



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**MANTENIMIENTO MAYOR DE GENERADORES SINCRÓNICOS DE 37.5
MVA., 10 KV., DE LA UNIDAD No. 2, UNIDAD No.3, DE LA PLANTA
HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA Y EJECUCIÓN DE PLAN DE
MANTENIMIENTO A 9 INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 230 KV EN
SF6 TIPO FXT DE LOS GENERADORES, EN LA SUBESTACIÓN DE LA
PLANTA HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA**

Oscar Alfredo Marroquín Portillo

Asesorado por el Ingeniero Oscar Horacio Licardie Chang

Guatemala, mayo de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MANTENIMIENTO MAYOR DE GENERADORES SINCRÓNICOS DE 37.5
MVA., 10 KV., DE LA UNIDAD No. 2, UNIDAD No.3, DE LA PLANTA
HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA Y EJECUCIÓN DE PLAN DE
MANTENIMIENTO A 9 INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 230 KV EN
SF6 TIPO FXT DE LOS GENERADORES, EN LA SUBESTACIÓN DE LA
PLANTA HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA

FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

OSCAR ALFREDO MARROQUÍN PORTILO

ASESORADO POR EL ING. OSCAR HORACIO LICARDIE CHANG

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2009.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADORA	Ing. Keneth Issur Estrada Ruiz
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez
EXAMINADOR	Ing. Oscar Horacio Licardie Chang
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

MANTENIMIENTO MAYOR DE GENERADORES SINCRÓNICOS DE 37.5 MVA., 10 KV., DE LA UNIDAD No. 2, UNIDAD No.3, DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA Y EJECUCIÓN DE PLAN DE MANTENIMIENTO A 9 INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 230 KV EN SF6 TIPO FXT DE LOS GENERADORES, EN LA SUBESTACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 20 de Marzo de 2006.

Oscar Alfredo Marroquín Portillo

Guatemala 10 de Noviembre de 2008

Inga. Norma Sarmiento
Coordinador Unidad de EPS
Facultad de Ingeniera.
Presente.

Estimada Ingeniera Sarmiento:

Por este medio le informo que como Asesor de la Practica de Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S) del estudiante de la carrera de Ingeniería Eléctrica, OSCAR ALFREDO MARROQUIN PORTILLO, procedí a revisar el informe final de la practica de EPS, titulado: "MANTENIMIENTO MAYOR DE GENERADORES SINCRONICOS DE 37.5 MVA., 10 KV., DE LA UNIDAD No.2, UNIDAD No. 3, DE LA PLANTA HIDROELECTRICA DE AGUACAPA Y EJECUCION DE PLAN DE MANTENIMIENTO A 9 INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 230 KV EN SF6 TIPO FXT DE LOS GENERADORES EN LA SUBESTACION DE LA PLANTA HIDROELECTRICA DE AGUACAPA".

Cabe mencionar que las soluciones planteadas en este trabajo, constituyen un valioso aporte a nuestra planta de generación.

En tal virtud, lo doy por **APROBADO** solicitándole darle el tramite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente



Ing. Oscar Horacio Licardie Chang

ASESOR.

Colegiado No. 6382



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 26 de marzo de 2009.
Ref.EPS.DOC.507.03.09.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Oscar Alfredo Marroquín Portillo** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **199723102**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"MANTENIMIENTO MAYOR DE GENERADORES SINCRÓNICOS DE 37.5 MVA., 10 KV., DE LA UNIDAD No. 2, UNIDAD No. 3, DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA Y EJECUCIÓN DE PLAN DE MANTENIMIENTO A 9 INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 230 KV EN SF6 TIPO FXT DE LOS GENERADORES EN LA SUBESTACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA"**.

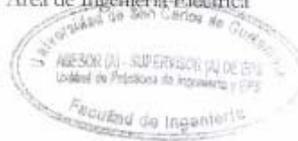
En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Eléctrica



c.c. Archivo
NJRG/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 26 de marzo de 2009.
Ref.EPS.D.183.03.09.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

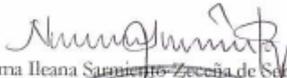
Estimado Ingeniero Escobedo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado "MANTENIMIENTO MAYOR DE GENERADORES SINCRÓNICOS DE 37.5 MVA., 10 KV., DE LA UNIDAD No. 2, UNIDAD No. 3, DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA Y EJECUCIÓN DE PLAN DE MANTENIMIENTO A 9 INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 230 KV EN SF6 TIPO FXT DE LOS GENERADORES EN LA SUBESTACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA" que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Oscar Alfredo Marroquín Portillo**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Oscar Licardie Chang y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todas"


Inga. Norma Ileana Sumariva Zecena de Serrano
Directora Unidad de EPS

NISZ/ra



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 10. 2009.
Guatemala, 13 de ABRIL 2009.

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: MANTENIMIENTO MAYOR DE GENERADORES SINCRÒNICOS DE 37.5 MVA., 10 KV., DE LA UNIDAD No. 2, UNIDAD No. 3, DE LA PLANTA HIDROELÈCTRICA DE AGUACAPA Y EJECUCIÓN DE PLAN DE MANTENIMIENTO A 9 INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 230 KV EN SF6 TIPO FXT DE LOS GENERADORES EN LA SUBESTACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÈCTRICA DE AGUACAPA del estudiante; OSCAR ALFREDO MARROQUÌN PORTILLO, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia



JGBB/sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 16.2009.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de Graduación del estudiante; Oscar Alfredo Marroquin Portillo, titulado: MANTENIMIENTO MAYOR DE GENERADORES SINCRÓNICOS DE 37.5 MVA., 10 KV DE LA UNIDAD No. 2, UNIDAD No. 3, DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA Y EJECUCIÓN DE PLAN DE MANTENIMIENTO A 9 INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 230 KV EN SF6 TIPO FXT DE LOS GENERADORES EN LA SUBESTACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
DIRECTOR



GUATEMALA, 16 DE ABRIL, 2009.

Escuelas: Ingeniería Civil, Ingeniería Mecánica Industrial, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Eléctrica, Escuela de Ciencias, Regional de Ingeniería Sanitaria y Recursos Hídricos (ERIS), Posgrado Maestría en Sistemas Mención Construcción y Mención Ingeniería Vial. Carreras: Ingeniería Mecánica, Ingeniería Electrónica, Ingeniería en Ciencias y Sistemas, Licenciatura en Matemática, Licenciatura en Física. Centros de Estudios Superiores de Energía y Minas (CESEM). Guatemala, Ciudad Universitaria, Zona 12, Guatemala, Centroamérica.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG. 120.2009

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 Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **MANTENIMIENTO MAYOR DE GENERADORES SINCRÓNICOS DE 37.5 MVA, 10 KV., DE LA UNIDAD 2, UNIDAD No.3, DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA Y EJECUCIÓN DE PLAN DE MANTENIMIENTO A 9 INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 230 KV EN SF6 TIPO FXT DE LOS GENERADORES, EN LA SUBESTACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA**, presentado por el estudiante universitario **Oscar Alfredo Marroquin Portillo**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO



Guatemala, mayo de 2009

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios, por la vida y la fortaleza que me ha dado para poder concluir mis estudios y este trabajo de graduación.

Mi madre, Edna Leonora Portillo (D.E.P.), por su incondicional apoyo, sacrificios, disciplina y enseñanzas de superación, siendo un gran soporte en mi vida mientras estuvo a mi lado.

Mi padre, Alfredo Ezequiel Marroquín Salazar, por su apoyo, muestra constante de cariño, amor, comprensión y paciencia, inculcándome buenos principios que me hicieron la persona que soy.

Mi familia, por ser un soporte fundamental para el logro de mis objetivos.

Mis amigos, por la convivencia en los momentos de alegría y por sobre todo en los momentos difíciles compartidos.

A Oscar Eduardo y a José Juan (D.E.P) por ser amigos incondicionales que emprendieron un camino al cielo después de compartir momentos cruciales en mi vida.

Mi novia, Ileana Magaly Hernández, por apoyarme en cada momento brindándome amor y felicidad.

AGRADECIMIENTOS A:

La Universidad de San Carlos de Guatemala, por el desarrollo profesional y académico.

A la Planta Hidroeléctrica Aguacapa del Instituto Nacional de Electrificación, y al Ing. Oscar Licardie Chang, por la oportunidad y apoyo en la realización de mi E.P.S.

Los compañeros de Planta Hidroeléctrica Aguacapa del Instituto Nacional de Electrificación, por transmitir sus conocimientos y enseñanzas de manera desinteresada para poder ejecutar este trabajo.

Los compañeros de Empresa Eléctrica de Guatemala S.A, por compartir sus conocimientos y enseñanzas de manera desinteresada para desarrollarme de una mejor manera en el ámbito laboral.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XXIX
INTRODUCCIÓN	XXXI
1. MANIOBRAS MECÁNICAS Y ELÉCTRICAS EXTERNAS A MÁQUINA SINCRÓNICA	
1.1 Instalación de tierras físicas	13
1.2 Instalación de equipo para limpieza de rotor y estator	16
1.2.3 Equipo de protección personal	17
1.3 Limpieza de bushing de alta y baja tensión en transformador de bloque	20
1.4 Mantenimiento y chequeo de estado de tornillos de barras de 10 Kv desde salida del generador hasta transformador de bloque	22
1.5 Mantenimiento de aisladores, CTS y PTS, contactos fijos y móviles así como ajuste a seccionadores de barra y línea en campos de la subestación	25
2. MANTENIMIENTO DE GENERADOR SINCRÓNICO.	
2.1 Desmontaje, montaje y aplicación de pintura anticorrosiva a tapaderas y tolvas de generador	29

2.2	Mantenimiento general del estator	32
2.2.1	Revisión de fundas, bobinas, juntas y empalmes de estator	35
2.2.2	Revisión del estado general del aislamiento	37
2.3	Mantenimiento general del rotor	42
2.3.1	Mantenimiento de escobillas y portaescobillas de excitación	43
3. MANTENIMIENTO DE EQUIPOS AUXILIARES		
3.1	Mantenimiento de relés de mando manual	53
3.2	Mantenimiento de contactores	54
3.3	Mantenimiento de paneles de mando y fuerza, paneles de excitación, reapriete de tornillos y borneras	55
4. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE GENERADOR SINCRÓNICO		
4.1	Pruebas de aislamiento con Megger Unilap ISO	63
4.2	Análisis de aplicación de termografía infrarroja a generadores síncronos	74
4.3	Pruebas de excitación en operación del generador, análisis con valores nominales en la puesta en servicio.	105
5. MANTENIMIENTO A INTERRUPTORES EN SF6 FXT14, GEC ALSTHOM		
5.1	Lectura de contadores de órgano de maniobra	121
5.2	Control general de aspecto visual: corrosión, pintura y trazas de calentamiento	122
5.3	Revisión de hermeticidad de amortiguador del órgano de maniobra	125
5.4	Revisión de manómetro permanente	128
5.5	Control y ajuste de umbrales de densímetro	131
5.6	Verificación de Apriete de fijaciones de elementos no sometidos	

a la presión	136
5.7 Verificación de apriete de bornes de baja tensión y funcionamiento de relés	139
5.8 Verificación de funcionamiento de calefacciones permanentes	141
5.9 Lubricación de piñones, cadenas de ejes de maniobra, rodillos y resortes	144
5.10 Reemplazar o reparar la cámara de corte	147
5.11 Pruebas y puesta en servicio	150
6. DIAGNÓSTICO INDIVIDUAL DE GENERADORES SINCRÓNICOS	
6.1 Pruebas de diagnóstico a unidad generadora número 2, cambio y restauración de partes afectadas.	156
6.2 Pruebas de diagnóstico a unidad generadora número 3, cambio y restauración de partes afectadas.	168
6.3 Instructivo para la realización de mantenimiento a generadores sincrónicos	177
7. DIAGNÓSTICO INDIVIDUAL DE INTERRUPTORES DE POTENCIA EN SF6	
7.1 Resultados obtenidos por las diferentes pruebas del interruptor y su comparación realizada con los parámetros de instalación inicial	181
7.2 Instructivo para la realización de mantenimiento a Interruptores de potencia en SF6	195
CONCLUSIONES	199
RECOMENDACIONES	201
BIBLIOGRAFÍA	203

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Secuencia de paro de máquina síncrona	9
2	Diagrama unifilar de la subestación de Aguacapa	12
3	Construcción de andamios para mantenimiento de generador	17
4	Punto caliente en unidad 3	24
5	Mantenimiento de seccionadores de barra, unidad 3	28
6	Retiro de tolva principal unidad 3	30
7	Retiro de tolva de turbina unidad 3	30
8	Calibración de escobillas	46
9	Desmontaje de portaescobillas y escobillas	49
10	Prueba de relés DC	54
11	R de aislamiento e I_p Vrs. tiempo en fase R, unidad 3	67
12	R de aislamiento e I_p Vrs. tiempo en fase S, unidad 3	67
13	R de aislamiento e I_p Vrs. tiempo en fase T, unidad 3	68
14	R de aislamiento e I_p Vrs. tiempo en fase R, unidad 2	70
15	R de aislamiento e I_p Vrs. tiempo en fase S, unidad 2	70
16	R de aislamiento e I_p Vrs. tiempo en fase T, unidad 2	71
17	Termografía anillos rozantes, unidad 3	77
18	Termografía cojinetes de accionamiento y servicio, unidad 3	78
19	Termografía contactor de bomba 2 de refrigeración, unidad 3	79
20	Termografía bomba 2 de regulación, unidad 3	80
21	Termografía bornera principal 440 v, unidad 3	80
22	Termografía bornera de distribución, unidad 3	81
23	Termografía Contactor C301, unidad 3	82

24	Termografía celdas de excitación, unidad 3	83
25	Termografía bobinas de excitación, unidad 3	84
26	Termografía CTS y PTS, unidad 3	85
27	Termografía trafos de corriente de excitación.	86
28	Termografía fusibles, unidad 3	87
29	Termografía banco de batería, unidad 3	88
30	Termografía barras 10 Kv, unidad 3	89
31	Termografía borneras en paneles de mando manual, unidad 2	91
32	Termografía conexión de anillos rozantes, unidad 2	92
33	Termografía 2 de conexión de anillos rozantes, unidad 2	93
34	Termografía cojinetes de servicio, unidad 2	94
35	Termografía 2 cojinetes de servicio, unidad 2	95
36	Termografía cojinetes de accionamiento, unidad 2	96
37	Termografía 2 cojinetes de accionamiento, unidad 2	97
38	Termografía celdas de excitación, panel general, unidad 2	98
39	Termografía celdas de excitación, Transformador N2,unidad 2	99
40	Termografía 2 celdas de excitación, Transformador N2, unidad 2	100
41	Termografía celdas de excitación, fusible fase r Trafo M4,unidad 2	101
42	Termografía PTS, unidad 2	102
43	Termografía celdas de excitación, reóstato K4, unidad 2	103
44	I Vrs. no. De cortes en interruptor FXT14	117
45	Órgano de Maniobra BLR-XE	126
46	Manómetro de interruptor FXT14	130
47	Corrección de la presión en función de la temperatura	132
48	Gabinete de interruptor FXT14	141
49	Puntos de Lubricación FXT14.	146
50	Acta de puesta en servicio de Interruptor de Potencia	152
51	Guía para el Mantenimiento de Generadores Síncronos, parte 1	178
52	Guía para el Mantenimiento de Generadores Síncronos, parte 2	179

53	Guía para el Mantenimiento de Interruptores de Potencia, parte 1	196
54	Guía para el Mantenimiento de Interruptores de Potencia, parte 2	197

TABLAS

I	Características básicas de generadores síncronos, Hidroeléctrica Aguacapa	2
II	Valores del generador 3 previo a mantenimiento	4
III	Valores de la turbina 3 previo a mantenimiento	4
IV	Temperatura en ranuras de devanados, unidad 3	5
V	Niveles en embalse, unidad 3	5
VI	Valores de generador 2 previo a mantenimiento	6
VII	Valores de la turbina 2 previo a mantenimiento	6
VIII	Temperatura en ranuras de devanados, unidad 2	7
IX	Niveles de embalse, unidad 2	7
X	Especificaciones para guantes y mangas de hule	18
XI	Especificaciones de Factor K según temperatura en aislamiento	39
XII	Valores de R de aislamiento e I_p según CFE	64
XIII	Medición 1 de aislamiento a unidad 3	65
XIV	Medición 6 de aislamiento a unidad 3	65
XV	Medición 10 de aislamiento a unidad 3	66
XVI	Resumen de mediciones de aislamiento a unidad 3	66
XVII	Medición 1 de aislamiento a unidad 2	68
XVIII	Medición 2 de aislamiento a unidad 2	69
XIX	Medición 3 de aislamiento a unidad 2	69
XX	Resumen de mediciones de aislamiento a unidad 2	69
XXI	Niveles de acción para equipamiento eléctrico	76
XXII	Termografía anillos rozantes, unidad 3	77

XXIII	Termografía cojinetes de accionamiento y servicio, unidad 3	78
XXIV	Termografía contactor de bomba 2 de refrigeración, unidad 3	79
XXV	Termografía bomba 2 de regulación, unidad 3	80
XXVI	Termografía bornera principal 440 v, unidad 3	81
XXVII	Termografía bornera de distribución, unidad 3	82
XXVIII	Termografía contactor C301, unidad 3	83
XXIX	Termografía celdas de excitación, unidad 3	84
XXX	Termografía bobinas de excitación, unidad 3	85
XXXI	Termografía CTS y PTS, unidad 3	86
XXXII	Termografía trafos de corriente de excitación.	87
XXXIII	Termografía fusibles, unidad 3	88
XXXIV	Termografía banco de baterías, unidad 3	88
XXXV	Termografía barras 10 Kv, unidad 3	89
XXXVI	Resumen de análisis termo grafico a unidad 3	90
XXXVII	Termografía borneras en paneles de mando manual, unidad 2	91
XXXVIII	Termografía Conexión de anillos rozantes, unidad 2	92
XXXIX.	Termografía 2 de conexión de anillos rozantes, unidad 2	93
XL	Termografía cojinetes de servicio, unidad 2	94
XLI	Termografía 2 cojinetes de servicio, unidad 2	95
XLII	Termografía cojinetes de accionamiento, unidad 2	96
XLIII	Termografía 2 cojinetes de accionamiento, unidad 2	97
XLIV	Termografía celdas de excitación, panel general, unidad 2	98
XLV	Termografía celdas de excitación, Transformador N2, unidad 2	99
XLVI.	Termografía 2 celdas de excitación, Transformador N2, unidad 2	100
XLVII	Termografía celdas de excitación, fusible fase r Trafo M4, unidad 2	101
XLVIII	Termografía PTS, unidad 2	102
XLIX	Termografía celdas de excitación, reóstato K4, unidad 2	103

L	Resumen de análisis termo grafico efectuado a unidad 2	104
LI	Valores de generador 3 posterior a mantenimiento.	105
LII	Niveles de embalse unidad 3 posterior a mantenimiento.	106
LIII	Valores de turbina unidad 3 posterior a mantenimiento	106
LIV	Valores 2 de la turbina posterior al mantenimiento	106
LV	Temperatura en ranuras de devanados unidad 3 posterior a mantenimiento	107
LVI	Valores de generador 2 posterior a mantenimiento	107
LVII	Niveles de embalse unidad 2 posterior a mantenimiento	108
LVIII	Valores de turbina unidad 2 posterior a mantenimiento	108
LVIX	Temperatura en ranuras de devanados unidad 2 posterior a mantenimiento	108
LX	Valores 2 de turbina unidad 2 posterior a mantenimiento	108
LXI	Especificaciones técnicas interruptor Gec Alsthom FXT14	114
LXII	Protocolo 1 de Mantenimiento de Interruptores Gec Alsthom FXT14	118
LXIII	Contadores de Maniobras interruptor FXT14	122
LXIV	Control Visual a interruptores FXT14	123
LXV	Limpieza de piezas metálicas a interruptor FXT14	124
LXVI	Hermeticidad de órgano de maniobra	127
LXVII	Medición de SF6 en interruptores FXT14	130
LXVIII	Control de densímetros	136
LXIX	Fijaciones de elementos nos sometidos a la presión.	137
LXX	Par de Apriete a FXT14	138
LXXI	Bornes y relés FXT14	140
LXXII	Sistema de calefacción FXT14	143
LXXIII	Estado de mecanismo de amortiguador de órgano de maniobra	144

LISTA DE SÍMBOLOS

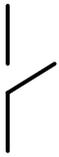
Símbolo	Significado
Ω	Ohmio
V	Voltaje
I	Corriente
A	Amperios
W	Watt
Kv	kilovoltios
MVA	Mega voltamperes
Hz	Ciclos por segundo
SF6	Hexafloruro de azufre.
°C	Grados centígrados
σ	Constante de Stephan Boltzman.

ε

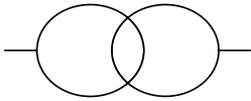
Emisividad



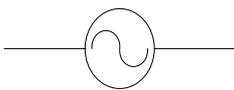
Interrupción de Potencia.



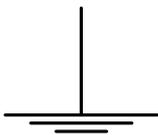
Seccionador de Potencia.



Transformador de Potencia.



Generador Síncrono.



Tierra

GLOSARIO

Aislamiento	Efecto de aislar un cuerpo electrizado y separarlo de otro que no lo esta, puede ser Homogéneo: si los cuerpos del compuesto aislante son de igual condición o naturaleza. No homogéneo: si los elementos del compuesto aislante son de diferente naturaleza
Aislante	Un material aislante es aquel que, debido a que los electrones de sus átomos están fuertemente unidos a sus núcleos, prácticamente, no permite sus desplazamientos y, por lo tanto tampoco el paso de la corriente eléctrica cuando se aplica una diferencia de tensión entre dos puntos del mismo
ANSI	Instituto Americano de Normas y Estándares
Circuito	Combinación de varios elementos unidos en puntos terminales que ofrecen cuando menos una trayectoria cerrada a través de la cual puede fluir corriente
Cuerpo magnético	Conjunto de chapas de metal, separadas con materiales no conductores, que forman el núcleo de un bobinado o devanado en un generador.

Cuñas	Son los dispositivos que permiten fijar las bobinas o barras, en las ranuras del cuerpo magnético o núcleo y con un apriete adecuado, evitan las radiaciones en sentido axial
Devanado de estator	Son los devanados o bobinados que conforman la parte fija del generador, las cuales están colocadas en las ranuras del cuerpo magnético sujetado por cuñas y materiales aislantes
Devanado de rotor	Son devanados o bobinados que conforman la parte móvil del generador, las cuales están colocadas en las ranuras del cuerpo magnético sujetado por cuñas y materiales aislantes
Diagnóstico	Conjunto de signos o síntomas que nos permiten determinar el estado de un equipo eléctrico
Excitación	Es el acto de alimentar la corriente necesaria para que se produzca el campo magnético
Generador	Es la máquina destinada a transformar energía mecánica en energía eléctrica, por inducción electromagnética, debido a la rotación de cuerpos conductores en un campo magnético
IEC	Comisión Electrotécnica Nacional
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

INDE	Instituto Nacional de Electrificación
NC	Contacto Normalmente cerrado.
NO	Contacto Normalmente abierto.
NEMA	Asociación Nacional de fabricantes eléctricos.
Sobretensión	Aumento anormal de tensión en un circuito eléctrico
Vibraciones	Acción de vibrar, movimiento rígido de las moléculas de un cuerpo elástico, en períodos de pequeña amplitud.

RESUMEN

Realizar la labor de mantenimiento a los generadores síncronos e interruptores de potencia en la planta hidroeléctrica de Aguacapa es importante para obtener el estado actual de operación de los equipos, lo cual resulta fundamental al momento de realizar la toma de decisiones sobre las distintas actividades que se deban realizar a los mismos.

El mantenimiento se inició con el monitoreo de los parámetros básicos de los equipos previo a la desenergización de los mismos, comparando con las especificaciones dadas por el fabricante y con base a las distintas normativas vigentes, tanto para el mantenimiento de generadores síncronos como de interruptores de potencia.

Se realizaron de distintas pruebas a los dos generadores involucrados en el mantenimiento entre estos análisis termográfico, análisis de aislamiento, y evaluación y calibración de escobillas de excitación entre otras. Asimismo, se sugirió una serie de pruebas adicionales, las cuales se recomienda realizar en un futuro y que pueden contribuir grandemente a brindar un análisis más profundo de los generadores.

El mantenimiento efectuado a los interruptores de potencia dado la hermeticidad que presentan es bastante reducido, de igual manera debe efectuarse periódicamente, por lo cual se deben monitorear los parámetros sobre los cuales operan y por medio de estos diagnosticar su comportamiento paralelo a los valores que presenta el fabricante.

OBJETIVOS

General:

Efectuar un análisis sobre las labores de mantenimiento realizadas a generadores síncronos e interruptores de potencia en la planta Hidroeléctrica de Aguacapa, con afán de brindar propuestas para la optimización de los procesos.

Específicos:

1. Determinar las condiciones actuales sobre las que se realizan las labores de mantenimiento de generadores e interruptores en la Hidroeléctrica Aguacapa.
2. Determinar mediante la realización de las distintas pruebas, el estado actual de los generadores e interruptores de potencia.
3. Determinar con base a pruebas obtenidas la necesidad de las distintas actividades de mantenimiento.
4. Proponer las actividades necesarias para complementar los futuros mantenimientos de los generadores e interruptores de potencia de la planta hidroeléctrica de Aguacapa.

INTRODUCCIÓN

La generación hidroeléctrica tiene un papel importante en la matriz energética de nuestro país, ofreciendo grandes ventajas partiendo de las magnitudes de potencia que se pueden generar y considerando que es del tipo de energía renovable y limpia.

El correcto funcionamiento de los equipos de potencia eléctrica garantizan la mayor disponibilidad de el suministro de energía a la red eléctrica. La indisponibilidad de estos equipos obliga a efectuar reparaciones imprevistas que puede representar serias pérdidas, tomando en cuenta los altos costos de generación por plantas térmicas que deben ponerse en operación para cubrir la demanda de potencia que se genera en las hidroeléctricas.

La vida de operación de los generadores sincrónicos puede aumentarse si se realizan mantenimientos predictivos y preventivos programados periódicamente, además por medio de esta actividad se evita en mayor cantidad la necesidad de mantenimientos correctivos, los cuales incrementan los costos de operación.

Los interruptores de potencia necesitan labores de mantenimiento discretas previo a llegar al tiempo de vida útil para el cual fueron diseñados, sin embargo, es importante realizar las actividades previstas para controlar que todos los parámetros se encuentren en los valores permisibles y garantizar su correcto funcionamiento.

La realización de las distintas pruebas a los generadores e interruptores conforman una parte esencial en la labor de mantenimiento, teniendo la necesidad de efectuar algunas de estas previo, durante y posterior al mantenimiento, asumiendo finalmente la tarea de estudiar los parámetros obtenidos y diagnosticar el estado actual de los equipos.

1. MANIOBRAS MECÁNICAS Y ELÉCTRICAS EXTERNAS A MÁQUINA SINCRÓNICA

Para la realización del mantenimiento de los 2 generadores sincrónicos unidad número 3 y 2 de la hidroeléctrica Aguacapa es indispensable conocer las especificaciones técnicas de los mismos considerando potencia, voltaje, factor de potencia entre otros, esto con afán de estar completamente familiarizados con las dimensiones y datos que se trabajaran a lo largo de este Ejercicio Profesional Supervisado.

➤ Descripción general de los generadores sincrónicos de la planta hidroeléctrica de Aguacapa

Los generadores son marca AEG y están ejecutados en forma de construcción horizontal (D12), se define como horizontal basado en el eje que acopla la turbina con el rotor, es decir constan de la carcasa del estator con patas y placas de asiento, del rotor con árboles de bridas y de los soportes rectos con placas de asiento.

Son accionados por una turbina Peltón de dos toberas, el rodete de esta turbina esta atornillada y suspendida en voladizo en la bridas del alternador. En el árbol de bridas del lado de servicio se encuentran los anillos rozantes, que sirven para la transmisión de la energía de excitación del regulador de tiristor que se halla fuera del recinto del generador.

Los generadores tienen una refrigeración de circulación, que se efectúa a través de 2 ventiladores adosados axialmente. El enfriamiento por circulación del aire se efectúa a través de 2 radiadores que se encuentran en la fosa del generador

La potencia total instalada en la hidroeléctrica de Aguacapa es de 112.5 MVA (90 MW) y se compone de 3 unidades generadoras, las cuales cuentan con las mismas especificaciones técnicas. A continuación se muestra en la siguiente tabla sus características principales.

Tabla I. Características básicas de generadores síncronos, Hidroeléctrica Aguacapa

POTENCIA NOMINAL	37.5 MVA, cos phi = 0.8
TENSIÓN NOMINAL	10 kv +/- 5 %
FRECUENCIA NOMINAL	60 hz
VELOCIDAD NOMINAL	400 r.p.m.
VELOCIDAD DE EMBALAMIENTO	710 r.p.m.
MOMENTO DE GIRO (GD²)	455 to/m ²

El mantenimiento de los generadores síncronos unidad número 2 y 3 involucro dos etapas, las cuales se realizaron secuencialmente, esto fue realizado de esta manera por distintos factores entre estos el económico, ya que no es posible realizar el mantenimiento simultáneamente dado que no es permitido dejar las dos unidades generadoras fuera de servicio.

Es importante mencionar que en la realización de este mantenimiento se efectuó paralelamente el mantenimiento del transformador de potencia que se encuentra en la salida de la unidad generadora, actividad nunca antes realizada, por lo que en esta ocasión fue realizado de esta manera con afán de aprovechar al máximo el tiempo que estén fuera de servicio ambas unidades, asimismo se aprovecha de igual manera la realización de mantenimiento general a todo el campo de generación abarcando hasta las salidas a las líneas en la Subestación.

Previo a especificar la secuencia de pasos a seguir para la realización del mantenimiento es importante visualizar ciertos parámetros, los cuales mantuvo la máquina sincrónica antes de salir de servicio y contrastarlos con los obtenidos posteriormente al mantenimiento de esta, con objetivo de visualizar los cambios positivos que existieron en esta luego de haber efectuado la labor de mantenimiento.

Estos son los valores obtenidos de la unidad número 3 y unidad número 2. La unidad número 3 fue la primera en la cual se le realizó la labor de mantenimiento, todos los valores mostrados a continuación son valores tomados periódicamente con afán de tener datos estadísticos del comportamiento de las unidades, tanto para la monitorización de fallas y programación de las unidades en cuanto respecta a al mantenimiento, al salir de servicio la unidad 3 los valores obtenidos se mostraran en las siguientes tablas.

Tabla II. Valores de generador 3 previo a mantenimiento.

FECHA	HORAS	VOLTAJE (KV)	CORRIENTE (A)	POTENCIA (MW)	POTENCIA (MVAR)	CORRIENTE DE EXITACION (A)
15/04/2006	19:00	9.5	950	15	0	440
	20:00	9.5	950	15	0	440
	21:00	9.5	950	15	0	400
	22:00	9.5	950	15	0	400
16/04/2006	19:00	9.3	1200	20	0	480
	20:00	9.4	1550	25	0	510
	21:00	9.6	1500	25	0	500
	22:00	9.4	1250	20	0	450

Además los valores registrados en la turbina Pelton de la unidad generadora número 3.

Tabla III. Valores de turbina 3 previo a mantenimiento

FECHA	HORAS	BOMBA 1 RH (BAR)	AG. ARRIBA Y ESFERICA (KP/CM2)	LIMITADOR DE ABERTURA (%)	R.P.M	BOMBA 2 RH. (KP/CM2)	AG. ABAJO Y V. ESFERICA (KP/CM2)	TOBERA A (%)	REF. TOBERA B (M/SEG)
15/04/02006	19:00	0	53	50	400	5	48	13	1.8
	20:00	0	53	50	400	5	48	13	1.8
	21:00	0	53	50	400	5	48	13	1.2
	22:00	0	56	50	400	5	50	10	1.2
16/04/2006	19:00	0	52	50	400	5	48	24	2.8
	20:00	0	48	59	400	5	44	59	5.9
	21:00	0	48	59	400	5	44	59	5.9
	22:00	0	55	22	400	5	50	20	2.4

También se pueden obtener parámetros sobre la temperatura en la cual se encuentra el estator por medio de los sensores se encuentran instalados en los devanados

Tabla IV. Temperatura en ranuras de devanados, unidad 3

FECHA	HORA	RANURA 153 (°C)	RANURA 42 (°C)
15/04/2006	19:00	56	49
	20:00	65	55
	21:00	66	53
	22:00	67	54
16/04/2006	19:00	56	51
	20:00	83	69
	21:00	89	71
	22:00	83	65

Además, resulta importante tener conocimiento acerca de los niveles obtenidos en el embalse de la hidroeléctrica Aguacapa para estas horas y fechas.

Tabla V. Niveles en embalse

FECHA	HORA	PRESA (MSNM)	EMBALSE (MSNM)	CAUDAL (M3/SEG)
15/04/2006	19:00	700.53	698.96	4.7
	20:00	700.53	698.05	4.7
	21:00	700.53	697.06	4.7
16/04/2006	19:00	700.53	699.55	4.7
	20:00	700.53	698.12	4.7
	21:00	700.53	696.58	4.7
	22:00	700.53	695.6	4.7

De igual manera se realizó la toma de los valores obtenidos de la unidad número 2 antes de salir a labor de mantenimiento

Tabla VI. Valores de generador 2 previo a mantenimiento.

FECHA	HORAS	VOLTAJE (KV)	CORRIENTE (A)	POTENCIA (MW)	POTENCIA (MVAR)	CORRIENTE DE EXITACION (A)
17/07/2006	20:00	9.9	1600	26	8	560
	21:00	9.8	1600	26	6	550
	22:00	9.6	1500	25	0	460
	23:00	9.6	1600	25	0	470

Asimismo los valores la turbina Pelton de la unidad generadora número 2.

Tabla VII. Valores de la turbina 2 previo a mantenimiento

FECHA	HORAS	BOMBA 1 RH BAR	AG. ARRIBA Y V. ESFERICA KP/CM2	LIMITADOR DE ABERTURA %	R.P.M	BOMBA 2 RH. KP/CM2	AG. ABAJO Y V. ESFERICA KP/CM2	TOBERA A %	REF. TOBERA B M/SEG
17/07/02006	20:00	0	53	54	400	5	62	65	65
	21:00	0	55	52	400	5	66	46	46
	22:00	0	56	52	400	5	67	46	44
	23:00	0	56	52	400	5	67	42	44

A continuación los valores obtenidos en los sensores de los devanados en la unidad numero 2, en esta unidad contamos con una mayor cantidad de sensores de temperatura operativos comparado con los sensores que tenemos en la unidad numero 3, por lo cual resultaría ideal tener la recuperación del 100% de las lecturas de los sensores de las ranuras de devanados de ambas unidades.

Tabla VIII. Temperatura en ranuras de devanados, unidad 2

FECHA	HORA	RANURA 61-62	RANURA 109-110	RANURA 4-5	RANURA 111	RANURA 132	RANURA 153	RANURA 63	RANURA 42	RANURA 21
		°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C
17/07/2006	20:00	6	6	0	0	5	5	64	85	0
	21:00	6	6	0	0	5	5	78	97	0
	22:00	6	6	0	0	5	5	78	97	0
	23:00	6	6	0	0	5	5	79	97	0

De igual manera los valores obtenidos de los medidores de nivel en el embalse.

