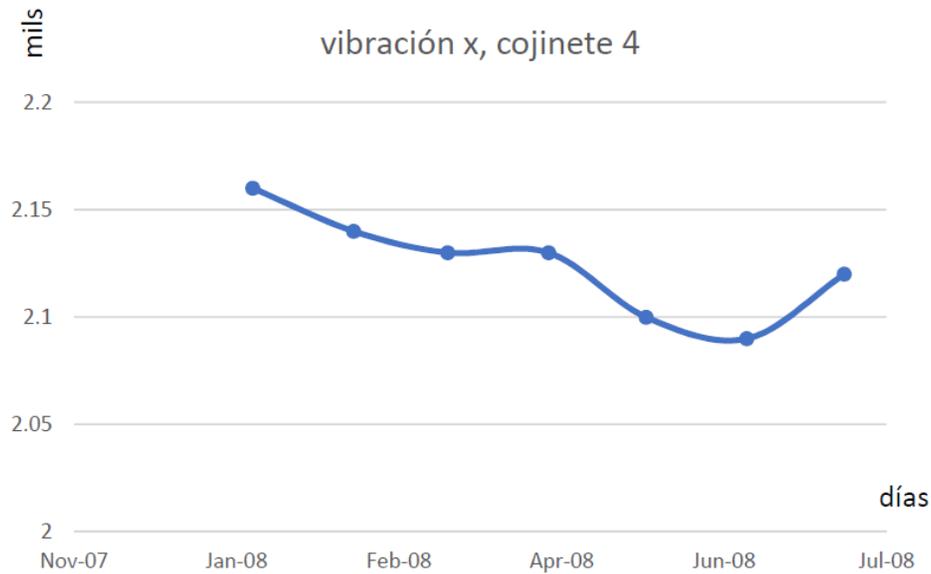
Vibración x, cojinete 4		
Meses	Promedio	Desviación Estándar
Ene-08	2.16	0.07
Feb-08	2.14	0.04
Mar-08	2.13	0.05
Abr-08	2.13	0.05
May-08	2.1	0.05
Jun-08	2.09	0.04
Jul-08	2.12	0.07

Fuente: elaboración propia.

La figura 25 muestra valores de vibración en el eje X del cojinete 4 del generador de los meses de enero a julio 2008, generador en buen estado toma un valor máximo de 2.23 mils en enero 2008, con un valor promedio de 2.16 y una desviación estándar de 0.07 mils.

Comparando el valor de vibración de la variable en el eje x del cojinete 3 que muestra un máximo de 2.06 mils en el mismo mes de enero 2008 versus el máximo de 2.23 mils de la variable en el mismo eje x del cojinete 4, se ve que hay una diferencia de 0.23 mils, lo cual se considera una variación normal para una medición de vibración en el mismo eje diferente cojinete, generador en buen estado.

Figura 25. **Vibración X, cojinete 4, enero a julio 2008**



Fuente: elaboración propia.

3.1.3. Análisis temperatura devanados estator

La tabla XXII muestra los valores de temperatura del devanado de la fase V de los devanados del estator, la fase U no fue posible tomar datos, pues la medición estaba defectuosa durante los meses de enero a julio del año 2008.

Se muestran los valores promedio a potencia plena nominal 140 MW de las temperaturas del devanado fase V y sus respectivas desviaciones estándar, esto con el generador en buen estado.

Tabla XXII. **Valores temperatura devanado V estator generador**

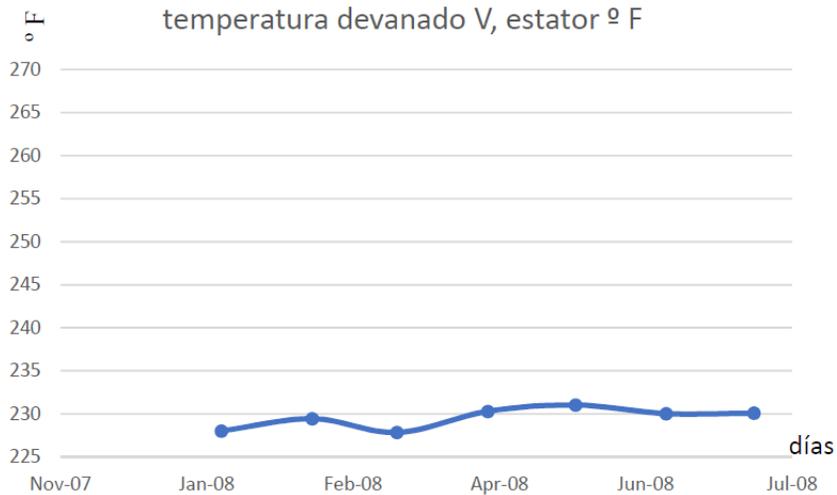
Temperatura devanado V, °F		
Meses	Promedio	Desviación Estándar
Ene-08	228.03 °F	7.38 °F
Feb-08	229.45 °F	4.95 °F
Mar-08	227.85 °F	5.29 °F
Abr-08	230.31 °F	5.2 °F
May-08	231.04 °F	5.26 °F
Jun-08	230.04 °F	4.23 °F
Jul-08	230.09 °F	7.23 °F

Fuente: elaboración propia.

En la figura 26, se aprecia la temperatura del devanado fase V del estator, generador en buen estado, de los meses enero a julio 2008, se registra en mayo un valor máximo normal de 236.3 ° F, con un promedio de 231.04 ° F y una desviación estándar de 5.26 ° F.

En los otros meses de enero 2008 a julio 2008, se ve normal la temperatura en el devanado fase V del estator del generador cuando entrega una potencia promedio de 140 mega watts promedios en temperaturas que van de 227.85 ° F a 231.04 ° F, en la variable temperatura el valor crítico alarma es un valor máximo y no un valor mínimo, por lo que se puede concluir que una temperatura máxima normal en el devanado de la fase V del estator es 231 ° F.

Figura 26. **Temperatura devanado fase V, enero a julio 2008**



Fuente: elaboración propia.

La tabla XXIII muestra valores de temperatura en grados Fahrenheit en el devanado W del estator en un rango de enero a julio 2008.

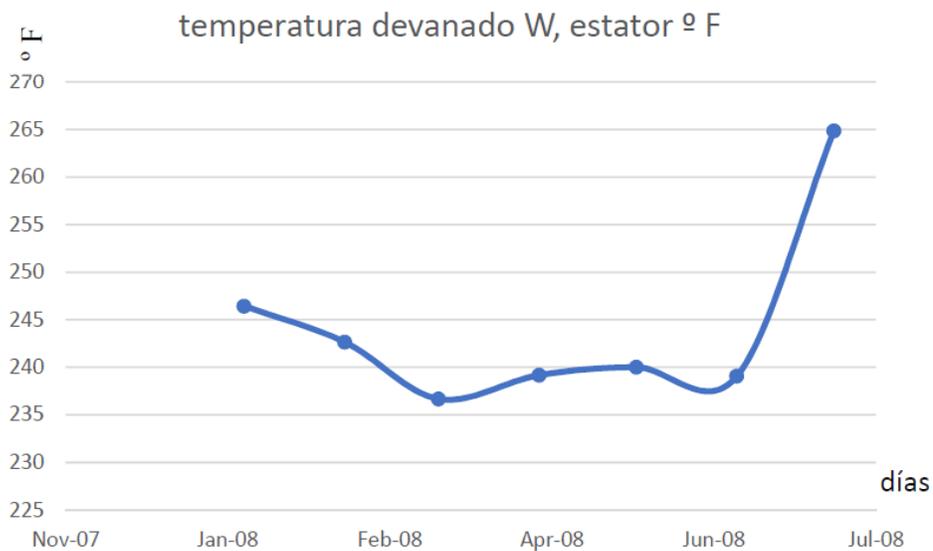
Tabla XXIII. **Temperaturas devanado W generador**

Temperatura devanado W		
Meses	Promedio	Desviación estándar
Ene-08	246.45	7.26
Feb-08	242.68	7.51
Mar-08	236.69	5.53
Abr-08	239.2	5.44
May-08	240.03	5.46
Jun-08	239.09	4.55
Jul-08	264.88	11.42

Fuente: elaboración propia.

En la figura 27, se aprecia la temperatura de devanado fase W, generador en buen estado, enero a julio 2008, se registra en julio un valor máximo normal de 276.3 ° F, con un promedio de 264.88 ° F y una desviación estándar de 11.42 grados Fahrenheit.

Figura 27. **Temperatura devanado fase W, enero a julio 2008**



Fuente: elaboración propia.

Se observa que la temperatura en la fase W en condiciones normales es más alta que la fase V, en valores máximos se tiene una diferencia de 40 grados Fahrenheit.

3.2. Análisis de falla severa corto circuito espiras del rotor, generador meses cercanos a la falla

Ahora se analizan los datos en los meses cercanos a cuando ocurriera la falla catastrófica de corto circuito entre espiras, para comprobar la teoría que dice, un corto circuito entre espiras del rotor se refleja en valores de vibración anormales de los cojinetes del generador, se ve el comportamiento de otras variables claves en el funcionamiento del generador.

Para poder hacer comparaciones en condiciones similares, los datos se tomaron igual que los anteriores con el generador a plena carga, es decir con un promedio de 140 MW de potencia activa.

3.2.1. Análisis potencia activa y reactiva

Las tablas XXIV y XXV muestran las variables potencia activa y potencia reactiva durante los meses de octubre 2008 a marzo 2009, que es cuando la falla se establece.

Se toma valores promedio y desviación estándar para tener valores a plena potencia nominal que eran 140 MW y ver cuánto variaba a esa condición la potencia reactiva, cuando el generador está cerca y en la falla.

Tabla XXIV. **Valores potencia activa, meses cerca de la falla**

Potencia Activa MW		
	Promedio	Desviación Estándar
Oct-08	137.37267	5.5571998
Nov-08	139.89227	2.8849333
Dic-08	140.37979	0.2437173
Ene-09	138.58763	4.888738
Feb-09	133.37526	2.8204077
Mar-09	131.18016	2.3627018

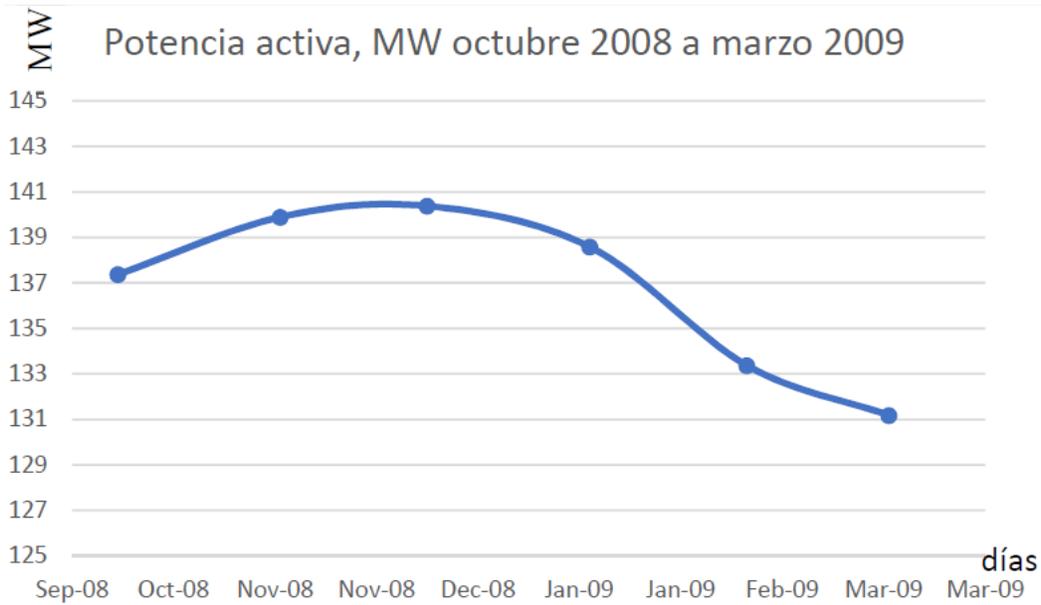
Fuente: elaboración propia.

En la figura 28, se observa la disminución de potencia activa del generador, tratando de entregar los 140 mega watts que normalmente entregaba en los meses de enero a julio 2008.

Octubre 2008 con un promedio de 137.37 mega watts, en noviembre 2008 incrementa a un promedio de 139.89 mega watts, en diciembre 2008 se tiene un promedio máximo de 140.37 mega watts.

A partir de diciembre 2008, se tiene el valor promedio máximo, los meses siguientes a pesar que se necesita se entregue la potencia promedio de 140 mega watts, se aprecia en la figura 26 una tendencia a una severa disminución: enero 2009 todavía se tiene un promedio de 138.58 mega watts (98.98 %), febrero 2009 la disminución es severa con un promedio de 133.37 mega watts (95.26 %) y en marzo finalmente el generador es capaz de entregar solo un promedio de 131.18 mega watts (93.7 %) de potencia activa, una disminución del 6.3 % de enero a marzo 2009.

Figura 28. **Potencia activa, octubre 2008 a marzo 2009**



Fuente: elaboración propia.

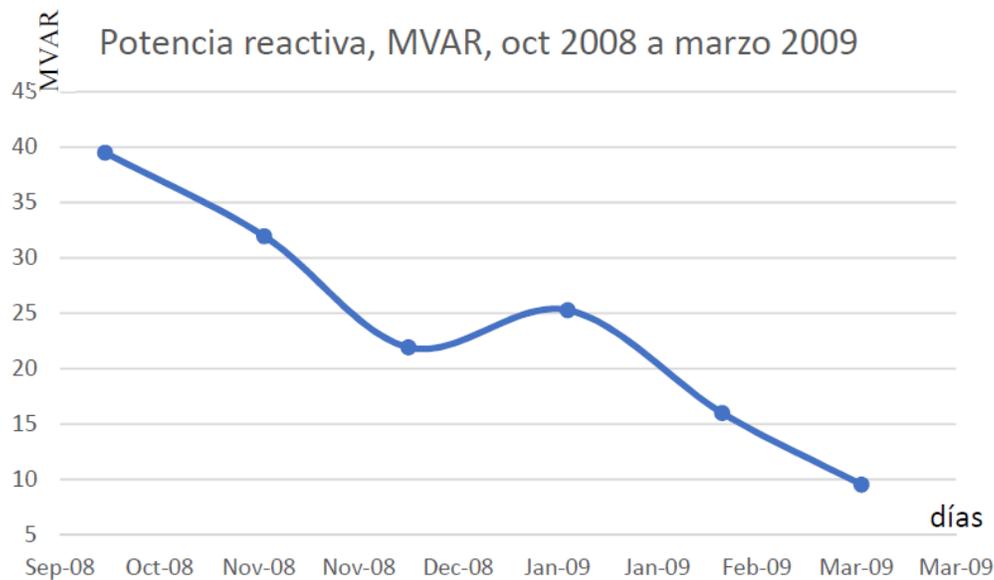
Tabla XXV. **Valores potencia reactiva, meses cerca de la falla**

Potencia Reactiva MVAR		
	Promedio	Desviación Estándar
Oct-08	39.514416	10.189636
Nov-08	31.985744	13.305365
Dic-08	21.951849	12.643697
Ene-09	25.308104	13.322825
Feb-09	16.030265	18.373417
Mar-09	9.5548157	12.411921

Fuente: elaboración propia.

En la figura 29, se aprecia la tendencia a disminuir la potencia reactiva del generador conforme la falla de corto circuito entre espiras va creciendo.

Figura 29. **Potencia reactiva, octubre 2008 a marzo 2009**



Fuente: elaboración propia.

El resultado de la falla se aprecia más en la pérdida de entregar potencia reactiva al sistema que la disminución en la entrega de potencia activa.

La falla corto circuito entre espiras del rotor se inicia, a partir de allí es tratada como una falla mecánica, ya que las vibraciones incrementan, se balancea el eje del rotor del generador, lo que hace que todavía el generador opere, pero con el resultado que la potencia promedio reactiva va en disminución, hasta que, en marzo 2009, la falla de espiras en corto circuito ha avanzado tanto, que la operación se hace imposible.

A pesar que la potencia reactiva es una variable que depende de requerimientos del sistema interconectado nacional, lo normal es que siempre requieran de pedir potencia reactiva al generador de la planta, para subir el voltaje del sistema interconectado nacional, lo cual sucede durante el día normalmente, porque hay mucha carga y el voltaje disminuye.

Durante la noche ocurre lo contrario el voltaje del sistema interconectado nacional tiende a incrementar, porque la mayoría de las fabricas consumidoras paran sus operaciones, es decir, la carga disminuye.

En este caso piden a la planta de generación que disminuya su voltaje de salida, lo que logra disminuyendo la corriente de excitación de campo del generador, lo cual se traduce en un consumo de energía reactiva.

Se aprecia en la tabla XXV que desde octubre 2008 con un promedio de 39.51 mega vares, los meses siguientes, el promedio es una tendencia solo a disminuir: noviembre 2008 promedio 31.98 mega vares (80.94 %), diciembre 2008: promedio 21.95 mega vares (55.55 %), enero 2009 una leve recuperación: promedio 25.30 mega vares (64.03 %), febrero 2009: disminución drástica a 16.03 mega vares (40.57 %) y en los días de marzo 2009 el generador ya solo es capaz de generar 9.55 mega vares (24.17 %), una disminución del 15.34 %.

3.2.2. Análisis vibración eje X, cojinete 3 y 4 generador

La tabla XXVI muestra el comportamiento de las variables de vibración en el eje X de los cojinetes 3 y 4 del generador del 1 al 20 de diciembre 2008.

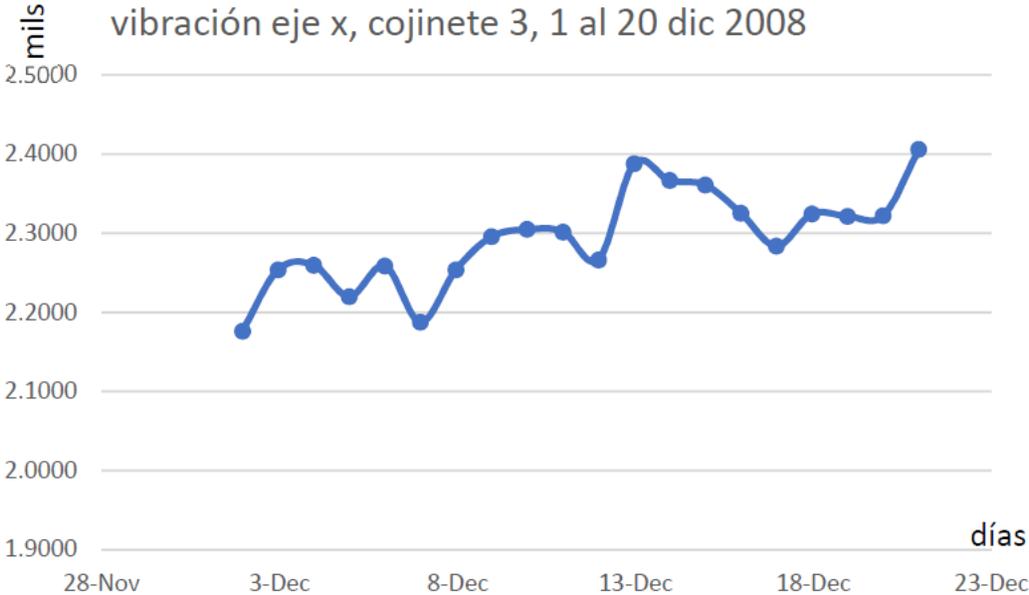
Tabla XXVI. **Vibración eje X cojinete 3 y 4, 1 al 20 dic 2008**

Fecha	Vibración x, cojinete 3	Vibración x, cojinete 4
1-Dic	2.1765	2.5175
2-Dic	2.254	2.5274
3-Dic	2.2597	2.5483
4-Dic	2.2202	2.5106
5-Dic	2.259	2.5447
6-Dic	2.1877	2.5555
7-Dic	2.2542	2.5626
8-Dic	2.2958	2.5624
9-Dic	2.3051	2.5643
10-Dic	2.3019	2.5255
11-Dic	2.2666	2.5233
12-Dic	2.3881	2.5164
13-Dec	2.3669	2.5657
14-Dic	2.3613	2.5669
15-Dic	2.3255	2.5221
16-Dec	2.2839	2.5212
17-Dic	2.3246	2.5227
18-Dic	2.3217	2.5596
19-Dic	2.3224	2.5604
20-Dic	2.4062	2.5598

Fuente: elaboración propia.

La figura 30 muestra valores de vibración eje x del cojinete 3 del generador, del 1 al 20 de diciembre 2008, valores con tendencia a incrementar desde 2.17 mils hasta llegar a un valor de 2.41 mils, valores que no son altos, pero la tendencia es a incrementar, un incremento del 21 %, tomando en cuenta que el valor en buenas condiciones enero a julio 2018 era de 1.98 mils.

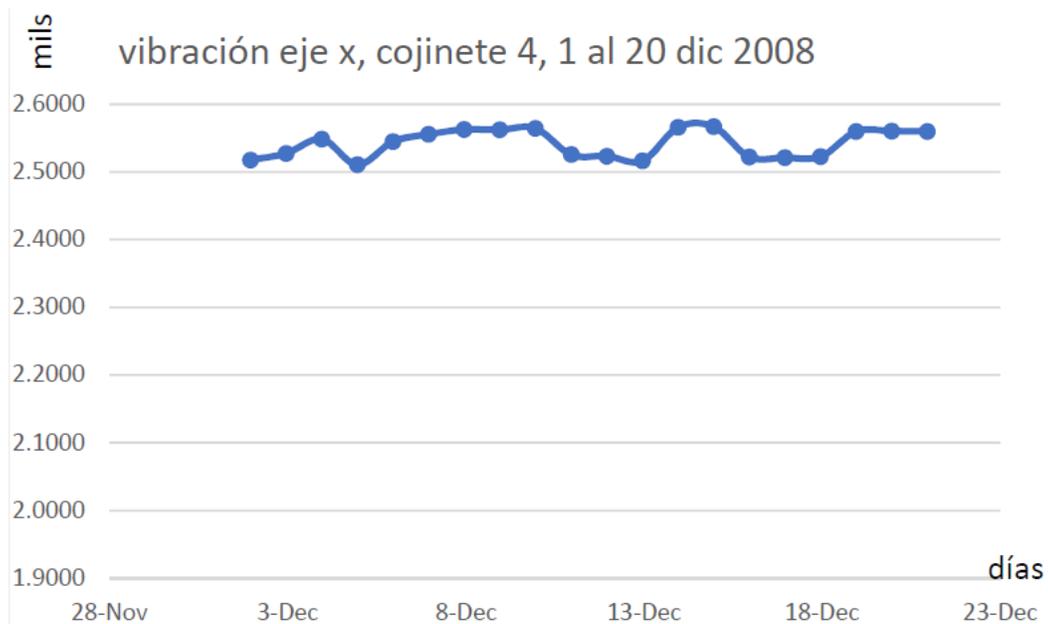
Figura 30. Vibración eje X, cojinete 3, 1 al 20 diciembre 2008



Fuente: elaboración propia.

En la figura 31, vibración x del cojinete 4, del 1 al 20 de diciembre 2008, se observa que supera el valor de 2.4 mils del cojinete 3 y oscila de 2.51 mils a 2.56 mils, aquí se obtiene un incremento del 18 %, tomando en cuenta que el valor normal de vibración de enero a julio 2008 es de 2.16 mils.

Figura 31. **Vibración eje X, cojinete 4, 1 al 20 diciembre 2008**



Fuente: elaboración propia.

La tabla XXVII muestra valores de vibración en el eje X de los cojinetes 3 y 4 del rotor del generador, del 27 de febrero al 13 de marzo del 2009, posterior a un balanceo del eje del rotor, esto hace que los valores de vibración al inicio sean menores y aceptables para operar: 2.20 mils al 27 febrero 2008, valor inferior a 2.41 mils al 20 de diciembre 2008, eje x cojinete 3; no así en el caso del eje x del cojinete 4, no disminuye, inicia el 27 febrero 2009 con 2.67 mils y el 20 diciembre 2008, tenía 2.56 mils, al avanzar los días 11 al 13 de marzo crecen exponencialmente a valores que son destructivos y el generador sale de operación.

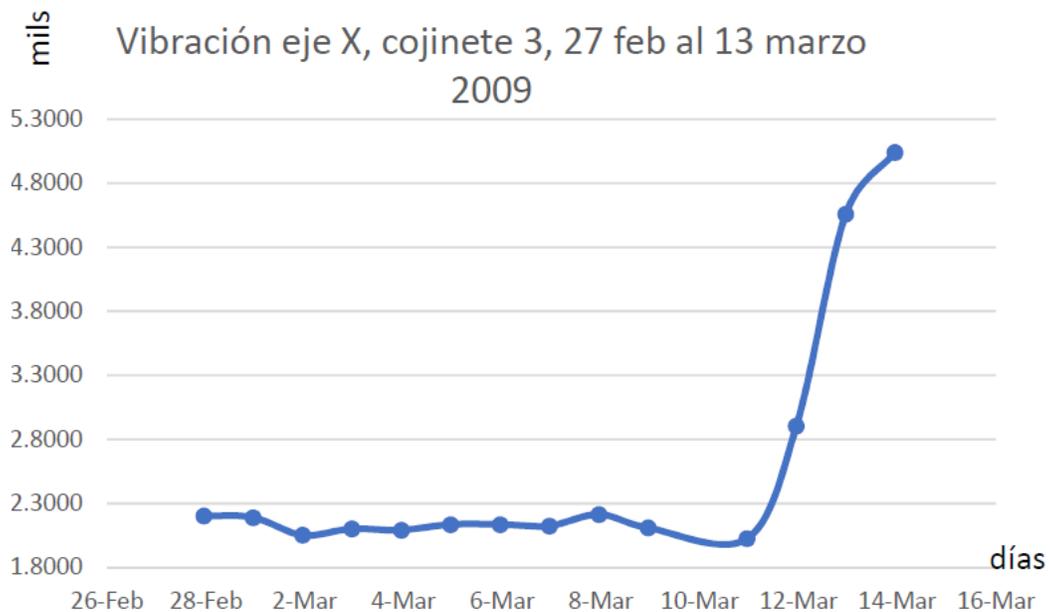
Tabla XXVII. **Vibración eje X cojinetes 3 y 4, 27 feb al 13 marzo 2009**

Fecha	Vibración x, cojinete 3	Vibración x, cojinete 4
27-Feb	2.2054	2.6723
28-Feb	2.1917	2.6449
1-Mar	2.0549	2.646
2-Mar	2.1038	2.7356
3-Mar	2.094	2.6506
4-Mar	2.1375	2.6849
5-Mar	2.1382	2.651
6-Mar	2.1273	2.6512
7-Mar	2.2156	2.6511
8-Mar	2.1123	2.6583
10-Mar	2.0282	4.3918
11-Mar	2.9074	5.7966
12-Mar	4.5598	3.9086
13-Mar	5.0416	3.5291

Fuente: elaboración propia.

La figura 32 muestra valores de vibración eje X del cojinete 3 del generador, se aprecia que del 28 de febrero al 10 de marzo los valores se mantienen bastante estables no superando 2.3 mils, pero del 11 de marzo en adelante los valores incrementan exageradamente a valores destructivos poco arriba de 5 mils. El generador sale definitivamente de operación.

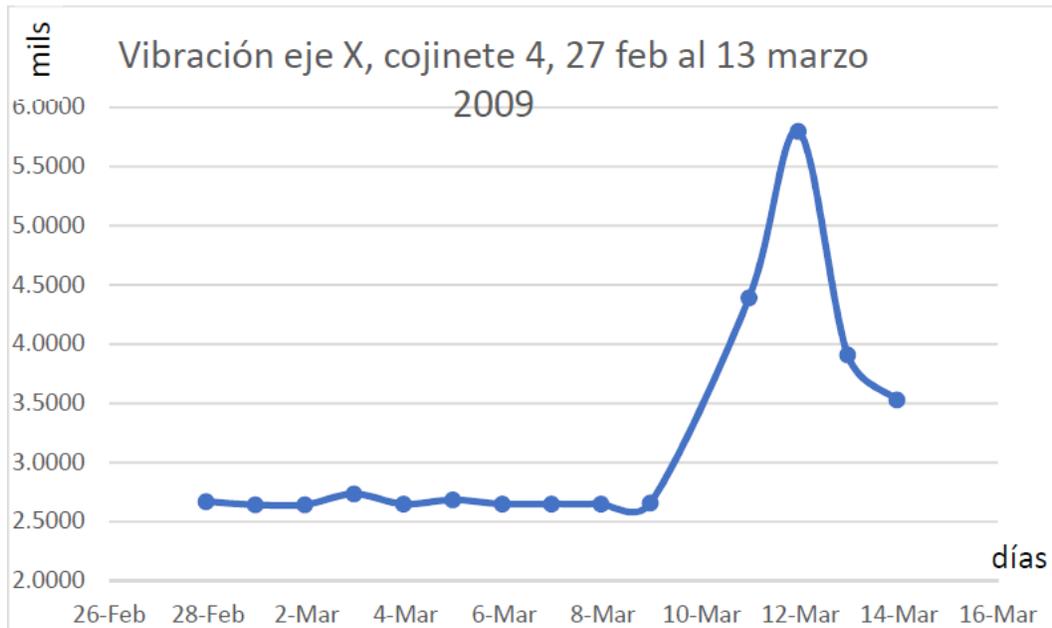
Figura 32. **Vibración eje X del cojinete 3 del generador**



Fuente: elaboración propia.

La figura 33 muestra la tendencia de los valores de vibración del eje X, del cojinete 4 del generador, el balanceo del eje del rotor ha hecho que sus valores iniciales sean bastante estables, pero superan los 2.3 mils que experimenta el cojinete 3, el cojinete 4 tiene valores estables arriba de 2.5 mils, pero el 11 de marzo llega a alcanzar valores de vibración más altos que el cojinete 3, se alcanza valores de 5.8 mils bastante destructivos.

Figura 33. **Vibración eje X, cojinete 4 del generador**



Fuente: elaboración propia.

3.2.3. Análisis temperatura devanados estator generador

La tabla XXVIII muestra los valores de las temperaturas del devanado de la fase V del estator del mes octubre 2008 a marzo 2009, mes en que falla el rotor del generador.