Tabla IX. Niveles de embalse, unidad 2

FECHA	HORA	PRESA (MSNM)	EMBALSE (MSNM)	CAUDAL (M3/SEG)
17/07/2006	19:00	700.72	698.83	10.5
	20:00	700.72	698.06	10.5
	21:00	700.72	697.56	10.5

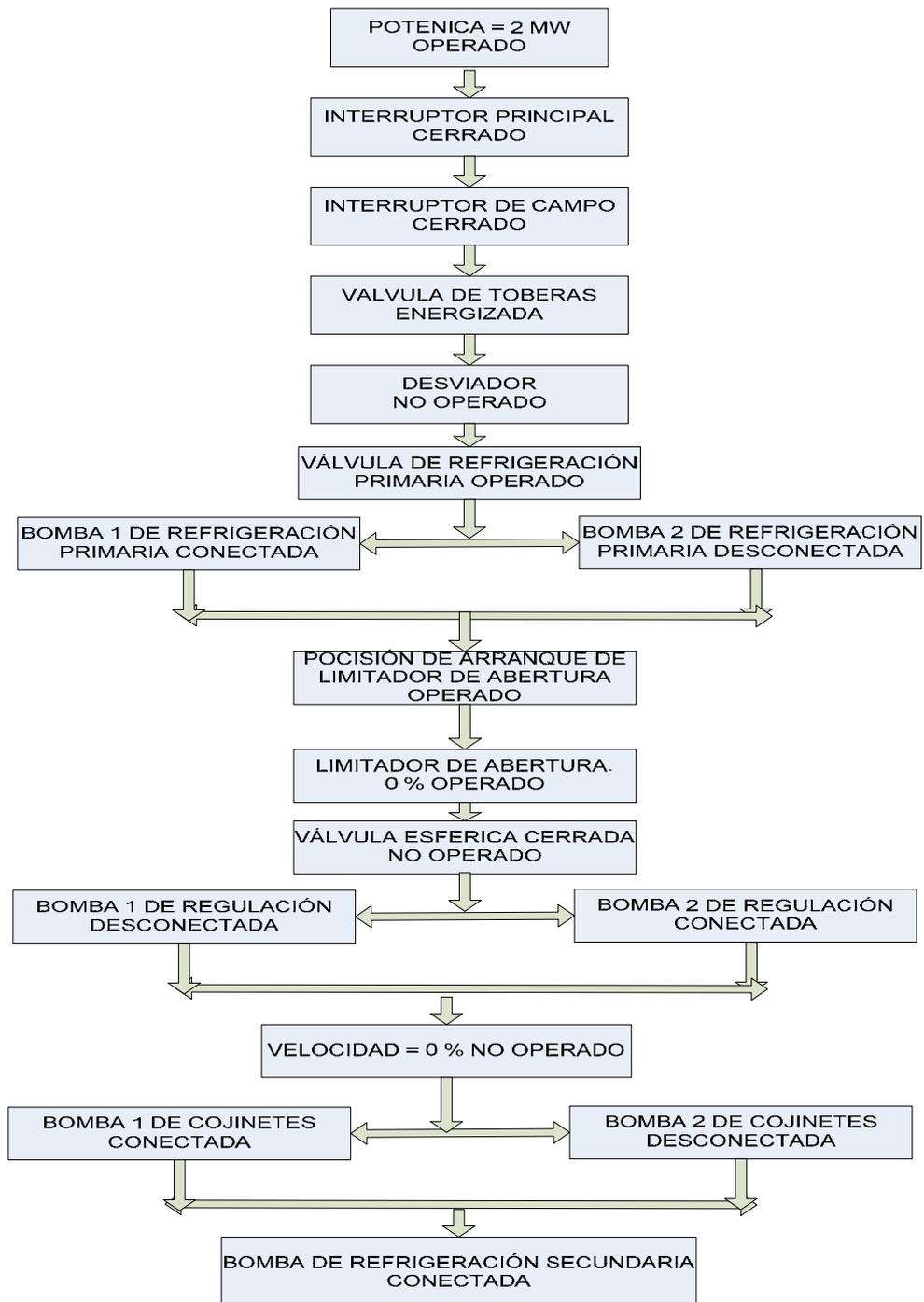
Es importante mencionar que todas las medidas anteriormente expuestas, fueron obtenidas directamente de los aparatos de medición colocados en los generadores síncronos, esto por medio de: transductores de Voltaje, Corriente, Barómetros, termo coplas. Además, se debe añadir que esta es una secuencia de rutina por parte del operador de turno. Monitorear los parámetros por intervalos de tiempo definidos para que verificar que se mantengan en los valores permisibles.

Para iniciar la labor de mantenimiento se debe iniciar con el envío de la orden de paro al generador, para esto se siguió con la secuencia de pasos ya establecida, esta se realiza a través del controlador lógico programable (P.L.C) que se tiene en la planta.

Existe la posibilidad de poder enviar la orden de paro desde el selector en la función de mando en forma manual a la máquina sincrónica, pero es importante tomar en cuenta que la función específica del PLC es automatizar el proceso consiguiendo disminuir el tiempo de accionamiento agilizando el proceso y quedando siempre el mando manual para utilizarse solo en caso en el que no se pudiese efectuar el accionamiento o existiera alguna falla de cualquier tipo por medio del PLC.

En la siguiente figura se esquematiza el diagrama del proceso de paro de la máquina sincrónica, en éste se ejemplifica los pasos a seguir vía SCADA para el paro total de la unidad generadora, por lo cual se debe tomar en cuenta que se deben de tener todos estos parámetros ajustados en el sistema para que la actividad en mención resulte exitosa.

Figura 1. Secuencia de paro de máquina síncrona



El mantenimiento propiamente del generador síncrono y de todos los demás elementos que involucran el campo de generación viene dado por una secuencia de pasos que ya fue establecida para la ejecución anualmente del mantenimiento en la hidroeléctrica Aguacapa, por lo tanto, es indispensable considerar la experiencia obtenida por las personas encargadas del mantenimiento: Ing. Jefe de Planta, Ing. jefe de Taller Eléctrico, Ing. Jefe de Taller Mecánico, técnicos de taller eléctrico, técnicos de taller mecánico y operadores de Sala de Mando.

Esta secuencia de pasos comienza desde el paro total de la máquina mostrada en la figura 1, desmontaje de los dispositivos involucrados, pruebas, mantenimiento, montaje y finaliza hasta la puesta en servicio de la unidad generadora.

Es indispensable visualizar qué tipo de configuración se tiene en la subestación, por medio de un diagrama unifilar de la planta, esto con afán de poder observar de forma gráfica qué maniobras se realizaran al momento de iniciar el mantenimiento, además de la importancia de este conocimiento al momento de que se presente una falla.

La instalación en la subestación es una instalación de juego de barras colectoras principales y un juego de barras auxiliares ambas en 230 Kv en los 3 campos, ya que en condiciones normales de operación todas las líneas y bancos de transformación se conectan a las barras principales, además este arreglo permite sustituir y dar mantenimiento a cualquier interruptor por el comodín, sin alterar la operación de la subestación en lo referente a desconectar líneas o bancos de transformadores.

La subestación cuenta con tres campos en la barra de salida de los cuales solamente uno está operativo y es el cual se dirige hacia la subestación Escuintla II de INDE que se interconecta con el SNI.

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA DE AGUACAPA

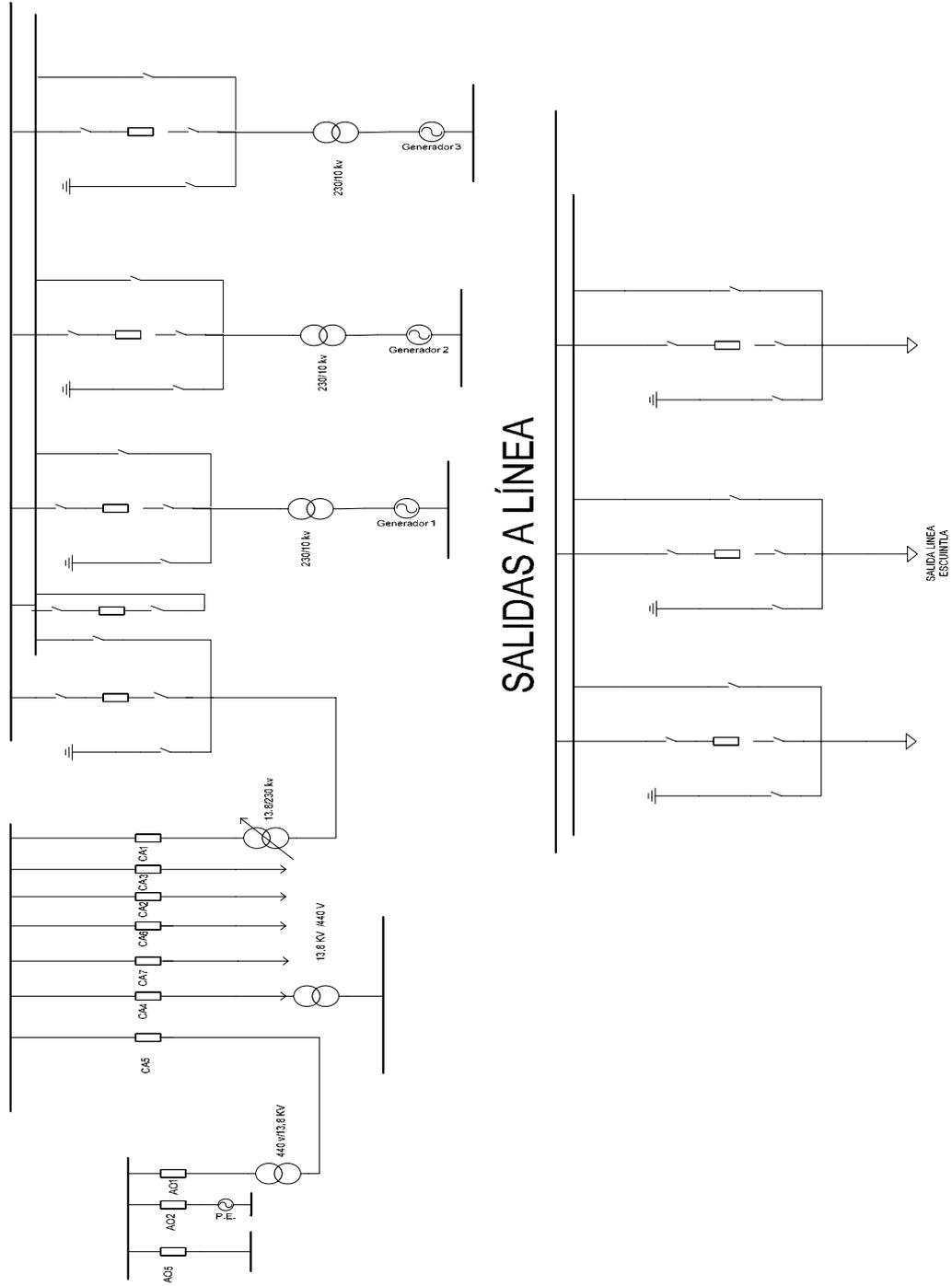


Figura 2. Diagrama unifilar de la Subestación de Aguacapa.

1.1 Instalación de tierras físicas

La acción de poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión es una actividad que es regla de oro al momento de realizar trabajos en media y alta tensión. Se trata de colocar la instalación en una puesta a tierra, es decir, unir directamente la instalación con tierra a través de un elemento conductor de continuidad, sin ningún dispositivo de corte.

Estas medidas adicionales garantizan que los dispositivos de protección contra sobre corrientes se activen y desconecten si por error se sometiera la instalación a tensión antes de tiempo. La unión de tierra con los cables de fases y de estos entre si, deberán realizarse con una resistencia mínima, para ello se emplean cables de unión especiales con abrazaderas, pinzas o garras de contacto y cuyos diámetros deben estar calculados para la intensidades de cortocircuito que pudieran aparecer.

Se debe elegir el lugar más adecuado para instalar la varilla de forma que la existencia a tierra sea la menor posible y fuera de la zona de paso de las personas mientras duran los trabajos. Si el cable de tierra esta enrollado en un carrete, se debe desenrollar por completo y conectar el carrete a la varilla de tierra, el personal no debe tocar la varilla ni los conductores de puesta a tierra durante la conexión/desconexión de la instalación.

La instalación de tierras físicas en la subestación de Aguacapa es primer paso en la etapa de mantenimiento, ya que además de proteger en caso de activación por error antes de tiempo nos sirve para prevenir la inducción de cualquier campo magnético que pudiese resultar de algún otro campo existente en la subestación y por consiguiente poner en riesgo el trabajo del personal que efectuara la labor de mantenimiento.

- Para la unidad número 3 se accionaron los seccionadores de puesta a tierra en la subestación vía P.L.C., y se hizo la instalación física del cortocircuito entre fases y tierra en las líneas, con afán prevenir y proteger al personal de la inducción que se puede generar por alto voltaje de las líneas.
- Para la unidad número 2, posterior al mantenimiento de la unidad generadora 3, se realizó de igual manera la instalación de tierras en la subestación, en esta unidad existió el inconveniente en el sistema vía remoto cuando se intentó el accionamiento de los seccionadores de puesta a tierra, por lo cual se dirigió personal directamente a la subestación para utilizar el mando local en el gabinete propiamente de los seccionadores de puesta a tierra, luego se hizo la instalación y se hizo la instalación física del cortocircuito entre fases y tierras en las líneas.
- Tanto para la unidad número 3 como para la unidad número 2 al final de todo el trabajo de mantenimiento tanto de generador como de transformador se realizó el proceso inverso en la instalación de las tierras físicas para poner en marcha todo el bloque de generación.

Para recordar el porque es tan importante efectuar la instalación de un sistema de tierras confiable es necesario estar conscientes de la probabilidad existente de sufrir una descarga por una mal aterrizamiento de tierras, debemos recordar que los límites de corriente tolerables por el cuerpo humano, la conducción de altas corrientes a tierra en instalaciones eléctricas, debidos a disturbios atmosféricos o fallas del equipo, obliga a tomar precauciones para que los gradientes eléctricos o las tensiones resultantes no ofrezcan peligro a los operadores o, en general al personal que labora en alta tensión.

Intensidades del orden de miles de amperes, producen gradientes de potencial elevados en la vecindad del punto o puntos de contactos a tierra y si además se da la circunstancia de que algún ser viviente se apoye en dos puntos, entre los cuales existe una diferencia de potencial debido al gradiente indicado, puede sufrir una descarga de tal magnitud que sobrepase el límite de contractilidad muscular y provoque su caída. En tal caso la corriente que circula aumenta y si por desgracia esta pasa por algún órgano vital como el corazón, puede originar fibrilación ventricular y sobrevenir la muerte.

El umbral de percepción se acepta generalmente como de aproximadamente 1 miliamperio. Si el camino de la corriente incluye la mano y el antebrazo, las contracciones musculares, el malestar y el dolor aumentan al crecer la corriente y bastan intensidades de unos cuantos mili amperes para evitar que la persona pueda soltar el electrodo agarrado con la palma de la mano que es la conducción de contractilidad antes mencionada.

Es necesario para una buena comprensión tomar en cuenta los diversos casos que pueden presentarse al hacer contacto con superficies de diferente potencial, las diferencias de potencial tolerables de acuerdo con los conceptos de tensiones de “paso”, de “contacto”, y de “transferencia” son sumamente importantes y deben tenerse presentes, lo cual por ser temas tan extensos solo se busca referenciar en este documento la importancia de la instalación de las mismas para evitar cualquier probabilidad existente de que se pueda poner en riesgo el trabajo de el personal que realiza el mantenimiento.

1.2 Instalación de equipo para limpieza de Rotor y Estator

La fabricación de andamios para iniciar labores de mantenimiento suele parecer una actividad muy sencilla, sin embargo es importante realizarla de la manera adecuada y apegada a guardar los lineamientos de seguridad industrial que se tienen estipulados. La construcción de estos andamios es realizada específicamente con el objetivo de posicionarlos, tanto en la parte inferior del estator como en la parte media superior del mismo, todo con afán de posteriormente retirar todas las tolvas principales y secundarias que protegen al estator de la humedad y agentes externos a este y realizar las labores de mantenimiento. Se realiza esta actividad por medio de una grúa de 10 toneladas, la cual puede ser utilizada para cualquiera de las tres unidades de generación de la planta según se requiera.

Por la precisión y dimensiones físicas que debe tener esto, se realiza la construcción del andamio por medio de plywood destinado específicamente para esto realizándolo siempre de igual manera en el mantenimiento que se tiene programado anualmente, por lo tanto, no existe una normativa que dicte la realización de esta actividad, sin embargo es importante recalcar lo importante que es esta construcción (aunque sea temporal) dado que nos servirá como plataforma para poder realizar todas las actividades de limpieza del estator en la parte superior e inferior. A continuación la siguiente figura sobre la utilización de estos equipos en el mantenimiento efectuado en la planta.

Figura 3. Construcción de andamios para mantenimiento de generador



Es necesario que todo el personal involucrado en el mantenimiento guarde las normas de seguridad industrial y utilice el equipo de protección personal adecuado.

1.2.3 Equipo de protección personal

Es importante tomar en cuenta que para este trabajo y todos los que se deriven a continuación se debe utilizar el equipo de protección personal adecuado, ya que es indispensable para resguardar la seguridad de todo el personal que trabaja en la planta. El equipo que se debe de utilizar es el siguiente:

➤ Casco de seguridad

Protege el cráneo contra golpes e impacto de objetos, además de sustancias químicas, riesgos eléctricos y térmicos. Para trabajos eléctricos deben utilizarse cascos clase E, que resisten el caso de corriente eléctrica de hasta 20 kv, pueden ser de ala completa o con visera de frente.

➤ Lentes de protección ocular

Deben cumplir las especificaciones en base a normativa **ANSI Z87.1** y ser adecuados al tipo de riesgos (físicos, químicos, o térmicos) a que se exponen los trabajadores, Para redes de distribución es recomendable utilizar adicionalmente, protección facial, para evitar quemaduras en el rostro o cuello.

➤ Guantes y mangas de hule

Estos son probablemente los accesorios más importantes del **EPP**. Los guantes se fabrican en distintos tamaños y para trabajos eléctricos tienen un espesor máximo de 0.050 ". El kit lo complementa un par de guantes de algodón que se utiliza debajo de los guantes de hule para absorber el sudor, y un juego de guantes de cuero que se utiliza por encima de los de hule como protección para todo trabajo en tensión. Las mangas de hule protegen brazos y hombros del contacto con partes energizadas a conductores.

De acuerdo con el nivel de voltaje, la protección de las manos se clasifica en la siguiente tabla.

Tabla X. Especificaciones para guantes y mangas de hule.

CLASE	TENSIÓN DE PRUEBA (V)	TENSIÓN MÁXIMA DE UTILIZACIÓN
00	2,500	400
0	5,000	1,000
1	10,000	7,500
2	20,000	17,000
3	30,000	26.500
4	40,000	36,500

➤ **Guantes de cuero**

Es necesario utilizarlos cuando se trabaja en redes de distribución, pues protegen, las manos de los siguientes riesgos: materiales calientes, abrasivos, corrosivos, cortantes, o arcos eléctricos. Para que la protección sea adecuada, los guantes de cuero deben ser cómodos, apropiados al trabajo o quedar bien ajustados.

➤ **Arnés de seguridad**

Componente de un sistema anticaídas que puede estar constituido por bandas de fibra sintética, elementos de ajuste, argollas y otros. Debe estar dispuesto y ajustado adecuadamente sobre el cuerpo de una persona para sujetarla durante y después de una caída, con el propósito de distribuir las fuerzas de detención entre los muslos, tórax y los hombros. Este sistema debe utilizarse cuando se trabaja una altura superior a dos metros.

Pueden utilizarse arneses anticaídas con anclaje frontal o dorsal, que incluyan un elemento de amarre, un absorbedor conectado al anclaje del arnés y este a su vez, conectado a un punto de anclaje estructural adecuado. El cinturón de liniero no está considerado como un sistema anticaídas sino que como elemento de posicionamiento y restricción.

➤ **Calzado de seguridad**

Las partes principales del calzado de seguridad para áreas eléctricas son las punteras y las suelas. Las punteras de acero protegen los dedos de fuerzas de impacto a compresiones y deben estar probadas para soportar un peso estático de 1,200 kilos.

La suela es una goma antiderrapante y aislante que protege contra resbalones, deslizamientos, y circulación de corriente. El resto del calzado es de cuero grueso, resistente a impactos, rajaduras e insoluble a ácido, aceites y solventes. A excepción de la puntera de acero, aislada por medio de un recubrimiento especial, el calzado de seguridad no tiene partes metálicas, es decir, no lleva ojeteros ni cordones con terminaciones de metal.

Para trabajos eléctricos (torres o subestaciones), deben agregarse una protección interna para el pie, llamada cambrayón que proporciona soporte al escalar.

La mayoría de estos equipos son utilizados actualmente en la planta y cuales se utilizan depende en gran parte del trabajo específico que se vaya a realizar, por lo tanto, los jefes de mantenimiento, así como los ingenieros responsables de la operación de ésta se encuentran velando constantemente para que se realice la utilización de el equipo de acorde a la actividad, por lo cual es de recordar y tomar en cuenta que la seguridad de el trabajador es el punto numero uno y se debe de buscar la manera de realizar los mantenimientos y trabajos adicionales de la manera más segura existente, es tarea para el futuro contar con el 100% de estos equipos según las necesidades que se presenten.

1.3 Limpieza de *bushing* de alta y baja tensión en transformador de bloque

En base al mantenimiento programado para todo el sistema de generación, se realizó la limpieza de los *bushings* de los transformadores de bloque es importante mencionar que se efectuó la revisión y limpieza de igual manera para los bushings de alta y baja tensión en los 2 transformadores de las unidades generadoras, según la programación estipulada.

El trabajo efectuado consistió inicialmente en la colocación de tierras físicas en los transformadores para posteriormente desconectar los *bushings* de alta tensión y luego retirarlos, esto por medio de grúa una grúa externa. Se realizaron los siguientes trabajos:

- Desenchufe del transformador de bloque.
- Retiro de los *bushings* de alta y baja tensión.
- Desenchufe del generador quitando las abrazaderas que unen las salidas de las tres fases del generador hacia la barra de salida al transformador.
- Inspección, limpieza general de los bushings de Alta y Baja Tensión del transformador de Bloque.

El trabajo realizado en este apartado es únicamente la inspección visual sobre los *bushings* y la limpieza superficial sobre los mismos, actividad que será descrita a detalle en el apartado 1.5 donde describe la realización de esta actividad basándose en la norma **IEEE STD 957-1995** , realizando toda esta actividad con afán de cerciorarse si existe o no deterioro en los aisladores ya sea por rajaduras o flameo de cada uno de los bushings, esto se realiza considerando además que después del pararrayos este el primer elemento en recibir eventuales sobre tensiones de maniobras o de impulsos atmosféricos, una falla en su aislación puede dañar no sólo el bushing, sino también el equipamiento asociado. En casos extremos, una falla en un bushing puede llevar a la total destrucción del equipamiento de AT, además del riesgo para el personal.

Al encontrarse deteriorado un bushing se provocan corrientes de fuga que repercuten en el cambio de la capacitancia y factor de potencia de los mismos, por lo tanto es aconsejable realizar una serie de pruebas por medio del equipo adecuado, entre estos se aconseja utilizar **IDD de Doble**, el cual nos ayuda a conocer cuales de estos valores de umbrales ya han sido excedidos, y en base a ello tomar la determinación de si existe o no la necesidad del cambio de bushing.

1.4 Mantenimiento y chequeo de estado de tornillos de barras de 10 kv desde salida del generador hasta el transformador de bloque

La detección y corrección de fallos en las conexiones antes de que produzca una avería, evita incendios y paradas que pueden ser cruciales para la rentabilidad de la planta. Estas acciones predictivas son vitales para el correcto funcionamiento de la maquina síncrona, ya que si un sistema principal falla, los gastos generales aumentan de forma inevitable, obliga a una redistribución de los trabajadores y del material, reduce la productividad y repercute en la seguridad de los empleados.

Se realizó el mantenimiento en todas las barras de salida de las unidades generadoras hasta los transformadores de bloque, para esta acción se utiliza compresor y soplete para remover el polvo existente, asimismo en paños secos se aplica unitron el cual es el solvente utilizado comúnmente en limpieza de barras de cobre para uniones en equipo de potencia. Este procedimiento es importante dado que si los niveles de contaminación son elevados, las partículas contaminantes son capaces de ingresar al estator y se depositan en los cabezales. La contaminación acumulada propicia la ionización del aire y las bobinas se ven sometidas a la acción de descargas parciales aun al voltaje de operación.

Se utilizó pasta **Penetrox** la cual es una grasa que se se utiliza para todas las uniones en las barras que unen las salidas de los bushings del lado de baja tensión del transformador, esta se utiliza ya que asegura alta conductividad y no permite la formación de óxidos. Se recomienda en conexiones de aluminio a aluminio, cobre a cobre, y en las de aluminio a cobre en conductores desnudos, puede usarse a cualquier voltaje y en conductores aislados hasta 600 Volts., por lo tanto se utiliza con afán de evitar la oxidación y tener un buen contacto entre las uniones de las barras del generador hacia el transformador.

Adicional se realizó el apriete de las barras mecánicamente por medio de llaves directamente sobre los tornillos y tuercas para evitar que al momento en el que esté operando el generador por la misma vibración a la que están sometidas las barras se salgan de su posición y se pueda provocar el desajuste y deterioro de las barras así como la formación de un puntos calientes. En el caso de la unidad número 3 al estar realizando el mantenimiento en las barras de excitación del generador se detecto por medio de una inspección visual un punto caliente del lado del los transformadores de corriente ubicados en las salidas del generador. La acción tomada fue que se procedió a aplicar unitron, se lijo y aplicó pintura anticorrosiva, luego el apriete correspondiente, posterior a ello se limpió todo el gabinete en donde están ubicados los transformadores.

Los puntos calientes aparecen normalmente en estas ubicaciones producto de todos los falsos contactos que ocurren por la vibración de la máquina, por lo que procede a realizar el apriete de los tornillos previo a lijar y luego colocarle pintura anticorrosiva al área afectada.

Figura 4. Punto caliente en unidad 3



Este procedimiento secuencialmente se efectuó, tanto para la unidad número 3 como para la unidad número 2, con excepción que en la unidad número 2 no se detectó visualmente ningún punto caliente.

La principal razón por lo que es tan importante el seguimiento de las fijaciones en las barras desde la salida del generador hasta el transformador de bloque es que los componentes eléctricos comienzan a deteriorarse desde el mismo momento en que se instalan, independientemente de la carga de un circuito, la vibración, la fatiga y el paso del tiempo hacen que las conexiones eléctricas se aflojen, a la vez que las condiciones ambientales pueden acelerar su proceso de corrosión. Todos los sistemas eléctricos acaban deteriorándose con el paso del tiempo. Si no se localizan estos deterioros y no se reparan, estos fallos en las conexiones derivarán en importantes averías. Cuando una conexión está suelta o tiene algún tipo de corrosión, su resistencia aumenta y dado que al aumentar la resistencia también aumenta la caída de tensión y se genera un aumento del calor, podemos detectar el fallo antes de que se produzca una avería con seguridad utilizando una cámara termo gráfica, la cual nos brinda sin duda alguna las condiciones de temperatura a las que se encuentra sometido un punto en específico comparando la temperatura de este con la del resto del dispositivo.

1.5 Mantenimiento de aisladores, Ct`s , Pt`s, contactos fijos y móviles, así como ajuste a seccionadores de barra y línea en campos de la subestación

La limpieza en los aisladores es indispensable para prevenir las alteraciones serias en el suministro de potencia, estas interrupciones pueden ser obtenidas por la formación de corrientes de fuga que se pueden llegar a generar en los aisladores, corrientes que se obtienen a causa de los altos índices de contaminación que se pueden tener dependiendo de la cercanía a ambientes que posean altos índices de contaminación salina o industrial.

La limpieza en los aisladores de potencia se puede realizar partiendo de dos condiciones elementales, las cuales son que la línea este o no energizada. Si ésta estuviera energizada existe el lavado a alta, media o baja presión, limpieza por medio de aire comprimido y limpieza energizada con paños en vivo la cual va a depender específicamente del grado de contaminación y del riesgo de flameo durante el lavado en casos extremos.

Todas las aplicaciones anteriormente descritas pueden ser realizadas cuando la línea no esta energizada, aunque el caso más común y aplicado en el mantenimiento es el de la limpieza manual

La limpieza de los aisladores con frotación manual con un paño es completa y efectiva aunque se debe considerar que consume más tiempo, es un poco más costoso y requiere interrupciones del equipo, generalmente sólo se realiza la frotación manual cuando el lavado no es práctico por problemas del acceso de los vehículos pesados, altura o diseño de las estructuras o por el tipo de contaminación.

La frotación manual normalmente se usa en los aisladores de la subestación en donde el lavado con presión alta tampoco es práctico debido a la proximidad de equipo energizado, o no es efectivo debido a la dureza de los depósitos en la superficie.

Para la realización de esta actividad el trabajador de línea deberá portar:

- Dispositivo de conexión a tierra personal.
- Paños necesarios, lana de acero,
- Cinturones de seguridad corporales (arnés) y una línea de vida de seguridad, si se requiere.

Se recomiendan usar almohadillas de lana de acero y/o nylon no abrasivo, cuando los paños o las toallas de papel no son efectivos, se debe tener precaución de eliminar todas las partículas de metal que deje la lana de acero. Se pueden usar solventes para ayudar en la limpieza, se debe tener cuidado con los agentes fuertes de limpieza debido a los vapores o los residuos. Después de la limpieza, se recomienda enjuagar el aislador con agua limpia para eliminar los residuos. Al haber efectuado el mantenimiento de los aisladores de esta manera estaremos basándonos en la Norma **IEEE STD 957-1995**, la cual dicta los procedimientos usados para la limpieza de aisladores eléctricos contaminados (excluyendo contaminantes nucleares, tóxicos y por sustancias químicas peligrosas), de todos los tipos, usando diferentes técnicas y equipos.

La limpieza de los aisladores en la subestación de la planta Hidroeléctrica de Aguacapa fue realizada por campo al final del mantenimiento de cada unidad generadora, y fue efectuada de la siguiente manera.

- En ambas unidades se procedió a realizar la limpieza manual con base a las especificaciones descritas en la norma citada, realizándolo tanto para CTS como PTS con abundante agua y detergente, posteriormente, se utilizó un paño seco removiendo de esta manera la suciedad en la porcelana.
- Se limpiaron las barras de los seccionadores de línea y barra con solvente (unitron) y pasta Penetrox para los contactos eléctricos solo en las puntas, ya que como bien sabemos éstas son partes móviles y se necesita que el contacto sea un contacto de operación de óptimas condiciones y que soporte las magnitudes de corriente a las que estará expuesto.
- También se realizó mantenimiento removiendo el polvo a los gabinetes de los seccionadores, se verificó el funcionamiento de forma manual por medio de la palanca del accionamiento del motor, limpiando posteriormente de manera superficialmente contactores y demás elementos del gabinete.

Figura 5 Mantenimiento de seccionadores de Barra, unidad 3



2. MANTENIMIENTO DE GENERADOR SINCRÓNICO

El mantenimiento del generador sincrónico fue realizado de igual manera para ambas unidades, por lo tanto para la realización de esto se utilizó la misma secuencia de pasos en ambas unidades por consiguiente se menciona el mantenimiento de forma generalizada y haciendo énfasis para cada una de las unidades en las diferencias encontradas y los resultados obtenidos en la pruebas.

2.1 Desmontaje, montaje y aplicación de pintura anticorrosiva a tapaderas y tolvas de generador

Este es el trabajo inicial previo a realizar la limpieza y mantenimiento del generador, en esta actividad al igual que en todas se deben tener presente guardar las normas de seguridad industrial definidas ya que requiere gran destreza en lo que respecta a la manipulación de las grúas que se utilizan para el retiro y movilización de las tolvas, por esto es indispensable tener en cuenta siempre el factor seguridad para poder desempeñarlo correctamente .Las actividades consistieron en :

- Retiro de la tolva principal del generador que cubre el estator, para esta maniobra se utiliza la grúa que soporta 10 toneladas.
- Retiro de las tolvas secundarias del generador de forma manual, se debe tomar en cuenta para esto que estas tolvas son las que finalmente protegen al los devanados del estator de la contaminación y humedad existente en el ambiente, éstas se encuentran subdivididas en 8 partes

pero para facilitar la ejecución de trabajo se pueden retirar subdividiendo solo en cuatro partes.

Figura 6 Retiro de tolva principal Unidad No.3



Figura 7 Retiro de tolva de turbina Unidad 3



- Luego se realiza la limpieza superficial sobre estas, con afán de desprender el polvillo o aceite que puedan tener internamente y que pueda ser transferirlo al estator causando deterioro en el aislamiento, esto se realiza utilizando agua y detergente y realizándolo de igual manera tanto para la tolva principal como para las tolvas secundarias.

Posterior al trabajo realizado en los devanados tanto del rotor como del estator, el cual será descrito en los próximos capítulos y previo a llegar a la re inserción de las tolvas y tapaderas en su lugar dado que se busca mantener la mayor hermeticidad posible y que estas mismas tapaderas no estén propensas a oxidarse por la humedad se describirá a continuación.

- Cambio de empaquetaduras de las tolvas laterales del lado de carbones de excitación, operación realizada por parte del taller eléctrico diseñando los empaques necesarios en la orilla de la tolva para que al momento de instalar la misma, esta se mantenga lo mas hermético posible

protegiendo el generador de la humedad que puede dañar el aislamiento.

- Aplicación de pintura anticorrosiva a tolvas principales y secundarias, la pintura anticorrosiva es una base o primera capa de imprimación de pintura que se da a una superficie, que se aplica directamente a los cuerpos de acero, y otros metales. Para ello puede usarse un proceso de inmersión o de aspersion. Ésta tiene el propósito principal de inhibir la oxidación del material, y secundariamente el de proporcionar una superficie que ofrezca las condiciones propicias para ser pintada con otros acabados, dado que el nivel de humedad es bastante alto en esta operación es indispensable aplicarla al generador para poder protegerlo.
- Colocación de las tolvas secundarias del generador del lado de excitación, y posteriormente las tolva lateral principal, cerrando completamente el lado de excitación.

El trabajo a efectuar del lado de accionamiento es básicamente el mismo:

- Retiro de la tolva principal del lado de accionamiento, utilizando la grúa de 10 toneladas.
- Retiro de la carcasa del estator que aterriza el anillo del rotor a tierra.
- Retiro del empaque de la tolva principal del lado de accionamiento, y se reemplaza por uno nuevo manufacturado en el taller eléctrico.
- Aplicación de pintura anticorrosiva.

- Instalación de la tolva lateral a su posición original.

Los resultados en ambos casos para las 2 unidades fueron exitosos finalizando con la re inserción de las tolvas a su posición original.

2.2 Mantenimiento general del estator

Es importante considerar las recomendaciones del fabricante con respecto al mantenimiento de la máquina síncrona, las cuales indican que el devanado del estator ha de mantenerse libre de aceite y polvo, para que no pueda formarse una mezcla de ambos. Se recomienda, de acuerdo con la accesibilidad utilizar un compresor para quitar periódicamente el polvo del devanado soplando con aire comprimido seco a 6 bares de presión, por lo tanto esta es una actividad que no puede realizarse constantemente, debe de ser programada anualmente, ya que económicamente no es rentable realizarla en reiteradas ocasiones dado que es necesario el paro total de la unidad.

En intervalos de tiempo mayores se recomienda una revisión a fondo, que pueda efectuarse muy cómodamente estando el rotor desmontado. Por lo menos deben desmontarse las conducciones de aire y las aletas de los ventiladores.

La revisión según el fabricante debe extenderse a los siguientes incisos:

- a) Limpieza de las cabezas de devanado soplando con aire comprimido seco (6 bares como máximo).

b) Quitar el polvo que se ha fijado en el devanado cepillando con cuidado o frotando con un trapo seco que no despendra fibras.

c) En caso de una contaminación intensa y, sobre todo, con contenido de aceite, el devanado ha de limpiarse con cuidado con un paño limpio empapado de un producto de limpieza, y luego ligeramente exprimido.