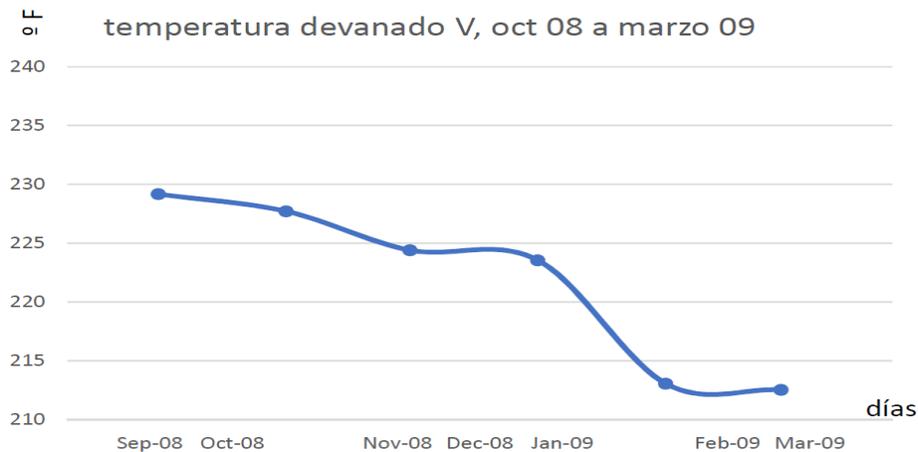
Tabla XXVIII. **Temperatura devanado V, oct 08-marzo 09**

Temperatura devanado V, °F		
Meses	Promedio	Desviación Estándar
Oct-08	229.18264 °F	8.2029128
Nov-08	227.72241 °F	8.0217805
Dic-08	224.42046 °F	4.7988653
Ene-09	223.56259 °F	8.1210717
Feb-09	213.07565 °F	5.7174206
Mar-09	212.54821 °F	4.7175366

Fuente: elaboración propia.

En la figura 34 se observa el comportamiento de la tendencia temperatura del devanado de la fase V del estator del generador, del mes octubre 2008 a marzo 2009, la tendencia es a disminuir y esto es congruente que a menor potencia aportada es menor temperatura producida, disminuye en 17 grados fahrenheit, (8 %), tomando como valor normal promedio 229 grados fahrenheit de enero a julio 2008, en marzo 2009 disminuyó a 212 grados fahrenheit.

Figura 34. **Temperatura devanado V, octubre 08 a marzo 09**



Fuente: elaboración propia.

La tabla XXIX muestra los valores de las temperaturas del devanado de la fase W del estator del mes octubre 2008 a marzo 2009, mes en que falla el rotor del generador.

Tabla XXIX. **Temperatura devanado W, oct 08 a marzo 09**

Temperatura devanado W, °F		
	Promedio	Desviación Estándar
Oct-08	238.6111 °F	8.1260425
Nov-08	237.88346 °F	8.2229787
Dic-08	234.4091 °F	4.9718822
Ene-09	233.51088 °F	8.2680157
Feb-09	211.69913 °F	5.8810879
Mar-09	211.13637 °F	4.7141543

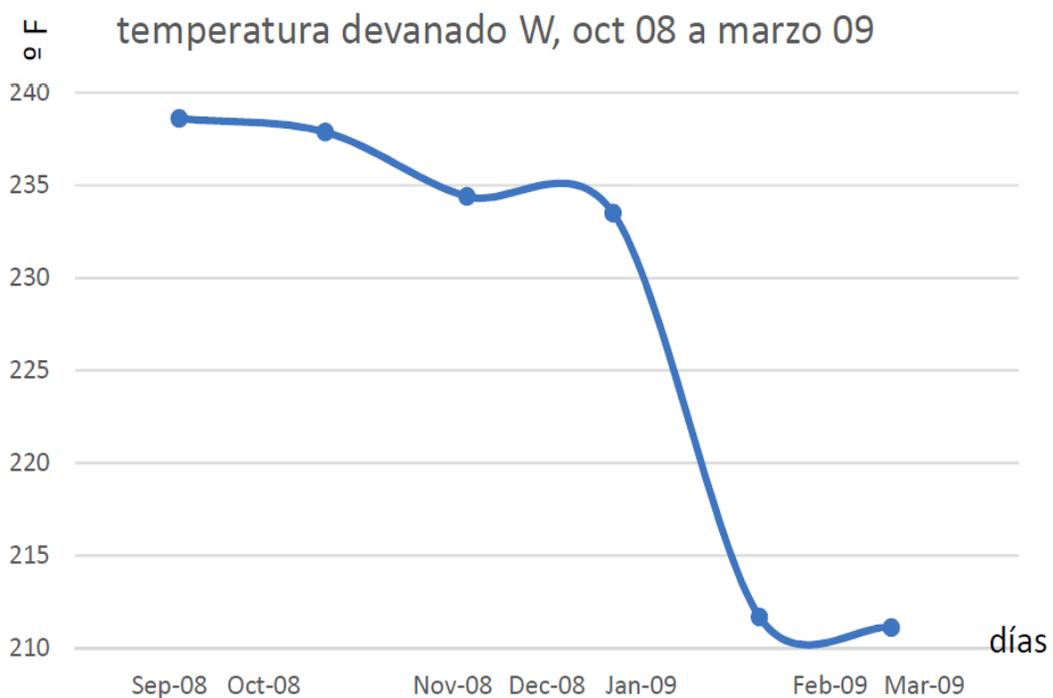
Fuente: elaboración propia.

En la figura 35, se observa el comportamiento de la tendencia de la temperatura del devanado de la fase W del estator del generador, del mes

octubre 2008 a marzo 2009, la tendencia es a disminuir y esto es congruente que a menor potencia aportada menor calor generado, de un valor normal promedio de 243 °F, a 211 °F en marzo 2009, disminuye 32 °F (14 %).

La capacidad del generador ya con la falla de corto circuito entre espiras del rotor disminuye, tanto en la potencia activa como en la potencia reactiva, que es capaz de proporcionar y dicha falla ha provocada que conforme el tiempo, incremente el número de espiras del rotor en corto circuito del rotor, disminuyendo gradualmente su funcionamiento.

Figura 35. **Temperatura devanado W, oct 08 a marzo 09**



Fuente: elaboración propia.

3.2.4. Análisis corriente excitación versus corriente línea generador

En la tabla XXX se ven los valores máximos de la corriente de excitación en los meses de noviembre 2008 a marzo 2009, son los meses cercanos al mes de marzo 2009, es donde falla el rotor del generador.

Se ve que la corriente de excitación es directamente proporcional a la corriente de línea de salida del estator que son corrientes muy altas, hablando en promedio de 6000 amperios.

Tabla XXX. **Valores máximos corriente excitación y corriente línea**

Mes	Valores máximos	
	Corriente excitación de campo, rotor	Corriente de línea, estator
Nov-08	6.4 amperios	6,400 amperios
Dic-08	6.4 amperios	6,200 amperios
Ene-09	6.4 amperios	6,000 amperios
Feb-09	3.4 amperios	3,400 amperios
Mar-09	5.8 amperios	5,900 amperios

Fuente: elaboración propia.

Se observa que, durante los meses de noviembre, diciembre 2008 y enero 2009 se tuvo un valor máximo de 6.4 amperios de corriente de excitación y el valor máximo de operación permisible para el generador es 6.6 amperios, en resumen, valores normales. Pero en febrero 2009, la corriente de excitación en el rotor sufre una disminución a 3.4 amperios y en marzo 2009 se llega a tener un valor máximo hasta 5.8 amperios, no siendo capaz de alcanzar 6.4 amperios.

3.2.5 Análisis variables, generador, actualizadas, año 2018

En la tabla XXXI se aprecian los valores promedio y máximos de potencia activa que entrega el generador, del 1 de enero al 15 de julio 2018. En el mes de enero, se observa que entrega solo 127 MW, esto es por razones de demanda del sistema interconectado nacional.

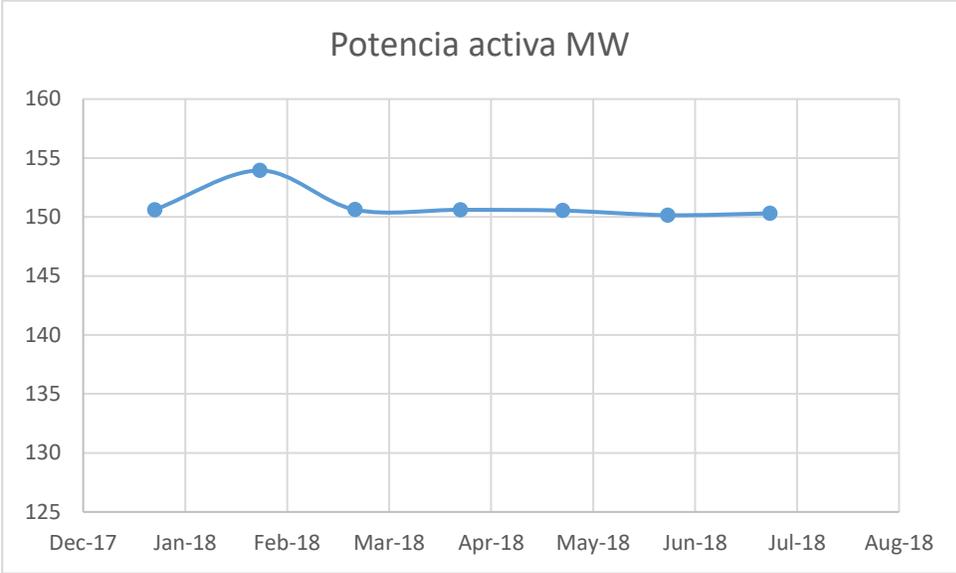
Tabla XXXI. **Potencia activa enero a julio 2018**

Potencia activa, MW		
	Promedio	Máximo
Ene-18	127	151
Feb-18	129	154
Mar-18	143	151
Abr-18	144	151
May-18	148	151
Jun-18	136	150
Jul-18	134	150

Fuente: elaboración propia.

En la figura 36 se aprecia la tendencia de los valores máximos de potencia activa en MW entregados por el generador al sistema interconectado nacional, del 1 de enero al 15 de julio 2018, se tiene un valor de 154 MW en febrero 2018.

Figura 36. Potencia activa, enero a julio 2018



Fuente: elaboración propia.

En la tabla XXXII aparece los valores promedio y máximo de potencia reactiva entregada por el generador al sistema interconectado nacional del 1 de enero al 15 de julio de 2018. Se tiene que durante ese tiempo el máximo requerido por el sistema es 44 MVAR.

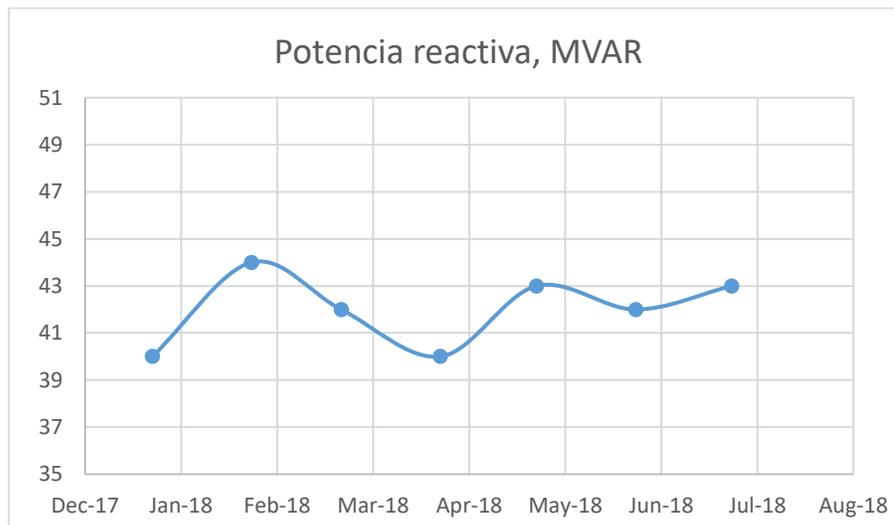
Tabla XXXII. **Potencia reactiva, enero a julio 2018**

Potencia reactiva, MVAR		
	Promedio	Máximo
Ene-18	18	40
Feb-18	19	44
Mar-18	19	42
Abr-18	18	40
May-18	18	43
Jun-18	17	42
Jul-18	17	43

Fuente: elaboración propia.

En la figura 37 se tiene la tendencia de los valores máximos de potencia reactiva en MVAR entregados por el generador al sistema interconectado nacional, enero a julio 2018.

Figura 37. **Potencia reactiva, enero a julio 2018**



Fuente: elaboración propia.

En la tabla XXXIII se tienen los valores promedio de vibración, cojinetes 3 y 4 del generador, en mils, enero a julio 2018.

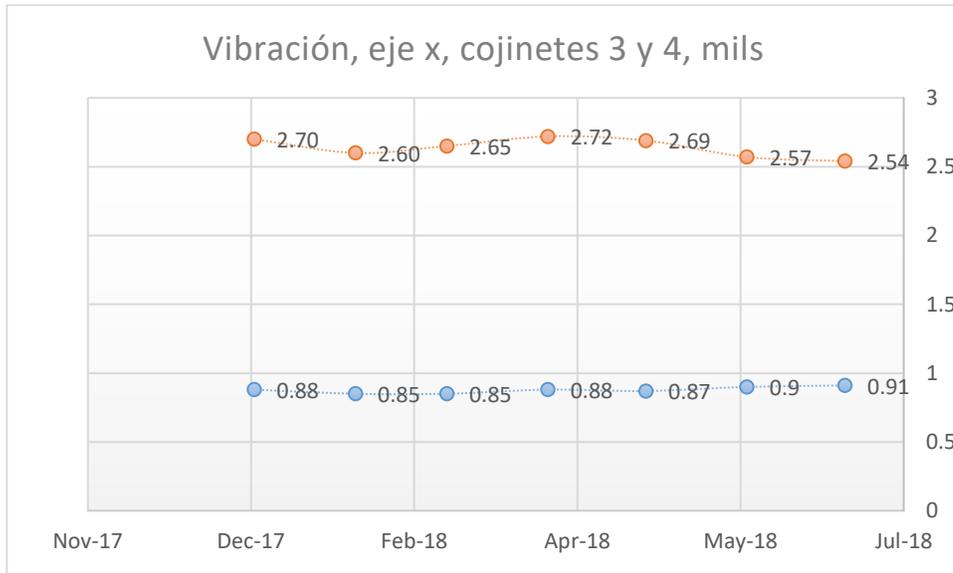
Tabla XXXIII. **Vibración promedio cojinetes 3 y 4**

Vibraciones eje x, cojinete 3 y 4, mils		
	promedio, coj. 3	promedio, coj. 4
Ene-18	0.88	2.70
Feb-18	0.85	2.60
Mar-18	0.85	2.65
Abr-18	0.88	2.72
May-18	0.87	2.69
Jun-18	0.90	2.57
Jul-18	0.91	2.54

Fuente: elaboración propia.

En la figura 38 se ve las tendencias de los valores de vibración en mils de los cojinetes 3 y 4 del generador en valores promedio, enero a julio 2018. El desfase en magnitud de valor entre ambos es normal.

Figura 38. **Vibración eje x, cojinete 3 y 4**



Fuente: elaboración propia.

En la tabla XXXIV se aprecian los valores promedio de los valores de temperatura de los devanados V y W del estator del generador, meses enero a julio 2018.

Los valores de temperatura de ambos devanados V y W del estator están muy cercanos, es decir, no hay una diferencia entre ambas temperaturas en todo momento.