Como producto de limpieza debe emplearse un agente inflamable, que disuelva el aceite y, a ser posible, no tóxico, el fabricante sugiere Clorothene Nu de la firma Dow-Chemie, o un producto limpiador de seguridad Ascal-Fsa de la firma Ascali, además puede ser tricloroetileno o un producto equivalente adecuado, productos que ya no se encuentra en el mercado, por lo tanto el caso particular en la planta se utiliza un solvente llamado Unieron, que cumple con las mismas especificaciones de los anteriormente mencionados. Cuando se utilizan este tipo de productos de limpieza, el ambiente de trabajo debe estar bien ventilado y aireado, y tiene que evitarse aspirar un exceso de vapores. En este punto es recomendable el empleo de mascarar con entrada de aire fresco por normas de seguridad industrial.

Antes de retocar posibles puntos defectuosos en el barnizado superficial del devanado, el producto de limpieza debe haberse volatilizado por completo. El tiempo necesario para esto depende mucho del producto y de las condiciones locales, por ejemplo, de la temperatura, la humedad, el movimiento del aire, etc. Para el barnizado hay que consultar la clase de barniz aislante.

- Control del asiento fijo de las chavetas encastradas. Las chavetas solo pueden fijarse de nuevo estando el rotor desmontado, por lo tanto solo se hace referencia de ello ya que fue una actividad que no se realizo en esta ocasión.

Los flancos de las chavetas retiradas han de librarse de residuos de pegamento con ayuda de tela de esmeril y engrasarse después. Los flancos de las muescas se limpian solamente con tal que se quiten los restos de pegamento sueltos sin medios auxiliares mecánicos o químicos. Si hay que pegar de nuevo, ha de procederse de la siguiente manera: los flancos de las chavetas y las superficies opuestas han de impregnarse ligeramente de Scotchcast No. 8 de la firma 3M, es un pegamento cuyos dos componentes deben mezclarse bien a la proporción 1:1 antes del empleo.

Al quitar y al fijar las chavetas, la parte de la cabeza del devanado tiene que estar cubierta y protegida, ya que el aislamiento de las barras debe seguir estando sin deterioros.

- Control de la sujeción de las cabezas de devanado y de las derivaciones, siendo esta la solución en caso de aflojamiento de la sujeción, las ataduras sueltas de las cabezas de devanado y de las derivaciones han de cortarse en la zona en donde se han aflojado, retirarse con cuidado y sustituirse por otras nuevas. En los soportes de apoyo atornillados para las barras de maniobra han de apretarse los tornillos y asegurarse de nuevo. Las nuevas ataduras y las zonas con el barniz aislante desgastado han de volver a pintarse.
- Control de paquete de chapas del estator en lo que se refiere a compresión firme en dirección axial en las juntas.

Las placas y los dedos de presión tienen que tener un asiento fijo. Han de retirarse los cuerpos extraños en las rendijas de ventilación.

- Control de los termómetros de resistencia en las ranuras y en el paquete de chapas del estator, así como de sus empalmes.

El recambio de bobinas del estator solo deberá ser realizado por el fabricante. Si la reparación debe ser efectuada por el usuario, es conveniente solicitar del fabricante las indicaciones especiales sobre el recambio y los materiales auxiliares que han de emplearse.

2.2.1 Revisión de fundas de bobinas, juntas y empalmes de estator

Posterior al retiro de las tolvas principales y secundarias del generador, se procede a la revisión y limpieza de las bobinas del estator, los pasos realizados fueron:

- Inspección visual, inicialmente se encontró como se esperaba con cierto grado de contaminación, ya que normalmente los cojinetes sueltan una grasa que traspasa las tolvas del generador y ensucia el devanado del estator, motivo por el cual se debe realizar la limpieza superficial de los mismos devanados.
- La limpieza total sobre las bobinas del estator se realizó utilizando un compresor de aire a 6 bares (según indicaciones de fabricante) con objetivo de suministrar aire a presión para quitar el polvo de las bobinas y luego se limpio con detergente y unitron aplicándolo sobre cada una de las bobinas.
- Se realizó una inspección visual sobre las puntas de las bobinas para ver la separación existente entre cada una y que estas mantuvieran la separación uniformemente.

- Se verifico que no hubieran separadores (refiriéndonos al aislante envolvente de la bobina) existente entre el entrehierro del estator, al realizar esto se encontraron 2 uno del lado de accionamiento y uno del lado de excitación para la unidad numero 3, ubicados en donde se unen las dos medias lunas si se cortara diametralmente el estator. Estos separadores al estar operando la maquina ocasionan ruido el cual puede llegarse a interpretar como una falla mecánica sobre el estator, y de no removerse pueden seguir deteriorando el aislamiento por lo cual lo que procedió es a retirarlos manualmente evaluando y dado que era en una mínima cantidad el deterioro sobre la unidad solo se registro en la bitácora de la maquina para posteriormente comparar cronológicamente si se esta ocasionando un daño mayor en el aislamiento y este deba de llevar alguna actividad especifica.

Posteriormente al realizar la limpieza del estator en la unidad numero 2 el procedimiento fue básicamente el mismo, comenzando nuevamente con el desmontaje de la tolva principal y de las 4 tolvas secundarias del generador, Las actividades realizadas fueron las siguientes.

- Limpieza de todas las bobinas del estator, quitando el polvo con el compresor y luego se realiza la limpieza con detergente para remover la grasa.
- Revisión final de las bobinas de salida del generador teniendo en este un resultado positivo, ya que no se encontraron separadores por tanto se prosiguió con la limpieza de las mismas con solvente Unitron colocándolo en las puntas de las bobinas,

- Se verifico la separación entre las puntas de las bobinas encontrando en estas la separación debida.

2.2.2 Revisión del estado general del aislamiento

Cuando se realiza el análisis de el aislamiento se debe estar consciente de la importancia de que este se encuentre en buen estado ya que es indispensable para que la máquina pueda operar correctamente. En este trabajo es necesario tomar a consideración que se debe monitorear constantemente el estado del aislamiento en el estator a lo largo del mantenimiento para obtener la serie de datos que nos puedan pronosticar el estado actual del generador y compararlo cronológicamente con respecto a mantenimientos anteriores y por medio de ello estimar y el conocer el estado actual del mismo. Para esto es necesario hacer una buena elección sobre el tipo de dispositivo de medida que utilizaremos. Además se deben tomar en cuenta las consideraciones técnicas necesarias por el fabricante del generador.

El chequeo del aislamiento debe de iniciar desde la inspección visual ya que es una de las herramientas de diagnostico más importantes y efectivas si se realiza adecuadamente. La condición en la que se puede realizar la inspección visual más extensiva y detallada es con el rotor extraído, caso no suscitado en este mantenimiento, independientemente de ello y partiendo de condiciones ideales mencionaremos que los puntos principales para inspeccionar el aislamiento son los siguientes:

- Verificar que no haya grietas ni erosión en el aislamiento. Se pone especial atención en la zona de salida de las barras de las ranuras y en los amarres y separadores.

- Verificar si hay polvo amarillento sobre las cuñas en las ranuras. Esto es indicativo de desgaste del material de las cuñas o aislamiento por aflojamiento de cuñas.
- Verificar si hay signos de sobrecalentamiento en el aislamiento del devanado o en el núcleo magnético y los blindajes magnéticos.
- Verificar estado general de limpieza. Presencia de polvo o aceite sobre el aislamiento, especificado en el apartado 2.1.

➤ Resistencia de aislamiento

La medición de la resistencia de aislamiento se considera como una prueba de diagnóstico de la degradación del aislamiento.

El valor absoluto de la resistencia de aislamiento y el índice de polarización se usan para determinar la condición del aislamiento en cuanto a suciedad y humedad del mismo y decidir si el devanado es apto para operar o realizarle pruebas con tensiones elevadas. También, es la prueba de rigor para determinar si existe falla a tierra o entre fases en el devanado después de ocurrir un disparo del generador.

Según el manual del fabricante el generador específico que el valor teórico de la resistencia de aislamiento del devanado del estator viene dado por:

$$R_i = K * 2.86 \text{ (M}\Omega\text{)}$$

Donde R_i en (M Ω) es la resistencia de aislamiento.

K = Factor de Reducción de Temperatura.

Además estipula que los valores comparativos han de leerse después de 1 minuto de duración de la medición. La dependencia de la temperatura ha de tenerse en cuenta según la tabla siguiente:

Tabla XI Especificaciones de factor K, según temperatura en aislamiento

TEMPERATURA DEL DEVANADO	FACTOR K
20° C	45
35° C	16
45° C	8
55° C	4
75° C	1

El fabricante indica que las mediciones pueden realizarse con un magneto de manivela (a ser posible accionada por un motor). La tensión de medición debe ser 2500 V (tensión continua). Por precaución han de eliminarse las cargas estáticas antes de la medición. Para la medición propiamente han de abrirse primeramente los extremos iniciales y finales de todas las fases. En caso de fases S1, S2 y T1, T2 puestas a tierra (carcasa del estator) se efectúa la medición fase R1 ,R2 respecto a tierra (carcasa del estator).En caso de fases R1, R2 y T1, T2 puestas a tierra se efectúa la medición fase S1, S2 respecto a tierra y finalmente el caso de las fases R1, R2 y S1, S2 puestas a tierra se efectúa la medición fase T1, T2 respecto a masa.

Esta descripción brinda el principio básico para medición de la resistencia de aislamiento en un generador síncrono, según el manual este indica que se debe utilizar un magneto de manivela para realizar dicha medición, aunque se debe de tomar en cuenta que es un método que ya no se utiliza en la

actualidad, dado que esta actividad puede ser realizado de la misma manera pero con mayores ventajas ya que a la fecha existen dispositivos que realizan esta medición de manera mas eficiente y rápida, el instrumento utilizado en este mantenimiento mayor para la medición del aislamiento en las unidades generadoras fue el **Megger Unilap Iso 5KV** teniendo una lectura mas exacta y logrando obtener valores tanto para la resistencia de aislamiento así como el índice de polarización.

➤ **Megger Unilap Iso 5 kv**

Se utilizo durante el proceso del mantenimiento de los generadores para medir los valores de la resistencia de aislamiento del generador lo cual se realizo periódicamente una vez por semana durante el proceso de todo el mantenimiento para la unidad numero 3 y de igual manera para la unidad numero 2.

La medición se realiza de igual manera como se encontraba descrita en el manual del fabricante, cortocircuitando dos fases, estando estas aterrizadas a tierra y aplicando tensión a la siguiente fase y el cortocircuito de las otras dos, esto se realiza durante un período de 10 minutos por fase, esto nos refleja 2 valores en display; uno de resistencia de aislamiento (Riso= Insulation resistance), y el siguiente es el de el índice de polarización (Ip = Polarización Index) , el voltaje que se aplica esta en la escala de 2.5 K v,

Posteriormente se mostraran los resultados obtenidos, estos se visualizaran en una serie de graficas para ver su comportamiento en el tiempo y serán claves para concluir en nuestro análisis sobre el estado y diagnostico del aislamiento en el estator.

➤ Características de Megger Unilap Iso

La medición de la resistencia de aislamiento del aparato tiene un rango máximo de 30 TΩ con el rango seleccionado automáticamente. La medición del voltaje utilizado es un voltaje entre (50 V 250 V, 2,500 V...5,250 V) con una corriente previamente evaluada de 1 mA bajo norma **IEC 61557-2** generado por el grupo de las baterías.

Cuando se realiza la medición en instalaciones con consumidores conectados es importante estar seguros que los consumidores están separados de la red al menos en un polo por medio de un switcheo del switch principal o quitando un fusible. Si los valores de la resistencia de aislamiento aun no han sido alcanzados, los dispositivos deben ser separados de la red de todos los polos.

La medición del índice de polarización es establecida por una medida de soporte de la resistencia de aislamiento con la medida seleccionada de voltaje Uiso encima de 10 minutos en el cual la resistencia de aislamiento después de 1 y 10 minutos es almacenado en el índice de polarización el cual es calculado con la siguiente fórmula

$$I_p = \frac{R_{iso}(10min)}{R_{iso}(1 min)}$$

En nuestro caso, tanto los valores de el índice de polarización como la resistencia de aislamiento fueron obtenidos directamente de la lectura del megger y posteriormente fueron contrastados con valores anteriores de otros mantenimientos realizados para concluir posteriormente acerca del estado del generador.

La primera medición de aislamiento, tanto para la unidad numero 3 como para la unidad numero 2 fue realizada inmediatamente después del momento de enviar la orden de paro al generador, previo a iniciar el mantenimiento y posteriormente se estuvo realizando periódicamente hasta la puesta en marcha para visualizar su comportamiento en el tiempo.

2.3 Mantenimiento general del rotor

El devanado del rotor necesita los mismos trabajos de mantenimiento que el del estator. Sin embargo, una limpieza a fondo solo puede efectuarse estando desmontado el rotor. Además de la limpieza han de observarse los puntos que se mencionaran a continuación.

- Control de todos los puntos de contacto y atornilladuras de las bobinas polares, del devanado amortiguador y de las derivaciones a los anillos rozantes. Apretar y asegurar de nuevo las uniones flojas.
- Control de todas las demás atornilladuras en el rotor.
- Control del aseguramiento con cuñas de los polos. Golpear las cuñas flojas y asegurarlas de nuevo.
- Control del asiento fijo de las bobinas polares en los cuerpos polares.
- Revisión, instalación y calibración de escobillas y porta escobillas de excitación.

Esta es la recomendación del fabricante pero dado la accesibilidad existente al desmontaje del rotor no todos estos trabajos fueron realizados a

ambas unidades generadoras en la etapa del mantenimiento, sin embargo se deben considerar estas actividades para futuros mantenimientos dado que el trabajo de mantenimiento en el rotor de la maquina sincrónica no se realiza periódica ni extensamente, esto a raíz que el rotor no se encuentra normalmente desmontado para el mantenimiento particularmente.

2.3.1 Mantenimiento de escobillas y portaescobillas de excitación

Periódicamente deben comprobarse las buenas propiedades de las superficies de deslizamiento de los anillos rozantes, que no han de ser rugosas ni presentar estrías.

En caso que se necesiten trabajos de mantenimiento, ha de pararse el generador. Los anillos rozantes y el equipo de escobillas han de limpiarse con aire comprimido seco o con un trapo limpio y seco que no desprenda fibras.

Las escobillas de carbón tienen que asentarse con ligera movilidad en los porta escobillas. Hay que fijarse en que tengan una buena superficie de deslizamiento uniformemente brillante sin astillamientos, rasguños o asperezas.

Deben tener un apoyo seguro y uniforme sobre los anillos rozantes y como mínimo $1/3$ de la longitud inicial. En ningún caso las escobillas deben estar tan desgastadas que el remachado de los cordones de conexión pueda deteriorar la superficie de deslizamiento de los anillos rozantes.

En los porta escobillas hay que comprobar si las celdas de las escobillas están dispuestas radialmente y si la distancia entre el borde inferior de la celda y el anillo rozante es de 2 mm. La presión de las escobillas debe ser por termino medio de un dinamómetro encontrándose en estos parámetros de tensión:

Tensión de escobillas= 1.8 a 2.2 $\frac{N}{cm^2}$

➤ **Repasado de los anillos rozantes**

Si las superficies de deslizamiento de los anillos rozantes, aunque no tengan golpes, están cada vez más ásperas o estriadas, han de alisarse con ayuda de una piedra de carborundo de granulación fina adaptada a la redondez de la superficie de deslizamiento o mediante una piedra pómez apropiada.

Este trabajo puede realizarse también con tela de esmeril, empleando un taco de madera preparado de acuerdo con la curvatura de la superficie de deslizamiento. Si existe un golpe apreciable o las irregularidades son demasiado grandes, tienen que tornearse los anillos rozantes. Pero este trabajo deberá ser realizado solamente por el fabricante o por una firma especializada en ello.

➤ **Esmerilado de escobillas nuevas**

Las escobillas nuevas tienen que esmerilarse siempre. Para este fin ha de pasarse alternativamente por debajo de las escobillas a la presión normal de las mismas una tira larga de tela de esmeril, que se apoye plenamente en el mayor sector posible del anillo rozante. La tela de esmeril ha de pasarse por la escobilla solo en el sentido de giro, es decir al tirar hacia atrás debe de levantarse la escobilla. El esmerilado se efectúa a la presión normal producida por el porta escobillas. De ningún modo debe aumentarse la presión por ejemplo, oprimiendo suplementariamente con la mano. Al esmerilar hay que fijarse en que no se redondeen los bordes de las escobillas.

➤ **Medición de la presión de escobillas**

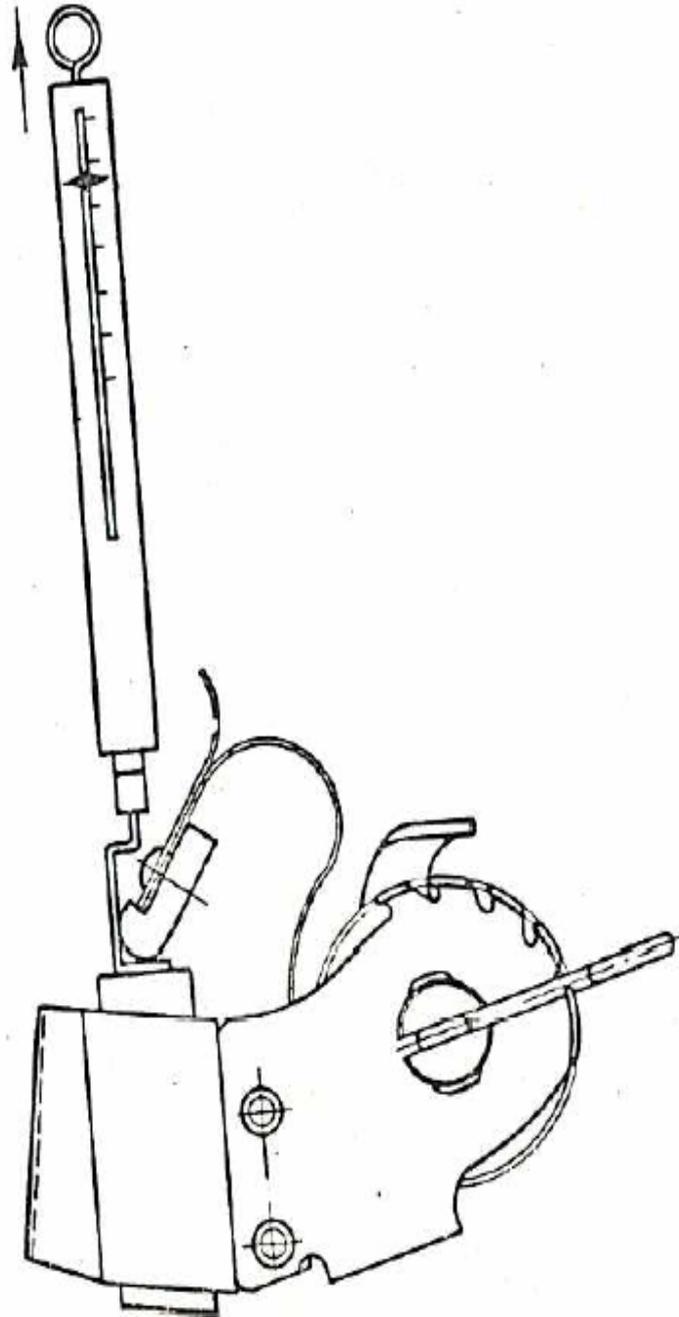
La presión de las escobillas de 1. 8...2.3 N/ cm² debe ser lo mas uniforme posible dentro de un juego. Ha de determinarse con ayuda de una balanza de resorte.

En la medición se cuelga el gancho de suspensión o el lazo debajo de la pieza de presión del resorte, y la balanza cogida en el anillo de agarre se tira hacia afuera en la dirección de la celda de las escobillas hasta que la pieza de presión se suelta de la escobilla.

Para compensar el error de medición producido por la fricción de la articulación, debe repetirse la medición moviendo hacia abajo. Hallando el valor medio de ambas mediciones puede eliminarse parcialmente la fricción. Si la presión de las escobillas no cumple con las normas, ha de reajustarse variando la tensión del resorte.

En la siguiente figura se puede visualizar la etapa en la cual se realiza la calibración de las escobillas por medio del dinamómetro, es importante mantener la tensión ejercida por estas al estar instaladas para garantizar el correcto funcionamiento en el anillo rozante.

Figura 8. Calibración de Escobillas



Fuente: Manual AEG Telefunken

Partiendo de las indicaciones suministradas por el fabricante se realizaron las siguientes actividades, realizándolas secuencialmente cada una al momento en que se trabajaron las unidades, por tanto basado en estas recomendaciones lo realizado fue lo siguiente:

- Retiro de porta escobillas para verificar el estado que presentaban los mismos, además del estado de las escobillas.
- Limpieza de las escobillas en los anillos rozantes, actividad efectuada a causa del polvillo que sueltan las escobillas al irse desgastando. Para hacer la limpieza se utiliza brocha, paños y el líquido que se utiliza normalmente en casi toda la limpieza superficial del generador que es unitron dado que es de secado rápido y no contiene grasa.
- Se realizó un lavado profundo en la base de el porta escobillas, se limpiaron las escobilla y posteriormente fueron instaladas.
- El trabajo realizado con las escobillas fue efectuado haciendo énfasis en la tensión que debe existir en el porta escobillas, siendo esta entre 1.8 y 2.2 N/cm² como lo indica el fabricante, al realizar esto se llega a la conclusión que deben de cambiarse 7 de un total de 20 escobillas por encontrarse la tensión por debajo de los 1.7 N/cm², en la unidad número 3, luego se prosiguió con la revisión de la araña que contiene los porta escobillas y se llegó a la conclusión que debe realizar el cambio de 10 porta escobillas por el desgaste existente en la fibra fenólica siendo este el material del cual está compuesto. Por consiguiente, se producía un recalentamiento en la escobilla provocando una cristalización, de tal forma que se ocasiona un mal contacto lo cual con el tiempo produce un daño que repercute por la fricción que esta tiene en el anillo rozante.

- Luego de este análisis, se realizó la instalación de las nueva porta escobillas en la araña (esto se realizó utilizando las llaves adecuadas para graduar las nueva porta escobillas y para que esta mantuviera el mismo ángulo que poseía la porta escobilla anterior con respecto al anillo rozante y no ocasionarle ningún daño adicional, manteniendo finalmente la distancia de 2 mm con el anillo rozante.
- Se montaron las nuevas escobillas trabajando el desgaste en estas para lograr que mantenga el ángulo que tiene el anillo rozante, esto se hace con lija poco a poco manteniendo el ángulo que debe mantener con el anillo.
- Se verificó nuevamente la calibración por medio de un dinamómetro de los porta escobillas nuevos ya montados conjuntamente con las nuevas escobillas manteniendo los parámetros descritos por el fabricante y estimando el rango de tensión por medio del dinamómetro entre 1.8 y 2.2 N/ Cm².
- En la unidad número 2, se prosiguió con realizar el chequeo de las escobillas del generador y se logró determinar que existían varias escobillas que necesitaban cambio por lo cual se optó por realizar el cambio completamente de estas, sin embargo los porta escobillas no estaban deteriorados por lo cual a estos no se les hizo ningún cambio, finalmente se realizo la secuencia de calibración la cual fue la misma para esta unidad.

Figura 9. Desmontaje de portaescobillas y escobillas



3. MANTENIMIENTO DE EQUIPOS AUXILIARES

Al realizarse el mantenimiento de los equipos auxiliares se refiere a todo lo que son los dispositivos que se encuentran en la cadena de mando y que contribuyen para accionar eléctricamente la máquina sincrónica, entre estos encontramos relés, contactores, fusibles, bombas y algunos otros dispositivos que forman parte de la cadena de mando que lleva la secuencia de pasos que activan ya sea de forma manual o vía el controlador lógico programable la marcha o paro de la máquina.

En el mantenimiento de los relés las principales averías que pueden sufrir son: que se queme la bobina, que se desgasten los contactos o que se queden pegados (soldados) los contactos. Generalmente, las bobinas son alimentadas por corriente alterna, con voltajes que varían desde 24 Volt (alimentadas mediante un transformador reductor) hasta 440Volt, energía que toman directamente de la línea de fuerza que alimenta al motor, aunque existen casos aislados de alimentación de las bobinas con corriente continua, las cuales generalmente se realizan de esta manera para dispositivos que no puede dejar de operar por falta de C:A, por lo tanto están alimentados por bancos de baterías para garantizar su operación continua.

Al alimentar la bobina, la armadura móvil se encuentra inicialmente separada del núcleo y la corriente inicial (llamada corriente I_1) es relativamente elevada por tanto la potencia calorífica desarrollada también, pero al desplazarse y cerrar el contacto la reactancia de la bobina aumenta y la corriente disminuye hasta la llamada corriente de mantenimiento I_m .

Esta corriente mantiene la armadura en posición cerrada y el calor generado es también pequeño. Una de las causas que puede dar lugar a que se quemara la bobina es que la tensión de alimentación sea demasiado pequeña, ya que si la corriente que da lugar a I_1 , es muy inferior a la I_1 necesaria, la fuerza de atracción no será suficiente para mover la armadura y al ser $I_1 \gg I_m$ el calor desarrollado hace que se quemara la bobina. Igualmente sucederá si la tensión de alimentación es demasiado alta.

El desgaste de los contactos tiene una causa doble, por una parte, debido a los choques mecánicos y por otra parte por los arcos eléctricos que se forman tanto en el cierre como en la apertura. Otra causa de la soldadura de los contactos son la baja tensión de alimentación, con la que la presión entre los contactos es débil, aumentando la resistencia de contacto que es elevada, dando lugar a la generación de energía calorífica que eleva la temperatura pudiendo llegar hasta la temperatura de fusión de los contactos. La caída de tensión puede ser debido a la propia corriente demandada por el motor en el arranque. Otro factor determinante en la soldadura de los contactos es que cada carga tiene sus propias características, y en la elección de los contactores estas deben ser tomadas en cuenta, por lo que al escoger un contactor debemos tener claro cual es la corriente que pasa por la bobina, la misma es definida por el fabricante y toma en cuenta el voltaje nominal de operación, la frecuencia nominal, el tipo de servicio, la categoría de empleo y la temperatura ambiente en el entorno del aparato. La categoría de empleo es importante para determinar la corriente de operación de los contactores y es la variable que con mayor frecuencia se tiende a omitir cuando se escoge un contactor, ya que para las mismas condiciones de temperatura y voltaje el mismo contactor maneja dos corrientes diferentes en dependencia de la categoría de empleo, y si no se escoge la correcta, conlleva a una falla inevitable del contactor y al paro del motor y por consiguiente a una disminución de la confiabilidad de operación del equipo o máquina.

Como se mencionó al inicio, lo que aconseja el manual del fabricante con respecto a el mantenimiento de los equipos auxiliares fue lo descrito anteriormente, aunque lo realizado durante el mantenimiento de la máquina sincrónica se resume al mantenimiento sobre los relés y contactores que manejan las distintas bombas, siendo esto de mucha importancia dado que los relés determinan finalmente el funcionamiento de las mismas, estando siempre estos propensos a fallas debido al uso continuo al que se encuentran sometidos, por lo tanto se efectuó el mantenimiento tanto para la unidad 2 como para la unidad 3 de los mismos.

3.1 Mantenimiento de los relés de mando manual

Se realizó el mantenimiento de todos los relés de corriente directa (125, 60, 48, VDC) del tablero de mando manual, estos sirven para el arranque de la unidad en mando manual si llegara a existir algún inconveniente con la activación de las mismas desde el autómata programable. Para esto se elaboro un dispositivo manufacturado por el mismo personal técnico del taller que contiene una serie de leds que funcionan como luces piloto, las cuales en el momento en que se inyecta la corriente acciona la bobina del relé y la iluminación de estos corrobora que todos los contactos NO de cada relé activen y los NC no por lo tanto, se visualiza que operen correctamente, si esto no sucede se procede a desgastar cualquier deformación en los contactos del relé con lija y borrador para remover cualquier tipo de impureza con afán de garantizar la limpieza en el contacto en el momento del accionamiento, si esto no logra reparar la falla del relé se realiza el cambio del contacto y en el ultimo de los casos el cambio de el relé. Esta actividad fue realizada de igual manera para ambas unidades realizándolo para todos los relés que integran dichos paneles.

Figura 10. Prueba de relés DC



3.2 Mantenimiento de contactores

El mantenimiento de los contactores es una actividad que se debe realizar en cada mantenimiento que se realice a las unidades generadoras. Por lo tanto se prosiguió de igual manera con el mantenimiento de contactores que como se menciono con anterioridad son de vital importancia para accionar las distintas bombas que trabajan en el sistema del generador síncrono. Los contactores sometidos a mantenimiento que operan las bombas principales fueron:

- Bomba de refrigeración primaria y secundaria
- Bomba de regulación de velocidad hidráulica (contactor =C400).
- Bomba de regulación (contactor =C500)
- Bombas de Moto compuerta (contactores = C100, C101)
- bombas de Cojinetes (contactores =C450, C451)
- Bomba de Calefacción (contactor = C300)
- Bomba de la válvula de Alivio (contactor = C301)

Para la realización del mantenimiento general de los contactores lo que se procedió a realizar es desarmar completamente de el contactor, luego la limpieza del contacto con cepillo eléctrico en todos los contactos de esta manera se logra que cualquier desgaste o deformación que este tenga desaparezca y quede en condiciones de operación normal, en caso no poderse reparar se realiza el cambio del contacto y si esto aun no fuera posible el cambio del contactor, posterior a la realización de esto se rearma y se le realizan pruebas eléctricas de apertura y cierre previo a regresarlo a su posición original, Las pruebas se realizan sometiendo el voltaje para el cual esta diseñada la bobina midiendo continuidad uno por uno en los contactos **NO y NC** con la bobina energizada y medirlos nuevamente con la bobina desenergizada verificando con esto el funcionamiento adecuado del contactor, Al realizar dicha prueba se concluyó con que no se realizó ningún cambio de bobina ni de contactor en ninguna de las 2 unidades, por lo cual se reafirma que todos lo contactores estaban en condiciones adecuadas luego de realizado el mantenimiento. Posterior a ello se reubicó cada contactor regresándolo a su posición original.

3.3 Mantenimiento de paneles de mando y fuerza, paneles de excitación, reapriete de tornillos y borneras

El tablero de mando contiene principalmente los equipos que permiten la operación de la unidad generadora. (Dispositivos para cierre y apertura, mando del regulador, relés de protección, tensión DC y AC etc.), su mantenimiento requiere de las ciertas actividades y está fundamentalmente orientado a la prueba y ajuste de los diferentes relés de protección, a través de la prueba de inyección de corriente y otra actividad que es el reapriete y chequeo de borneras.

Estas actividades deben realizarse solamente si el panel se encuentra desenergizado ya que puede producir lesiones graves o hasta la muerte por descargas eléctricas, quemaduras o activación no intencional del equipo controlado. La práctica recomendada es desactivar y desconectar el equipo de control de las fuentes de alimentación y liberar la energía almacenada, si la hubiera. Para Todo esto deben considerarse la normativas existentes como la **NFPA 70E, Parte II, la OSHA “ Control de Energía Riesgosa Interrupción de Energía usando Candado y Etiqueta”**, y OSHA “Seguridad eléctrica en trabajos relacionados con la práctica” incluyendo procedimientos para bloquear, poner indicación de emergencia, así como prácticas de trabajo apropiadas, calificaciones de personal y requisitos de capacitación cuando no sea viable desactivar y bloquear o poner advertencias en los circuitos de electricidad y equipos antes de trabajar en o cerca de piezas de circuito expuestas.

En el mantenimiento eléctrico a un panel de control, se deben de considerar los siguientes puntos:

➤ **Inspección periódica**

Los equipos de control deben inspeccionarse periódicamente. Los intervalos entre inspecciones deben basarse en las condiciones ambientales y de operación y ajustarse según lo requerido. la instalación, esto según National Electrical Manufacturers Asociación (NEMA) Standard No. ICS 1.3, el cual nos dicta los pasos a seguir para “Mantenimiento Preventivo de sistemas de control y equipo Industrial”.

➤ **Contaminación**

Si la inspección revela que entró polvo, suciedad, humedad u otros contaminantes al equipo de control, deberá eliminarse la causa. Esto podría indicar un envolvente (tablero o gabinete de distribución para control) deficiente o incorrectamente seleccionado, aberturas del envolvente no selladas (conducto u otras) o procedimientos de operación incorrectos. Se debe Reemplazar cualquier envolvente incorrectamente seleccionado por uno apropiado para las condiciones ambientales con base a la norma **NEMA Standard No. 250**, Enclosures for Electrical Equipment para obtener las descripciones y criterios de pruebas de los envoltentes. Reemplazar además los sellos de elastómero dañados o frágiles y reparar o reemplazar cualquier otra pieza dañada o defectuosa (por ej., bisagras, pernos de sujeción, etc.). Los dispositivos de control húmedos, sucios o contaminados deben reemplazarse, a menos que puedan limpiarse eficazmente mediante aspiración o con un paño. No se recomienda usar aire comprimido para realizar la limpieza porque puede desplazar la suciedad, el polvo o materias residuales a otras partes del equipo o dañar las piezas delicadas, esta operación se realiza sobre los tableros dejándolos finalmente libres de polvo.

➤ **Dispositivos de enfriamiento**

Se debe Inspeccionar los ventiladores usados para enfriamiento por aire forzado. Reemplazar cualquier ventilador que tenga aspas dobladas, despostilladas o faltantes, o si el eje no gira libremente. Se debe conectar la alimentación eléctrica momentáneamente para verificar la operación. Si no funciona, revisar y reemplazar el cableado, el fusible o el ventilador o motor del ventilador, según corresponda.

Es importante limpiar o cambiar los filtros de aire, según lo recomendado en el manual del producto. También limpiar las aletas de los intercambiadores térmicos para que no se vea afectado el enfriamiento por convección.

➤ **Bobinas**

Si una bobina muestra señal de sobrecalentamiento (fisuras, fusión o aislamiento quemado), debe reemplazarse. En ese caso, se debe verificar y corregir las condiciones de sobre voltaje o bajo voltaje que pueden causar el fallo de la bobina. Asegurarse de limpiar los residuos de aislamiento fundido de la bobina de otras partes del dispositivo o reemplazar dichas piezas.

➤ **Baterías**

Se debe reemplazar las baterías periódicamente según lo especificado en el manual del producto o si la batería muestra signos de fuga de ácido. Usar herramientas para manipular las baterías con fuga de ácido; la mayoría de ácidos de batería son corrosivos y pueden causar quemaduras. Se debe desechar la batería usada siguiendo las instrucciones suministradas con la nueva batería o según lo especificado en el manual del producto.

➤ **Luces piloto**

Reemplazar cualquier bombilla quemada o lente dañada.

➤ **Interruptores fotoeléctricos**

Las lentes de los interruptores fotoeléctricos requieren limpieza periódica con un paño suave seco.

Los dispositivos reflectivos usados junto con los interruptores fotoeléctricos también requieren limpieza periódica, no se debe utilizar disolventes ni agentes de limpieza en lentes.

➤ **Dispositivos de estado sólido**

Los dispositivos de estado sólido no requieren más que una inspección visual periódica. Los componentes descoloridos, calcinados o quemados pueden indicar la necesidad de reemplazar el componente o la tarjeta de circuitos. Los reemplazos necesarios deben realizarse sólo en la tarjeta PC o a nivel del componente enchufable. Las tarjetas de circuitos impresos deben inspeccionarse para determinar si están correctamente asentadas en los conectores correspondientes. Las lengüetas de fijación de las tarjetas también deben estar en su lugar. Los dispositivos de estado sólido también deben estar protegidos contra contaminación, y deben mantenerse los mecanismos de enfriamiento.

➤ **Prueba de alto voltaje**

Las pruebas de resistencia de aislamiento (IR) de alto voltaje y de voltaje no disruptivo dieléctrico (DWV) no deben utilizarse para verificar equipos de control de estado sólido. Cuando se mida la IR o el DWV de equipos eléctricos, tales como transformadores o motores, antes de realizar la prueba se debe desconectar el dispositivo de estado sólido usado para control o monitoreo. Aunque no haya daño aparente después de una prueba de IR o DWV, los dispositivos de estado sólido se degradan y la aplicación repetida de alto voltaje puede producir un fallo.