Tabla XXXIV. **Temperatura devanados V y W, °F**

Temperatura devanados V y W, °F		
	Devanado V	Devanado W
Ene-18	218	219
Feb-18	207	207
Mar-18	220	221
Abr-18	221	222
May-18	225	226
Jun-18	214	219
Jul-18	214	220

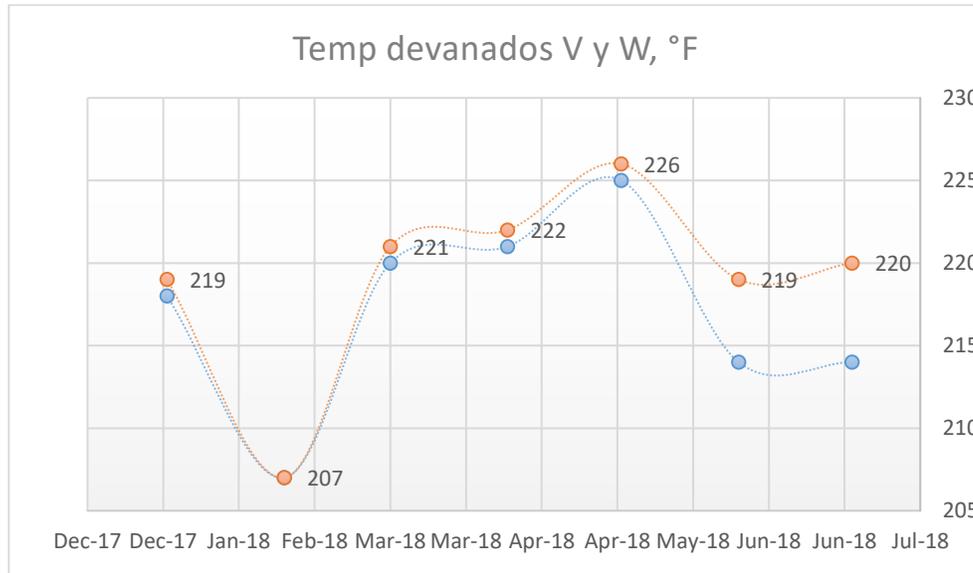
Fuente: elaboración propia.

En la figura 39 se aprecian las dos tendencias de las temperaturas de los devanados de las fases V y W del estator del generador en valores promedio, enero a julio 2018.

Se aprecia que ambas tendencias van cercanos a lo largo de los meses analizados.

La tendencia color azul es formada por los valores de temperatura de la fase V y la tendencia color naranja es la tendencia formada por los valores de temperatura de la fase W.

Figura 39. **Temperatura devanados V y W. °F**



Fuente: elaboración propia.

En la tabla XXXV se aprecia un comparativo de los valores promedio de las variables clave de funcionamiento del generador.

En el año 2008, se analizan valores para tener valores normales de operación, luego se tienen valores en los meses de febrero y marzo 2009 donde la falla de corto circuito entre espiras del rotor del generador hace que el generador y la planta de generación tengan una disponibilidad nula por varios meses.

En la última fila, se tienen valores actuales de las mediciones del año 2018, hechas a las mismas variables claves de funcionamiento del generador y tener valores base que indican el estado de condición del generador.

Tabla XXXV. **Variables del generador, 2008 al año 2018**

Variables generador usadas en análisis falla y actualizadas						
	Potencia activa, MW	Potencia reactiva, MVAR	Vib x, cojinete 3, mils	Vib x, cojinete 3, mils	Temp estator, fase V, °F	Temp estator, fase W, °F
Ene-jul 08	142	45	1.98	2.16	236	276
Feb-09	136	34	2.21	2.67	219	218
Mar-09	134	22	5.04	3.52	217	216
Ene-jul 18	151	42	0.88	2.64	217	219

Fuente: elaboración propia.

Abajo las razones, porque actualmente la potencia activa aumentó por 9 MW:

- Se hace un rediseño a la turbina antes Mitsubishi de origen japonés, ahora Alstom de origen Estados Unidos de Norte América con el mismo flujo y presión de vapor es más eficiente, sube la potencia del generador.
- Se instala en paralelo una tercera válvula de control de nivel de domo para disminuir la caída de presión original que ofrecía resistencia a la descarga de las bombas de alimentación de agua al domo.

Los valores de vibración en eje X cojinete 3, disminuyeron de 1.98 a 0.88 mils. Mientras que las vibraciones en eje X cojinete 4, aumentaron de 2.16 a 2.64 mils, este incremento es normal, pues no sube de dicho valor y está dentro del rango de operación permisible del fabricante 2.9 mils es alarma baja.

Con mayor potencia activa entregada la temperatura de los devanados V y W disminuyeron, pero no existe diferencia de temperatura entre ambos devanados, por campo magnético del rotor estable.

3.3. Resumen historial fallas recurrentes y su categorización

El análisis de resultados, para generar el plan de mantenimiento proactivo actualizado, usando diagnóstico de normas de mantenimiento del fabricante, las tendencias que muestran el estado del generador y la investigación de fallas recurrentes del mismo, se verifica realizando un resumen de la investigación de fallas recurrentes del generador en el historial de mantenimientos correctivos realizados a la fecha.

Se categorizaron en 7 tipos de falla:

Falla categoría 1

Descripción: originadas por componentes eléctricos, electrónicos relativamente pequeños que forman parte de un circuito: fusibles, diodos, contactos de relevadores de control o protección.

Falla categoría 2

Descripción: originadas por activarse una de las varias protecciones con que cuenta el generador: pérdida de campo magnético, sobre corriente de fase, bajo voltaje de fase, alta frecuencia, baja frecuencia, diferencial de corriente de fase.

Falla de categoría 3

Descripción: originadas por mala conductividad en terminales de borneras en circuitos relacionados con control y protección del generador.

Falla de categoría 4

Descripción: originadas por componentes que están sometidos a condiciones severas de trabajo como ambiente de alto calor ya sea generados por ellos mismos o por componentes vecinos: transformadores de corriente para circuitos de protección en líneas de corriente del estator que transforman corrientes de miles de amperios en corrientes que manejan los circuitos de protección que son 0 a 5 amperios.

Falla de categoría 5

Descripción: originadas por fallas en equipos ajenos al generador: problemas en la caldera o generador de vapor, bomba de lubricación de cojinetes de turbina y generador, transmisor de flujo de agua de alimentación a la caldera o generador de vapor.

Falla de categoría 6

Descripción: originadas por instrumentación de campo: sensores de temperatura, transmisores de temperatura, interruptor de presión de aceite de lubricación de cojinetes de turbina y generador, transmisor de presión de aceite de lubricación de cojinetes de turbina y generador.

Falla de categoría 7

Descripción: originadas por causas que no son fáciles de encontrar, estas no son fallas comunes y su solución necesita de técnicos expertos del fabricante del generador y de técnicos con mucha experiencia que hayan trabajado en plantas generadoras de energía eléctrica de altas capacidades de generación.

De las siete fallas generales que contienen a la mayoría de cualquier otra falla que ocurriera en el generador eléctrico dos de ellas son catalogadas catastróficas:

La falla de categoría 5: falla de equipos ajenos al generador, como la falla de arranque de la bomba principal de lubricación de los cojinetes de la turbina y el generador que provocó que la planta de generación de energía eléctrica estuviera fuera de operación por varios meses.

Y la falla de categoría 7: fallas que no son comunes y sus causas son difíciles de encontrar, un ejemplo de esto es la falla catastrófica de corto circuito entre espiras del rotor del generador que se llevó varios meses en encontrar la causa real de las vibraciones del generador y otros varios meses en reparar el rotor, provocando la indisponibilidad de la planta de generación de energía eléctrica por varios meses.

Aquí se origina un Pareto, el 20 % de todas las fallas provoca el 80 % de problemas mayores, es decir, el 28 % de las fallas son catalogadas como catastróficas y el 72 % restante de las fallas son fallas que a pesar que pueden sacar de operación al generador eléctrico no impactan la disponibilidad de la planta, porque al repararse dichas fallas el generador vuelve a entrar a operación en un tiempo corto.

3.4. Discusión de resultados

De los resultados obtenidos de la investigación de la falla catastrófica del rotor con espiras en corto circuito del generador ocurrida en marzo 2009, gracias a la información que se obtuvo del programa PI Process Book, se confirmó la teoría

del fabricante de equipo de medición en línea de corto circuito entre espiras del rotor del generador que la falla, era de origen eléctrico.

Esto se considera una fortaleza para la investigación al contar con suficientes datos de las variables para analizarlas antes de la falla y cuando esta ocurre.

Software o programa como el PI Process Book es aconsejable para toda empresa generadora de energía eléctrica para mejorar incluso eficiencia en la operación.

Es importante resaltar que la falla al principio se diagnosticó como de origen mecánico, ya que como se ve más adelante las vibraciones mecánicas en los cojinetes del generador se incrementaron, entonces era justificable tratar de resolver el problema balanceando mecánicamente el rotor del generador.

Permite resumir el comportamiento de las variables claves de funcionamiento del generador con falla a una potencia 140 MW promedio:

- Disminución de entrega de potencia reactiva del generador
- Disminución de temperatura en ambos devanados de fases V y W del estator del generador
- Incremento en los valores de vibración en ejes “X” y “Y de cojinetes 3 y 4 del generador.

Una posible debilidad en la investigación, es no haber contado con algunos datos de corriente de excitación de campo, para completar formatos desde el

programa PI Process Book. La variable temperatura del devanado de fase U del estator del generador en las fechas enero 2008 a marzo 2009 el sensor estaba con falla, no se analizó; sin embargo, el comportamiento de la temperatura de las fases V y W son suficientes para la conclusión que se obtuvo.

Sin embargo, la variable de corriente de excitación se obtuvo datos de un programa de lecturas de operadores llevado en Microsoft Excel y cuyas lecturas se tomaban 3 veces cada 24 horas, esto permitió determinar que la corriente de excitación es directamente proporcional a la corriente de línea del estator. Los datos reales tabulados y analizados anteriormente confirman el enunciado citado a continuación del fabricante de equipo de medición de espiras en corto circuito de rotores de generadores eléctricos marca Sumatron:

“Quizás cerca del 50 % de todas las unidades en operación tienen por lo menos una espira en corto circuito. Algunas unidades permanecen estables (sin cortocircuitos adicionales) por muchos años. Algunas unidades pueden continuar desarrollando cortocircuitos y pueden eventualmente crear una falla a tierra catastrófica. Otras unidades pueden severamente impactar en la operación después de solo desarrollar unas cuantas espiras en corto circuito.” (Sumatron. (2004).

Analizando los resultados de la investigación con el enunciado de los investigadores Fitzgerald y Albino del 2004, el cual dice:

En general, cualquier máquina giratoria consta de un estator y un rotor separados por un entrehierro, el cual es de vital importancia en las interacciones magnéticas entre estas partes que dan lugar a los voltajes mencionados. Sin embargo, en máquinas giratorias modernas existen desviaciones pequeñas entre

la posición que debe guardar el rotor con respecto al estator, lo que origina que se modifique el entrehierro de la máquina y, por ende, afecte el voltaje inducido.

Este efecto se debe al desgaste normal de cojinetes y bases, a la clase de carga o al tipo de acople mecánico de la máquina, y provoca el incremento y el desajuste entre el rotor y el estator. Es un fenómeno que puede implicar excentricidad, desalineación, entre otros problemas que repercuten negativamente en el desempeño de la máquina. (Fitzgerald y Albino, 2004.)

Existe una justificación del porqué de los resultados de la investigación de la falla de corto circuito entre espiras lo primero fue inclinarse a tratar de resolver la falla desde el punto de vista mecánico como lo justifican los investigadores Fitzgerald y Albino, que la misma operación normal del generador hace que exista un desgaste normal de cojinetes y esto provoca un incremento en el desajuste entre rotor y estator dicho fenómeno normal provoca excentricidad y desalineación lo cual provoca vibraciones normalmente altas.

Esto es una oportunidad de mejora que demuestra la investigación, los generadores modernos al diseñarlos de mayor potencia no necesariamente el tamaño físico es directamente proporcional a su potencia. Por el contrario, los diseñadores modifican y hacen menor el entrehierro o distancia entre rotor y estator menores que los generadores antiguos.

Y es aquí donde fallas nuevas se presentan y que solo logran resolverse de una manera eficiente y rápida teniendo el equipo de monitoreo en línea de última generación y donde investigaciones como la desarrollada aportan a otras industrias generadoras de energía eléctrica la experiencia adquirida.

Esto porque la tendencia es a tener generadores de alta potencia y ya no tener varios generadores pequeños que son menos eficientes y llegar a ser más competitivos en cuanto al precio que puede venderse el Mega vatio hora.

Del enunciado de los investigadores Fernández y Albino, se ve que igualmente apoyan la teoría de la falla de origen mecánico y la investigación actual concluye que es de origen eléctrico:

Desalineamiento, el cual se debe a que es imposible que los ejes de la máquina eléctrica rotatoria bajo estudio y la máquina acoplada se encuentren perfectamente alineados en todos los planos. (Fernández y Albino, 2004).

Falla de cojinetes, toda máquina giratoria apoya las partes finales de su eje en sendos cojinetes que le servirán de base y sobre los cuales girará. Puesto que los elementos del sistema están sometidos a una continua fricción y movimiento, dan origen a las vibraciones causadas por cualquier defecto de la máquina o agentes externos que se les transmiten, por lo que son los componentes con un porcentaje de falla más elevado.

Los investigadores Fernández y Albino de acuerdo a sus investigaciones concluyen que los componentes mecánicos como los cojinetes representan un porcentaje de falla más elevado en vibraciones anormales. Igualmente, la falla mecánica des alineamiento mencionan que es causa de vibraciones anormalmente altas en los cojinetes del generador.

La investigación actual concluye que el origen de la vibración anormalmente alta en el generador es de origen eléctrico, pero no contradice a los investigadores mencionados, las fallas en un generador eléctrico pueden tener diferentes causas.

4. ANÁLISIS GESTIÓN MANTENIMIENTO CON BASE A DIAGNÓSTICO FALLAS RECURRENTE Y NORMAS FABRICANTE BRUSH A GENERADOR TRIFÁSICO MODELO BDAX 82.445 ERH DE 160 MVA

La revisión y actualización cada 2 años del plan de mantenimiento del generador eléctrico es necesario, en la figura 40 se muestra el diagrama de flujo con sus respectivos pasos, los cuales se explican a continuación.

El paso 1 contempla la presentación del programa de mantenimiento al gerente de mantenimiento, por parte del Ingeniero de planificación de mantenimiento con las tareas que incluyen las diferentes actividades de mantenimiento y sus respectivas frecuencias en tiempo efectuadas a los diferentes componentes del generador actuales y las tareas nuevas que considera deben agregarse al programa de mantenimiento para tener una mayor confiabilidad del generador.

El paso 2 contempla la aprobación por parte del gerente de mantenimiento, luego de escuchar las razones técnicas y el valor agregado que estas nuevas tareas agregarían al plan de mantenimiento actual. Tal aprobación puede ser que las tareas nuevas propuestas sean agregadas o que el plan de mantenimiento continúe con las mismas tareas del plan que se lleva a cabo en ese momento.

El paso 3 comprende que las tareas nuevas y sus respectivas frecuencias en tiempo aprobadas por gerencia, son ingresadas al software de mantenimiento MP2 por el planificador de mantenimiento. Estas tareas inicialmente son generadas manualmente para que posteriormente el software las genere automáticamente en el tiempo configurado y puedan ser ejecutadas por mecánicos y/o electricistas del equipo de mantenimiento.