➤ **Dispositivos de bloqueo y enclavamiento**

Se debe revisar estos dispositivos para asegurar su correcto funcionamiento y capacidad de desempeño de las funciones indicadas

➤ **Mantenimiento después de una condición de fallo**

La apertura del dispositivo de protección contra cortocircuito (tal como los fusibles o interruptores automáticos) en un circuito derivado de motor correctamente coordinado es una indicación de una condición de fallo por exceso de la sobrecarga de operación. Dichas condiciones pueden causar daño al equipo de control. Antes de restaurar la alimentación eléctrica, la condición de fallo debe corregirse y deben realizarse las reparaciones o reemplazos necesarios para restaurar el equipo de control a un estado de operación satisfactorio. Se aconseja consultar estándares NEMA No. ICS-2, Parte ICS2-302 para obtener información sobre los procedimientos.

Con base al diagnóstico encontrado y posterior a la inspección y ejecución de todos los puntos anteriormente citados y que fueron aplicados a ambas unidades se debe mencionar la importancia de realizar el análisis termo gráfico, la realización de este análisis es vital para conocer el estado real de los equipos involucrados cuando estos se encuentran operando, además de todas las inspecciones y controles realizadas en el mantenimiento se realizó el análisis termo gráfico para detectar el estado final de los equipamientos con afán de prevenir con mayor certeza cualquier falla que se pueda aparecer proveniente de la existencia de un punto caliente en los equipos.

Dentro de las actividades descritas en este mantenimiento se involucró el chequeo de las conexiones internas de los dispositivos que se ubican en el tablero de mando. Lo realizado adicionalmente para la unidad número 3 fue lo siguiente:

- Revisión de borneras y las tarjetas del regulador electrónico de velocidad Mipreg 600 este regulador es el encargado de controlar el sistema de velocidad de la turbina Pelton. Esto se realizó verificando apriete y que los cables se encontraran sujetos a las terminales, además se debe ir chequeando el apriete el los tornillos en las borneras.
- Cambio de diodos en todos los relés de el mando manual para el arranque de la unidad.
- Mantenimiento y verificación de el funcionamiento de los relés más importantes, en algunos otros contactores de menor operación se realizo el reapriete de los tornillos en ellos así como el aplique de limpiador de contactos eléctricos

EL mantenimiento realizado de igual manera para la unidad número 2 también involucro lo siguiente:

- Revisión de las borneras y las tarjetas del regulador electrónico de velocidad Mipreg 600, además se prosiguió verificando las sujeción de los cables a las terminales y el apriete el los tornillos en las borneras.
- Instalación de guarda motor en la bomba la moto compuerta reemplazando los 3 fusibles de cada fase los cuales se encontraban dañados por sobre corriente.

- Mantenimiento y verificación de el funcionamiento de los relés más importantes, en algunos otros contactores de menor operación se realizo el reapriete de los tornillos en ellos así como el aplique de limpiador de contactos eléctricos

➤ **Revisión final**

Después del mantenimiento y reparación de los controles de mando y fuerza, se probó todo el sistema de control para asegurar su correcto funcionamiento bajo condiciones controladas que eviten peligros en caso de un mal funcionamiento, teniendo como resultado prueba exitosa para todas las unidades.

4. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE GENERADOR SINCRÓNICO

Las pruebas previo a la puesta en marcha del generador síncrono son fundamentales, estas pruebas realizadas a los generadores sincrónicos son realizadas antes, durante y al final del mantenimiento.

Entre las pruebas más importantes efectuadas en este mantenimiento a las 2 unidades generadoras se encontraron la medición de aislamiento, el análisis termográfico y las pruebas de excitación. A continuación en este apartado mencionaremos las pruebas que se realizaron al generador, asimismo las pruebas que se realizaron posterior a la puesta en servicio, estas además muestran los valores obtenidos al monitorear las máquinas posterior al mantenimiento.

4.1 Pruebas de aislamiento con megger Unilap Iso.

La práctica usual indica que cuando se vayan a realizar pruebas dieléctricas con tensiones equivalentes a la nominal del devanado ó mayores, se mida previamente su resistencia de aislamiento, incluyendo el índice de polarización, para asegurar que el devanado se encuentra en buenas condiciones de limpieza y seco para prevenir un posible daño al aislamiento por el esfuerzo de la tensión. Así mismo, después de realizar las pruebas dieléctricas, se miden de nuevo la resistencia de aislamiento y el índice de polarización para comprobar que no hubo ningún efecto adverso al aislamiento por las pruebas.

La tensión de prueba para la medición de resistencia de aislamiento debe ser siempre la misma; entre 1000 VCD a 5000 VCD, dependiendo de la tensión nominal de la maquina. Aun cuando casi todos los fabricantes recomiendan los valores de resistencia de aislamiento mínima e índice de polarización establecidos en el estándar IEEE-43, los cuales se consideran muy bajos, en CFE se están recomendando los siguientes:

Tabla XII.Valores de R de aislamiento e Ip según CFE.

SISTEMA	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	INDICE DE POLARIZACION
Asfalto - Mica	Kv + 1 MΩ	≥ 2.5
Poliester o Epoxi- Mica	1 MΩ	≥ 4

La experiencia muestra que los valores anteriores de resistencia de aislamiento mínima pueden ser al menos 10 veces los indicados sin problemas para lograrlo, dado que el aislamiento de las barras de las unidades generadoras es aislamiento EPITHERM , el cual se compone de seda de vidrio como material de soporte, mica fina como barrera eléctrica y resinas epoxidicas ciclo alifáticas como agente de ligazón. El fabricante indica que la resistencia de aislamiento se debe encontrar con un mínimo valor de 40 MΩ.

Dado el tiempo que se tuvo para realizar el mantenimiento de la unidad numero 3 se realizaron una mayor cantidad de pruebas, siendo un total de 10 mediciones de aislamiento, este no fue el mismo caso para la unidad numero 2 ya que el tiempo que duro el mantenimiento fue menor, de igual manera solo se presenta un total de 3 tablas tanto para la unidad generadora numero 3 como para la unidad 2 con afán de simplificar su análisis

Al final se encontrará una tabla con los datos resumidos, donde se encontraran las mediciones hechas en el transcurso del mantenimiento, esto se graficara en el tiempo para visualizar el comportamiento.

Tabla XIII. Medición uno de aislamiento a unidad 3.

FECHA	TIEMPO	VOLTAJE	FASES	RESISTENCIA	Ip
	(MIN)	(KV)		(G Ω)	
18/04/2006	10	2.5	R	17.1	4.36
18/04/2006	10	2.5	S	20.6	5.01
18/04/2006	10	2.5	T	18.3	4.52

La primera medición es una de las mediciones más importantes, ya que sin despreciar que la medida se ve afectada por la temperatura que presenta el generador cuando acaba de realizar el paro de la máquina, esta es alta y nos refleja el estado en el cual se encuentra el generador previo a la realización del mantenimiento.

Tabla XIV. Medición seis de aislamiento a unidad 3.

FECHA	TEMPO	VOLTAJE	FASES	RESISTENCIA	Ip
	(MIN)	(KV)		(G Ω)	
31/05/2006	10	2.5	R	13.2	3.8
31/05/2006	10	2.5	S	18.1	5.01
31/05/2006	10	2.5	T	15	4.33

La medición VI es una medición intermedia entre todas las mediciones que se le realizaron a la unidad número 3.

Tabla XV. Medición diez de aislamiento a unidad 3.

FECHA	TEMPO	VOLTAJE	FASES	RESISTENCIA	Ip
	(MIN)	(KV)		(G Ω)	
27/06/2006	10	2.5	R	13.8	3.79
27/06/2006	10	2.5	S	19	4.96
27/06/2006	10	2.5	T	15.6	4.23

Esta es la medición final del generador y esta es una medición con la cual se da por finalizado el monitoreo de pruebas al aislamiento a esta unidad.

A continuación se encontrará una tabla resumen que muestra las mediciones hechas a lo largo del mantenimiento, se debe tomar en cuenta que la tensión que suministra el aparato es siempre la misma 2.5 KV, en un intervalo de tiempo de 10 minutos, estos parámetros fueron los mismos para todas las medidas.

Tabla XVI. Resumen de mediciones de aislamiento a unidad 3.

FECHA	FASE R		FASE S		FASE T	
	RESISTENCIA (G Ω)	Ip	RESISTENCIA (G Ω)	Ip	RESISTENCIA (G Ω)	Ip
18/04/06	17,1	4,36	20,6	5,01	18,3	4,52
02/05/06	16,7	4,25	21,3	5,24	18,1	4,58
08/05/06	15,5	4,2	20,2	5,19	17,3	4,57
17/05/06	11,6	4,19	14,5	5,2	12,6	4,71
22/05/06	8,8	4,23	11,3	5,1	9	4,29
31/05/06	13,2	3,8	18,1	5,01	15	4,33
05/06/06	12,9	3,74	17,5	4,73	14,3	4,17
15/06/06	13,8	2,72	17,5	4,9	14,2	4,18
22/06/06	13,3	3,8	18,7	4,34	15	4,13
27/06/06	13,8	3,79	19	4,96	15,6	4,23
PROMEDIO	13,67	3,908	17,87	4,968	14,94	4,371

Estas son las gráficas que representan el comportamiento de la resistencia de aislamiento y el índice de polarización en las fechas indicadas tomando datos de la tabla resumen para cada una de las fases.

Figura 11. R de aislamiento e Ip Vrs. tiempo en fase R, unidad 3

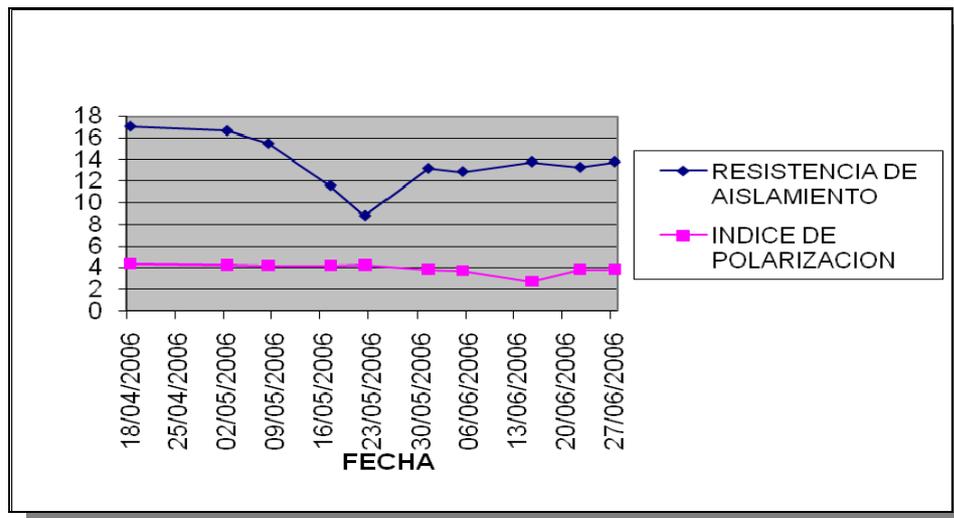


Figura 12. R de aislamiento e Ip Vrs. tiempo en fase S, unidad 3

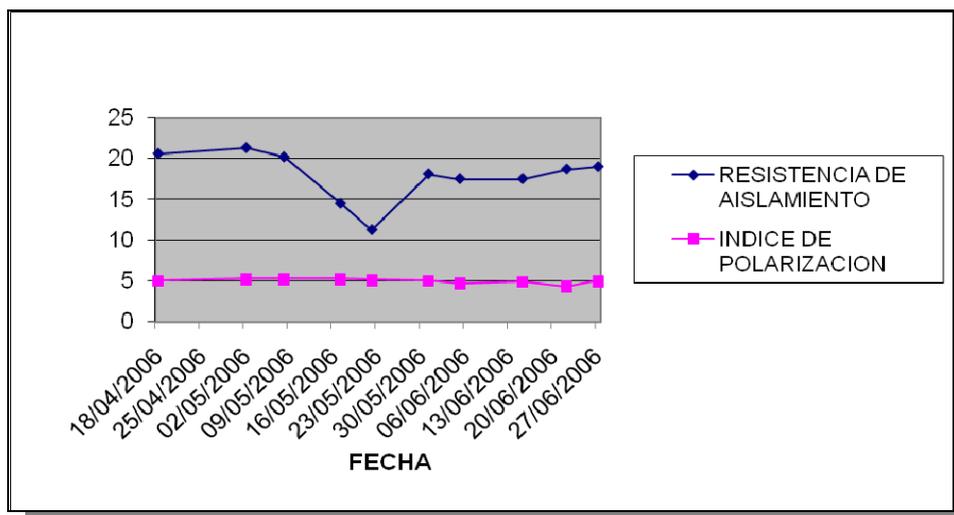
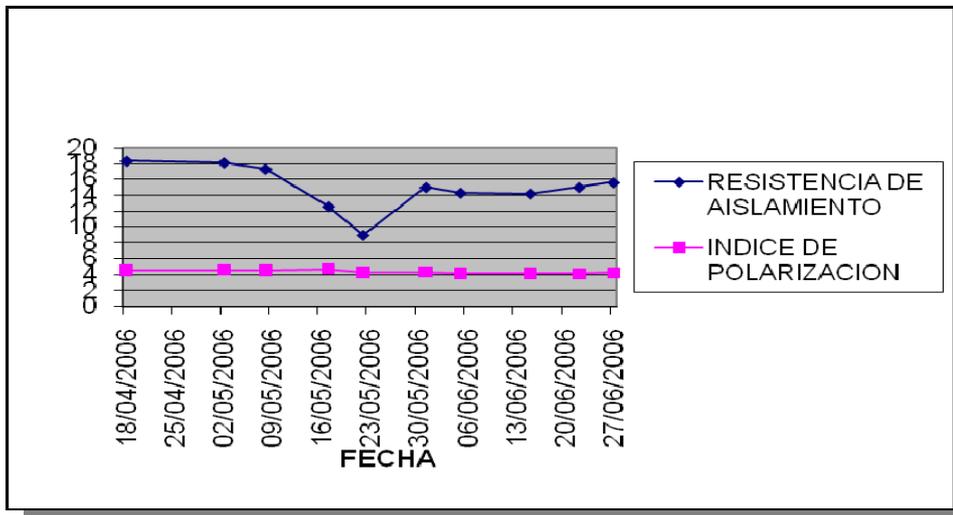


Figura 13. R de aislamiento e Ip Vrs. tiempo en fase T, unidad 3



Para la unidad número 2 solo se realizaron 3 mediciones de aislamiento, esto a razón que el tiempo que tardó el mantenimiento fue más reducido, por las condiciones que se presentaron en el trabajo de mantenimiento realizado en paralelo a los transformadores de potencia, de igual manera estas son representadas a continuación, y al final se muestra una tabla de resumen con las gráficas correspondientes

Tabla XVII. Medición uno de aislamiento a unidad 2

FECHA	TEMPO (MIN)	VOLTAJE (KV)	FASES	RESISTENCIA (G Ω)	Ip
19/07/2006	10	2.5	R	17.1	4.36
19/07/2006	10	2.5	S	20.6	5.01
19/07/2006	10	2.5	T	18.3	4.52

Siendo esta la primera medición y una de las mediciones mas importantes.

Tabla XVIII. Medición dos de aislamiento a unidad 2

FECHA	TEMPO	VOLTAJE	FASES	RESISTENCIA	Ip
	(MIN)	(KV)		(G Ω)	
28/07/2006	10	2.5	R	16.5	3.9
28/07/2006	10	2.5	S	16.2	4.07
28/07/2006	10	2.5	T	17	4.32

Siendo esta una medición intermedia.

Tabla XIX. Medición tres de aislamiento a unidad 2

FECHA	TEMPO	VOLTAJE	FASES	RESISTENCIA	Ip
	(MIN)	(KV)		(G Ω)	
01/08/2007	10	2.5	R	14.2	3.84
01/08/2007	10	2.5	S	14.1	3.82
01/08/2007	10	2.5	T	15.1	4.02

Siendo esta la última medición, finalmente se resumen todas las mediciones efectuadas y se calculan valores promedios en la siguiente tabla.

Tabla XX. Resumen de mediciones de aislamiento a unidad 2

FECHA	FASE R		FASE S		FASE T	
	RESISTENCIA (G Ω)	Ip	RESISTENCIA (G Ω)	Ip	RESISTENCIA (G Ω)	Ip
19/07/06	17,1	4,36	20,6	5,01	18,3	4,52
28/07/06	16,5	3,9	16,2	4,07	17	4,32
01/08/06	14,2	3,84	14,1	3,82	15,1	4,02
PROMEDIO	15,93333333	4,03333333	16,96666667	4,3	16,8	4,28666667

Estos con las gráficos representativos por fase:

Figura 14. R de aislamiento e Ip Vrs. tiempo en fase R, unidad 2

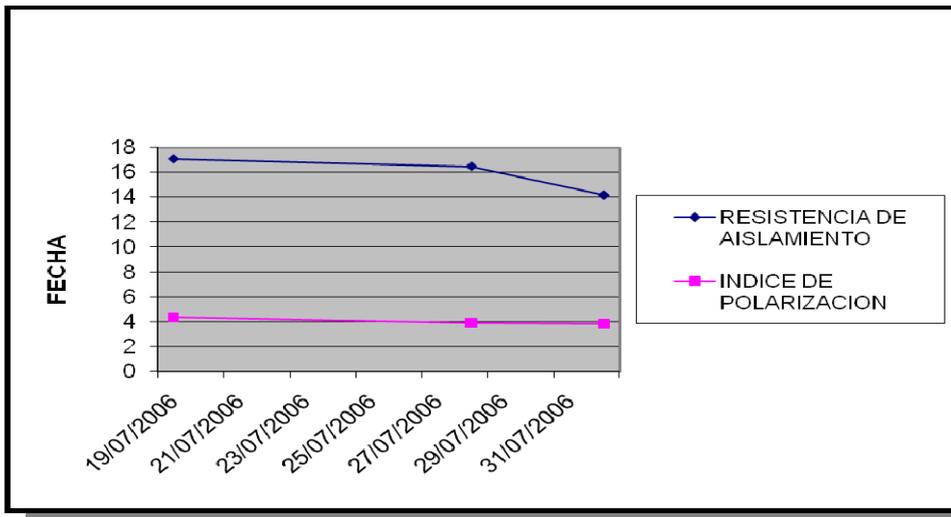


Figura 15. R de aislamiento e Ip Vrs. tiempo en fase S, unidad 2

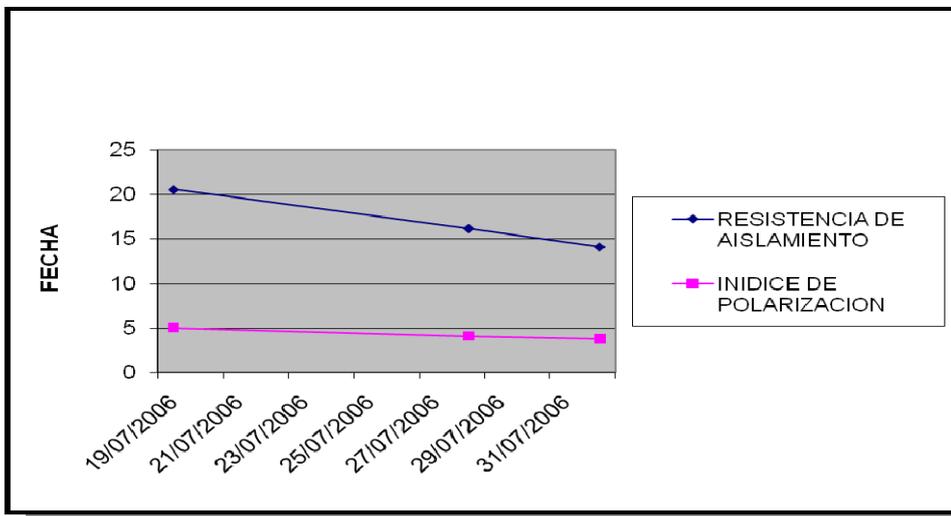
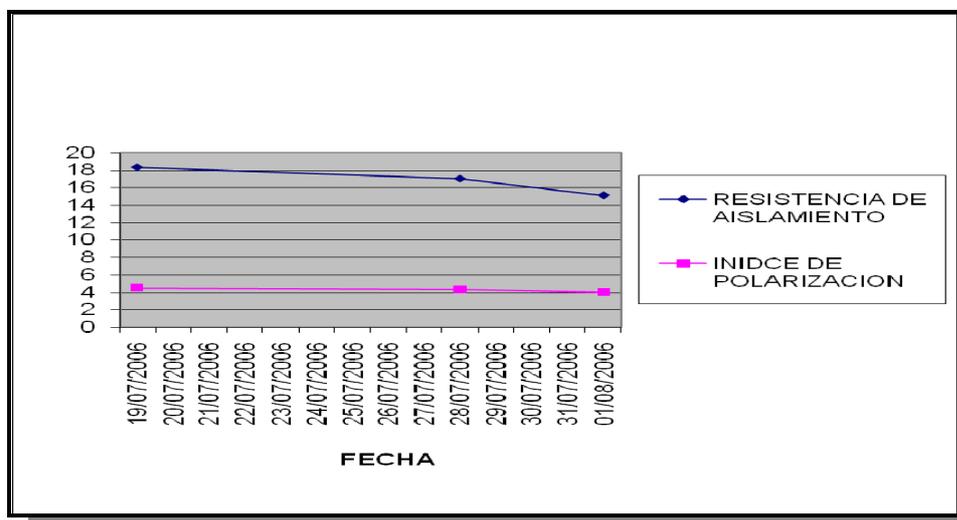


Figura 16. R de aislamiento e Ip Vrs. tiempo en fase T, unidad 2



Se puede concluir partiendo de los valores promedio obtenidos para la resistencia de aislamiento e índice de polarización para las unidad 3 en cada una de sus fases seria de:

R= 13.67 GΩ, Ip = 3.908

S= 17.87 GΩ, Ip= 4.968

T= 14.94 GΩ, Ip= 4.371

Y para la unidad número 2:

R= 15.93 GΩ, Ip = 4.03

S= 16.96 GΩ , Ip= 4.3

T= 16.8 GΩ , Ip= 4.28

Estos valores que se encuentran idealmente dentro de los márgenes en los que deben de mantenerse los generadores, y están por arriba de los valores que deben tener según fabricante y norma, además se debe considerar que la medición de la resistencia de aislamiento es afectada por varios factores:

- Estado de la superficie
- Humedad
- Temperatura
- Magnitud de la tensión de ensayo
- Duración de la tensión de ensayo
- Carga residual en el arrollamiento
- Polución ambiental

➤ Estado de la superficie

Materias extrañas tales como polvo de carbón depositado sobre superficies de fuga, pueden bajar la resistencia del aislamiento, polvo sobre la superficie del aislamiento, que al estar expuesto a la humedad baja la resistencia de aislamiento.

Si la resistencia se reduce a valores inapropiados puede aumentarse su valor por limpieza y secado luego de haber eliminado el polvo y la humedad, esto nos explica el comportamiento de las graficas anteriormente descritas, ya que en un momento la resistencia comienza a decaer siendo esto afectado por la temperatura y polvo, el cual está latente en el generador inicialmente pero con el transcurso del tiempo y posterior al mantenimiento efectuado el valor de esta resistencia de aislamiento comienza a subir hasta alcanzar nuevamente los valores estándar de la máquina.

➤ **Efectos de la humedad**

Si la temperatura del arrollamiento es más baja que la del punto de condensación de la humedad ambiente, una película de humedad se formará en la superficie de aislamiento y puede disminuir la resistencia de aislamiento.

Las máquinas en servicio están normalmente a una temperatura alta como para conservar el aislamiento seco. No ocurre lo mismo con las máquinas fuera de servicio que requiere ser calentadas para mantener la temperatura de los arrollamiento por encima del punto de rocío. En este punto se utilizó el sistema de calefacción de parada para tratar de mantener el nivel de temperatura adecuado.

➤ **Efectos de la temperatura**

El aislamiento se encuentra en buen estado cuando el diagrama es una línea recta que aumenta apreciablemente con el tiempo de ensayo. La humedad, contaminación o deterioro conducirán a una línea recta que se eleva respecto del tiempo muy suavemente tendiendo a aplanarse. Un $IP < 1$ puede indicar excesiva humedad o carbonización sobre o dentro del aislamiento. Los valores presentados por ambas máquinas síncronas declinan levemente y luego se elevan gradualmente, al final permanecen constantes por lo cual se puede concluir que los índices de polarización se encuentran entre 3 y 4 en ambas unidades se encuentran en buen estado.

4.2 Análisis de aplicación de termografía infrarroja a generadores sincrónicos

Cuando un objeto se calienta por lo regular irradia energía como fotones, basado en temperatura y emisividad. La radiación infrarroja es radiación electromagnética similar a la luz visible y a las ondas de radio. Las ondas con longitudes entre 2 y 15 micrones son llamadas radiación térmica. El calor y luz visible es cuando un objeto alcanza aproximadamente los 644°C (1200°F) emite luz visible, la longitud de las ondas de luz visible son más cortas que las de radiación infrarroja.

El calor es transferido de un área de mayor energía a una de menor energía, por: conducción (en sólidos), convección (en fluidos), radiación (principalmente en las superficies) además este puede transferirse en estado transitorio o estado estable, por lo tanto el interés mayor, usualmente es entender las fuentes de calor internas:

- Resistencia anormal en conexiones eléctricas
- Fricción Mecánica
- Pérdida ó daño de aislamiento térmico

El calor se produce en el interior, éste se transfiere a la superficie, se alcanza una temperatura superficial, la superficie llega al equilibrio con los alrededores.

La energía calorífica que radia desde una superficie depende de:

- σ = constante S-B
- Emisividad(ϵ)
- Temperatura(T)

Una superficie caliente emite más radiación que una fría (si es que ambas son del mismo material)

Ley Stefan-Boltzmann:

$$Q = \sigma \cdot \epsilon \cdot T^4 \text{ absoluta}$$

La medición que se realiza con una cámara termo grafica es la medición de la cantidad de calor, lo cual dependiendo de la emisividad del material nos indicara finalmente el grado de temperatura a la que se encuentra el punto que estamos midiendo.

Los generadores tienen un parámetro máximo de temperatura de operación, este parámetro es normalmente dado en grados centígrados, y puede encontrarse en su placa de especificaciones. Mediante la aplicación de inspecciones termo gráficas es posible detectar condiciones de instalación inadecuadas, anomalías en rodamientos, degradación del aislamiento, desalineamiento, etc. Por estas razones, la importancia de el análisis termo grafico a las unidades de generación es importante, para el caso particular de Aguacapa, estas unidades fueron evaluadas mediante un análisis termo gráfico previo a la realización del mantenimiento, buscando apoyar las acciones que normalmente son programadas en la etapa de mantenimiento por medio de acciones correctivas sobre los puntos calientes que se detectaron por medio de este análisis.

Las siguientes guías han sido obtenidas de fuentes publicadas por el Infrared Training Center de Boston MA, las cuales provienen de normas publicadas por ASTM, IEEE, e IEC. Las mismas se aplican de acuerdo a cada situación

Tabla XXI. Niveles de acción para equipamiento eléctrico.

CATEGORIA	INCREMENTODE TEMPERATURA	TIEMPO DE REPARACION	COLOR
MENOR	1° C A 10 ° C	Tiempo programado	
MODERADA	10° C A 35 ° C	2- 4 semanas	
SERIA	35° C A 75 ° C	1 -2 días	
CRITICA	ARRIBA DE 75 ° C	inmediato	

Es de considerar que cuando se realiza análisis termográfico no todos los dispositivos tienen la misma temperatura, por lo cual se dependerá finalmente del punto caliente detectado por la cámara termografica en donde se denotara la diferencia de temperatura de dicho punto con respecto a otros puntos del mismo elemento.

A continuación se analizará el análisis de termografía en la unidad 3 para los puntos considerados más importantes de la máquina síncrona.

Figura 17. Termografía anillos rozantes, unidad 3

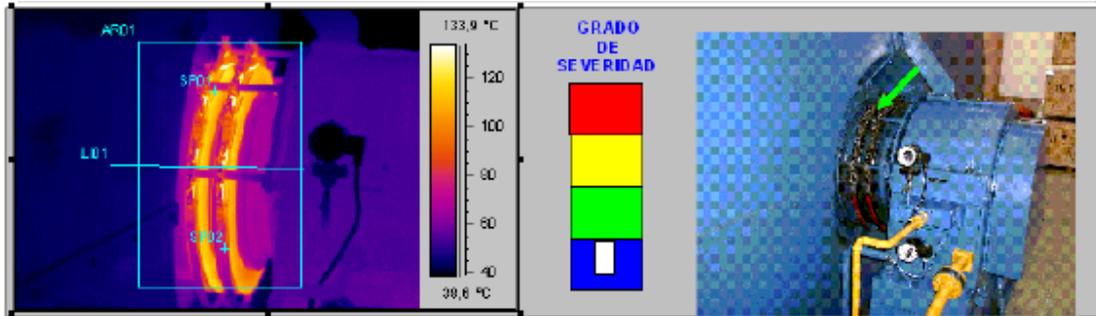


Tabla XXII. Termografía anillos rozantes, unidad 3

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 3	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Anillos Rozantes	Emisividad	0.9	SPO1	130.7 ° C
Descripción	Carboneras	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	75.4 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0 ° C	LI01:MAX	116.9 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0 ° C	AR01:MAX	153.1 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	38 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	16:49:32	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Comparada la temperatura de este generador con respecto a la unidad número 2 se encuentra 30° C sobre el mismo.
- **Recomendación:** Revisar la temperatura de operación en los manuales del equipo, si en caso esta fuera del rango de operación se puede deber a un desbalance de los ejes.

Figura 18. Termografía cojinetes de accionamiento y servicio, unidad 3

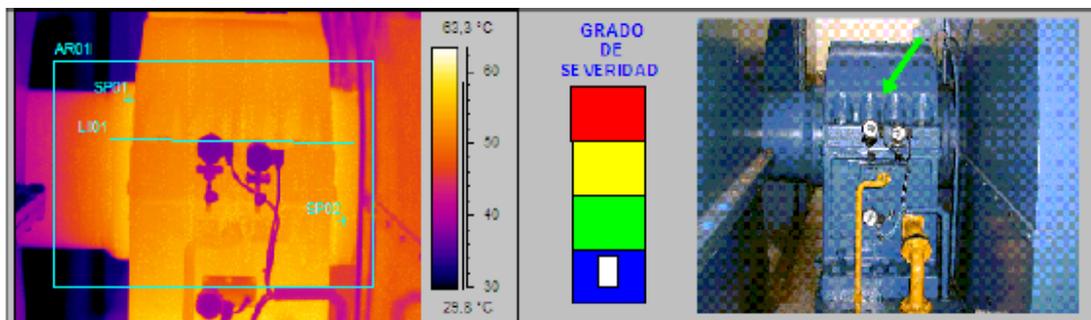


Tabla XXIII. Termografía cojinetes de accionamiento y servicio, unidad 3

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Carbón de Tierra	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Cojinetes de Accionamiento y servicio	Emisividad	0.9	SPO1	54.0 ° C
Descripción	Cojinetes de Accionamiento y servicio	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	56.1 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	56.0 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	57.7 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	28.8 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	16:52:21	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Temperatura normal de operación
- **Recomendación:** No aplica.

También se le realizó el análisis termo gráfico a contactores y equipo de control.

Figura 19. Termografía contactor de bomba 2 de refrigeracion, unidad 3.

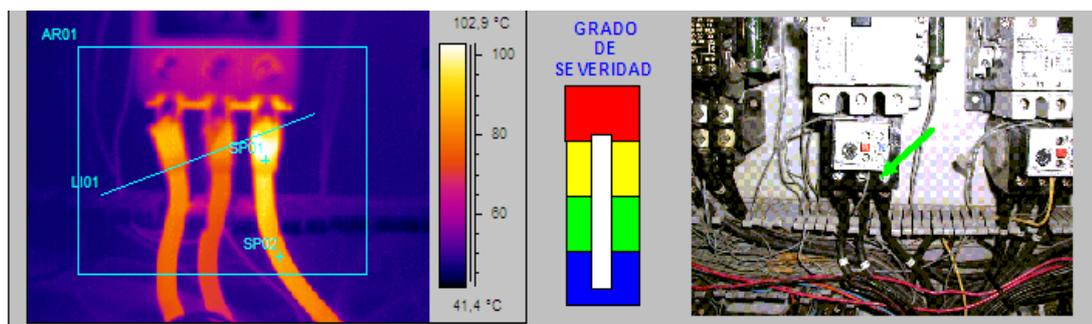


Tabla XXIV. Termografía contactor de bomba 2 de refrigeracion, unidad 3.

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 3	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Panel de mando Manual	Emisividad	0.9	SPO2	85.3 ° C
Descripción	Contactor bomba 2 de refrigeración	Distancia al objeto	1.5 m	SPO1	98.4 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	106.2 ° C
Falla	Falso contacto	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	108.4 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	43.3 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	16:55:00	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Falsos contactos, diámetro del cableado pequeño.
- **Recomendación:** Ajuste y limpieza, chequear diámetro del cable.

Figura 20. Termografía bomba 2 de regulación, unidad 3

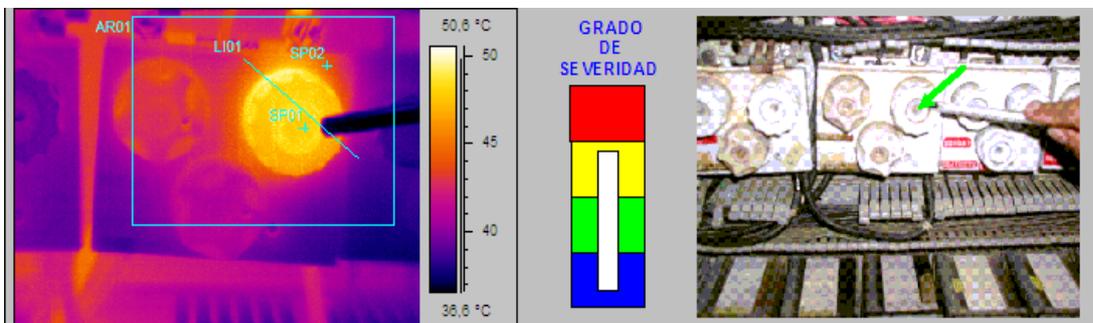


Tabla XXV. Termografía fusible bomba 2 de regulación, unidad 3

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 3	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Fusible bomba 2 de regulación	Emisividad	0.9	SPO1	48 ° C
Descripción	Portafusiles	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	44 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	50.1 ° C
Falla	Cambio de Porta fusible	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	50.4 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	36.2 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	16:58:44	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Falso Contacto.
- **Recomendación:** Reemplazar el porta fusible y fusible.

Figura 21. Termografía bornera principal 440 v, unidad 3

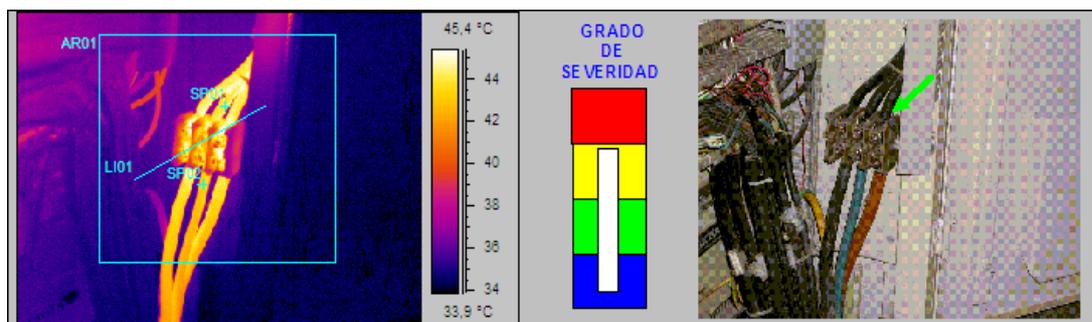


Tabla XXVI. Termografía bornera principal 440 V, unidad 3.

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 3	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Bornera Principal 440 voltios	Emisividad	0.9	SPO1	44.0 ° C
Descripción	Bornera.	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	43.3 ° C
Voltaje	440 V.	Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	45.7 ° C
Falla	Falso Contacto y sección de Cable.	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	46.4 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	33.3 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	17:03:58	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Falso contacto.
- **Recomendación:** Limpieza, Ajuste y monitoreo.

figura 22. Termografía bornera de distribución, unidad 3.

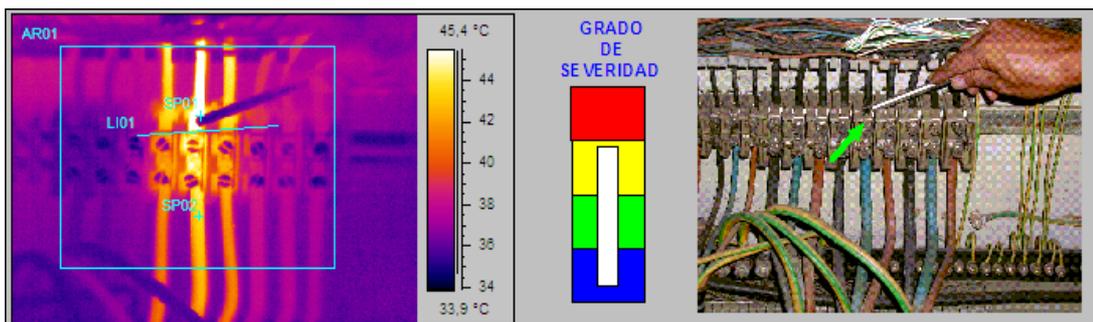


Tabla XXVII. Termografía bornera de distribución, unidad 3

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 3	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Bornera de distribución	Emisividad	0.9	SPO1	44.5 ° C
Descripción	Puntos 4,5,6	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	43.8 ° C
Voltaje	440 V.	Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	45.2 ° C
Falla	Falso Contacto.	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	48.8 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	34.3 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	17:04:45	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Falso Contacto.
- **Recomendación:** Limpieza, Ajuste y Monitoreo.

Figura 23. Termografía Contactor C301, unidad No. 3.

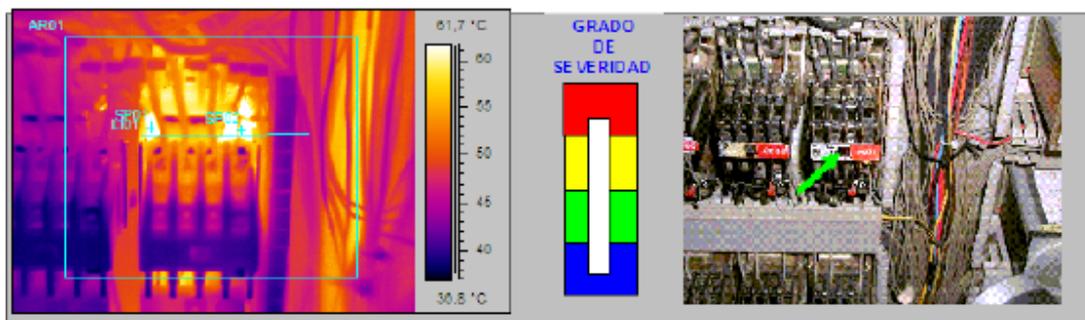


Tabla XXVIII. Termografía contactor C301, unidad 3.

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 3	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Bobina de Contactor (C301)	Emisividad	0.9	SPO1	65.4 ° C
Descripción	Contactor (C301)	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	59.9 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	90.9 ° C
Falla	Calentamiento de Bobina	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	90.9 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	37.2 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	17:09:17	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Calentamiento
- **Recomendación:** Cambio del contactor

Figura 24. Termografía celdas de excitación, unidad 3.

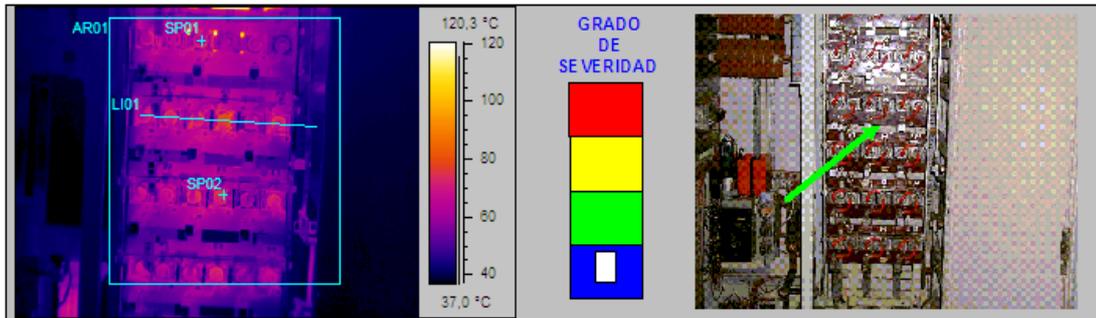


Tabla XXIX. Termografía celdas de excitación, unidad 3.

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 3	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Celdas de Excitación	Emisividad	0.9	SPO1	66.8 ° C
Descripción	Celdas	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	72.0 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	81.1 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	114.3 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	36.4 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	17:17:19	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico.** Temperatura normal de operación.
- **Recomendación:** No aplica.

Figura 25. Termografía bobinas de excitación, unidad 3.

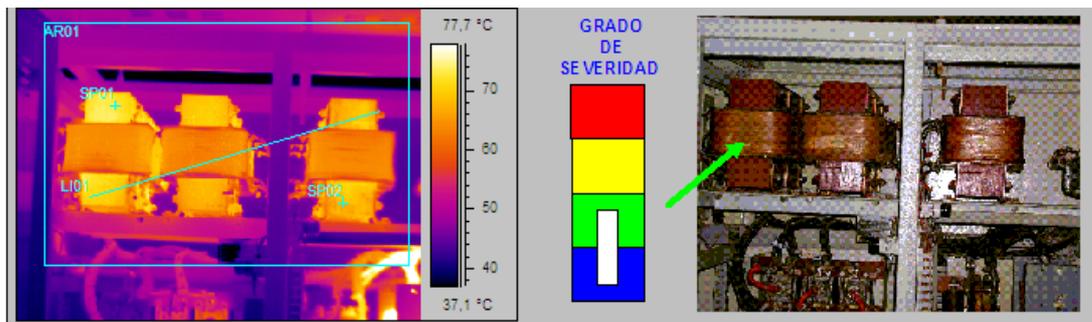


Tabla XXX. Termografía bobinas de excitación, unidad 3.

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 3	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Bobinas de Excitación	Emisividad	0.9	SPO1	72.9 ° C
Descripción	Bobina de Excitación (MPH)	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	67.8 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	71.9 ° C
Falla	Calentamiento de la bobina	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	98.1 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	35.1 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	17:19:26	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Calentamiento.
- **Recomendación:** Limpieza, ajuste y monitoreo.

Figura 26. Termografía CTS y PTS, unidad 3.

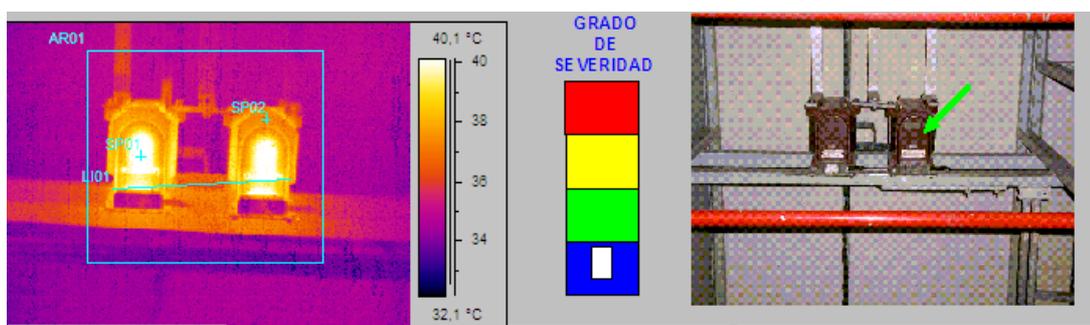


Tabla XXXI. Termografía CTS y PTS , unidad 3

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 3	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	CT'S. y PT'S.	Emisividad	0.9	SPO1	40.9 ° C
Descripción		Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	37.7 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	41.2 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	41.7 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	32.4 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	17:20:55	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Temperatura Normal de Operación.
- **Recomendación:** No aplica.

Figura 27. Termografía trafos de corriente de excitación, unidad 3.

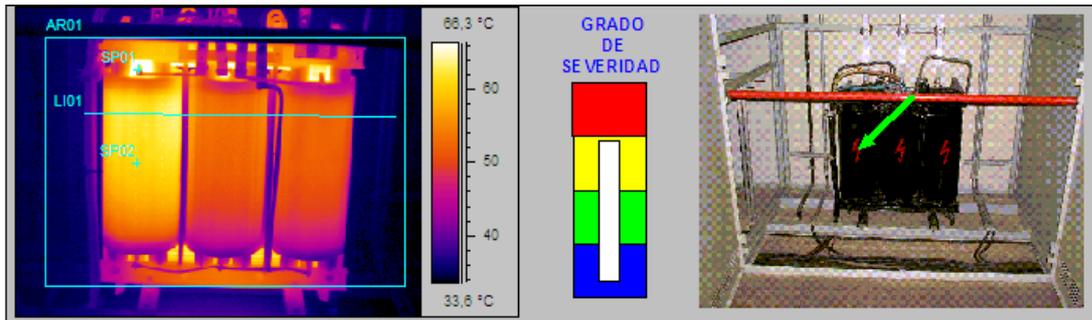


Tabla XXXII. Termografía trafos de corriente de excitación, unidad 3.

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 3	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Trafos de Corriente de Excitación	Emisividad	0.9	SPO1	58.6 ° C
Descripción	(Panel A Q 3.02)	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	60.6 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	64.2 ° C
Falla	Falso Contacto	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	71.5 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	32.4 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	17:21:47	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Falso contacto
- **Recomendación:** Limpieza, ajuste y monitoreo.

figura 28. Termografía fusibles, unidad 3

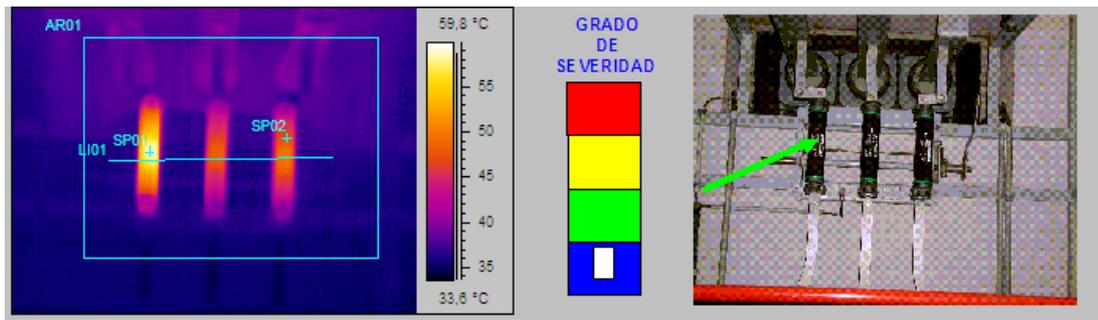


Tabla XXXIII. Termografía fusibles, unidad 3.

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 3	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Fusibles	Emisividad	0.9	SPO1	58.5 ° C
Descripción	Fase R	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	46.8 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	58.3 ° C
Falla	Falso Contacto	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	59.1 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	33.8 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	17:23:48	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Falso contacto.
- **Recomendación:** Limpieza, ajuste y monitoreo.

Figura 29. Termografía banco de baterías, unidad 3

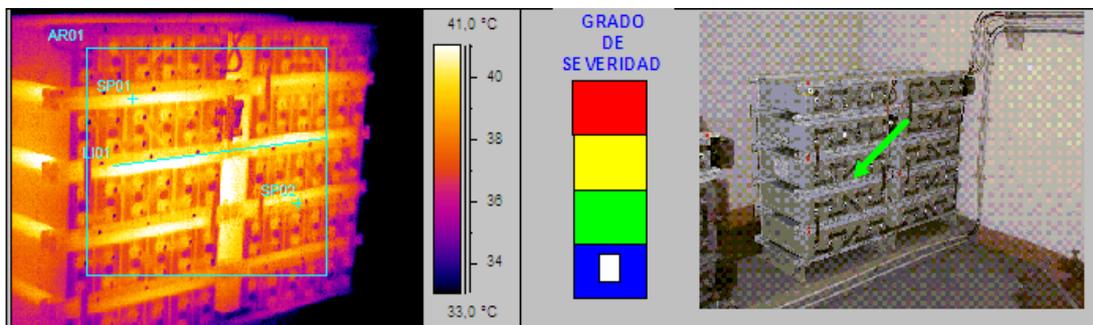


Tabla XXXIV. Termografía banco de baterías, unidad 3.

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 3	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Banco de Baterías	Emisividad	0.9	SPO1	40.1 ° C
Descripción	Baterías	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	38.9 ° C
Voltaje	110 voltios	Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	41.5 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	42.5 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	33.0 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	17:33:38	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Temperatura Normal de operación.
- **Recomendación:** No aplica.

Figura 30. Termografía barras 10 Kv, unidad 3

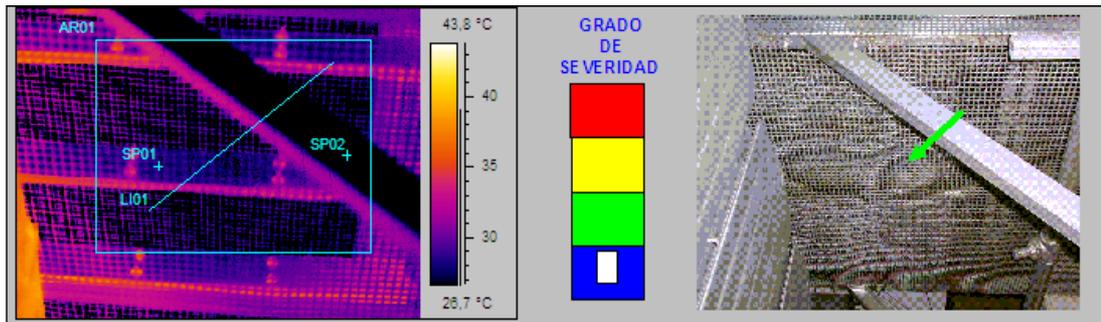


Tabla XXXV. Termografía barras 10 Kv, unidad 3.

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 3	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Barras 10,000 voltios	Emisividad	0.9	SPO1	28.0 ° C
Descripción	Generador - Transformador	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	23.6 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	33.0 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	36.7 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	-2.6 ° C
Fecha de Creación	01/03/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	17:44:11	Tipo de Ambiente	Abierto		

- **Diagnóstico:** temperatura normal de operaron.
- **Recomendación.** no aplica.

Finalmente se presenta la tabla resumen

Tabla XXXVI. Resumen de análisis termográfico a unidad 3.

SECCION	EQUIPO	FALLA	ADICIONAL
Unidad 3	Anillos Rozantes	Ninguna	Carboneras
Carbón de Tierra	Cojinetes de Accionamiento y servicio	Ninguna	Cojinetes de Accionamiento y Servicio
Unidad 3	Panel de Mando (Manual)	Falso Contacto	Contactador Bomba 2 Refrigeración.
Unidad 3	Fusible bomba 2 de regulación	Cambio de Porta fusible	Portafusiles
Unidad 3	Bornera Principal 440 voltios	Falso contacto y sección	Bornera
Unidad 3	Bornera de Distribución	Falso Contacto	Puntos 4,5, y 6
Unidad 3	Bobina de Contactador (C301)	Calentamiento de la Bobina	Contactador (C301)
Unidad 3	Celdas de Excitación	Ninguna	Celdas
Unidad 3	Bobinas de Excitación	Calentamiento de la Bobina	Bobina de Excitación (MPH)
Unidad 3	CT's y PT's	Ninguna	-
Unidad 3	Trafos. Corriente de Excitación	Falso Contacto	(Panel A Q 3.02)
Unidad 3	fusibles	Falso Contacto	(Fase R)
Unidas 3	Banco de Baterías	Ninguna	Baterías
Unidad 3	Barras 10,000 voltios	Ninguna	Generador – Transformador

En todos los casos que se diagnosticó falla se prosiguió a efectuar el cambio o sustitución del equipo en caso de que fuera necesario, así también el ajuste y limpieza en donde se especificó la necesidad de la misma.

A continuación el análisis termográfico para la unidad número 2.

Figura 31. Termografía borneras en paneles de mando manual, unidad 2

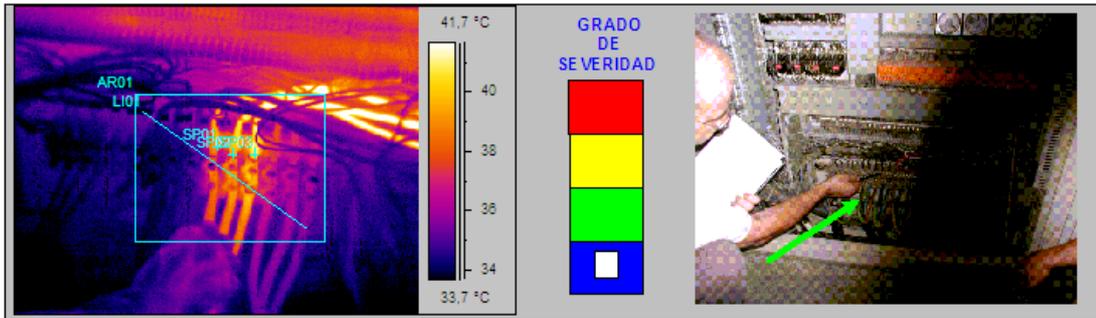


Tabla XXXVII. Termografía borneras en paneles de mando manual, unidad 2

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Paneles de Mando Manual Unidad 2	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Borneras Cable de Alimentación	Emisividad	0.9	SPO1	39.1 ° C
Descripción	Borneras	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	39.3 ° C
Voltaje	440	Temperatura Ambiente	25.0° C	SPO3	40.7 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	LI01:MAX	39.5 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MAX	42.0 ° C
Fecha de Creación	16/02/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C	AR01:MIN	32.6 ° C
Hora de Creación	13:07:51	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Rango de operación normal.
- **Recomendación:** No aplica.

Figura 32. Termografía conexión de anillos rozantes, unidad 2

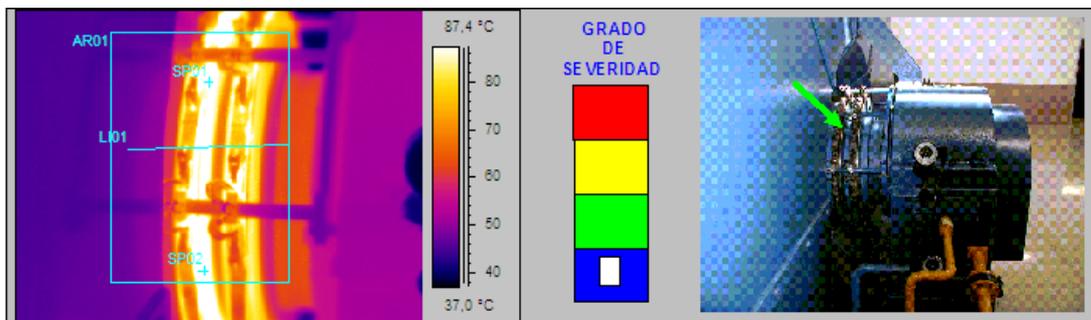


Tabla XXXVIII. Termografía conexión de anillos rozantes, unidad 2

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Conexión Anillos Rozantes	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	unidad 2	Emisividad	0.9	SPO1	91.3 ° C
Descripción	Anillo Rozantes	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	93.2 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	97.1 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	126.8 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	44.7 ° C
Fecha de Creación	16/02/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	13:11:17	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Temperatura Normal de Operación
- **Recomendación:** Se recomienda revisar manual técnico, si es normal la temperatura de 126.8 ° C

figura 33 .Termografía 2 de conexión de anillos rozantes, unidad 2

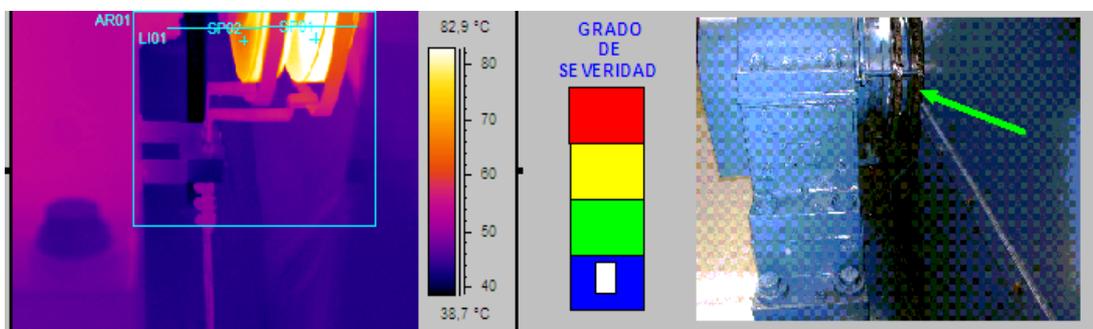


Tabla XXXIX. Termografía 2 de conexión de anillos rozantes, unidad 2

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Conexión de Anillos Rozantes	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	unidad 2	Emisividad	0.9	SPO1	93.3 ° C
Descripción	Anillos rozantes	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	64.7 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	96.9 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	97.4 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	38.2 ° C
Fecha de Creación	16/02/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	13:12:48	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Temperatura normal de operación.
- **Recomendación:** No aplica

Figura 34. Termografía cojinetes de servicio, unidad 2

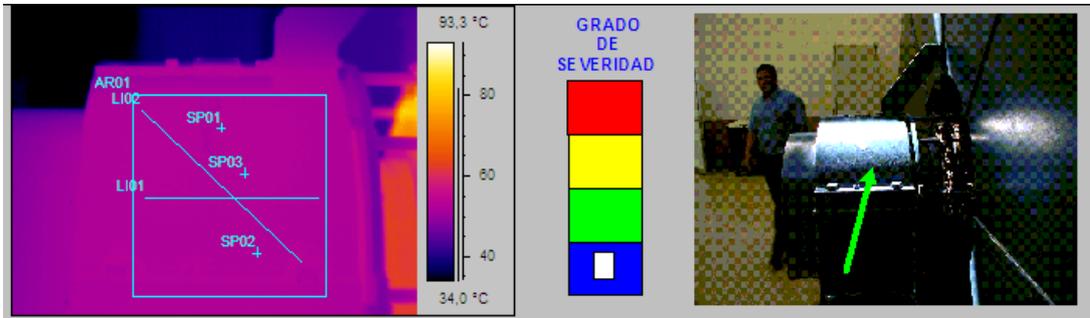


Figura XL. Termografía cojinetes de servicio, unidad 2

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Cojinetes de Servicio	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Unidad ·2	Emisividad	0.9	SPO2	52.6 ° C
Descripción	Cojinetes	Distancia al objeto	1.5 m	SPO1	52.4 ° C
				SPO3	52.6 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	53.3 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	LI01:MAX	53.4 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MAX	53.9 ° C
Fecha de Creación	16/02/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C	AR01:MIN	47.3 ° C
Hora de Creación	13:16:49	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Temperatura normal de operación.
- **Recomendación:** No aplica.

Figura 35. Termografía 2 cojinetes de servicio, unidad 2

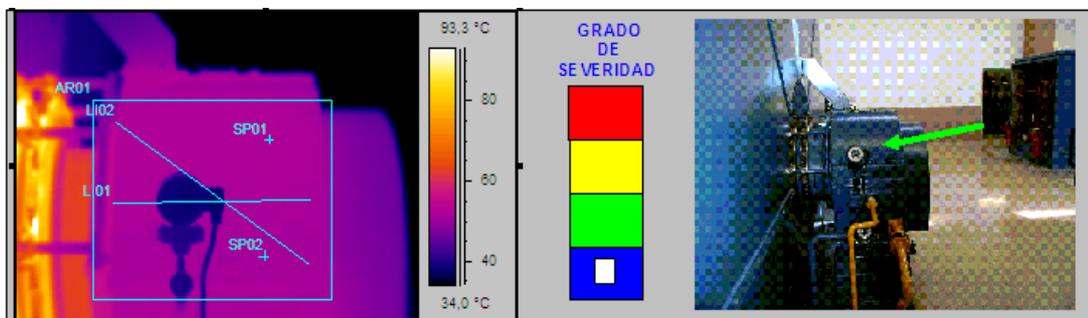


Figura XLI. Termografía 2 cojinetes de servicio, unidad 2

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Cojinetes de Servicio	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	unidad 2	Emisividad	0.9	SPO1	51.9 ° C
Descripción	Cojinetes	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	51.3 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	54.1 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	LIO2: MAX	52.9 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MAX	60.8 ° C
Fecha de Creación	16/02/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C	AR01:MIN	33.6 ° C
Hora de Creación	13:17:32	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** rango normal de operación.
- **Recomendación:** no aplica.

Figura 36. Termografía cojinetes de accionamiento, unidad 2

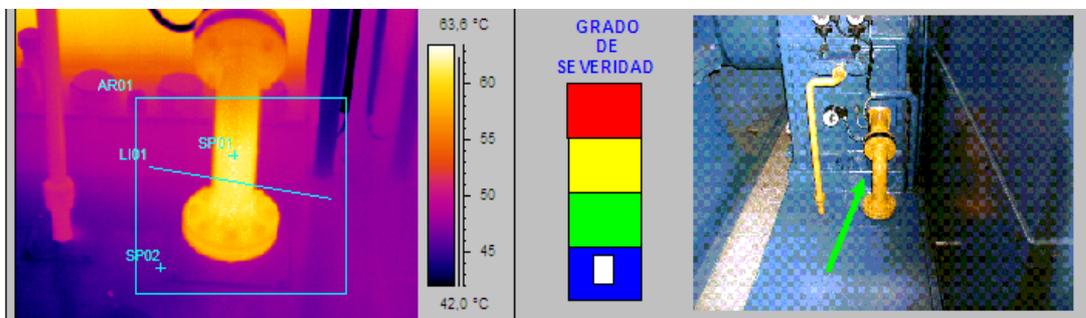


Tabla XLII. Termografía cojinetes de accionamiento, unidad 2

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Cojinetes de Accionamiento	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Bornera Principal 440 voltios	Emisividad	0.9	SPO1	61.3 ° C
Descripción	unidad 2	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	46.0 ° C
Voltaje	Cojinetes	Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	62.3 ° C
Falla		Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	62.9 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	41.0 ° C
Fecha de Creación	16/02/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	13:19:40	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnostico:** Rango normal de operación.
- **Recomendación:** No aplica.

Figura 37. Termografía 2 cojinetes de accionamiento, unidad 2

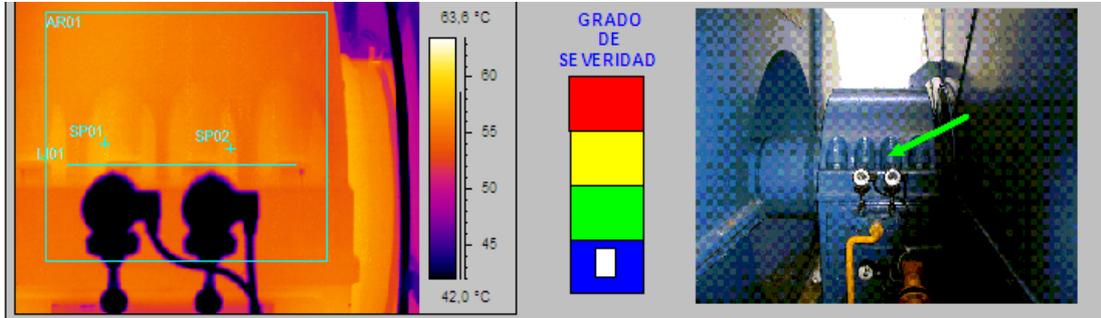


Tabla XLIII. Termografía 2 cojinetes de accionamiento, unidad 2

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Cojinetes de Accionamiento	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	unidad 2	Emisividad	0.9	SPO1	57.7 ° C
Descripción	Cojinete	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	56.2 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	58 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	59.2 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	36.2 ° C
Fecha de Creación	16/02/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	13:20:05	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Rango normal de operación
- **Recomendación:** No aplica.

Figura 38. Termografía celdas de excitación panel general, unidad 2

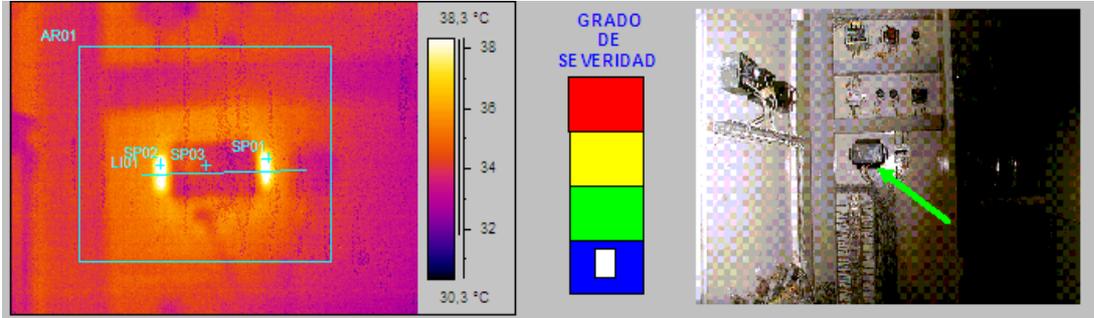


Tabla XLIV. Termografía celdas de excitación, panel general, unidad 2

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Celdas de excitación	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Panel General	Emisividad	0.9	SPO1	38.9 ° C
Descripción	Panel	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	39.1 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	SP03	34.3 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	LI01:MAX	39.2 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MAX	39.9 ° C
Fecha de Creación	16/02/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C	AR01:MIN	32.0 ° C
Hora de Creación	13:24:06	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** rango normal de operación.
- **Recomendación:** no aplica.

Figura 39. Termografía celdas de excitación, Transformador N2, unidad 2

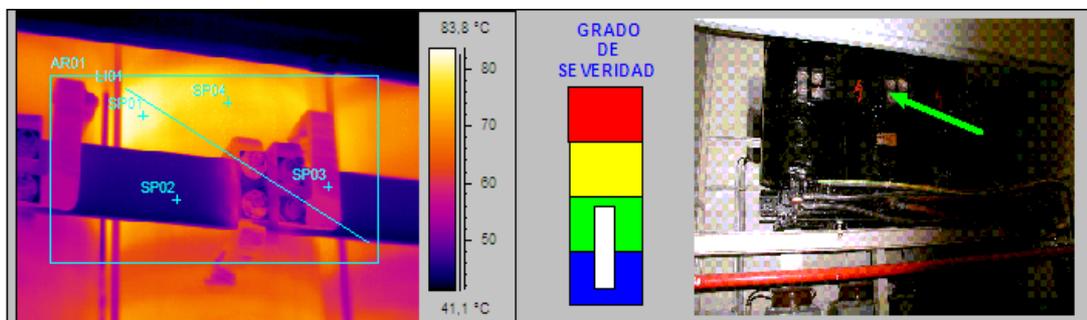


Tabla XLV. Termografía celdas de excitación, Transformador N2, unidad 2

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Celdas de Excitación unidad 2	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Transformador N2	Emisividad	0.9	SPO1	81.6 ° C
Descripción	Transformador	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	45 ° C
Voltaje	440	Temperatura Ambiente	25.0° C	SPO3	55.2 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	SPO4	75.6 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	LI01:MAX	82.1 ° C
Fecha de Creación	16/02/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C	AR01:MAX	83.4 ° C
Hora de Creación	13:25:12	Tipo de Ambiente	Cerrado	AR01:MIN	42.7 ° C

- **Diagnóstico:** Calentamiento debido al reflejo del metal
- **Recomendación:** No aplica.

Figura 40. Termografía 2 celdas de excitación, Transformador N2, unidad 2

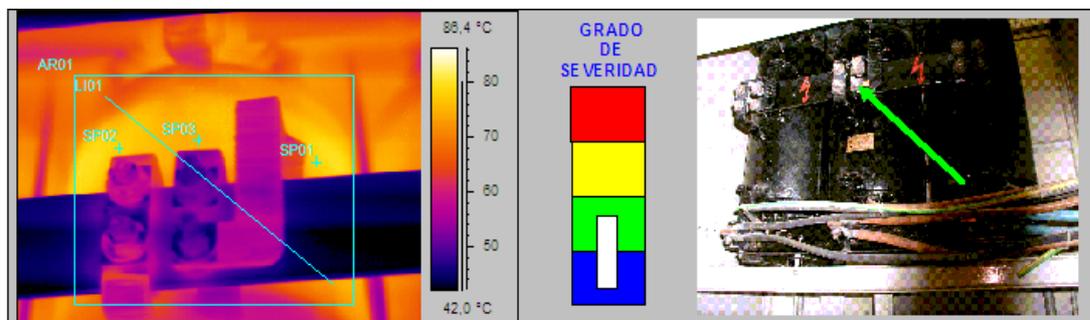


Tabla XLVI. Termografía 2 celdas de excitación, Transformador N2, unidad 2

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Celdas de Excitación unidad 2	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Transformador N2	Emisividad	0.9	SPO1	77.9 ° C
Descripción	Transformador	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	78.1 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	SPO3	74.8 ° C
Falla	ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	LI01:MAX	77.4 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MAX	81.6 ° C
Fecha de Creación	16/02/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C	AR01:MIN	41.1 ° C
Hora de Creación	13:30:29	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Se observa un calentamiento del transformador a 78.1 ° C
- **Recomendación:** Se recomienda revisar el interior del mismo para verificar que el componente no haya perdido sus propiedades.

Figura 41. Termografía celdas de excitación, fusible fase r Trafo M4, unidad 2

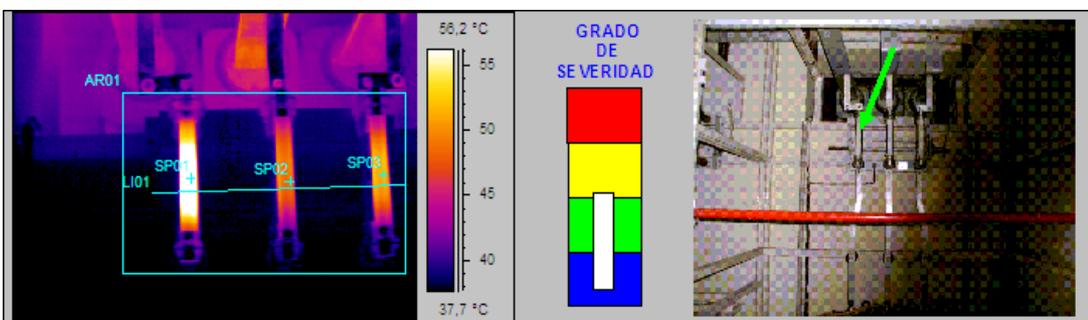


Tabla XLVII. Termografía celdas de excitación, fusible fase r Trafo M4, unidad 2

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	celdas de Excitación	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	fusible fase R trafo M4	Emisividad	0.9	SPO1	64.2 ° C
Descripción	fusible	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	49.1 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0 ° C	SPO3	51.4 ° C
Falla	calentamiento	Temperatura Atmosférica	25.0 ° C	LI01:MAX	64.4 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MAX	65.0 ° C
Fecha de Creación	16/02/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C	AR01:MIN	34.6 ° C
Hora de Creación	13:32:04	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Calentamiento del fusible a 64.4 ° C
- **Recomendación:** Cambiar la pieza.