El paso 4 dividido en tres fases por las sendas diferentes clases de órdenes de trabajo, una de las fases corresponde a las ordenes preventivas de

mediciones hechas al generador fuera de línea, otra fase del paso 4 es mediciones de variables clave del generador operando y la otra fase del paso 4 es la medición en línea con equipo especializado de corto circuito entre espiras del rotor.

El siguiente paso 5 implica para las tres fases anteriores del paso 4 llenar los formatos respectivos de las mediciones hechas por los mecánicos y electricistas y ellos envían vía correo electrónico dichos formatos al departamento de planificación para actualizar las respectivas bases de datos.

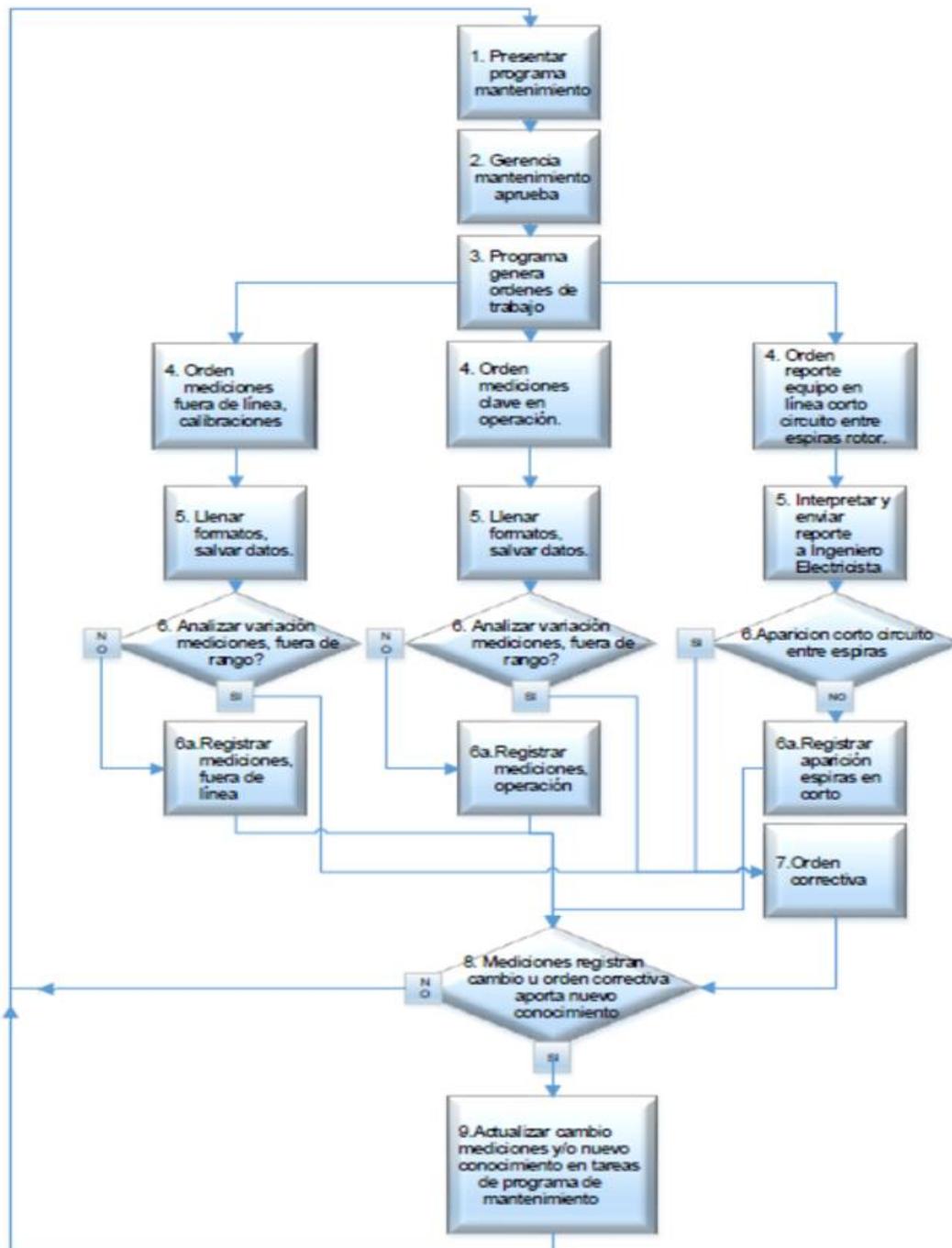
El paso 6 consiste en el análisis por parte del departamento de planificación de las tendencias obtenidas, si hay variaciones anormales o un reporte de corto circuito entre espiras del rotor del generador confirmado, entonces se procede al paso 7, el cual comprende la generación de orden de trabajo correctiva para hacer las acciones correctivas necesarias para regresar a condiciones normales el generador.

En el mismo paso 6 si del análisis no hay anomalías, sigue el paso 6^a, aquí se registra y actualiza la base de datos para tener la tendencia de las mediciones hechas al generador fuera de línea y operando, también se salva el reporte de monitoreo en línea de corto circuito entre espiras del rotor.

En el paso 8, se decide pasar al paso 9, si del registro de mediciones hechas al generador fuera de línea y operando, algunas sufrieron alguna desviación, si del monitoreo de corto circuito entre espiras reporta la aparición de algunas espiras en corto circuito del rotor, si la orden correctiva da algún conocimiento nuevo. El paso 9 actualiza en tareas del programa de mantenimiento lo nuevo del paso 8, incluso tareas nuevas para agregar al programa de mantenimiento actualizado y con esto regresa al paso 1.

Del paso 8, si no hay variaciones en mediciones o algún conocimiento nuevo, se regresa al paso 1, cerrando el flujograma.

Figura 40. Diagrama flujo actualización programa mantenimiento



Fuente: elaboración propia.

La propuesta de investigación consiste en generar el plan de mantenimiento proactivo actualizado, usando el diagnóstico de normas de mantenimiento del fabricante, las tendencias que muestran el estado del generador y la investigación de fallas recurrentes del mismo, para mejorar la gestión de mantenimiento.

La tabla XXXVI es un ejemplo de formato estándar usado para plasmar la matriz del programa de mantenimiento.

Tiene los siguientes campos:

- Número correlativo de formato que en este caso es XLI
- Descripción: programa de mantenimiento del equipo al que corresponde,
- Logo de la empresa de generación eléctrica
- Nombre del área del departamento de mantenimiento: planificación de mantenimiento.
- Área de mantenimiento, puede ser eléctrica, mecánica, seguridad, soldadura.
- La descripción lista maestra de tareas preventivas
- El campo código plan de mantenimiento, explicamos los primeros cuatro dígitos: el primer dígito puede ser 1 , 2 o 3 dependiendo del número de unidad de generación, en el ejemplo se trata de la unidad 1, los tres dígitos siguientes las primeras letras del sistema que se trate en el ejemplo tga significa turbina generador, los siguientes tres dígitos una abreviatura del equipo, en el ejemplo gen significa generador, los cuatro dígitos siguientes la abreviatura del departamento, en el ejemplo mant significa mantenimiento, se tienen tareas para el departamento de segu que significa seguridad, oper que significa operaciones.
- Los 2 dígitos siguientes es un correlativo de los programas de mantenimiento del área eléctrica.

- El campo equipo donde se da una descripción del equipo con su especificación clave en el ejemplo generador eléctrico principal, su potencia y la marca.
- El campo fecha con el formato día, mes, año de la elaboración o actualización del programa de mantenimiento.
- El campo elaborado para colocar el nombre de la persona que hizo el programa de mantenimiento, hecho por primera vez o su actualización.
- El campo fecha con el formato día, mes y año de la autorización que se lleve a cabo ese programa de mantenimiento.
- El campo número de revisión y a qué año pertenece.
- El campo del nombre de la persona que revisa y aprueba el plan de mantenimiento.

En la matriz del programa de mantenimiento se tiene:

- Encabezado con lista de tareas indicando a que área del equipo sujeto a mantenimiento se refiere.
- Encabezado de frecuencia de mantenimiento donde se elige a qué frecuencia de tiempo pertenece determinada actividad.
- Abajo aparece el campo del componente del equipo al que hay que realizarse determinada actividad.
- Al mismo nivel del anterior a la derecha aparece la actividad detallada de las instrucciones de la actividad de mantenimiento a determinado componente del equipo.
- Al mismo nivel de los anteriores se elige con una X la frecuencia de tiempo.

En el caso de estar revisado y actualizado el plan de mantenimiento, se agrega o actualiza al software de mantenimiento usado en planta: MP2 Enterprise versión 6.1, de DataStream.

Tabla XXXVI. Formato estándar que muestra plan de mantenimiento



PLANIFICACIÓN DE MANTENIMIENTO
ÁREA ELÉCTRICA

LISTA MAESTRA DE TAREAS PREVENTIVAS

CÓDIGO PLAN MANTTO: XXXX-XXX-XXX-XXXX-XX	EQUIPO: DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO CON PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS
Fecha: DIA/MES/AÑO	ELABORADO POR:
Fecha: DIA/MES/AÑO; Rev. No.-AÑO	REVISADO Y APROBADO POR:

36 Formato plan de mantenimiento

LISTA MAESTRA DE TAREAS PREVENTIVAS AREA GENERAL		Frecuencia de mantenimiento						
Componente	Actividad	3 mes	6 mes	1 año	2 años	4 años	5 años	12 años
Empaques casa generador	Buscar fugas polvo o agua, sellar	X						
Aceite	Ver nivel aceite	X						
Monitor falla a tierra del rotor	Pulsar boton prueba, ver estado	X						
Filtro de aceite	Limpiar con tela y desengrasante		X					
Acondicionador aceite	Verificar funcionamiento		X					
Tuberia aceite, flanges	Buscar fugas , especial flanges escondidos		X					
Carbón de tierra del rotor	Debe moverse libre en su base, cambiar si largo menor a 14 mms		X					
Muestra de aceite	Enviar muestra a analizar, laboratorio certificado		X					
Sellos entrada aire	Ver que ni aceite o polvo ingresa a la casa generador		X					
Sellos aceite de cojinetes	Ver que no haya fugas de aceite		X					
Bisagras de puertas, chapas	Aplique gotas aceite para operación adecuada		X					
Filtro entrada y salida aire	Limpie con aire seco a presión de 15 libras/pulgada ²		X					
*Monitor en línea corto circuito espiras rotor	Conectar computadora con software a sensor montado en estator y generar reporte a varias cargas		X					
*Puertos visores barras 13800 voltios salida generador	Tomar termografía en cada puerto y ver si no hay temperaturas diferentes en cada fase		X					
*Puertos visores conexión neutro estrella estator generador y transformadores corriente	Tomar termografía en cada puerto y ver si no hay temperaturas diferentes y altas en cada fase		X					

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVII. Programa mantenimiento actualizado generador, 1/6



PLANIFICACIÓN DE MANTENIMIENTO
ÁREA ELÉCTRICA

LISTA MAESTRA DE TAREAS PREVENTIVAS

CÓDIGO PLAN MANTTO: 1TGA-GEN-MANT-ELEC-01	EQUIPO: GENERADOR ELÉCTRICO PRINCIPAL, 160 MVA, MARCA BRUSH
Fecha: 07/09/17	ELABORADO POR:
Fecha: 07/10/17; Rev. 2-2017	REVISADO Y APROBADO POR:

LISTA MAESTRA DE TAREAS PREVENTIVAS AREA GENERAL		Frecuencia de mantenimiento						
Componente	Actividad	3 mes	6 mes	1 año	2 años	4 años	5 años	12 años
Empaques casa generador	Buscar fugas polvo o agua, sellar	X						
Aceite	Ver nivel aceite	X						
Monitor falla a tierra del rotor	Pulsar boton prueba, ver estado	X						
Filtro de aceite	Limpiar con tela y desengrasante		X					
Acondicionador aceite	Verificar funcionamiento		X					
Tubería aceite, flanges	Buscar fugas , especial flanges escondidos		X					
Carbón de tierra del rotor	Debe moverse libre en su base, cambiar si largo menor a 14 mms		X					
Muestra de aceite	Enviar muestra a analizar, laboratorio certificado		X					
Sellos entrada aire	Ver que ni aceite o polvo ingresa a la casa generador		X					
Sellos aceite de cojinetes	Ver que no haya fugas de aceite		X					
Bisagras de puertas, chapas	Aplique gotas aceite para operación adecuada		X					
Filtro entrada y salida aire	Limpiar con aire seco a presión de 15 libras/pulgada ²		X					
*Monitor en línea corto circuito espiras rotor	Conectar computadora con software a sensor montado en estator y generar reporte a varias cargas		X					
*Puertos visores barras 13800 voltios salida generador	Tomar termografía en cada puerto y ver si no hay temperaturas diferentes en cada fase		X					
*Puertos visores conexión neutro estrella estator generador y transformadores corriente	Tomar termografía en cada puerto y ver si no hay temperaturas diferentes y altas en cada fase		X					

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVIII. Programa mantenimiento actualizado generador, 2/6



**PLANIFICACIÓN DE MANTENIMIENTO
ÁREA ELÉCTRICA**

LISTA MAESTRA DE TAREAS PREVENTIVAS

CÓDIGO PLAN MANTTO: 1TGA-GEN-MANT-ELEC-01	EQUIPO: GENERADOR ELÉCTRICO PRINCIPAL, 160 MVA, MARCA BRUSH
Fecha: 07/09/17	ELABORADO POR:
Fecha: 07/10/17; Rev. 2-2017	REVISADO Y APROBADO POR:

LISTA PREVENTIVAS AREA CUBICULO NEUTRO DEL GENERADOR		Frecuencia de mantenimiento						
Componente	Actividad	3 mes	6 mes	1 año	2 años	4 años	5 años	12 años
Aisladores tipo poste	Remover suciedad, trapo limpio con citrus solvent			X				
Pernos de conexiones	Desenroscar, limpiar y apretar con torque fabricante			X				
Conexiones de cobre	Desenroscar, limpiar y apretar con torque fabricante			X				
Conexiones a tierra	Desenroscar, limpiar y apretar con torque fabricante			X				
Resistencias calentadoras	Desenergizar, limpiar conexiones, medir resistencia, anotar medida			X				
Transformadores de corriente, relación 8000/5A	Ver estado físico, limpiar con trapo y citrus solvent, limpiar y apretar conexiones			X				
Tubos aisladores transformadores corriente	Ver estado físico, limpiar con trapo y citrus solvent			X				
Transformador aterrizo neutro: 14000/240V, 10amps/60seg	Medir resistencia ohmica, anotar medida, estado físico, limpiar trapo y citrus solvent, limpiar, apretar conexión.			X				
Resistencia aterrizo el neutro: 0.18 ohmios, 600amps/60 seg	Medir resistencia ohmica, anotar medida, ver estado físico, limpiar trapo y citrus solvent, limpiar, apretar conexión			X				
Barras conexión terminales de cobre	Quitar tornillería, limpiar y apretar con torque fabricante			X				
Conectores cobre laminado	Desconectar, limpiar c/desengrasante, no quitar capa de plata, aplicar ^{grasa} marca Chance, re estañar si necesita			X				
Transformadores protección sobre voltaje	Desconectar, medir resistencia ohmica a transformadores, anotar medida, limpiar, apretar con torque fabricante			X				

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIV. Programa mantenimiento actualizado generador, 3/6



**PLANIFICACIÓN DE MANTENIMIENTO
ÁREA ELÉCTRICA**

LISTA MAESTRA DE TAREAS PREVENTIVAS

CÓDIGO PLAN MANTTO: 1TGA-GEN-MANT-ELEC-01	EQUIPO: GENERADOR ELÉCTRICO PRINCIPAL, 160 MVA, MARCA BRUSH
Fecha: 07/09/17	ELABORADO POR:
Fecha: 07/10/17; Rev. 2-2017	REVISADO Y APROBADO POR:

LISTA PREVENTIVAS AREA GENERAL		Frecuencia de mantenimiento						
Componente	Actividad	3 mes	6 mes	1 año	2 años	4 años	5 años	12 años
Cojinetes aislados	Medir resistencia y anotar medida			x				
Relevadores protección	A contratista especialista dar gráficas de ajuste de protección e inyecte corriente de prueba y verifique operación			x				
Contactores panel control	Desarmar, limpiar contactos, partes móviles operen libremente			x				
Interruptores panel control	Ver apriete de conexiones y manecillas que esten aseguradas			x				
Gabinete eléctrico	Limpiar con aspiradora y cepillos pequeños todo el gabinete, ver empaques, no entre polvo			x				
Terminales de conexiones o borneras, panel de control	Apretar conexiones flojas, limpiar contactos oxidados o sucios, ver presión de contacto, cables recalentados			x				
Conexiones entre relevadores y contactores, panel control	Apretar conexiones flojas, limpiar contactos oxidados o sucios, ver presión de contacto, cables recalentados			x				

Fuente: elaboración propia.

Tabla XL. Programa mantenimiento actualizado generador, 4/6



**PLANIFICACIÓN DE MANTENIMIENTO
ÁREA ELÉCTRICA**

LISTA MAESTRA DE TAREAS PREVENTIVAS

CÓDIGO PLAN MANTTO: 1TGA-GEN-MANT-ELEC-01	EQUIPO: GENERADOR ELÉCTRICO PRINCIPAL, 160 MVA, MARCA BRUSH
Fecha: 07/09/17	ELABORADO POR:
Fecha: 07/10/17; Rev. 2-2017	REVISADO Y APROBADO POR:

TAREAS CUBICULO LINEAS Y DUCTO BARRA SALIDA GENERADOR		Frecuencia de mantenimiento						
Componente	Actividad	3 mes	6 mes	1 año	2 años	4 años	5 años	12 años
Bushings transformadores corriente, aisladores tipo poste y transformadores	Limpia parte externa con tela limpia y citrus solvent para mantener propiedades aislantes			x				
Eliminador transientes (surge arrester), 3 de 15000 voltios	Si la superficie externa se ve contaminada cepillar suavemente con cepillo no metalico y remover depositos			x				
	Si la superficie del eliminador transientes parece carbonizada, debe ser cambiado			x				
Capacitor de transientes (Surge Capacitor)	Inspeccione el capacitor de transientes por fuga de fluido			x				
Cubiculo	Limpieza general y verifique apriete de pernos fijadores			x				
	Inspeccione apriete de conexiones de cobre y sobrecalentamiento			x				
	Inspeccione conexiones de tierra por limpieza y apriete			x				
	Inspeccione apriete de conexiones de alambrado de bajo voltaje			x				
	Verifique operación de resistencias calentadoras anti condensación			x				
	Inspeccione estado empaques de todas las cubiertas que han sido removidas			x				
Ducto Barra	Inspeccione estado 9 transformadores de corriente: 8000/5 amperios			x				
	Inspeccione estado 9 eliminador de transiente, unidades protección sobre voltaje de transformadores de corriente			x				

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLI. Programa mantenimiento actualizado generador, 5/6



**PLANIFICACIÓN DE MANTENIMIENTO
ÁREA ELÉCTRICA**

LISTA MAESTRA DE TAREAS PREVENTIVAS

CÓDIGO PLAN MANTTO: 1TGA-GEN-MANT-ELEC-01	EQUIPO: GENERADOR ELÉCTRICO PRINCIPAL, 160 MVA, MARCA BRUSH
Fecha: 07/09/17	ELABORADO POR:
Fecha: 07/10/17; Rev. 2-2017	REVISADO Y APROBADO POR:

LISTADO TAREAS AREA GENERAL		Frecuencia de mantenimiento						
Componente	Actividad	3 mes	6 mes	1 año	2 años	4 años	5 años	12 años
Pintura general	Inspeccione trabajo de pintura. Areas dañadas deben ser repintadas				x			
Sellos de aceite tipo "orilla de cuchilla" de cojinetes	Inspeccione tuberías de aire por signos de daño, cambiar si es necesario					x		
Sellos de aceite de cojinetes presurizados	Presión en compartimiento sello intermedio mayor que en carcasa cojinete, diferente inspeccione tubos aire y holgura del sello de aceite					x		
Excitatriz principal	Remueva polvo acumulado en rectificadores rotativos y en el devanado de excitatriz principal, ver apriete conexiones y asegure					x		
Ensamble rectificador de excitatriz principal	Remueva polvo adherido a las partes unitarias del rectificador					x		
*Excitatriz piloto de iman permanente (PMG)	Remueva polvo de devanado, ver apriete conexiones y asegure					x		
Terminales finales devanados rotor	Remueva polvo con aspiradora, cepillos pequeños y secar, limpiar lados internos, no ingresar polvo a devanados					x		
Terminales finales devanados estator	Remueva polvo con aspiradora, excedso de grasa y si el polvo está endurecido usar citrus solvent , no llevar contaminantes al interior del estator					x		

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLII. Programa mantenimiento actualizado generador, 6/6



**PLANIFICACIÓN DE MANTENIMIENTO
ÁREA ELÉCTRICA**

LISTA MAESTRA DE TAREAS PREVENTIVAS

CÓDIGO PLAN MANTTO: 1TGA-GEN-MANT-ELEC-01	EQUIPO: GENERADOR ELÉCTRICO PRINCIPAL, 160 MVA, MARCA BRUSH
Fecha: 07/09/17	ELABORADO POR:
Fecha: 07/10/17; Rev. 2-2017	REVISADO Y APROBADO POR:

LISTADO TAREAS AREA GENERAL		Frecuencia de mantenimiento						
Componente	Actividad	3 mes	6 mes	1 año	2 años	4 años	5 años	12 años
Cojinetes principales	Remueva bujes, inspeccione estado general de cojinetes, haga mediciones, anote mediciones						X	
	Examine concentración de presión, marcas de arrastre y escoria en área superficial interna cojinete contacto eje						X	
	Inspeccione holgura superior del cojinete en cada final del buje por medio tiras de plomo, anote dicha holgura						X	
	Inspeccione holguras laterales del cojinete con calibrador de hojas, anote ambas holguras						X	
Rotor	Desacoplar eje rotor de generador de eje turbina para inspección externa							X
	En tapones finales del rotor hacer pruebas no destructivas por fisuras: líquidos penetrantes, ultrasonido							X
	Inspeccione por fisuras de anillos del rotor, remueva si es necesario							X
Estator	Inspección por técnico de fábrica integridad física de cuñas y devanados							X

Fuente: elaboración propia.

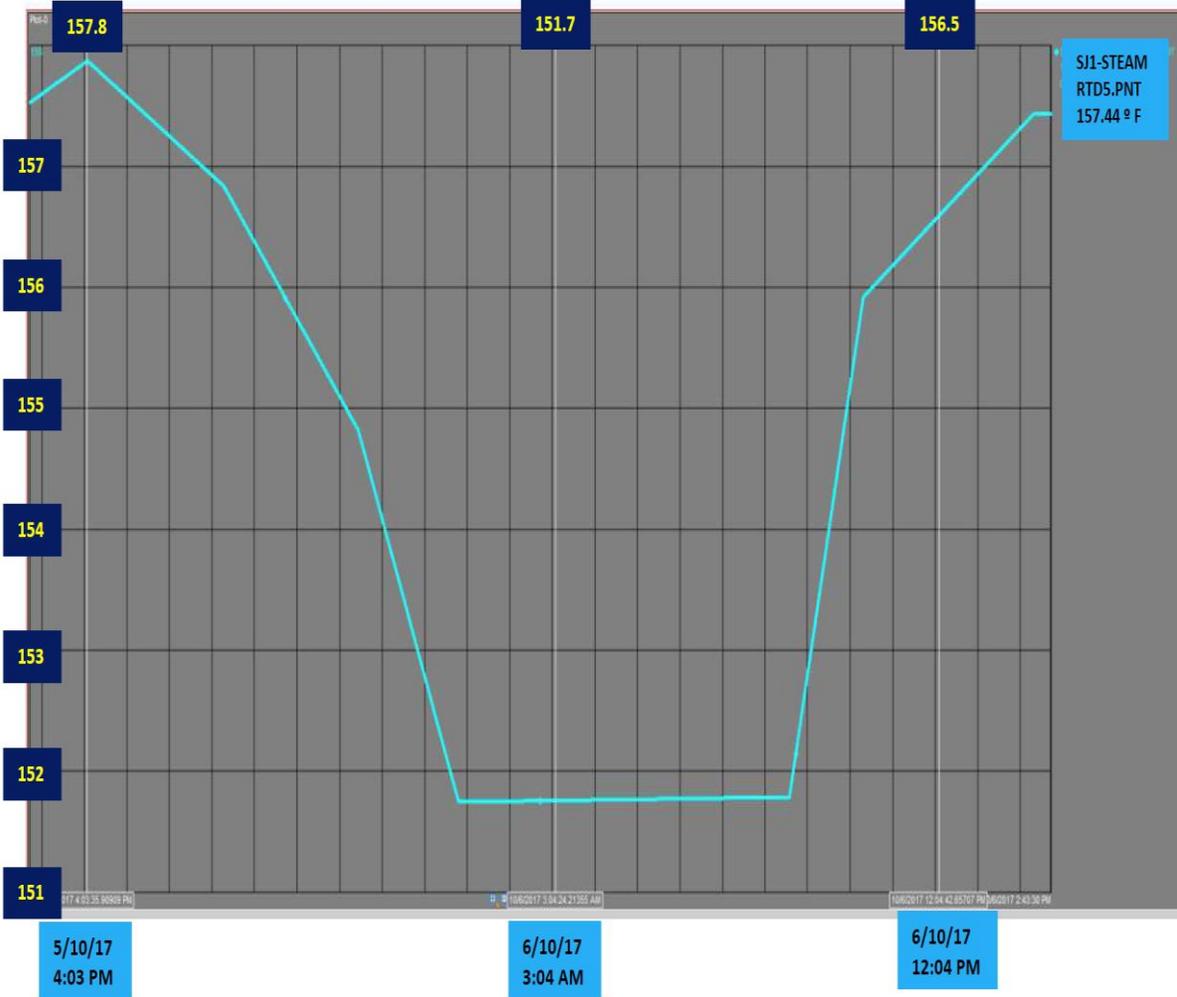
La segunda propuesta a partir del diseño de los formatos específicos que permitirán recolectar los datos de medición en línea del generador a diferentes potencias y que permitan tener tendencias para monitorear el estado de condición del generador eléctrico, que fueron usados en la investigación de la falla catastrófica del corto circuito entre espiras del devanado del rotor es aprovechar la experiencia del operador de cuarto de control en el uso del programa de recolección de datos en línea llamado PI Process Book.

Con los formatos específicos diseñados de las variables clave en la operación del generador se les daría la tarea de trasladar a gráficas dichas variables y con los valores normales de operación y alarmas ya establecidas en función de la experiencia obtenida con esta investigación y estarían enviando dichos reportes al departamento de mantenimiento para su revisión que todo está normal o hay una variable que está incrementándose fuera del valor alarma establecido.

En la figura 41, tomada de una pantalla del programa PI Process Book, se observa la gráfica de la temperatura del cojinete número 4 del generador en función de la variable tiempo y se aprecia que el operador de cuarto de control ha tomado tres lecturas: la primera lectura, el día 5 de octubre a las 4:03 PM dando un valor de 157.8 ° F; la segunda lectura, el día 6 de octubre a las 3:04 AM dando un valor de 151.7 ° F, y una última, tercera lectura el día 6 de octubre a las 12:04 PM dando un valor de 156.5 ° F.

Con el conocimiento que a las 3:04 AM la organización encargada de controlar a los generadores había pedido a la generadora de energía eléctrica bajar a 60 MW la temperatura del cojinete 4 disminuye a 151.7 ° F y cuando el generador sube a 143.1 MW la temperatura del cojinete 4 sube a 156.5 ° F, se conoce el valor máximo normal de temperatura y entonces se puede configurar alarmas con desviación mínima para tener un buen control de cualquier desviación anormal.

Figura 41. Temperatura cojinete 4 del generador



Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. Con el análisis e investigación de la gestión de mantenimiento proactivo de fallas frecuentes del generador eléctrico modelo BDAX_82.445 ERH y marca BRUSH de 160 MVA apoyado en el historial de fallas a lo largo de más de diez y seis años de operación, se concluye que la clasificación de fallas cae en siete categorías y dos de las categorías son las que impactan fuertemente en el indicador clave de desempeño: disponibilidad por tratarse de fallas catastróficas y estas dos categorías son las que se tendrán bajo control. Y al alcanzar los objetivos específicos hace la gestión de mantenimiento más eficiente y logra un índice de disponibilidad más alto.
2. Se diseñó formatos específicos, permitió recolectar datos de medición en línea del generador a diferentes potencias, se obtuvo valores normales de operación, de las variables clave, con lo cual se puede determinar el estado de condición del generador, toda desviación que se presente da una alerta para tomar decisión de realizar una acción correctiva, se logró comprobar la causa de la falla de vibraciones mecánicas: corto circuito entre espiras del rotor.
3. Se revisó todas las normas de mantenimiento sugeridas por el fabricante Brush del generador y se vio cuáles estaban incluidas en el programa de mantenimiento actual y se incluyen las que no se encontraron contribuyendo a la actualización y mejora del programa de mantenimiento proactivo del generador.

4. Se generó el plan de mantenimiento proactivo actualizado, unificando normas de mantenimiento del fabricante, tendencias que muestran estado de condición del generador e investigación y análisis de fallas recurrentes y catastrófica de corto circuito entre espiras del rotor del generador.

RECOMENDACIONES

1. En toda gestión de mantenimiento de generadores eléctricos, el uso de un programa de computadora es útil, para registrar mantenimientos, tanto preventivos como correctivos en órdenes de trabajo para tener un historial de fallas y analizarlas posteriormente como se hizo en esta investigación, se analizó las diferentes fallas en un rango de tiempo bastante amplio y concentrarse en las fallas que impactan y tenerlas bajo control para elevar el índice clave de funcionamiento disponibilidad.
2. El apoyo del personal de operaciones, específicamente del operador del cuarto de control de la planta de generación de energía eléctrica, quien maneja el programa de computadora, recolector de mediciones de campo y al exportar dichas mediciones a los formatos específicos de mediciones clave de funcionamiento del generador, el planificador de mantenimiento dará valores de alarma cuando se produzcan desviaciones mucho menores que las alarmas normales dadas por fabricante y anticiparse, si alguna variable se mantiene en incrementos aunque sean pequeños, para tener bajo control el estado de condición del generador.
3. Toda gestión de mantenimiento eficiente debe revisar y actualizar continuamente el programa de mantenimiento y verificar que las normas de mantenimiento sugeridas por fabricante estén incluidas y sean mejoradas y actualizadas. Un ejemplo puntual, es la norma del fabricante donde sugiere que el aceite de lubricación sea cambiado a las 20000 horas de operación o a los 2.5 años desde el último cambio, esto gracias a que las muestras de aceite de lubricación se envían a laboratorio certificado y con base a los resultados del análisis de las propiedades del aceite que

reporta el laboratorio certificado ha permitido usar dicho aceite por más de 6 años de operación del generador, en la tarea del programa se cambió el cambio de aceite cada 2.5 años por enviar muestras de aceite a analizar cada 6 meses.