Figura 42. Termografía PTS unidad 2

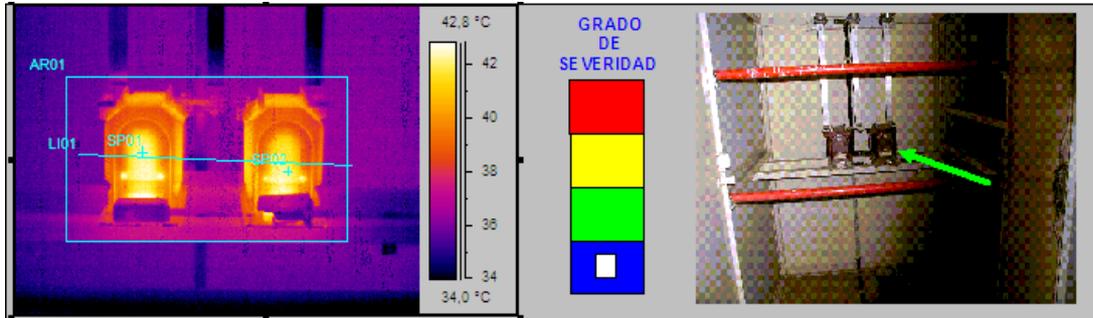


Tabla XLVIII. Termografía PTS, unidad 2

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Celdas de Excitación unidad 2	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	PT's	Emisividad	0.9	SPO1	42.3 ° C
Descripción	PT's	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	42.1 ° C
Voltaje		Temperatura Ambiente	25.0° C	LI01:MAX	42.5 ° C
Falla	Ninguna	Temperatura Atmosférica	25.0° C	AR01:MAX	43.7 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	AR01:MIN	34.0 ° C
Fecha de Creación	16/02/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C		
Hora de Creación	13:35:41	Tipo de Ambiente	Cerrado		

- **Diagnóstico:** Rango Normal de Operación.
- **Recomendación:** No aplica.

Figura 43. Termografía celdas de excitación, reóstato K4, unidad 2

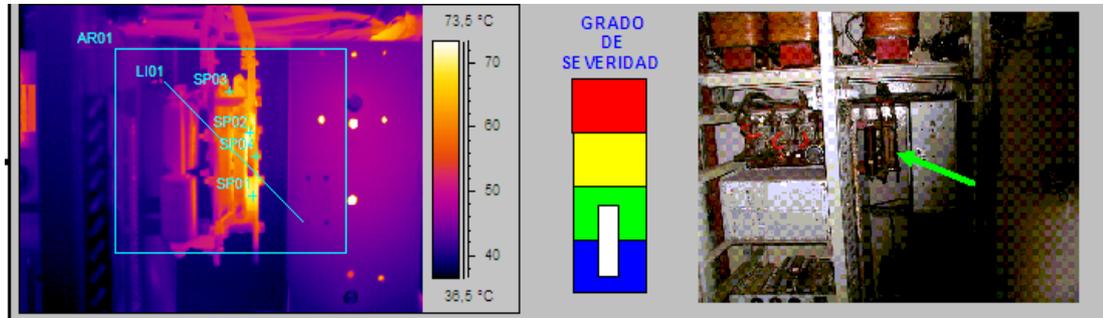


Tabla XLIX. Termografía celdas de excitación, reóstato K4, unidad 2

IDENTIFICACION		DATOS IR		RESULTADOS	
Sección	Unidad 2	Parámetro de Objeto	Valor	Etiqueta	Valor
Equipo	Celdas de Excitación	Emisividad	0.9	SPO1	68.9 ° C
Descripción	Reóstato K4	Distancia al objeto	1.5 m	SPO2	71.5 ° C
Voltaje	440	Temperatura Ambiente	25.0 ° C	SPO3	62.4 ° C
Falla	Calentamiento	Temperatura Atmosférica	25.0 ° C	SPO4	63.9 ° C
Información IR	Valor	Humedad Relativa	0.6	LI01:MAX	69.4 ° C
Fecha de Creación	16/02/2004	Temperatura de Referencia	34.9 ° C	AR01:MAX	121.1 ° C
Hora de Creación	13:37:17	Tipo de Ambiente	Cerrado	AR01:MIN	37.1 ° C

- **Diagnóstico:** Calentamiento en la pieza 121.1 ° C
- **Recomendación:** Limpiar la pieza y se recomienda monitorear si sigue incrementándose la temperatura, se recomienda cambiar la misma.

Finalmente se presenta la tabla resumen con todo el diagnostico de los componentes de la unidad generadora numero 2.

Tabla L. Resumen de análisis termografico efectuado a unidad 2

SECCION	EQUIPO	FALLA	ADICIONAL
Paneles de Mando Manual	Borneras de Cable de Alimentación	Ninguna	Borneras
Conexión anillos Rozantes	Unidad 2	Ninguna	Anillos Rozantes
Conexión anillos Rozantes	Unidad 2	Ninguna	Anillos Rozantes
Cojinetes de Servicio	Unidad 2	Ninguna	Cojinetes
Cojinetes de Servicio	Unidad 2	Ninguna	Cojinetes
Cojinete de Accionamiento	Unidad 2	Ninguna	Cojinetes
Cojinete de Accionamiento	Unidad 2	Ninguna	Cojinetes
Celdas de Excitación unidad 2	Panel general	Ninguna	Panel
Celdas de Excitación unidad 3	Transformador N2	Ninguna	transformador
Celdas de Excitación unidad 4	Transformador N2	Ninguna	transformador
Celdas de Excitación unidad 5	Fusible Fase R Trafo M4	Calentamiento	fusible
Celdas de Excitación unidad 6	PTS	Ninguna	PTS
Unidad 2	Banco de Baterías	Calentamiento	Reóstato

Este fue el análisis de termografía infrarroja para la unidad número 2 como se puede observar en general fueron positivos, y solo se ha llegado a detectar cierto grado de calentamiento en 2 dispositivos, los cuales necesitaron atención inmediata, por lo cual se concluye que en términos generales, tanto paneles como sistema de excitación, cojinetes, transformadores de corriente y demás dispositivos que integran el generador número 2, se encuentran funcionando correctamente.

4.3 Pruebas de excitación en operación del generador, análisis con valores nominales en la puesta en servicio.

Los valores que se obtienen posterior a la puesta en marcha garantizan el éxito de el mantenimiento ya que posterior a la realización de este y tomando en cuenta la realización paralela del mantenimiento mayor a los transformadores de bloque se obtuvieron resultados muy positivos. Con anterioridad en el campo de generación No. 3 no podía aportar potencia reactiva al sistema por ser necesario aumentar la corriente de campo para mantener el generador sobrecargado y en ese estado existía sobre calentamiento en el generador disparándose la unidad 3 y saliendo de línea.

Estos son los valores obtenidos i después de la puesta en marcha en la unidad número 3 en los medidores de sala de mando:

Tabla LI. Valores de generador 3 posterior a mantenimiento

HORA	VOLTAJE DE LINEA	VOLTAJE DE EXCITACION	CORRIENTE EN LINEA	CORRIENTE DE EXCITACION	POTENCIA	POTENCIA
	(KVL)	(KV)	(AMP.L)	(AMP, EXCI)	(MW)	(MVAR)
20:00	236	9.8	1650	620	26	9
21:00	235	9.7	1600	600	26	7
22:00	239	9.6	950	420	15	0
23:00	237	9.6	950	415	15	0
0:00	236	9.5	1600	500	25	0

En la última columna se puede observar la cantidad de potencia reactiva que se suministro en este intervalo de tiempo. Se debe considerar además el nivel de el embalse, los parámetros de hidrología se encuentran en las mismas condiciones.

Tabla LII. Niveles de embalse unidad 3 posterior a mantenimiento

HORA	Presa	Niveles de Embalse	Caudal	Válvula esférica
	(msnm)	(msnm)	(m3/s)	(bar)
20:00	700.72	698.83	10.5	6
21:00	700.72	698.06	10.5	5.3
22:00	700.72	697.56	10.5	5
23:00	700.65	697	8.5	5
0:00	700.62	696.78	7.4	0

Estos son los valores obtenidos:

Tabla LIII. Valores de turbina unidad 3 posterior a mantenimiento.

HORA	VÁLVULA ESFÉRICA (AG. ARRIBA)	LIMITADOR DE ABERTURA	RPM	BOMBA 2 R.H
	(KP/CM)	(%)		(KP/CM)
20:00	50	52	400	5
21:00	50	52	400	5
22:00	53	52	400	5
23:00	53	52	400	5
0:00	56	52	400	5

Tabla LIV. Valores 2 de turbina unidad 3 posterior a mantenimiento

HORA	TOBERA A	VÁLVULA ESFÉRICA (AG. ABAJO)	REF. TOBERA B
	(%)	EXC.(10 KV AC.AMP)	(%)
20:00	52	46	52
21:00	52	46	52
22:00	15	48	14
23:00	15	48	14
0:00	34	50	33

La temperatura de los devanados se mantiene constante comparando con los valores previo al mantenimiento.

Tabla LV. Temperatura en ranuras de devanados unidad 3 posterior a mantenimiento

HORA	RANURA	RANURA
	153 (°C)	42 (°C)
20:00	79	62
21:00	78	60
22:00	69	54
23:00	64	52
0:00	80	65

Estos son los valores obtenidos en la unidad numero 2:

Tabla LVI. Valores de generador No. 2 posterior a mantenimiento

HORA	VOLTAJE DE LINEA	VOLTAJE DE EXCITACION	CORRIENTE EN LINEA	CORRIENTE DE EXCITACION	POTENCIA	POTENCIA
	(KVL)	(EXCITACION KV)	(AMP.L)	(AMP, EXI)	(MW)	(MVAR)
17:00	240	9.8	1650	560	29	0.5
18:00	240	9.8	1650	540	29	0.5
19:00	240	9.6	1660	470	29	0
20:00	240	9.8	1700	600	27	0.8

Los valores de potencia que suministra el generador siguen siendo los mismos y varían dependiendo de la demanda de potencia solicitada por AMM.

Teniendo los siguientes valores de hidrología en el embalse y conducción a la casa de máquinas:

Tabla LVII. Niveles de embalse unidad 2 posterior a mantenimiento.

HORA	Presa	Niveles de Embalse	Caudal	Valvula esférica
	(msnm)	(msnm)	(m3/s)	(Bar)
17:00	700.72	696.45	10.5	5.1
18:00	700.72	696.11	10.5	5
19:00	700.72	695.78	10.5	5
20:00	700.72	695.38	10.5	2.3

Tabla LVIII. Valores de turbina unidad 2 posterior a mantenimiento.

HORA	BOMBA 1 DE R.H	VALVULA ESFERICA (AG. ARRIBA)	LIMITADOR ABERTURA	RPM,	BOMBA 2 DE R.H
	Bar	(KP/CM)	(%)		(KP/CM)
17:00	0	56	60	400	5
18:00	0	56	60	400	5
19:00	0	56	60	400	5
20:00	0	53	6	400	5

Tabla LIX. Temperatura en ranuras de devanados unidad 2 posterior a mantenimiento

HORA	RANURA	RANURA	RANURA	RANURA	RANURA	RANURA	RANURA	RANURA	RANURA
	61-62 (°C)	109-110 (°C)	04-05 (°C)	111 (°C)	132 (°C)	153 (°C)	63 (°C)	42 (°C)	21(°C)
17:00	6	6	0	0	5	5	79	81	0
18:00	6	6	0	0	5	5	82	84	0
19:00	6	6	0	0	5	5	83	85	0
20:00	6	6	0	0	5	5	85	87	0

Tabla LX. Valores 2 de turbina unidad 2 posterior a mantenimiento.

HORA	TOBERA A	VÁLULA ESFÉRICA (AG. ABAJO)	REF. TOBERA B
	(%)	EXC.(10 KV AC.AMP)	MW
17:00	55	67	5.4
18:00	55	67	5.4
19:00	55	67	5.4
20:00	62	63	6

Los resultados de las pruebas de excitación nos brindaron resultados positivos, ya que ambas unidades generadoras operaron correctamente y respondieron correctamente a las pruebas realizadas trabajando con la máquina sobrecitada y subexcitada suministrando y absorbiendo potencia reactiva al/del sistema, por lo cual se concluye que el mantenimiento fue exitoso. En el capítulo 7 que es de diagnóstico general de los generadores sincrónicos se encontraran el análisis en función de las pruebas efectuadas y además las distintas pruebas que se aconsejan adicionar para complementar de una manera integral las pruebas a los generadores síncronos de la planta.

5. MANTENIMIENTO A INTERRUPTORES EN SF6 FXT14, GEC ALSTHOM

Un interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, y bajo condiciones de cortocircuito siendo esta su función principal, este sirve para insertar o retirar cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables. El interruptor es junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que puede tener un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes (cortocircuito).

➤ PARÁMETROS DE LOS INTERRUPTORES

Algunas magnitudes características que hay que considerar en un interruptor son descritas a continuación:

➤ Tensión Nominal

Es el valor eficaz de la tensión entre las fases del sistema en que se instala el interruptor.

➤ **Tensión Máxima**

Es el valor máximo de la tensión para el cual está diseñado el interruptor y representa el límite superior de la tensión, el cual debe operar, según normas.

➤ **Corriente Nominal**

Es el valor eficaz de la corriente normal máxima que puede circular continuamente a través del interruptor sin exceder los límites recomendados sin elevación de temperatura.

➤ **Corriente de Cortocircuito inicial**

Es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que pueden abrir las cámaras de extinción del arco. Las unidades son kiloamperes aunque normalmente se dan en megavoltamperes (MVA) de cortocircuito.

➤ **Tensión de Restablecimiento**

Es el valor eficaz de la tensión máxima de la primera semionda de la componente alterna, que aparece entre los contactos del interruptor después de la extinción de corriente. Tiene una influencia muy importante en la capacidad de apertura del interruptor y presenta una frecuencia que es del orden de miles de Hertz, de acuerdo con los parámetros eléctricos del sistema en la zona de operación.

Esta tensión tiene dos componentes, una es la frecuencia nominal del sistema y la otra superpuesta que oscila a la frecuencia natural del sistema.

➤ Resistencia de contacto

Cuando una cámara de arco se cierra, se produce un contacto metálico en un área muy pequeña formada por tres puntos, que es lo que en geometría determina un plano. Este contacto formado por tres o más puntos es lo que fija el concepto de resistencia de contacto y que provoca el calentamiento del contacto, al pasar la corriente nominal a través de él. La resistencia de contacto varía de acuerdo con la fórmula:

$$R = K \frac{\rho D}{F}$$

R= Resistencia de contacto en ohms.

K= Constante dada por el fabricante del interruptor.

ρ = Resistividad del metal de contacto.

D= Dureza del metal de contacto.

F= Fuerza que mantiene cerrado el contacto.

En esta fórmula se observa que la resistencia de un contacto crece directamente proporcional, a la resistividad y a la dureza e inversamente proporcional con la presión del contacto.

➤ Cámara de extinción de Arco

Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico, en donde al abrir los contactores se transforma en calor la energía que circula por el circuito de que se trate.

La Hidroeléctrica Aguacapa tiene salidas a líneas de los 3 generadores dirigidas hacia la barra de 230kv en la subestación, por consiguiente consta con 3 campos en la subestación que se unen en una barra de salida a la línea en 230 kv, la cual se dirige a la subestación Escuintla II, en donde se interconecta al SNI , por lo cual consta de 3 campos y por lo mismo 3 interruptores por fase siendo un total de 9 interruptores

Estas son las características técnicas de los interruptores Gec Alsthom FXT14 ubicados en la subestación de Aguacapa.

Tabla LXI. Especificaciones técnicas interruptor Gec Alsthom FXT14

DISYUNTOR GEC ALSTHOM FXT14	
F	flúor
X	índice
T	Termodinámica
Año de Fabricación	1997
Temperatura Mínima admisible	-10 ° C.
Tensión asignada	245 kv
Corriente asignada en servicio continuo	2000 A.
Frecuencia asignada	60 Hz.
Corriente de corte (duración admisible durante 3 seg.)	25 KA
Nivel de Aislamiento asignado (al nivel del mar) .	
Tensión soportada a frecuencia industrial	460 kV
Tensión soportada al choque tipo rayo	1050 kV
Poder de corte asignado (cortocircuito simétrico)	25 kA
Poder de cierre asignado	63 kA cresta
Tiempo de Apertura asignado	30 ms
Tiempo total de corte	60 ms
Tiempo de cierre asignado	100 ms
Secuencia de maniobra asignada	0 - 0.3 s - CO - 3mn - CO
Resistencia de los contactos principales (contactos nuevos)	50 $\mu\Omega$
Masa Volumétrica del SF6	
Nominal	57.04 kg/m3
Primer Nivel	48.86 kg/m3
Segundo Nivel	47.40 kg/m3
Equivalente a una Presión Relativa	
A 20 °C y 1013 hPa	

Continuación de tabla LXI.....

Nominal	7.5 bar+- 0.1 bar
Primer Nivel (P1)	6.4 bar = P2+0.2 +-0.05 bar
Segundo Nivel (P2)	6.2 bar +- 0.1 bar
Masa de gas SF6 para 1 aparato tripolar	21 kg
Tensiones auxiliares	
Circuito de Apertura y cierre	125 VDC
Circuito de calefacción (y de iluminación)	220 VAC, 60 hz
Motor	125 VDC
Consumos	
Bobina de Cierre y Apertura	250 W
Calefacción permanente	2 x 30 W
Calefacción controlada por termostato (Si T.amb < 5°C)	250 W.
Motor	< 500 W.

Los interruptores FXT utilizan el SF6 (Hexafloruro de Azufre) como medio extintor del arco, el cual es un gas incoloro, inodoro y no toxico cuya rigidez dieléctrica es en promedio 2.5 veces la del aire, además por lo mismo estos solo requieren un mantenimiento muy reducido

En condiciones normales de servicio, caso que se presenta en los interruptores de la subestación de Aguacapa, el plan de mantenimiento se puede definir como sigue en cuatro puntos fundamentales:

- a) Controles visuales periódicos.
- b) Inspecciones.
- c) Revisión.
- d) Límite de desgaste Eléctrico (opcional).

a) Controles visuales periódicos

Al menos una vez por año. No es necesario poner el equipo fuera de servicio.

b) Inspecciones

Cada 5 años, la inspección requiere poner fuera de servicio el aparato por lo tanto el desmontaje de las cámaras de corte y de los otros conjuntos no es necesaria.

c) Revisión

Se debe proceder a la revisión tan pronto se alcanza uno de los criterios siguientes:

- Duración de servicio \geq 20 años
- Número de ciclos mecánicos \geq 3000 ciclos.
- Desgaste eléctrico.

En el caso de los interruptores cuya utilización es muy poco frecuente, se aconseja efectuar además al menos dos ciclos de operación (CO) al año, para verificar el buen funcionamiento del interruptor y de los circuitos de control-mando asociados.

En el caso particular de los interruptores ubicados en la subestación de Aguacapa, se debe indicar que si fuera por el tiempo de vida no aplicaría realizar la revisión, ya que estos no se encuentran ni siquiera a la mitad del tiempo que especifica el fabricante, mas sin embargo es considerable realizarlo ya que como se observará en las tablas de toma de lecturas posteriormente, los interruptores llevan más de 3000 ciclos de operación, lo cual nos da un parámetro que si han sido operados constantemente,

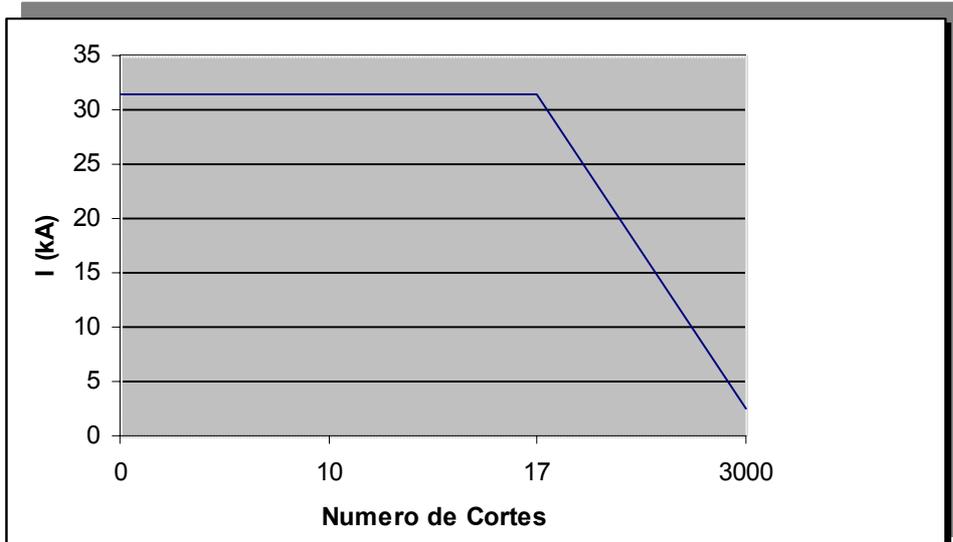
d) Limite de desgaste Eléctrico:

El desgaste eléctrico se puede estimar según la curva siguiente. Esta curva corresponde a la fórmula:

$$\sum NI^2 = 15,000 \text{ kA}^2 \text{ (constante).}$$

N= número de cortes al valor I.

Figura 44. I Vrs. no. de cortes en interruptor FXT14



Por ejemplo, se puede cortar 37 veces una corriente de 20 kA.

El siguiente será el protocolo utilizado para la realización del mantenimiento de este Ejercicio Profesional Supervisado, el cual se sugerirá como un protocolo para la guía de mantenimiento de los interruptores de la planta Hidroeléctrica Aguacapa.

Tabla LXII. Protocolo No. 1 de Mantenimiento de Interruptores Gec Alsthom FXT14

ACCION	CONTROL VISUAL PERIODICO	INSPECCION	REVISION (DURACION DE SERVICIO)	REVISION (MANIOBRAS MECANICAS)	REVISION (DESGASTE ELECTRICA)
Leer los contadores de maniobra	X	X	X	X	X
Control general: aspecto visual (corrosión, pintura, trazas de calentamiento).	X	X	X	-	-
Verificar la buena hermeticidad del amortiguador del órgano de maniobra	X	X	X	-	-
Verificar el funcionamiento de las calefacciones permanentes. Verificar el estado de rejillas de ventilación	X	X	X	X	X
Si el interruptor esta equipado con un manómetro permanente SF6 verificar que la aguja se encuentre en la zona verde (intersección de la aguja con el círculo que corresponde la temperatura del lugar).	X	X	X	-	-
Controlar los umbrales de los densímetros SF6. Ajustar a continuación la presión a la presión nominal.	-	X	X	-	-
Medir el desgaste de los elementos de corte (si procede)	-	X	X	-	-
Verificar el apriete de las fijaciones de los elementos no sometidos a la presión (chasis, platina, armario)	-	X	X	X	-
Verificar el apriete de los bornes baja tensión (* 6 meses después de la puesta en servicio)	-	X	X	X	-
Verificar el funcionamiento de los relés	-	X	X	X	-
Verificar el buen funcionamiento de las retenciones	-	X	X	X	-
Lubricar los piñones, cadenas, ejes de maniobra, rodillos resortes	-	X	X	X	X
Verificar el estado de la correa del motor, cambiarla si procede	-	X	X	X	-
Cambiar las juntas de puerta, paneles laterales y techo	-	-	X	-	-
Medir los tiempo de funcionamiento: polos y contactos auxiliares	-	X	X	X	X
Efectuar maniobras según los ciclos recomendados a la tensión nominal	-	X	X	X	X
Reparar o reemplazar las cámaras de corte	-	-	-	X	X

Estas son las acciones sugeridas, la mayoría de estas acciones fueron realizadas durante la etapa de mantenimiento de los interruptores de potencia realizándolo con la ponderación que se describirá .

La realización del mantenimiento requiere de un análisis preliminar por medio de inspecciones visuales para determinar en que fase es necesario realizarlo. Los resultados obtenidos al realizar la inspección visual a los interruptores en la subestación de Aguacapa nos llevan a concluir partiendo de los criterios indicados en la siguiente tabla la necesidad determinada del mantenimiento.

- Mantenimiento Predictivo = 1
- Mantenimiento Preventivo= 2
- Mantenimiento Correctivo= 3

Partiendo del concepto de que mantenimiento predictivo involucra una inspección visual sobre el dispositivo y la realización de alguna prueba para verificar el correcto funcionamiento del mismo, asimismo el análisis determinado por medio de cálculos matemático si este fuera el caso con afán de prevenir fallas en los equipos.

Para mantenimiento preventivo se clasificará como el mantenimiento que no involucra recursos especiales para realizarlo y que previamente ha sido programado en el mantenimiento predictivo.

Para el mantenimiento correctivo clasificaremos los trabajos mayores que necesitan una mejor programación y recursos para solventar alguna falla específica que se encuentre presente.

En el caso de los interruptores de la subestación de Aguacapa por el tiempo de vida que estos presentan y el registro cronológico de fallas que se tienen se puede concluir de antemano que el mantenimiento en su mayoría será realizado de manera predictiva y preventiva, limitándose de esta manera a la realización de inspecciones visuales sobre los equipos, limpieza superficial sobre ellos y en algunos casos ajustes menores, si se necesitase realizar alguna actividad de mayor detalle será clasificada dentro del concepto de mantenimiento correctivo y programado.

Como se indicó previo un interruptor, es un dispositivo destinado al cierre y apertura de continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, y bajo condiciones de cortocircuito siendo esta su función principal.

Al momento de efectuar el mantenimiento de los interruptores encontrados en la subestación de Aguacapa se debe de tomar en consideración muchos factores, los cuales determinan la magnitud del mantenimiento a efectuar, además se aconseja respetar la guía de mantenimiento proporcionada por Gec Alstom previo a efectuar el mismo. Se deben de tomar en cuenta las labores de revisión del interruptor, así como las labores de mantenimiento y en función de estas se debe diagnosticar el estado actual del interruptor. A continuación las labores de revisión previo a la etapa de mantenimiento.

El interruptor de potencia de uso al aire libre sólo funcionará en condiciones si el mantenimiento ha sido correcto. Cada inspección y medida de mantenimiento tiene el fin de:

- Constatar hasta qué grado están desgastados ciertos componentes y juzgar su estado,
- Asegurar que se mantengan en buen estado las piezas que todavía se hallan en condiciones debidas,
- Sustituir ciertas piezas por otras nuevas, como medida preventiva.
- Asegurar la protección anticorrosiva.
- Las medidas de mantenimiento necesarias se clasifican, según la extensión de los trabajos y se designan correspondientemente.

5.1 Lectura de contadores de órganos de maniobra:

Esta actividad inicial en el mantenimiento es importante dado que ésta comienza a determinar si puede existir la necesidad del mantenimiento y el tipo de este, partiendo en función de la cantidad de ciclos mecánicos de operación.

Para esto debe de dirigir recurso humano a la realización de toma de lecturas a la subestación, realizando el conteo directamente del gabinete de mismo.

Los datos tomados para los nueve interruptores fueron los siguientes.

Tabla LXIII. Contadores de maniobras Interruptor FXT14

		CONTADORES DE MANIOBRA	
	FASES	fecha 1	fecha 2
CAMPO 1	R	3652	3653
	S	3659	3560
	T	3665	3666
CAMPO 2	R	4024	4026
	S	4061	4063
	T	4024	4026
CAMPO 3	R	3496	3499
	S	3584	3587
	T	3562	3565

Estos valores indican que es aconsejable realizar una revisión más profunda, ya que los valores obtenidos para las tres fases de los tres campos son > 3000 operaciones, lo cual según manual debe de llevar por consiguiente una revisión más detallada sobre el mismo, involucrando otros parámetros que serán descritos mas adelante.

5.2 Control general de aspecto visual: corrosión, pintura y trazas de calentamiento.

Se tiene en esta actividad la obligación de dirigirnos físicamente al interruptor de potencia y realizar una inspección visual y un análisis de las condiciones que se logran diagnosticar, para posterior a ello si fuera necesario proseguir con la aplicación de los agentes lubricantes y anticorrosivos que se necesiten.

Para la realización de esto se prosiguió con la ponderación de la siguiente tabla, según la necesidad de mantenimiento.

Tabla LXIV. Control Visual a interruptores FXT14

		ASPECTO VISUAL, CORROSION, PINTURA
	FASES	
CAMPO 1	R	1
	S	1
	T	1
CAMPO 2	R	1
	S	1
	T	1
CAMPO 3	R	1
	S	1
	T	1

Dado que los resultados obtenidos fueron positivos, para los 9 interruptores de potencia a continuación se hará mención de lo que debe de considerarse para futuras inspecciones, los agentes químicos recomendables para la limpieza profunda en los sectores donde se necesiten.

Para limpiar y desengrasar las piezas metálicas y las juntas anulares, se recomienda utilizar alguno de los siguientes compuestos y realizar las siguientes actividades que se describirán en este cuadro.

Tabla LXV. Limpieza de piezas metálicas a interruptor FXT 14

Zonas/ejemplos	Producto de limpieza	Ejecución	Indicaciones de seguridad
Superficies externas/ligeras impurezas	Agua caliente con adición de un producto doméstico de limpieza líquido y suave	Frotar con un papel o trapo húmedo que no se desfibre, evitando el goteo. El producto de limpieza no debe entrar en orificios ni en fisuras.	
Superficies externas, piezas/superficies engrasadas, superficies con protección contra corrosión (Tectyl 506) juntas toroidales	Producto de limpieza en frío a base de hidrocarburos (no hidrogenados) con punto de inflamación > 55 °C, p.ej. Shellsol D60 (Shell) Essovarsol 60 (Esso) Aral 4005 (Aral) HAKU 1025/920 (Kluthe)	Frotar con un papel o un trapo húmedo que no se desfibre, evitando el goteo. Repasar luego con un papel o trapo seco que no se desfibre. Las piezas pequeñas se pueden sumergir. Las juntas toroidales no deben sumergirse.	Peligro de incendio! Prohibición de fumar! Obsérvense la descripción del producto y las indicaciones de seguridad!
Piezas aislantes en recintos para SF6	Etanol Isopropanol Haku 5067 (Kluthe)	Frotar con un papel o un trapo húmedo que no se desfibre. Frotar sin gotear.	

Existen otros agentes utilizados para la función de lubricación, los cuales serán detallados posteriormente.

5.3 Revisión de hermeticidad de amortiguador del órgano de maniobra

La revisión sobre este órgano de maniobra es realizada de manera visual, por lo cual debemos de partir del estado que presente el interruptor al ser activado. Para poder considerar esto adecuadamente es importante partir del funcionamiento básico en el interruptor para posteriormente realizar la inspección y concluir correctamente sobre el funcionamiento del mismo.

El funcionamiento del BLR- XE se basa principalmente en el funcionamiento de los dos ejes:

- El eje de salida (o eje de interruptor) solidario con una palanca sobre la cual esta enganchado el resorte de apertura.
- El eje de resorte de cierre concéntrico con el eje solidario con una rueda dentada sobre la cual esta enganchado el resorte de cierre.

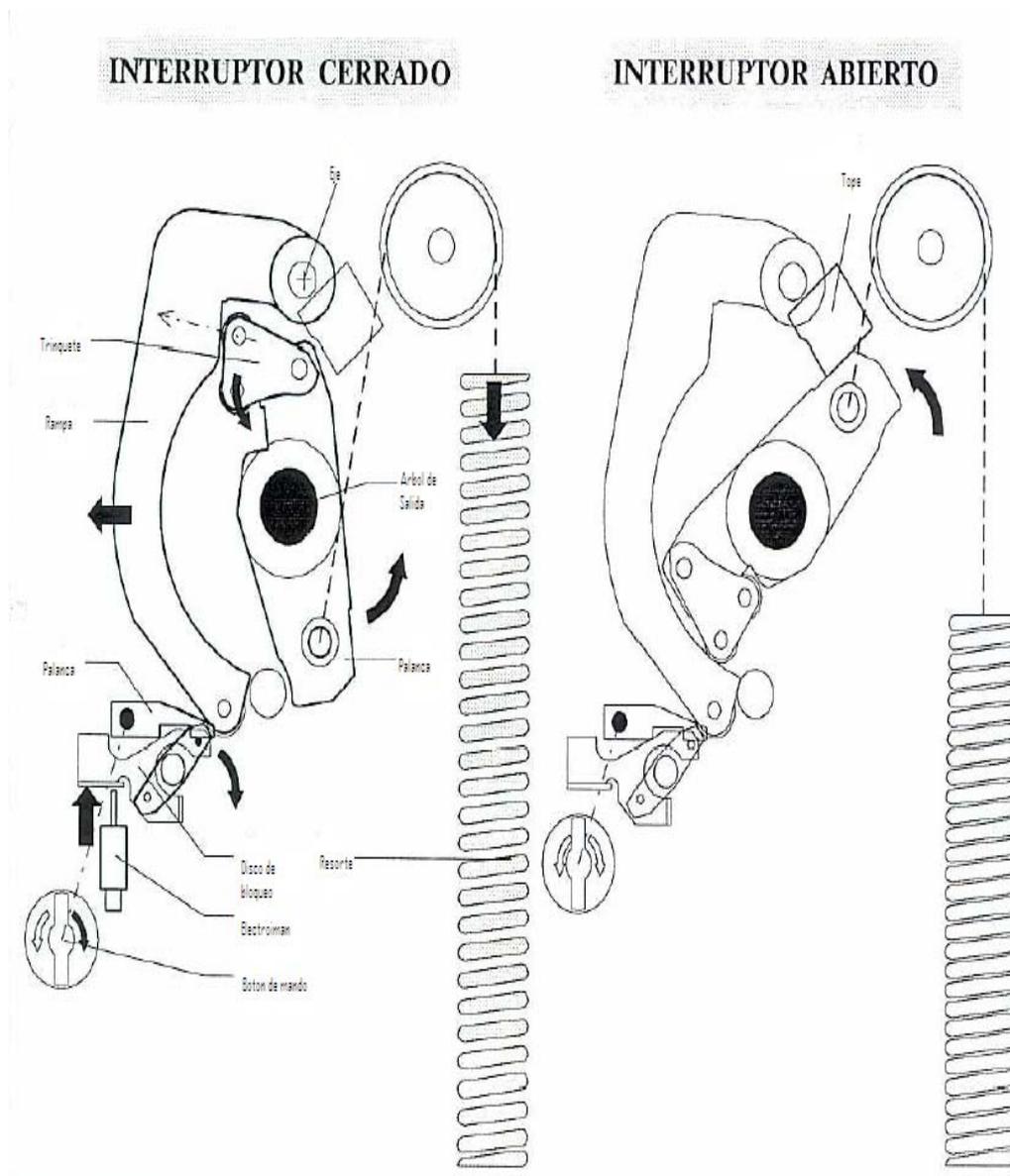
La rotación de la rueda dentada asegura el rearmado del resorte de cierre. Este rearmado se realiza aproximadamente con $\frac{1}{2}$ vuelta de la rueda y se para haciendo torque con el trinquete de retención.

Cuando el trinquete de retención es liberado, el eje del resorte de cierre arrastra el eje de salida provocando el cierre del interruptor y el tensado del resorte de apertura.

Cuando el trinquete es liberado, el resorte de apertura arrastra el eje de salida en sentido inverso y provoca la apertura del interruptor.

En la siguiente figura se interpreta el funcionamiento del mismo estando abierto y posteriormente la carga del resorte dejándolo tensado, asimismo se ejemplifican las partes básicas de este órgano de maniobra.

Figura 45. Órgano de maniobra BLR-XE



Fuente: Manual de interruptor automático Gec Alsthom en SF6

Este es el funcionamiento básico del interruptor, el cual debe ser el que este presente en el accionamiento, es indispensable tomar en cuenta que la mayor parte del órgano de maniobra viene encapsulada dentro del gabinete propio del interruptor por lo que garantizar la hermeticidad de este órgano de maniobra es indispensable ya que existiendo esta aseguraremos que no exista mayor contaminación o ingreso de objetos o materiales extraños y se lograra que el funcionamiento de el interruptor se encuentre en optimas condiciones.