Es recomendable atender normas de mantenimiento del fabricante en cuanto a la sugerencia de tener en bodega una cantidad ideal de repuestos.

4. Revisar cada dos años, el programa de mantenimiento, agregar tareas tomadas de mantenimientos correctivos nuevos, cuya solución proporcione un valor agregado, actualizar el programa con base a esa experiencia, luego de la aprobación de la gerencia de mantenimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Albino, P.I., (2004), *Impacto de la excentricidad estática en la estabilidad transitoria de un generador de polos salientes*. Trabajo de tesis, Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, México, D.F.
2. Brush, (1,997). *Operating and maintenance manual for generator electric model BDAX 82.445 ERH*. Inglaterra.
3. Carvajal, F.A. Ramirez, J.M., Arcos, L.F. *Boletín IEEE, (1999), Diagnóstico en línea y fuera de línea de motores de inducción de baja, mediana y alta tensión*. México, D.F.
4. Chapman, S.J., (2005), *Máquinas eléctricas*. México, D.F., McGraw-Hill Interamericana.
5. Collado, B., (2016), *Diseño de Investigación de actualización en motores eléctricos de corriente continua (CC) entre 50 y 220 HP por motores de corriente alterna (CA) trifásicos, utilizando variadores de frecuencia para máquinas extrusoras de plástico e implementación en equipo con motor de 50 HP para evaluar la mejora en los indicadores claves del departamento de mantenimiento en dos empresas guatemaltecas dedicadas a la manufactura de plásticos*. Trabajo de tesis, Facultad de Ingeniería. Pág. 5.
6. Duffuaa, S.O., Raouf, A.D., (2000), *Sistemas de mantenimiento, planeación y control*. México, D.F.: Limusa, S.A. de C.V.

7. Durán, J.B. (2003). *Nuevas tendencias en el mantenimiento en la industria eléctrica*. IEEE Latin America Transactions, Vol.1, No. 1, 21-26.
8. Feito, J.S. (2002). *Máquinas eléctricas*. Madrid: Prentice Hall.
9. Fernández, C.M.; García, M.-M.; Alonso, O.G.; Cano, R.J.M.; Solares, S.J., (2000), *Técnicas para el mantenimiento y diagnóstico de máquinas eléctricas rotativas*. ABB Service S.A., España: MarcomboBoixareu Editores.
10. Fitzgerald, A. E.; Kingslye, C.J.; Kusko, A. (1980). *Máquinas eléctricas*. Barcelona, España: Hispano Europea.
11. Flores, R.; Isaian, T.I. (2011), *Diagnóstico de fallas en máquinas eléctricas rotorias utilizando la técnica de espectros de frecuencia de bandas laterales*. [en línea] <http://dx.doi.org/10.4067/SO718-07642011000400009>>. Revista de información tecnológica vol. 22 (4). Departamento de ingeniería eléctrica, SEPI-ESIME-IPN, México D.F., Págs. 73-84
12. Fitzgerald, A.E.; Kingsley, C.J.; Umans, S.D. (2004), *Máquinas eléctricas*. Sexta edición, México, McGraw-Hill.
13. Generatortech, Inc. (1989), *Shorted turn detection and analysis system*, New York, U.S.A.
14. Gutiérrez Urdaneta, E.E.; Romero Barrios, M.T. (2014), *Optimización costo riesgo para la determinación de frecuencias de mantenimiento o de reemplazo*. Predictiva 21. Págs. 6-17.

15. Kerszenbaum, I. (2011) *Utilization of repetitive surge oscilograph (RSO) in the detection of rotor shorted-turns in large turbine-driven generators. EIC Conference.*
16. Maldonado, Domingo. (2016), *Teoría de polos salientes de las máquinas síncronas. Máquinas eléctricas II.* https://www.u-cursos.cl/ingenieria/2011/2/EL5203/1/material_docente/bajar?id.
17. Sapiens. (2015), *Conceptos de electrotecnia para aplicaciones industriales.* [en línea] www.sapiensman.com>.
18. Sear Zemansky, Y.F. (1999), *Física universitaria.* México, Pearson Educación.
19. Stone, Greg C.; (2004), *Electrical insulation for rotating machines: design, evaluation, aging, testing and repair. 2nd edition,* Pág. 309
20. Sumatron. (2014), *Manual de instrucciones del analizador de espiras en cortocircuito de rotor de generador marca Sumatron.* California, USA.
21. Thomson, W.T.; Fenger, M. (2001), *Current signature analysis to detect induction motor faults.* IEEE Industry Applications Magazine. Págs. 26-34.
22. Torbar, T.W. (1998), *Online current monitoring and application of a finite element method to predict the level of static air gap eccentricity in three-*

phase induction motors. IEEE Trans. *Onenergyconversion*, vol. 14, no. 4, Págs. 347-357.

23. Viveros, P.; Steigmaier, R.; Kristjanpoller, F.; Barbera, L.; Crespo, A. (2013), *Propuesta de un modelo de gestión de mantenimiento y sus principales herramientas de apoyo*. *Ingeniare*. Revista chilena de Ingeniería. Págs. 125-138.

24. Weber, A. (2005), *Key performance indicators*. Burlington Ontario, Ivara Corporation.

ANEXOS

Anexo 1. Resumen de medición con surge tester fase a devanado estator del generador

Results Summary Log Phase A

Motor ID	Time	Temp	Resist	Megohm	DA/PI	DC	Surge
1TGD-GEN-1	23/06/2009 10:29:26 a.m.	--	--	PASS	PASS	--	--

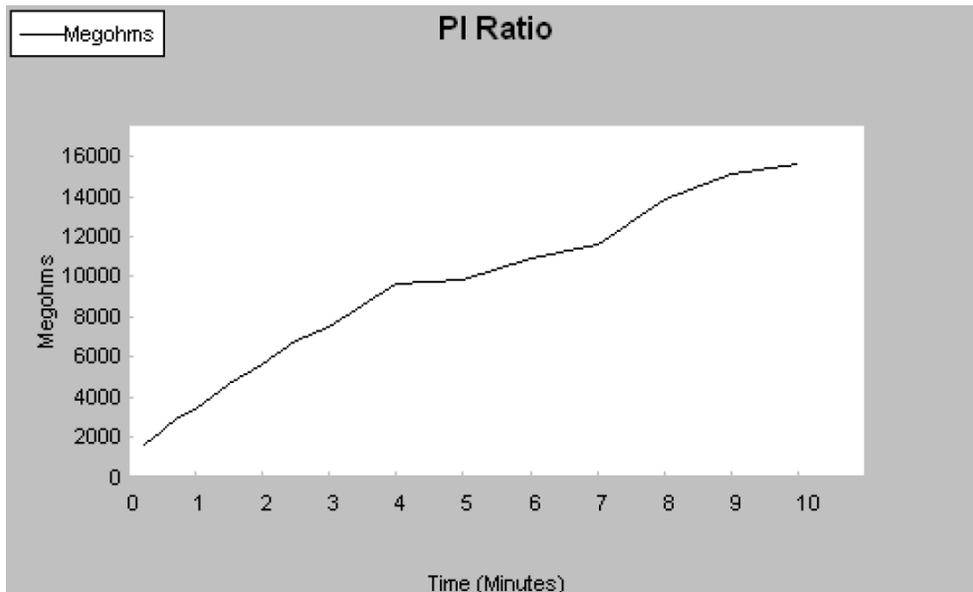
Nameplate Information		Motor ID 1TGD-GEN-1	
Location	GENERADOR	Building	2 DO NIVEL
Model		Manufacturer	BRUSH
Serial Number		HP/KW	0
Volts-Rating	13800	Volts-Operating	13800
Amps-Rating	6694	Amps-Operating	0
Insulation	F	Enclosure	
RPM	3600	Service Factor	0
Frame	BDAX 82-445 ERH	Freq-Hz	60
LR Code		LR Amps	0
NEMA Design	G	Max Amb °C	15
NEMA nom eff	0	Duty Cycle	CONT
Manuf's Type		Manuf Dt Cd	
Description	GENERADOR		

Fuente: elaboración propia.

Anexo 2. Resultados de aplicar voltaje con el surge tester para medir el índice de polaridad de la fase A del devanado del estator del generador

DA/PI		Motor ID 1TGD-GEN-1	
Test Date/Time	23/06/2009 10:29:26 a.m.	Voltage (V)	5000
DA Ratio	3.2	PI Ratio	4.7
PI Status	PASS		

Time (Min)	Current(μ A)	Megohms
0:15	3.05	1639
0:30	2.15	2325
0:45	1.70	2941
1:00	1.50	3333
1:30	1.08	4629
2:00	0.89	5617
2:30	0.73	6849
3:00	0.67	7462
4:00	0.52	9615
5:00	0.51	9803
6:00	0.46	10869
7:00	0.43	11627
8:00	0.36	13888
9:00	0.33	15151
10:00	0.32	15625



Fuente: elaboración propia

Anexo 3. Resumen de medición con surge tester fase b devanado estator del generador

Results Summary Log Phase B

Motor ID	Time	Temp	Resist	Megohm	DA/PI	DC	Surge
1TGD-GEN-1	23/06/2009 10:44:28 a.m.	--	--	PASS	PASS	--	--

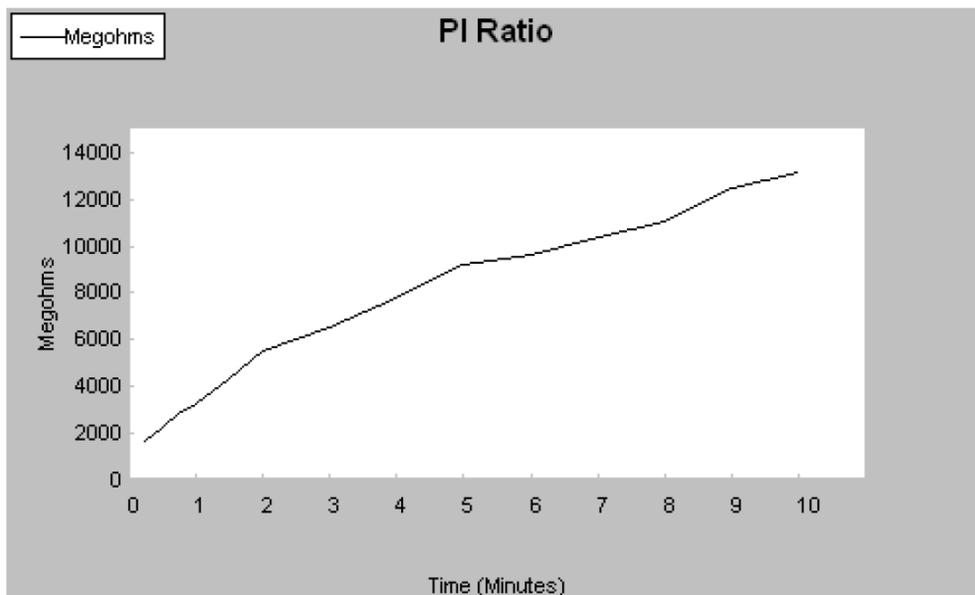
Nameplate Information		Motor ID 1TGD-GEN-1	
Location	GENERADOR	Building	2 DO NIVEL
Model		Manufacturer	BRUSH
Serial Number		HP/KW	0
Volts-Rating	13800	Volts-Operating	13800
Amps-Rating	6694	Amps-Operating	0
Insulation	F	Enclosure	
RPM	3600	Service Factor	0
Frame	BDAX 82-445 ERH	Freq-Hz	60
LR Code		LR Amps	0
NEMA Design	G	Max Amb °C	15
NEMA nom eff	0	Duty Cycle	CONT
Manuf's Type		Manuf Dt Cd	
Description	GENERADOR		

Fuente: elaboración propia.

Anexo 4. Resultados de aplicar voltaje con el surge tester para medir el índice de polaridad de la fase B del devanado del estator del generador

DA/PI		Motor ID 1TGD-GEN-1	
Test Date/Time	23/06/2009 10:44:28 a.m.	Voltage (V)	5000
DA Ratio	2.9	PI Ratio	4.1
PI Status	PASS		

Time (Min)	Current(μA)	Megohms
0:15	3.05	1639
0:30	2.27	2202
0:45	1.75	2857
1:00	1.54	3246
1:30	1.16	4310
2:00	0.91	5494
2:30	0.83	6024
3:00	0.77	6493
4:00	0.64	7812
5:00	0.54	9259
6:00	0.52	9615
7:00	0.48	10416
8:00	0.45	11111
9:00	0.40	12500
10:00	0.38	13157



Fuente: elaboración propia.

Anexo 5. Resumen de medición con surge tester fase C devanado estator del generador

Motor ID	Time	Temp	Resist	Megohm	DA/PI	DC	Surge
1TGD-GEN-1	23/06/2009 10:59:12 a.m.	--	--	PASS	PASS	--	--

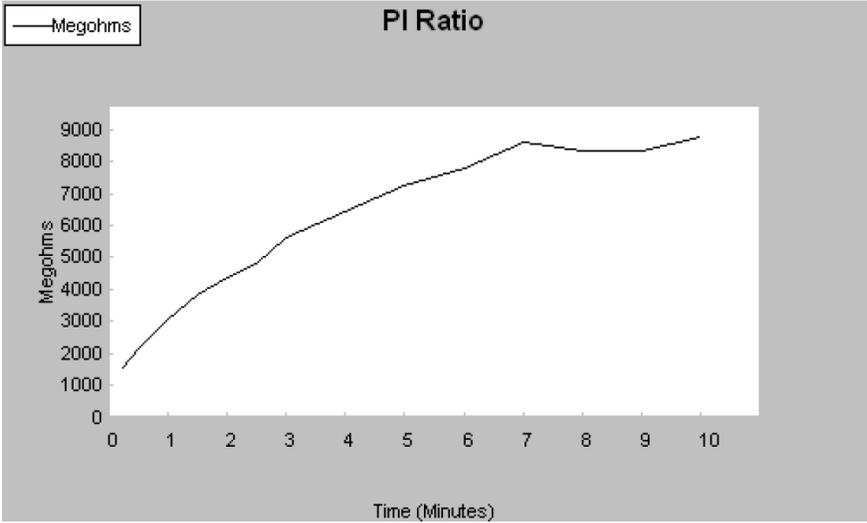
Nameplate Information		Motor ID 1TGD-GEN-1	
Location	GENERADOR	Building	2 DO NIVEL
Model		Manufacturer	BRUSH
Serial Number		HP/KW	0
Volts-Rating	13800	Volts-Operating	13800
Amps-Rating	6694	Amps-Operating	0
Insulation	F	Enclosure	
RPM	3600	Service Factor	0
Frame	BDAX 82-445 ERH	Freq-Hz	60
LR Code		LR Amps	0
NEMA Design	G	Max Amb °C	15
NEMA nom eff	0	Duty Cycle	CONT
Manuf's Type		Manuf Dt Cd	
Description	GENERADOR		

Fuente: elaboración propia.