En el siguiente cuadro se proyecta lo encontrado en el momento en que se realizó la supervisión del interruptor, partiendo de los criterios presentados inicialmente.

Tabla LXVI. Hermeticidad de órgano de maniobra

		HERMETICIDAD DE AMORTIGUADOR
	FASES	
CAMPO 1	R	1
	S	1
	T	1
CAMPO 2	R	1
	S	1
	T	1
CAMPO 3	R	1
	S	1
	T	1

Luego de esta inspección visual se concluye que el órgano de cada uno de los interruptores se encuentra en óptimas condiciones y dado que no se ha presentado ninguna falla cronológica sobre el accionamiento del mismo se puede concluir que en los 9 interruptores el órgano de maniobra se encuentra en funcionando correctamente y en optimas condiciones.

Se debe recalcar y tomar en cuenta finalmente que en el momento de realizar pruebas en mando manual con fines más específicos se debe considerar ***no intervenir sobre el órgano de maniobra cuyos resortes estén tensados***. Para toda intervención, cortar la alimentación del motor y efectuar la secuencia de maniobra OCO. Además nunca se debe de maniobrar el órgano de maniobra no acoplado al disyuntor.

5.4 Revisión de manómetro permanente SF6

El Hexafloruro de Azufre (SF6) es el compuesto utilizado por Gec Alstom para extinguir el arco eléctrico en interruptores de media y alta tensión desde 1960 por las propiedades químicas que presenta.

Las principales características son:

Masa molecular	146.07 gr
Temperatura crítica	45.55 °C
Presión crítica	37.59 bares
Punto triple	.58°C y 2.26 bar (presión absoluta)

Básicamente, el SF6 es incoloro, inodoro, no tóxico, pero exento de oxígeno. Es un buen dieléctrico y un excelente agente de corte. Actualmente es el gas mas pesado. A la presión atmosférica se licueface a -63 °C.

Es importante tener presente los niveles de SF6 de nuestro interruptor de potencia, ya que dependiendo de estos será el correcto funcionamiento en la extinción del arco eléctrico en la cámara de corte.

➤ **Bloque de control sf6**

Situado con el cárter, este bloque comprende el densímetro de vigilancia de la masa volumétrica del gas SF6 y un sistema de llenado equipado con una válvula que permite efectuar:

- En la puesta en servicio, el relleno del SF6 del interruptor.
- Estando el aparato en servicio, el control de la presión con la ayuda de un manómetro de control y eventualmente el relleno del SF6, todo ello sin poner fuera de servicio el aparato.

Básicamente durante la etapa de mantenimiento se procedió a visualizar los niveles del manómetro con afán de establecer el correcto funcionamiento del densímetro dado la presión registrada por el manómetro, para esto Es conveniente especificar las curvas y niveles de presión asociados:

PN: Curva de Presión Nominal (curva verde) = 7.5 bar +/-0.1 bar

P1: Curva de Primer umbral (curva amarilla) = 6.4 bar=P2+/-0.2+/-0.5 bar

P2: Curva de Tercer umbral (curva roja) = 6.2 bar +/-0.1 bar

Estos fueron los resultados de presión en los 9 interruptores:

Tabla LXVII. Medición de SF6 en interruptores FXT14

		MANOMETRO PERMANENTE
	FASES	
CAMPO 1	R	7.5 bar
	S	7.4 bar
	T	7.6 bar
CAMPO 2	R	7.5 bar
	S	7.6 bar
	T	7.4 bar
CAMPO 3	R	7.5 bar
	S	7.5 bar
	T	7.5 bar

Figura 46. Manómetro de interruptor FXT14



Por medio del manómetro podemos ejercer la vigilancia del SF6 además podemos diagnosticar la necesidad o no de inyección de SF6 por medio del densímetro, la cual a excepción de que este se encuentre deteriorado se realiza automáticamente.

5.5 Control y ajuste de umbrales de densímetro

La vigilancia de la masa volumétrica del SF₆, se realiza por medio de un densímetro equipado con dos contactos identificados como (P1) y (P2).este se encuentra ubicado en el interior del chasis de soporte.

Estos contactos se cierran sucesivamente en caso de disminución de la masa de gas SF₆ contenida en el volumen constante del recinto del interruptor (masa volumétrica) y definen dos niveles distintos. Estos contactos están cableados hasta la regleta de bornes situada en el interior del armario y se dejan, generalmente para la siguiente utilización:

- El primer nivel (P1) sirve como advertencia de que hay que realizar un relleno de gas.
- El segundo nivel (P2) es una alarma que se debe utilizar, o bien para bloquear el interruptor en la posición en la que se encuentre o bien para provocar una apertura automática y un bloqueo del cierre del interruptor.

Todas las características asignadas al interruptor están garantizadas hasta la temperatura ambiente mínima especificada y hasta el segundo nivel (P2.)

➤ Medición de la masa volumétrica

Cuando la medida directa de la masa volumétrica no sea posible caso presentado generalmente cuando el manómetro permanente se deteriora, el control de esta se realiza empleando un manómetro industrial que mide la presión relativa.

A la masa volumétrica asignada, corresponde un valor de presión relativa así asignada definida por la presión atmosférica normal (1,013 hPa) y una temperatura ambiente de 20 ° C. para cada medida de presión (rellenado, control de los niveles de densímetro), la presión relativa asignada debe ser corregida en función de la temperatura ambiente en el momento de la medida y de la presión atmosférica del lugar.

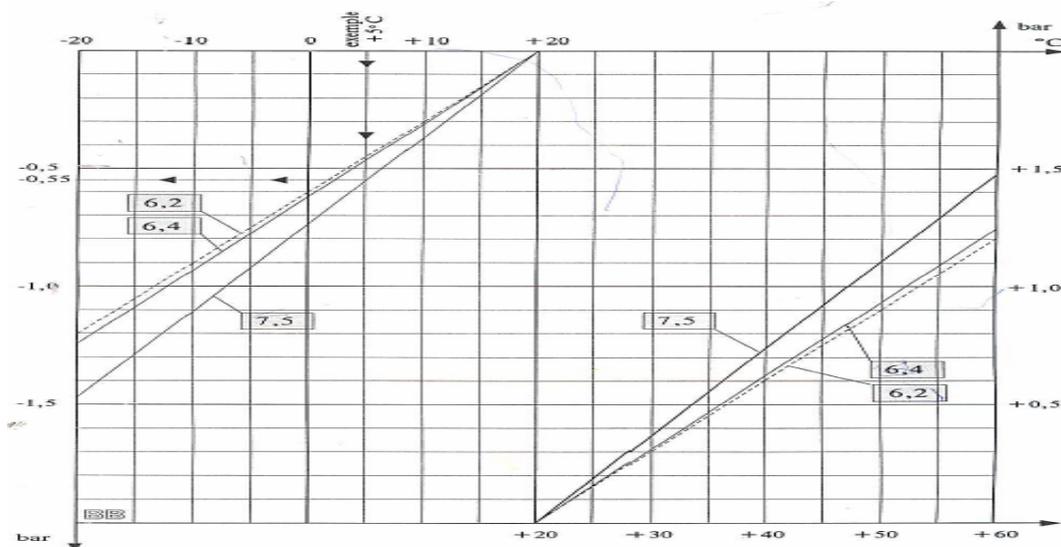
La presión real, es pues:

$$P_{real} = P_{asignada} + \Delta P_t + \Delta P_p$$

ΔP_t , corrección en función de la temperatura.

El valor de la corrección se obtiene por lectura directa en la curva de la siguiente figura.

Figura 47. Corrección de la presión en función de la temperatura.



ΔP_p , corrección en función de la presión atmosférica.

$$\Delta P_p \text{ (bar)} = 1,013 - P \text{ local (bar)}$$

A continuación un ejemplo con fines de determinación de la presión de llenado del interruptor, presión asignada 7,5 bar, temperatura ambiente 5° C, presión atmosférica local 932 mbar.

Sobre la curva de corrección de temperatura: se obtiene: ΔP_t para 5° C = -0.55 bar.

Por lo cual

$$\Delta P_p = 1.013 - 0.932 = 0.081$$

$$\Delta P_p = \mathbf{7.031 \text{ bar.}}$$

Este sería el valor necesario a inyectar de SF6 al interruptor para lograr que este se mantenga en los 7.5 bares.

El control de los umbrales del densímetro es una labor que requiere de un mayor trabajo el cual debe de realizarse solo en casos en el cual el nivel de SF6 visualizado en el manómetro sea bajo, independientemente de que esto no haya sido efectuado en el mantenimiento se considera a continuación la secuencia de pasos a seguir según el manual del fabricante.

➤ **Aislamiento del densímetro:**

Desmontar la placa fijada por los tornillos y las arandelas. El desmontaje de la placa provoca el cierre de la mariposa y el aislamiento del densímetro.

Control del densímetro

a) Preparación:

- Retirar el tapón.
- Montar la herramienta de llenado .
- Desenroscar el capuchón.
- Conectar el manómetro de verificación 0...16 bares con su tubo.

b) Control:

- Conectar una lámpara indicadora sobre el contacto del primer umbral del densímetro (conexión sobre la caja de bornes del órgano de maniobra, según el esquema eléctrico).
- Calcular la presión efectiva de conmutación del contacto del primer umbral corregida en función de la temperatura y de la presión atmosférica local.
- Crear un escape apoyando sobre la válvula del manómetro y controlar que la conmutación de contacto se efectúa al valor calculado precedentemente.
- Proceder de la misma forma para verificar el segundo umbral del densímetro.

En el caso en que uno de los umbrales no este conforme al valor especificado, proceder a reemplazar el densímetro.

- Al final del control, desconectar el tubo del manómetro y volver a poner el capuchón sobre la herramienta de llenado.

➤ **Puesta en conexión del densímetro con el volumen de SF6.**

Para volver a poner en conexión el densímetro con el volumen SF6 del polo, hay que abrir la mariposa. Para realizar esta operación, seguir el procedimiento siguiente:

- Orientar correctamente el tapón de recuperación de escape de la placa
- Montar la placa , equipada con juntas nuevas y con tornillos nuevos y arandelas sobre el bloque de control SF6

Finalmente, los datos obtenidos al realizar el control de inspección sobre el densímetro para los 9 interruptores de la subestación se mostraran en la siguiente tabla.

Tabla LXVIII. Control de densímetros

		CONTROL DE DENSIMENTROS
	FASES	
CAMPO 1	R	1
	S	1
	T	1
CAMPO 2	R	1
	S	1
	T	1
CAMPO 3	R	1
	S	1
	T	1

Se encuentran trabajando en óptimas condiciones, esto se ve reflejado en las lecturas mostradas correctamente en los manómetros.

5.6 Verificación de apriete de fijaciones de elementos no sometidos a la presión.

En el momento en el que todo el campo de generación ha estado fuera de línea por motivos de mantenimiento se ha realizado este trabajo paralelamente. Esta acción nos permite acercarnos directamente a todos los puntos que necesiten apriete o torque especial. Estos puntos estarán ubicados en el chasis y armario. Se debe hacer referencia que lo encontrado data desde el momento de la instalación de los interruptores. Es una acción que no debe de ser obviada ya que es importante mantener la sujeción y apriete de todos estos elementos en optimas condiciones. Lo visualizado al momento de la inspección fue lo siguiente:

Tabla LXIX. Fijaciones de elementos nos sometidos a la presión.

		FIJACIONES DE ELEMENTOS NO SOMETIDOS A PRESION
	FASES	
CAMPO 1	R	2
	S	2
	T	2
CAMPO 2	R	2
	S	2
	T	1
CAMPO 3	R	1
	S	1
	T	1

Los puntos encontrados con regular fijación (2) fueron encontrados en el área del gabinete y fijados por medio de las llaves especificadas en función del tornillo que se encontraba.

Es importante considerar los siguientes lineamientos obtenidos del manual del fabricante para el montaje, dado que al momento de que se quiera revisar más profundamente. Es recomendable evaluar el par por medio de una llave dinamométrica la cual es una herramienta manual que se utiliza para apretar los tornillos que por sus condiciones de trabajo tienen que llevar un par de apriete muy exacto.

El siguiente cuadro nos especifica los pares de apriete, según el fabricante a aplicar en ausencia de indicaciones particulares. Estos pares corresponden a un montaje de tornillos (con arandela plana), engrasado bajo la cabeza y en las roscas con grasa de rodamiento Mobiplex 47.

Tabla LXX. Par de apriete a FXT14

	PAR DE APIETE PARA TORNILLO DE ACERO 6.8 o ACERO INOX A2- 70 (daN.m)	PAR DE APIETE PARA TORNILLO DE ACERO 8.8 O ACERO INOX A4.80 (daN.m)
M 2.5	0.05	0.06
M 2.3	0.0.9	0.11
M 4	0.19	0.26
M 5	0.38	0.51
M 6	0.66	0.88
M 8	1.58	2.11
M 10	3.20	4.27
M 12	4.97	6.63
M14	8.67	11.56
M16	13.42	17.90
M 20	26.22	34.98
M 24	45.68	60.93
M 30	90.44	120.65

La herramienta y el método de apriete deben ser tales que el par realmente aplicado sobre la cabeza del tornillo corresponda al par de referencia del cuadro con una tolerancia de +-20%.

5.7 Verificación de apriete de bornes de baja tensión y funcionamiento de relés.

El apriete de los bornes en el gabinete es una actividad importante para garantizar que no se corra el riesgo de tener un cable fuera de la bornera y que en algún momento dado esta acción puede causar el paro de la secuencia de accionamiento para abrir o cerrar el interruptor. Se debe considerar que son actividades que se pueden realizar solo estando el interruptor desenergizado, por lo que se deben de considerar los criterios mencionados con anterioridad en el capítulo 3.3.

De igual manera se recomienda que el mantenimiento eléctrico a los paneles de control de los interruptores, sea realizado en base al diagnóstico encontrado previamente mediante la realización de un análisis termo gráfico el cual en esta ocasión no fue efectuado.

El Tablero de Mando del interruptor de potencia contiene principalmente los equipos que permiten la operación del mismo. (Dispositivos para cierre y apertura, relé de tensión DC y AC) su mantenimiento requiere de pocas actividades y está fundamentalmente orientado a la “Prueba y ajuste de los diferentes relés”, a través de la Prueba de “Inyección de corriente. El caso particular de los relés en los tableros de los interruptores en Aguacapa mediante la inyección de corriente no fue realizada para estos dado que la circuitería interna del tablero se encontraba visualmente en óptimas condiciones y el funcionamiento cronológico de los mismos no registraba fallo en ninguno de estos.

Se debe tomar nota que los relés para la secuencia de mando y accionamiento se tienen solo en el gabinete de la fase “S”, esto para los 3 interruptores de cada salida a línea. Por consiguiente, se procedió a realizar la inspección visual sobre estos relés, luego se utilizó una aspiradora para remover todo el polvo encontrado en el gabinete, asimismo paños secos para complementar la limpieza y finalmente se prosiguió con el apriete en las borneras de los 3 tableros. Lo encontrado finalmente se visualiza de una mejor manera en el siguiente cuadro.

Tabla LXXI. Bornes y Relés en FXT14

		BORNES DE BAJA TENSION	RELES
	FASES		
CAMPO 1	R	1	-
	S	1	1
	T	1	-
CAMPO 2	R	1	-
	S	1	1
	T	1	-
CAMPO 3	R	1	-
	S	1	1
	T	1	-

Como mencionamos con anterioridad dado que el tiempo de vida de los interruptores es medio y el aspirado ha sido periódico, estos interruptores se encuentran en condiciones bastante limpias y no necesitaron de un mantenimiento mayor.

Figura 48. Gabinete de interruptor FXT14



5.8 Verificación de funcionamiento de calefacciones permanentes.

Mantener la temperatura en los valores para los cuales fue fabricado el interruptor de potencia es una actividad que gira en función de los dispositivos instalados para ello, por lo cual velar por el correcto funcionamiento de estos dispositivos se traduce en conservar los niveles de temperatura adecuados dentro de los gabinetes.

La temperatura mínima admisible que se debe mantener internamente en el gabinete, siendo este dato de el fabricante es de $- 10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Una resistencia disipa en calor una cantidad de potencia proporcional a la intensidad que la atraviesa y a la caída de tensión que aparece en sus bornes $P=VI$. visualizado de igual manera por medio de la ley de Joule $P=I^2R$.

Partiendo de este principio básico y en función de los datos obtenidos por el fabricante.

Si

$P=30\text{ W}$, $V=220\text{ V}$

$I= \underline{136.36\text{ mA}}$.

Por tanto:

$P=I^2R$.

$R= \underline{1.61\text{k}\Omega}$.

Para conseguir mantener los niveles de temperatura indicados se consta con un sistema de calefacción permanente, el cual consta de dos resistencias identificadas como R1 y R11 ambas de $1.61\text{k}\Omega$.

Estas al estar trabajando mantienen internamente la temperatura mínima indicada, si esto no se lograra debidamente dado los cambios que existen en las condiciones atmosféricas estos gabinetes poseen un sistema de calefacción controlada por medio de un termostato la cual entra en operación si la temperatura ambiente es menor de 5°C .

Además, el gabinete cuenta con unas rejillas posicionadas en la parte inferior de este que se pueden girar y de esta manera permitir el ingreso de aire al gabinete evitando de esta manera el sobrecalentamiento en el mismo.

Es muy importante realizar una inspección visual sobre los gabinetes, esto para verificar estado de rejillas, calefacciones y medir el nivel de temperatura por medio de un termómetro digital y asegurarse de tal manera que se encuentren dentro de los límites establecidos. Se realizó la revisión y posterior a ello se le dio la ponderación en función de los parámetros descritos.

Tabla LXXII. Sistema de calefacción FXT14

		CALEFACCION PERMANENTES, REJILLAS VENTILACION	TEMPERTURA
	FASES	R11	°C.
CAMPO 1	R	1	25
	S	1	25
	T	1	25
CAMPO 2	R	1	25
	S	1	25
	T	1	25
CAMPO 3	R	1	25
	S	1	25
	T	1	25

Estos resultados nos indican que los dispositivos incluidos en el sistema de calefacción se encuentran funcionando correctamente.

Se debe considerar que la temperatura en la subestación de Aguacapa se encuentra por encima de la temperatura ambiente, por lo cual los dispositivos del gabinete regularmente no tienen problema en que la temperatura baje hasta valores inadmisibles.

5.9 Lubricación de piñones, cadenas de ejes de maniobra, rodillos y resortes

Los siguientes son dispositivos que conjuntamente accionan el mecanismo del amortiguador del órgano de maniobra el cual transfiere la energía almacenada en los resortes al interruptor para el cierre o la apertura del mismo. Son partes que generalmente están libres de mantenimiento dado la hermeticidad en la cual estos se encuentran, tomando estas condiciones se presenta en el siguiente cuadro lo encontrado de acuerdo a los criterios previamente especificados y sobre las condiciones que estos presentan para la realización de un mantenimiento correctivo a estas partes.

Tabla LXXIII. Estado de mecanismo amortiguador de órgano de maniobra

		LUBRICACION DE PIÑONES	CADENAS DE EJES DE MANIOBRA	RODILLOS	RESORTES
	FASES				
CAMPO 1	R	1	1	1	1
	S	1	1	1	1
	T	1	1	1	1
CAMPO 2	R	1	1	1	1
	S	1	1	1	1
	T	1	1	1	1
CAMPO 3	R	1	1	1	1
	S	1	1	1	1
	T	1	1	1	1

Considerando el tiempo de vida y la inspección realizada previamente se concluye que todos estos mecanismos se encuentran en óptimas condiciones por lo cual no ameritan un mantenimiento correctivo en este momento.

Independientemente de la necesidad de la realización de el mantenimiento preventivo o correctivo es importante mencionar las directrices que se deben considerar según el fabricante cuando se tiene contemplado la realización de el mantenimiento preventivo para cadenas ejes, resortes, piñones y algunos otros mecanismos que están involucrados en el accionamiento mecánico del interruptor de potencia.

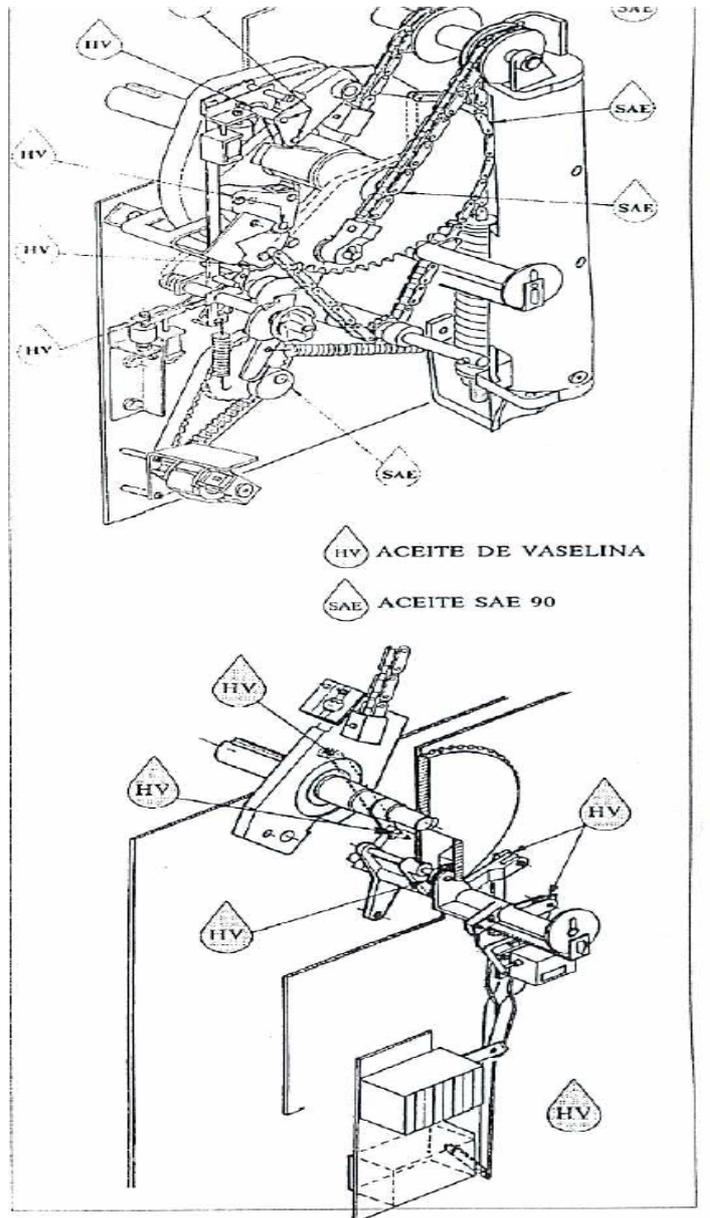
Siempre se debe considerar que no se debe intervenir sobre el órgano de maniobra cuyos resortes estén tensados. Para toda intervención se debe cortar la alimentación del motor y efectuar la secuencia de maniobra OCO (open, close, open), además nunca se debe maniobrar el órgano de maniobra no acoplado al disyuntor.

➤ **Limpieza y Lubricación**

Cuando el interior del mecanismo esta particularmente sucio o polvoriento, es necesario hacer una limpieza profunda y luego una nueva lubricación.

La limpieza se realizará con un paño impregnado con petróleo o gasolina. Las piezas se deben secar a continuación con un paño limpio y seco. El engrase debe ser moderado pero regular. El mismo se hace con un aceite de clasificación SAE y con un aceite de vaselina o con siliconas. Los puntos de engrase y la calidad de aceite a utilizar se indican en la figura

Figura 49. Puntos de Lubricación FXT14



Fuente: Manual de interruptor automático Gec Alsthom en SF6

Se debe evitar cuidadosamente la caída de gotas de aceite sobre los accesorios eléctricos (Contactos auxiliares).

5.10 Reemplazar o reparar la cámara de corte.

La cámara de corte es de soplado térmico por la energía del arco con efecto auto neumático auxiliar y dispositivo de asistencia de apertura. El medio extintor es SF6 bajo presión. La cámara ha sido concebida con el fin de aumentar la durabilidad mecánica y eléctrica de la parte activa y de aprovechar las ventajas del reducido desgaste de los contactos sometidos al arco en el SF6. La parte activa está encerrada en un envoltorio de porcelana estancada asegurando el aislamiento entre la entrada y la salida del interruptor. La cámara se compone de los siguientes elementos:

- Una envoltorio constituida por un aislador de porcelana. Según el grado de contaminación, esta puede ser prevista con larga línea de fuga.
- Un contacto fijo que soporta el tamiz molecular.
- Un contacto móvil accionado por el mando que comporta el dispositivo de soplado.
- Dos tomas de corriente diametralmente opuestas en la parte superior e inferior.

Básicamente se refiere al bloque en la parte interna del interruptor que hace posible que se permita o no el paso de la corriente por los contactos del interruptor.

El trabajo realizado sobre esta cámara se limitó a la limpieza superficial sobre la porcelana en la parte externa del interruptor estando este desenergizado, para poder asegurar acerca de si es necesario reemplazar o reparar la cámara de corte se debe hacer la medición del límite de desgaste eléctrico en los contactos del interruptor.

La medición de desgaste de los elementos de corte no se considero necesaria en este mantenimiento tomando en cuenta el tiempo de vida de los interruptores, de igual manera es importante conocer la secuencia a seguir para la realización de esta actividad indicada por el fabricante, para realizarla en el momento de ser necesario.

➤ **Medida del desgaste de los elementos de corte**

En los casos en que los límites de desgaste eléctrico no se puedan definir, la medida del desgaste de los contactos de arco es posible comparando la cota X definida a continuación con las cotas “X inicial” medida en fábrica sobre el aparato nuevo y grabada sobre su cárter. En el caso particular del mantenimiento a los interruptores de Aguacapa no se realizó esta medición del desgaste de los elementos de corte dado que esta solo es aconsejable realizarla cuando el tiempo de vida es mayor a 20 años o el número de cortes sobrepasa las 3000 operaciones, aunque de igual manera se consideró necesario hacer un énfasis especial en el trabajo que se debe realizar al realizar esta operación la cual nos da un dato exacto acerca del estado del elemento de corte del interruptor:

La secuencia de pasos a seguir seria la siguiente:

- Aislar el interruptor de la red.
- Distender los resortes del órgano de maniobra en su posición “desarmado
- Retirar la grapa, retirar el eje y las arandelas y a continuación hacer pivotar la biela.
- Leer el valor de la cota “X inicial grabada en el cárter”.
- Instalar el útil con los dos tornillos.

- Desmontar el eje, arandela y tuerca de la palanca herramienta.
- Instalar una lámpara testigo sobre el primer polo .
- Posicionar las espigas de la palanca herramienta frente a los orificios previstos en la palanca interruptor.
- Cerrar el polo (lámpara testigo encendida), haciendo girar con la mano la palanca , 65 ° para llegar al tope .
- Remontar el eje con la arandela y la tuerca sobre la palanca herramienta.
- Fijar la palanca herramienta sobre la palanca del interruptor con los 4 tornillos.
- Atornillar hasta que se apague la lámpara.
- Medir y anotar la cota X1.
- Proceder a la misma forma conectando la lámpara testigo en los polos 2, y 3. Medir y anotar las cotas X2 y X3. A medida en que se producen el desgaste de los contactos, las cotas X1, X2 y X3 disminuyen. Comparar las cotas X medidas con los valores iniciales medidos al efectuar el control en fabrica del aparato. Estos valores iniciales están grabados en el cárter a pie de cada polo.
- La diferencia (X inicial – X medida) no debe ser superior a 25 mm.

Este sería el trabajo a efectuar para los interruptores de potencia, en el capítulo 7.1 se describe el porque estas pruebas no son necesarias aun para estos interruptores tomando en cuenta tiempo de vida y ciclos de operación.

5.11 Pruebas y puesta en servicio

Antes de comenzar con las maniobras de prueba, hay que controlar imprescindiblemente:

- Si los pernos están montados en la posición de maniobra y si están asegurados
- Peligro de explosión, si los cuerpos de porcelana se dañan. Posibilidad de lesiones corporales.
- Durante las maniobras de prueba debe desalojarse, por motivos de seguridad, la zona del interruptor en un radio de aprox. 60 m.
- Las maniobras mecánicas de prueba no deben realizarse sin carga de gas
- Una vez conectada la tensión del motor y del mando, los motores tensores se ponen en marcha automáticamente, desconectándose cuando los resortes de cierre se han tensado y enclavado. Los accionamientos están ahora listos para una conexión.
- Al existir la posibilidad de que los cuerpos de porcelana se hayan dañado, las primeras maniobras mecánicas de prueba se realizarán con mando a distancia a modo de "maniobras de seguridad".
- Realización de 5 operaciones de cierre.

➤ **Controles y puesta en servicio**

Los siguientes puntos son imprescindibles y no pueden dejar de verificarse antes de la puesta en marcha:

a) Resistencias calefactoras para la calefacción anti condensación:

Controlar la efectividad de las resistencias calefactoras y el funcionamiento del dispositivo de vigilancia, si hay instalado.

b) Control de Instalación: Controlar todos los circuitos de señalización y comando.

c) Pintura: Quitar la grasa de todas las uniones roscadas hechas a pie de obra al montar el interruptor de potencia y pintarlas con una laca cubriente. Controlar si están en orden las pinturas existentes y, si fuere necesario repararlas.

d) Protocolo de Puesta en Servicio: Se ha de comprobar el protocolo de puesta en servicio que este debidamente relleno y firmado El protocolo se aconseja enviarlo al fabricante del equipo.

A continuación se mostrará el protocolo de pruebas que se sugiere debe realizarse previo a la puesta en marcha para los interruptores de Potencia.

Figura 50. Acta de puesta en servicio interruptor de potencia

ACTA DE PUESTA EN MARCHA DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA	
Cliente: _____	Encargado de Protocolo: _____
Planta: _____	Firma: _____
Derivacion: _____	
Vo.Bo. Responsable: _____	
Fecha: _____	
Nº de fábrica: _____	
Presión de carga del SF6 a + 20 °C, según placa de características: _____ (bar)	
Maniobra en: Línea aérea, transformador, generador, cable, acoplamiento*, otros: _____	
	FECHA/SI/NO/OBSERVACIONES.
Daños en el transporte	
Unidad del Mecanismo de Accionamiento	
Porcelana	
Daños en el transporte notificados	
Suministro completo según lista de control	
MONTAJE	
Prueba de Hermeticidad según instrucciones de servicio, sección montaje del interruptor, comprobar la hermeticidad de los polos	
Base portante: montaje horizontal y tornillos apretados al par prescrito	
Cerciorarse que los pernos principales y arandelas se encuentran en la posición correcta y que los pernos están asegurados por arandelas.	
Aplicación de lubricante y anticorrosivo.	
Puesta a Tierra del interruptor y conexión de los conductores de alta tensión.	
Si la puesta en servicio no se efectúa de inmediato.	
Interrupción en un punto adecuado del mando eléctrico del motor a carga de los muelles.	
Conexión de Calefacción del interruptor	
Retoque de daños de pintura así como trabajos posteriores de pintura	
Puesta en Servicio	
Ajuste del guardamotor a 1.1 In (A)	
Control de Cortacircuitos automáticos : corriente de disparo $\geq I_n(A)$	
Corriente de Calefacción (Prueba de funcionamiento de calefacción)	
Carga del Sistema SF6 a la presión nominal (bar/°C)	
5 Maniobras , CIERRE . APERTURA de seguridad a la presión nominal del SF6 con telemando. 60m de distancia de seguridad.	
Pruebas al funcionamiento con arreglo al esquema de conexiones del interruptor de potencia.	
Cierres, Aperturas, Bloqueos, Señales, exclusión de efectos de bombeo	No: _____ Índice: _____
Comprobación de todos los detalles con arreglo al esquema de conexiones del interruptor de potencia y al esquema de mando de la planta, particularmente	Cierre 1: <input type="checkbox"/> Cierre 2: <input type="checkbox"/> Apertura 1: <input type="checkbox"/> Apertura 2: <input type="checkbox"/> Apertura 3: <input type="checkbox"/>
MONITOR DE DENSIDAD DE SF6	
Perdida del SF6/Señal <input type="checkbox"/>	
SF6 Bloqueo de función 1/Señal <input type="checkbox"/>	Bloqueo de Cierre 1: <input type="checkbox"/>
Bloqueo de Apertura 1 <input type="checkbox"/>	SF6 Bloqueo de Función 2/Señal <input type="checkbox"/>
Bloqueo de Cierre 2 <input type="checkbox"/>	Bloqueo de Apertura 2: <input type="checkbox"/>
MECANISMO DE ACCIONAMIENTO	
Motor de Carga Muelles: Tiempo (≤ 15 S)	_____ s
Señal Muelle de Cierre Destensado	<input type="checkbox"/>
Bloqueo de Autorrenganche 1	<input type="checkbox"/>
Bloqueo de Autorrenganche 2	<input type="checkbox"/>
Exclusión de Efectos de Bombeo 1	<input type="checkbox"/>
Exclusión de Efectos de Bombeo 2	<input type="checkbox"/>
CONTROLES FINALES	
Control de Hermeticidad al SF6 en nuevas uniones efectuadas	
Humedad en el SF6 (punto de rocío)	_____ (°C)
Proporción del SF6	_____ (%)
Carga del SF6	_____ (bar/°C)
Fecha de Mediciones:	
Fijación de Conductores de Regleta de bornes principal:	
Indicación de Contador de maniobras una vez terminados los trabajos:	
OBSERVACIONES:	

Además de la realización de este protocolo de pruebas es importante tomar en cuenta la norma **IEEE C37.10-1995**, la cual dicta procedimiento que se utilizaran para llevar a cabo investigaciones por motivo de fallos de los interruptores de potencia. Aunque el procedimiento puede ser utilizado para cualquier interruptor, esta se centra principalmente en la alta tensión de alimentación de CA de los interruptores utilizados en sistemas de potencia. También se formulan recomendaciones para el seguimiento del interruptor lo cual funciona como un medio de diagnóstico idóneo para velar por el buen funcionamiento del mismo.

6. DIAGNÓSTICO INDIVIDUAL DE GENERADORES SINCRÓNICOS

El diagnóstico de los generadores síncronos de la planta de Aguacapa se ve afectado directamente por el tiempo de vida de los mismos y gira en función de los trabajos que se han realizado a lo largo del tiempo.

Los diagnósticos realizados a una máquina síncrona deben ser desarrollados en función de los siguientes parámetros.

- Devanado de Estator.
- Cuñas de Estator.
- Cuerpo Magnético.
- Devanado Rotor.
- Vibraciones.
- Funcionamiento.

En función de estos parámetros se debe considerar también el análisis de las pruebas realizadas al generador síncrono:

- Análisis termográfico realizado previo al mantenimiento del generador.
- Análisis de medición de aislamiento de generador.
- Cambio y calibración de escobillas y porta escobillas de rotor.

6.1 Pruebas de diagnóstico a unidad generadora número 2 , cambio y restauración de partes afectadas

Las partes que fundamentalmente se atendieron en el mantenimiento incluyen estator y rotor que enmarcan a nivel general toda la composición de la maquina síncrona, para esto debemos tomar en cuenta las actividades realizadas durante este mantenimiento y asimismo hacer el planteamiento sobre las que se recomiendan realizar para elaborar un diagnostico mas certero utilizando las herramientas que se encuentran disponibles en la actualidad.

➤ Análisis Termográfico

En función de el análisis termográfico efectuado previo al mantenimiento anterior se debe mencionar que se procedió a realizar el cambio y atención a todos los dispositivos detectados con afán de prevenir posibles averías provenientes de elevaciones de temperatura que finalmente dan como resultado la existencia de puntos calientes, por tanto para esta unidad se ha debido atender la falla de los siguientes dispositivos en donde se detectaron puntos calientes:

- Fusible en fase R de transformador M4.en las celdas de excitación.
- Reóstato K4 del banco de baterías.