Anexo 6. Resultados de aplicar voltaje con el surge tester para medir el índice de polaridad de la fase C del devanado del estator del generador

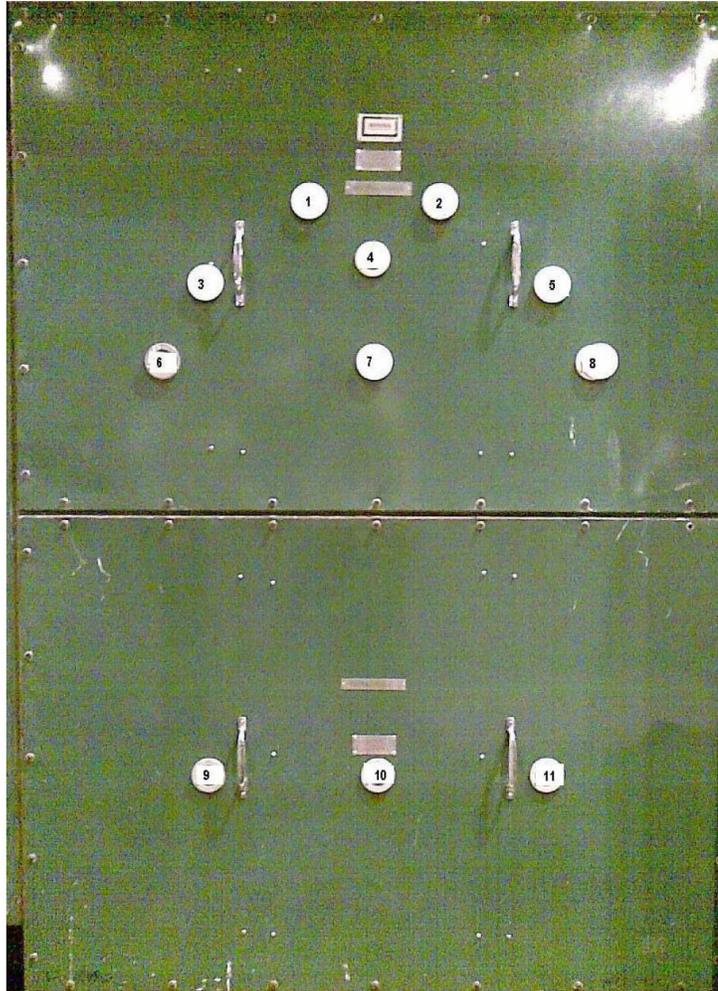
DA/PI		Motor ID 1TGD-GEN-1	
Test Date/Time	23/06/2009 10:59:12 a.m.	Voltage (V)	5000
DA Ratio	2.7	PI Ratio	2.8
PI Status	PASS		

Time (Min)	Current(μA)	Megohms
0:15	3.18	1572
0:30	2.36	2118
0:45	1.95	2564
1:00	1.62	3086
1:30	1.31	3816
2:00	1.14	4385
2:30	1.04	4807
3:00	0.89	5617
4:00	0.78	6410
5:00	0.69	7246
6:00	0.64	7812
7:00	0.58	8620
8:00	0.60	8333
9:00	0.60	8333
10:00	0.57	8771



Fuente: elaboración propia.

Anexo 7. Visores para termografía neutro estrella estator



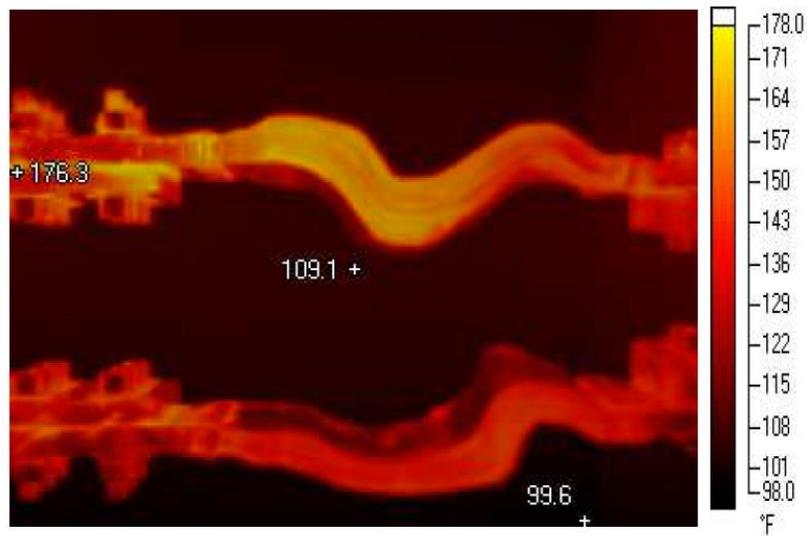
Fuente: elaboración propia.

Anexo 8. **Vista interna del cubículo del neutro del generador**



Fuente: elaboración propia.

Anexo 9. Termografía usando visor fase U 13800 voltios



IR000963.IS2

8/14/2009 2:00:30 AM

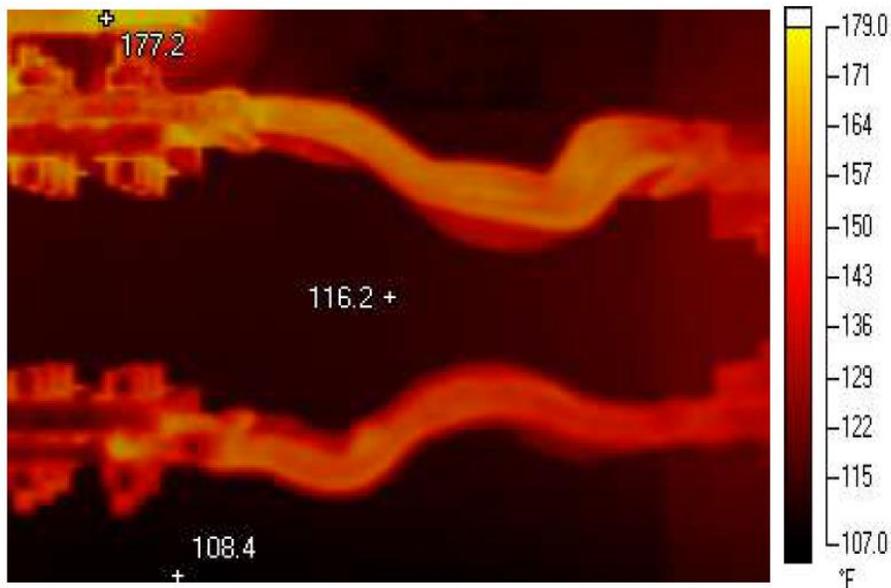
VISOR EN FASE U SALIDA DEL GENERADOR

Main Image Markers

Label	Temperature	Emissivity	Background
Centerpoint	109.1 °F	0.94	170.6 °F
Hot	176.3 °F	0.94	170.6 °F
Cold	99.6 °F	0.94	170.6 °F

Fuente: elaboración propia.

Anexo 10. Termografía usando visor fase W línea 13800 voltios



IR000964.IS2

8/14/2009 2:00:56 AM

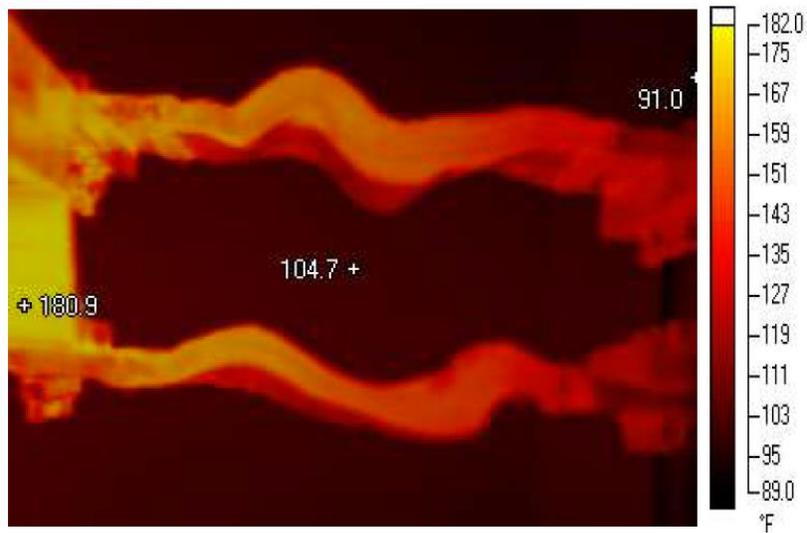
VISOR EN FASE W SALIDA DEL GENERADOR

Main Image Markers

Label	Temperature	Emissivity	Background
Centerpoint	116.2 °F	0.94	170.6 °F
Hot	177.2 °F	0.94	170.6 °F
Cold	108.4 °F	0.94	170.6 °F

Fuente: elaboración propia.

Anexo 11. Termografía usando visor fase V línea 13800 voltios



IR000964.IS2

8/14/2009 2:01:33 AM

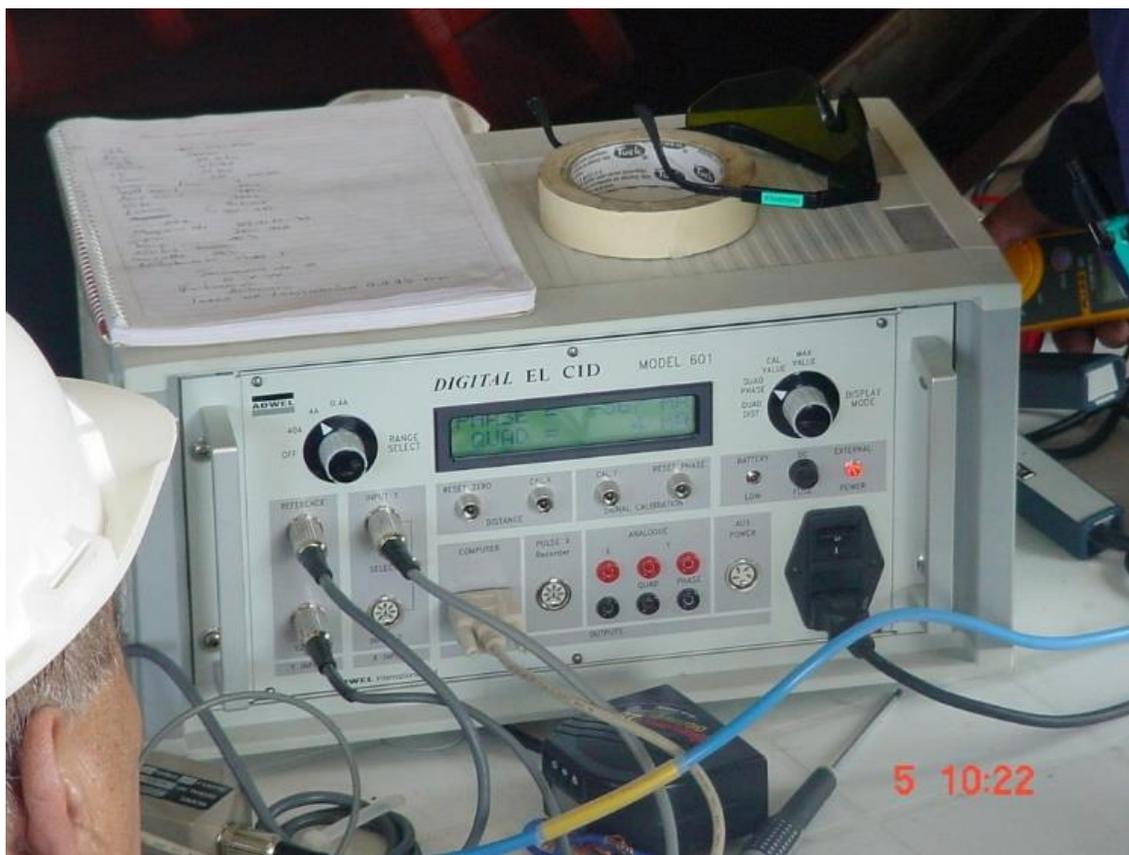
VISOR EN FASE W SALIDA DEL GENERADOR

Main Image Markers

Label	Temperature	Emissivity	Background
Centerpoint	104.7 °F	0.94	170.6 °F
Hot	180.9 °F	0.94	170.6 °F
Cold	91.0 °F	0.94	170.6 °F

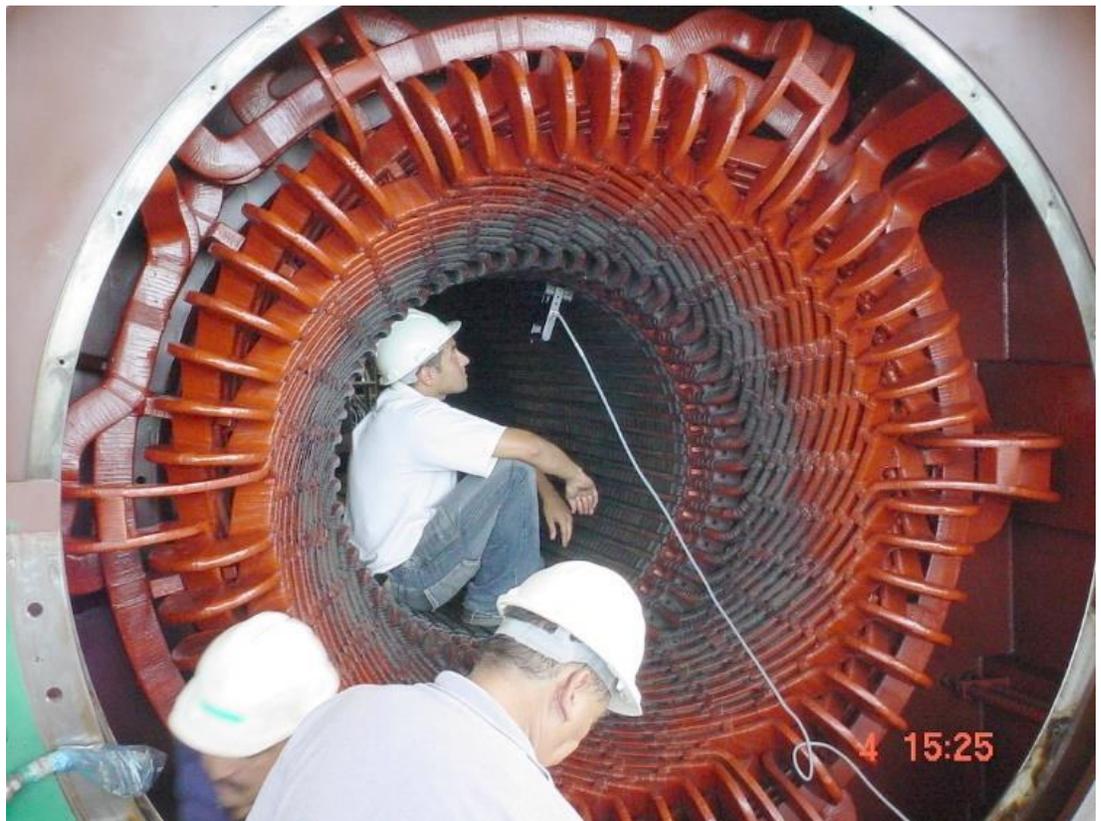
Fuente: elaboración propia.

Anexo 12. Mediciones EL CID realizadas al núcleo del estator



Fuente: elaboración propia.

Anexo 13. Terminal que recorre núcleo del estator del generador



Fuente: elaboración propia.

Anexo 14. Rotor desarmado para inspección visual



Fuente: elaboración propia.