En ambos casos existió calentamiento visualizado por medio de la cámara termo grafica y después de el análisis efectuado se procedió a el cambio de los mismos. En futuros mantenimientos se debe considerar imprescindible realizar nuevamente el análisis termográfico previo a la realización de cada mantenimiento anual, ya que con la técnica tradicional de "limpiar y apretar" se efectúan acciones para corregir conexiones flojas y falsos contactos.

Limitándonos a la acción de limpiar y apretar todas las conexiones, empalmes y puntos de contacto reciben físicamente mantenimiento lo necesiten o no, pero esta acción generalmente no nos indicara si corrigió una falla o no.

Con termografía se focalizan los problemas que deben ser corregidos bajo las técnicas convencionales y además permite encontrar otros problemas que en circunstancias normales no serian detectados, dado que la termo grafía infrarroja es un medio que permite identificar, sin contacto alguno, componentes eléctricos y mecánicos más calientes de lo que deberían estar, probable área de falla, e indica también pérdidas excesivas de calor, probable falla de aislación defectuosa. De esta manera se podrá realizar un trabajo específico de atención inmediata que contribuya a la labor de mantenimiento para prevenir fallos que posteriormente vayan a manifestarse con paros repentinos en la unidad generadora.

Cronológicamente y tomando en cuenta las presentadas en este análisis con respecto a el mantenimiento anterior se puede concluir que la máquina se encuentra operando correctamente, pero se recomienda llevar un registro cronológico de las termo grafías que se vayan efectuando para poder ir comparando y visualizando que componentes han sido cambiados y determinar el porque de estos cambios y por consiguiente atacar la falla desde la raíz.

➤ **Aislamiento e índice de Polarización**

Se realizó esta medición siendo esta una actividad recomendada y de las mas importantes, ya que el aislamiento nos brinda un diagnóstico del estado general del generador. Se realizó esta medición tomando en cuenta las directrices que brinda el fabricante a lo largo del mantenimiento y se realizo por medio del Megger Unilap ISO 5 kv.

Se estuvo midiendo reiteradamente la resistencia de aislamiento y el índice de polarización, ambos valores por intervalos de 10 minutos, por tanto se concluye que la unidad generadora número 2 posee valores ideales para su funcionamiento, con índices de polarización promedio para las fases de: R=4.03, S=4.3, y T= 4.28 respectivamente, partiendo de que el rango entre 2 y 6 se clasifica como limpio y seco. Asimismo se encontró con valores de resistencia de aislamiento promedio por fase de: R= 15.93 GΩ, S= 16.96 GΩ y T= 16.8 GΩ, estos son valores que comparados cronológicamente están por encima del valor especificado por el fabricante el cual viene dado en MΩ, y lo cual indica según la **norma IEEE-43 2000** que son valores ideales para el funcionamiento del generador.

➤ **Cambio y calibración de escobillas y porta escobillas de rotor:**

El buen funcionamiento de las escobillas en el colector es indispensable para la correcta operación de la máquina síncrona. Los puntos que deben considerarse previamente antes de efectuar el cambio de una escobilla son los siguientes:

➤ **Libre chisporroteo**

El cual es a menudo el primer signo de dificultades. Tres causas comunes son las sobre cargas, vibraciones, y condiciones atmosféricas adversas, este fue uno de los factores visualizados que contribuyo al cambio de las escobillas en la unidad generadora número 2.

➤ **Pulido uniforme de la Superficie del colector**

El estado de la superficie del colector tiene un verdadero y pronunciado efecto sobre el comportamiento de toda la máquina. La suavidad y uniformidad de la película da lugar al buen rendimiento de las escobillas y conduce a la operación satisfactoria de la maquina. La visualización sobre el colector de la unidad número 2 fue identificado correctamente.

➤ **Mínimo desgaste del Colector**

Siendo esta parte muy importante para el mantenimiento. Escobillas muy abrasivas, incrustaciones de cobre en las caras de las escobilla, superficies del colector quemadas, chisporroteo severo, todo daña la superficie del colector y produce desgaste. La consecuencia es el costoso tiempo de detención, caso no presentado para la unidad generadora número 2.

➤ **Mínimas pérdidas eléctricas y mecánicas**

Existen pérdidas asociadas por fricción de escobillas, resistencia de la película, calentamiento localizado excesivo, por lo tanto, la adecuada selección de las escobillas para la unidad numero 2 han minimizado las pérdidas para la mismas, ya que se han basado en las especificaciones del fabricante.

El contacto ininterrumpido entre escobillas y el colector es uno de los principales factores que aseguran el rendimiento satisfactorio de la máquina. La operación serena es un buen indicio de que ese contacto se mantiene. El rechinado o ruido puede desarrollarse en varias condiciones, todas destructivas de la eficiencia y eventualmente de la máquina misma.

El rechinado fue uno de los factores principales por lo cual se dio el cambio en las escobillas de la unidad número 2.

Con base a todos estos criterios tomados para la unidad número 2 y después de realizar el chequeo de las escobillas del generador se determinó que existían varias escobillas que necesitaban cambio se optó por realizar el cambio de 20 escobillas siendo la totalidad de estas dejando escobillas nuevas en todo el sistema de excitación de la unidad número 2, sin embargo los porta escobillas no estaban deteriorados por lo cual a estos no se les hizo ningún cambio y la secuencia de calibración se efectuó en base a las indicaciones especificadas por el fabricante. Es aconsejable realizar la inspección constante y llevar el registro cronológico de que escobillas se están cambiando en el tiempo determinado para poder enfatizar en las causas que pueden estar ocasionando el desgaste de las mismas.

Además de las pruebas y cambios considerados para el generador se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos que van directamente ligados con el diagnóstico de la unidad número 2, tomando en cuenta en algunos casos la realización de estas actividades y en algunos otros el planteamiento para realizarlos posteriormente en el próximo mantenimiento mayor.

A continuación se enfatiza en las siguientes actividades, de las cuales algunas fueron parte del mantenimiento y las otras solo dejan el planteamiento sobre cual debe ser el accionar en un futuro, esto con la finalidad de enfatizar en estas pruebas que son complementarias para poder diagnosticar de una manera mas exacta el funcionamiento de la unidad generadora.

➤ **Control visual**

Se realizó esta actividad considerando tanto el análisis hecho por el personal técnico de la planta así como por el jefe de mantenimiento eléctrico, quien es el encargado directo de dictaminar que grado de contaminación se visualiza en el estator, lo cual rige las directrices a tomar para proceder a realizar la labor de mantenimiento

Según el análisis efectuado se encontró suciedad, polvo y aceite en la unidad número 2, específicamente en el devanado del estator por lo cual se procedió a realizar la limpieza sobre este y se concluyó nuevamente que el mantenimiento es indispensable realizarlo anualmente, preferentemente previo al invierno, ya que resulta económicamente mas ventajoso y buscando tener las unidad generadora en optimas condiciones dado que es la época de mayor producción.

➤ **Pruebas sugeridas**

A continuación se listaran algunas pruebas consideradas de importancia y que deben de efectuarse en futuros mantenimiento para tener diagnósticos más certeros sobre el estado actual de los equipos.

➤ **Corrientes de fuga**

Actividad que no se realizó en este mantenimiento pero se debe tomar en cuenta la realización de ella, para efectuarla se realiza un ensayo en alta tensión mediante un equipo de corriente continua estabilizado, midiéndose los valores de corriente de paso a tierra hasta aproximadamente 2Un.

Estas corrientes son producidas como consecuencia de de la capacidad entre el enrollado de campo y masa del rotor, que esta conectada a tierra, y que puede tener consecuencias perjudiciales en los descansos de la maquina.

Las corrientes de fuga pueden ser un indicador de la efectividad del aislamiento de los conductores. Altos niveles de este tipo de corrientes pueden darse en circuitos en los que la resistencia del aislamiento es baja. Las corrientes de fuga pueden producir perturbaciones en el funcionamiento normal de los equipos y las instalaciones. La gran ventaja de comprobar la existencia de corrientes de fuga en lugar de realizar una verificación del aislamiento reside en que no es preciso desconectar el generador, sino que la operación puede llevarse a cabo durante el funcionamiento normal por medio de el equipo adecuado.

➤ **Pérdidas dieléctricas**

La medida de las pérdidas dieléctricas conocida como $\text{tg } \delta$ se puede realizar mediante un puente de Schering, aplicando a cada fase de la maquina una tensión alterna o valores escalonados de tensión definidos y hasta un valor máximo normalmente igual a la tensión residual de la maquina. Este ensayo nos indica si hay falta de homogeneidad y conservación de aire en el interior de la bobina o barra.

➤ **Descargas Parciales**

Es otra prueba que no fue realizada en este mantenimiento pero es muy importante realizarla, ya que aunque anteriormente se visualizaba este ensayo como un complemento de las pérdidas dieléctricas

En los últimos años se le ha dado gran importancia a esta prueba en el análisis de los generadores sincrónicos, dado que si estas se presentan en gran cantidad puede producir la aceleración de la degradación del aislamiento.

La medición se debe realizar de acuerdo con la norma **IEC-60270**. Se debe registrar la sensibilidad con la que se realiza la prueba, el voltaje de inicio de descargas, el nivel de descargas parciales registrado a intervalos del 20% del voltaje nominal hasta el 120%. Se disminuye gradualmente el voltaje de prueba para registrar el voltaje de extinción de descargas. Se debe registrar la carga máxima aparente expresada en pC.

➤ **Rigidez dieléctrica**

Siendo esta fundamental, ya que permite conocer la capacidad del aceite para permitir el paso de la corriente eléctrica. Esta prueba se efectúa aplicando una tensión alterna de valores escalonados, con una frecuencia de 60 hz, a cada fase de la maquina, hasta una valor máximo de 1.5 Un,

➤ **Aislamiento entre espiras**

En casos especiales y solo cuando son bobinados de mas de una espira, se efectúa un ensayo de sobretensión entre espiras o ensayo de choque para controlar el estado de aislamiento entre espiras.

➤ **Cuñas del estator**

La importancia de la flojedad en las bobinas del estator es algo en lo cual nos debemos de enfocar dado que el mal posicionamiento de las mismas nos puede ocasionar daños en algún momento que se verán reflejados en el aislamiento del generador.

Aunque la prueba efectuada a la unidad numero 2 fue realizada manualmente aplicando fuerza sobre las cuñas del estator un método que se recomendara y que se puede aplicar con rotor montado o desmontado será la utilización de un martillo excitado electromagnéticamente y un captador de vibraciones de las cuñas, la señal captada es recogida con un oscilógrafo-registrador, haciendo el control de la forma continua a todo lo largo de la ranura y los tramos de la cuña en longitud. Los resultados son registrados y procesados permitiendo seguir la evolución de la calidad del acuñado.

➤ **Cuerpo magnético**

Se pueden definir distintos tipo de fallas dictadas por los siguientes factores:

- Entrada de un cuerpo extraño, caso no registrado para la unidad numero 2, ya que la hermeticidad que han mantenido a lo largo de los años no ha permitido que una falla de este tipo ocurra.
- Paquete flojo, cuya vibración puede destruir el aislamiento ente chapas, caso que en este mantenimiento no se presento para la unidad 2.
- Destrucción por el tiempo y la temperatura del aislamiento antiguo de papel, caso que de igual manera no se presento para la unidad numero 2.

Si en algún momento se llegará a producir una deficiencia de este tipo en el aislamiento o un golpe fuerte en la superficie, las chapas pueden quedar cortocircuitadas y los resultados se verán por medio de la generación de un flujo de calor que ocasionara finalmente daño en el devanado y la chapa.

Una prueba más certera y que debe considerarse realizarse dado que existen experiencias encontradas en las cuales se afirma que pueden monitorearse estos valores por medio de una bobina de campo que medirá el flujo de dispersión, luego la tensión de esta bobina será recogida por un equipo electrónico el cual amplificará la señal proporcionalmente a dicho flujo, esta señal se recoge mediante un osciloscopio y un equipo registrador. Todos estos resultados serán almacenados lo cual permite visualizar la evolución del estado del cuerpo magnético así como el análisis comparativo con las demás unidades que se encuentran en la planta.

Se debe realizar el diagnóstico del rotor, el cual ya fue mencionado inicialmente por los trabajos realizados para el cambio y calibración de las escobillas además se debe tomar en cuenta que en el mantenimiento efectuado se realizó completamente a rotor montado por lo que en este trabajo solo se mencionan las acciones ideales para que en el futuro se realice el mantenimiento a rotor desmontado.

Para esto debemos tomar en cuenta que el rotor está sometido a valores eléctricos bajos dado que es un voltaje en corriente continua, esto a diferencia de los parámetros eléctricos del estator, por lo mismo contrario a esto se tienen valores mecánicos elevados que acompañados de vibraciones de temperatura pueden provocar deslizamientos axiales de las espiras, provocando deterioros en el aislamiento, lo que de igual manera pueden llegar a producir cortos circuitos entre espiras que finalmente producen aumento en la corriente de excitación hasta conseguir vibraciones anormales en la máquina.

Se debe considerar en los devanados del rotor, la suciedad que se acumula entre las bobinas y las conexiones que pueden producir un descenso muy fuerte en el aislamiento. Las actividades mínimas recomendadas son las siguientes.

➤ **Control visual**

Es la realización de una inspección ocular en cuanto a suciedad y de una forma especial en las cuñas de fijación interpolares y conexiones entre polos. El control visual sobre la unidad numero 2 muestra un estado aceptable.

➤ **Medida de Aislamiento**

En este ensayo se toma en cuenta el control propio del aislamiento y la corriente de fugas , lo que permite determinar el estado de los aislamientos y la influencia de la suciedad. Esta medición no se realizo pero se recomienda programar para un próximo mantenimiento mayor a la unidad generadora numero 2.

➤ **Sobretensiones entre espiras**

En los casos en los que se sospecha que hay posibles defectos en el aislamiento ente espiras porque el control visual se observan desplazamientos de espiras o se han detectado vibraciones atribuibles a la excitación, se hace este ensayo mediante un equipo especial de tensión de choque . Este ensayo consiste en aplicar una serie de choque de alta frecuencia, midiéndose su forma en un osciloscopio. Las ondas registradas permiten deducir si existen cortocircuitos entre espiras y en que punto del devanado están localizadas. Este ensayo no fue realizado ya que lo proyectado en la inspección visual no determino la necesidad de efectuarla.

➤ **Vibraciones**

Las vibraciones de piezas importantes sometidas a grandes esfuerzos, nos indican exactamente el estado mecánico, o bien las fuerzas que actúan sobre el sistema mecánico. Con base en las mediciones y a los análisis de la misma a intervalos prefijados, nos permite determinar el estado de un momento dado y detectar los cambios en función del tiempo.

Por esta razón, la medición básica ha alcanzado gran importancia como método de diagnóstico, por ello esta ha de efectuarse en un estado bien definido y que se estima como bueno, efectuándose mediciones del espectro de frecuencia a distintos estados de servicio: vacío, excitada, diversos estados de carga.

Estas medidas deben de repetirse a lo largo del tiempo, y los resultados obtenidos nos permitirán llevar un registro cronológico y sacar conclusiones cualitativas y cuantitativas, que nos permitirá realizar medidas correctivas futuras, parte de este trabajo es efectuado por parte de el taller mecánico, y en función de ello determinan el estado en que se encuentran las turbinas previo a a la etapa de mantenimiento.

➤ **Funcionamiento**

Se debe de tomar en cuenta ciertos factores adicionales sobre las distintas pruebas a realizar para la etapa de diagnóstico entre estos: el control del régimen de funcionamiento de la maquina controlándose en forma específica valores de excitación, temperatura de distintos puntos de la máquina, así como la protección de todos los elementos de protección y vigilancia.

Debe de existir un buen aterrizamiento del eje ya que una mala instalación puede provocar averías en los ejes por descargas disrruptivas a través de la película de aceite.

En resumen se puede concluir después de las pruebas realizadas a la unidad generadora que existe un aislamiento que se encuentra en optimas condiciones, la termografía demostró anteriormente que tanto paneles, barras y demás mecanismos así como equipos involucrados en la unidad de generación numero 2 se encuentran en condiciones muy aceptables, el único punto que debe de considerarse y debe de estar en observación es el desgaste existente en las escobillas producido por la fricción de las mismas para garantizar la alimentación en el sistema de excitación en la unidad de generación, asimismo se debe considerar la realización de las pruebas sugeridas para dar un diagnóstico más completo sobre el estado general de la unidad número 2.

6.2 Pruebas de diagnostico a unidad generadora número 3 , cambio y restauración de partes afectadas.

De igual manera que en la descripción de la unidad número 2 para el diagnostico de la unidad número 3 se considero fundamentalmente el mantenimiento sobre el estator y el rotor, tomando en cuenta las actividades realizadas, las que se aconsejan realizar y utilizar las herramientas nos brinda la tecnología en la actualidad.

➤ **Análisis termográfico**

Para la unidad número 3 es el mismo planteamiento que el presentado para la unidad número 2, siendo el diagnóstico descrito y analizado en función de el análisis termográfico efectuado en un mantenimiento anterior, con base a esto se puede concluir y verificar el funcionamiento ya que en su momento se realizó el cambio y atención a los dispositivos detectados, esto con afán de prevenir posibles averías provenientes de elevaciones de temperatura y la existencia puntos calientes detectados, siendo estos:

- Contactor Bomba 2 de refrigeración, en el panel de Mando manual.
- Fusible y porta fusible de la bomba 2 de regulación.
- Bornera principal de 440 voltios.
- Bornera de distribución, puntos 4,5, y 6.
- Calentamiento en la bobina del contactor C301,
- Calentamiento en la bobina de excitación MPH, recomendando, limpieza ajuste y monitoreo.
- Transformadores de corriente de la excitación.

En todos los casos existió calentamiento visualizado por medio de la cámara termográfica y fueron atendidos respectivamente con limpieza, apriete o cambio de dispositivos, se debe considerar que existieron puntos calientes en contactores fundamentales para los sistemas de refrigeración y regulación, por lo cual estimando el tiempo de vida y el aproximando el número de operaciones arranque/paro de los mismos se recomienda que se realice una revisión profunda sobre todos los dispositivos involucrados en estos sistemas.

Actualmente la maquina se encuentra operando correctamente y en este mantenimiento se trabajo el mantenimiento sobre dichos contactores encontrándolos en excelentes condiciones, de igual manera se recomienda llevar un registro cronológico de las termo graffías que se vayan efectuando para poder ir comparando y visualizando que componentes han sido cambiados y estimar el cambio programado de los que necesiten, esto tanto para mantener la operación como para tener el stock necesario y no tener problema alguno al momento de una falla.

➤ **Aislamiento e índice de polarización**

Esta es una actividad recomendada y esencial, esta fue realizada continuamente a lo largo del mantenimiento por medio del aparato Megger Unilap ISO 5 kv, midiendo reiteradamente la resistencia de aislamiento y el índice de polarización, ambos valores por intervalos de 10 minutos, teniendo como resultado que la unidad generadora número 3 posee valores ideales para su funcionamiento, con índices de polarización promedio para las fases de $R=3.91$, $S=4.97$, y $T= 4.38$ respectivamente, partiendo de que el rango entre 2 y 6 se clasifica como limpio y seco se concluye que esto valores encontrados son ideales para el funcionamiento del generador. Asimismo se encontró con valores de resistencia de aislamiento promedio por fase de: $R= 13.67 \text{ G}\Omega$, $S= 17.87 \text{ G}\Omega$ y $T= 14.94 \text{ G}\Omega$, estos son valores que comparados cronológicamente están por encima del valor especificado por el fabricante el cual viene dado en $\text{M}\Omega$, lo cual indica según la norma **IEEE-43 2000** que son valores ideales para el funcionamiento del generador número 3, solo es necesario tratar de monitorear el estado del aislamiento continuamente por los otros métodos existentes que son factibles sin tener la máquina fuera de línea.

➤ **Cambio y calibración de escobillas y porta escobillas de rotor**

Los puntos que se consideraron previamente antes de efectuar el cambio de las escobillas fueron los siguientes:

➤ **Libre chisporroteo**

Al igual que la consideración en la unidad número 2, este fue uno de los factores visualizados que contribuyo al cambio de las escobillas en la unidad generadora número 3.

➤ **Pulido uniforme de la superficie del colector**

La visualización sobre el colector de la unidad número 3 fue identificado correctamente.

➤ **Mínimo desgaste del colector**

No se visualizó desgaste aparentemente aunque si hubo desgaste en escobillas y portaescobillas que indica una revisión más detallada a el colector para la unidad generadora número 3.

➤ **Mínimas pérdidas eléctricas y mecánicas**

La adecuada selección de las escobillas para la unidad número 3 ha minimizado las pérdidas para la mismas ya que se han basado en las especificaciones del fabricante. El desgaste, rechinado o ruido de las escobillas puede desarrollarse en varias condiciones, todas destructivas de la eficiencia de la maquina misma. Este es uno de los factores detectados por lo cual se dio el cambio existente en las escobillas de la unidad número 3.

En base a todos estos criterios tomados para la unidad numero 3 y después de realizar el chequeo de las escobillas del generador se determino que existían escobillas que necesitaban cambio, siendo 7 las escobillas que se cambiaron, asimismo se hizo el cambio de 10 porta escobillas y posterior a ello se realizo la secuencia de calibración en base a las indicaciones especificadas por el fabricante. En base a los cambios realizados se concluye que puede existir algún desgaste o desbalance en el colector el cual no desgaste uniformemente la totalidad de las escobillas y el deterioro de los porta escobillas. Es aconsejable realizar la inspección constante y llevar el registro cronológico de que escobillas y portaescobillas se están cambiando, el tiempo de vida promedio, y de esa manera concluir si puede existir una falla fuera de la araña de escobillas la cual pudiese indicar la necesidad de atención en el colector.

De igual manera se considera que en la unidad 2, las pruebas y cambios realizados para esta unidad nos ayudan en gran parte a conocer el estado actual de este generador. Se debe tomar en cuenta que todos los aspectos van directamente ligados con el diagnóstico de cualquier unidad de generación.

A continuación se enfatiza de igual manera en las siguientes actividades, de las cuales algunas fueron realizadas en el mantenimiento y las otras solo se deja el planteamiento sobre cual debe ser el accionamiento en un futuro, esto con la finalidad de enfatizar que estas pruebas son indispensables para poder diagnosticar de una manera mas exacta el funcionamiento de la unidad generadora tomando en cuenta además la necesidad de crear un registro cronológico sobre las mismas.

➤ **Control visual**

Nuevamente se realizo esta actividad considerando tanto el análisis hecho por el personal técnico de la planta como por el jefe de mantenimiento eléctrico. Según el análisis efectuado se encontró suciedad, polvo y aceite en la unidad número 3, específicamente en el devanado del estator por lo cual se procedió a realizar la limpieza sobre este y se concluyó nuevamente que el mantenimiento es indispensable realizarlo anualmente, programandolo previo al invierno, por las mismas razones expuestas para la unidad No. 2.

➤ **Corrientes de fuga**

Actividad que nos se realizo en este mantenimiento pero se debe considerar importante programar la realización de ella.

➤ **Perdidas dieléctricas**

No se realizo pero se considera que prueba complementaría, ya que determina la condición promedio del aislamiento.

➤ **Descargas parciales**

Esta prueba no fue realizada en este mantenimiento a la unidad numero 3 pero es muy importantes realizarla, ya que nos contribuye a dar un diagnostico sobre el estado del aislamiento.

➤ **Rigidez dieléctrica**

No se realizó, aunque de igual manera se sugiere que se efectuó.

➤ **Aislamiento entre espiras**

No se realizaron los ensayos de sobretensión, de igual manera se recomienda efectuarla.

➤ **Cuñas del estator**

La importancia de la flojedad en las bobinas del estator es algo en lo cual nos debemos de enfocar dado que el mal posicionamiento de las mismas nos puede ocasionar daños en algún momento que se verán reflejados en el aislamiento del generador, aunque la prueba efectuada a la unidad número 3 igual que para la unidad número 2 fue realizada manualmente aplicando fuerza sobre las cuñas del estator un método que se recomendara y que se puede aplicar con rotor montado o desmontado será la utilización de el martillo excitado electromagnéticamente y el captador de vibraciones de las cuñas

➤ **Cuerpo magnético**

Se pueden definir distintos tipo de fallas dictadas por los siguientes factores:

- Entrada de un Cuerpo Extraño, caso no registrado para la unidad numero 3, ya que la hermeticidad se ha mantenido a lo largo de los años no ha permitido que una falla de este tipo ocurra.
- Paquete flojo, cuya vibración puede destruir el aislamiento ente chapas, caso que en este mantenimiento no se presento para la unidad 3.

- Destrucción por el tiempo y la temperatura del aislamiento antiguo de papel, caso que se presentó para la unidad número 3 encontrando unos separadores que finalmente nos indican que si existe un nivel de deterioro bajo pero existente en la unidad generadora.

Si en algún momento se llegará a producir una deficiencia mayor de este tipo en el aislamiento o un golpe fuerte en la superficie, las chapas pueden quedar cortocircuitadas y los resultados se verán por medio de la generación de un flujo de calor que ocasionara finalmente daño en el devanado y la chapa.

También se debe realizar el diagnóstico de el rotor, parte de este ya fue mencionado inicialmente con los trabajos realizados para el cambio y calibración de las escobillas además se debe tomar en cuenta que en el mantenimiento se realizó únicamente a rotor montado por lo que al igual solo se debe tomar en cuenta mencionan las acciones ideales en caso de que se realizara el resto del mantenimiento a rotor desmontado. Las actividades mínimas recomendadas son las siguientes.

➤ **Control visual**

Es la realización de una inspección ocular en cuanto a suciedad y de una forma especial en las cuñas de fijación interpolares e conexiones entre polos actividad que fue realizada obteniendo resultados positivos.

➤ **Medida de aislamiento**

En este ensayo se toma en cuenta el control propio del aislamiento y las corrientes de fugas , lo que permite determinar el estado de los aislamientos y la influencia de la suciedad. Este trabajo no fue realizado pero se recomienda su incorporación en el próximo mantenimiento.

➤ **Sobretensiones entre espiras**

En los casos en los que se sospecha que hay posibles defectos en el aislamiento entre espiras porque el control visual se observan desplazamientos de espiras o se han detectado vibraciones atribuibles a la excitación, se hace este ensayo mediante un equipo especial de tensión de choque . Este ensayo no se realizó dado que el control visual no nos proyectó la necesidad de realizarlo.

➤ **Vibraciones**

Estas medidas no fueron realizadas en este mantenimiento, se recomiendan efectuarlas.

➤ **Funcionamiento**

Se debe de tomar en cuenta ciertos factores adicionales sobre las distintas pruebas a realizar para la etapa de diagnóstico entre estos: el control del régimen de funcionamiento de la máquina controlándose en forma específica valores de excitación, temperatura de distintos puntos de la máquina, así como la protección de todos los elementos de protección y vigilancia.

Debe de existir un buen aterrizamiento del eje, ya que una mala instalación puede provocar averías en los ejes por descargas disruptivas a través de la película de aceite.

Finalmente, se puede concluir después de las pruebas realizadas a la unidad generadora que existe un aislamiento que se encuentra en óptimas condiciones, la termografía demostró anteriormente que existen ciertas fallas por sobre corrientes en algunos contactores y esto aunando a que el tiempo de vida ha ido caducando por lo cual se recomienda un análisis mas exhaustivo sobre los contactores más importantes para prevenir fallas futuras, asimismo realizarlo tanto para paneles, barras y demás mecanismos y equipos involucrados en la unidad de generación numero 3. Los dispositivos que se encuentran en esta unidad están en condiciones bastante aceptables, el otro punto que debe de considerarse y debe de estar en observación es el desgaste existente en las escobillas producido por la fricción de las mismas para garantizar la alimentación en el sistema de excitación en la unidad de generación, asimismo se debe considerar la realización de las pruebas sugeridas que no se han efectuado para dar un diagnóstico más certero sobre el estado general de la unidad número 3.

6.3 Instructivo para la realización de mantenimiento a generadores síncronos

El siguiente documento tiene como objetivo brindar los lineamientos mínimos necesarios de tomar en cuenta para la realización del mantenimiento de los generadores síncronos de la planta con afán de poder visualizar los pasos que se deben de seguir, antes, durante y posteriormente a la realización del mantenimiento. Este se encuentra dirigido especialmente a personal que se pueda incorporar en un momento dado a las actividades de mantenimiento de la planta o a estudiantes que estén interesados en conocer la metodología a seguir y las consideraciones técnicas básicas de la maquina síncrona, parámetros, pruebas, valores previos y posteriores a la etapa de mantenimiento.

Figura 51. Guía para el mantenimiento de generadores sincrónicos, parte 1



**"Guía Para el
Mantenimiento de
Generadores Sincrónicos
de la Planta Hidroeléctrica
de Aguacapa"**



El Salto, Río María Linda,
V=210 Kw, P= 90 MW.



Normativa de Referencia

Las siguientes son la normas más importantes que deben considerarse para la realización de todas las actividades involucradas con el mantenimiento de las máquinas sincrónicas:

- ANSI Z39.1
- IEEE STD 957-1995
- IEC 61572
- NFPA 79C, OSHA
- NEMA Standard No. ICS 13
- NEMA Standard No. 250.
- IEEE-65,
- ASTM, E 1938, E1215, E1311, E1902, E 1897, todas para uso y análisis de termo gráfica infrarroja.



Figura 52. Guía para el mantenimiento de generadores sincrónicos, parte 2

La Planta Hidroeléctrica de Aguacapa del Instituto Nacional de Electricidad es la segunda Hidroeléctrica más grande de Guatemala, la cual consta de 3 generadores sincrónicos brindando una potencia total de 112.5 MVA al SIN, por lo cual es una barra de gran aporte a la generación diaria. Esta fue puesta en operación desde el año de 1979 por lo tanto el mantenimiento de las unidades generadoras es imprescindible para la correcta operación de la misma. Las características técnicas de los generadores sincrónicos son las siguientes:

POTENCIA NOMINAL	37.5 MVA, cos φ= 0.8
TENSION NOMINAL	10kV ± 5%
FRECUENCIA NOMINAL	60Hz
VELOCIDAD NOMINAL	4800 rpm
VELOCIDAD DE ENSAYO	7100 rpm
MOMENTO DE GIRO	450000kgm ²
USO	2

Dada la importancia de esta por el aporte de potencia que hace al Sistema Nacional Interconectado resulta de suma importancia la realización de mantenimiento programado anualmente sobre las unidades generadoras, lo cual a lo largo del tiempo nos permite reducir la cantidad de acciones correctivas las cuales a lo largo del tiempo nos llegan a encajear el costo de producción de energía eléctrica y paros repentinos en las unidades de generación.

El mantenimiento de los generadores sincrónicos se programan anualmente previo a la temporada de invierno dado que el mayor nivel de producción se logra obtener en este periodo. Por lo cual, previo al inicio del mantenimiento del generador se deben tomar en cuenta la realización de las siguientes actividades:

1) Estudio de registro cronológico de los parámetros más importantes del generador sincrono:

- 1.1) Curva de Carga diaria.
- 1.2) Temperatura de Devanados
- 1.3) Kvl, Kevex, Mw, Mvar,
- 1.4) Nivel: presa, embalse, canal
- 1.5) Prestión en bombas,
- 1.6) % de Apertura de Tobernas,
- 1.7) Análisis Termo gráfico previo a la desenergización.

Posterior a estos análisis se deben programar las actividades a realizar:

2) Actividades en la etapa de mantenimiento:

- 2.1) Instalación de tierras físicas asegurando labores del personal
- 2.2) Medición inicial de Aislamiento e índice de polarización.
- 2.3) Desmontaje de tolvares de generador e inspección visual sobre el aislamiento en el estator y rotor.
- 2.5) Reparación de elementos diagnosticados en análisis termográfico.
- 2.6) Mantenimiento de barras.

2.7) Mantenimiento, limpieza general del estator.

2.8) Mantenimiento de escobillas y porta escobillas de rotor.

2.9) Mantenimiento de relés y componentes de sistema de control.

2.10) Apriete de bornetas de paneles de mando y fuerza.

2.11) Aplicación de pintura anticorrosiva a tolvares y cambio de empaquetaduras (de ser necesario).

Previo y durante la puesta en Servicio se recomendará realizar las siguientes pruebas a la unidad generadora.

3) Actividades posterior al mantenimiento:

- 3.1) Medición y análisis final de resistencia de aislamiento e índice de polarización.
- 3.2) Calibración final de escobillas y porta escobillas.
- 3.3) Control visual general.
- 3.4) Medición de corrientes de fuga y tg δ.
- 3.5) Medición de descargas parciales.
- 3.6) Verificar el estado de aislamiento entre espira.
- 3.7) Verificación de Cuias de Estator.
- 3.8) Visualizar Cuerpo Magnético.
- 3.9) Verificación de Vibraciones.
- 3.10) Verificar y comparar nuevamente los parámetros descritos en el punto 1 al momento de excitar el generador.
- 3.11) Análisis termo gráfico final.

4) Crear y/o actualizar la ficha técnica del equipo con todos los parámetros o cambios.

7. DIAGNÓSTICO INDIVIDUAL DE INTERRUPORES DE POTENCIA EN SF6

Es importante dar recomendaciones para la supervisión del funcionamiento de los interruptores, como un medio para diagnosticar sus condiciones adecuadas de servicio.

7.1 Resultados obtenidos por las diferentes pruebas de diagnostico del disyuntor y su comparación realizada con los parámetros de instalación inicial.

Los interruptores Gec Alsthom FXT14 en SF6 instalados en la subestación de Aguacapa son interruptores fabricados en el año de 1997 y puestos en operación en ese mismo año, estos son interruptores en los cuales se recomienda realizar un mantenimiento o revisión mas extensa al llegar a 20 años o 3000 operaciones, siendo este ultimo parámetro dependiente de la corriente a que se encuentren sometidos. Por lo cual a continuación se realizó un análisis individual para cada interruptor de potencia en función de sus parámetros de funcionamiento.

Para fines aplicables al estudio realizado y con afán de estimar un tiempo en el que se encuentren los mismos sin necesidad de un mantenimiento mayor el cual finalmente beneficie con extender el tiempo de vida de los interruptores de potencia instalados en la subestación utilizaremos la siguiente fórmula proveniente del fabricante del equipo.

Este cálculo se realizara tomando en cuenta los valores actuales de cada uno de los nueve interruptores de potencia ubicados en la subestación.

Los interruptores permiten o no el paso de la corriente proveniente de las salidas a líneas de los generadores en la hidroeléctrica los cuales seguidamente pasan por los transformadores de potencia en la subestación y finalmente pasan por los interruptores por lo cual teniendo en cuenta lo siguiente:

$$\sum NI^2 = 15,000 \text{ kA}^2 \text{ (constante).}$$

N= número de cortes al valor I.

Se debe considerar que la corriente que normalmente se encuentra en las salida de los transformadores y que consecuentemente pasa por los interruptores se obtiene por el siguiente cálculo, considerando que los transformadores instalados tienen configuración $\Upsilon\Delta$ se tiene:

$$\frac{V_{\text{primario}}}{V_{\text{secundario}}} = \sqrt{3} a \quad ; a = \text{relación de transformación}$$

$$\frac{(10 \text{ kv})}{\sqrt{3} (230 \text{ kv})} = a \quad , \text{ por lo tanto } a = 2.51 \times 10^{-2}$$

De lecturas obtenidas se sabe que existe una corriente de línea promedio por fase de 1300 amp en las salidas de los generadores, por tanto tendríamos:

$$\frac{I_{\text{primario}}}{I_{\text{secundario}}} = \frac{1}{a}$$

por consiguiente se tendrá:

$$\frac{1,300 \text{ amp}}{I_{\text{secundario}}} = \frac{1}{2.51 \times 10^{-2}}$$

Se tiene finalmente una corriente promedio por fase de.

$$I_{\text{secundario}} = 32.63 \text{ amp.}$$

Si la I línea= 32.63 Amp,= Corriente nominal o corriente asignada en servicio continuo, la cual es el máximo valor efectivo de corriente que circula a través del interruptor en forma permanente, a frecuencia nominal, sin exceder los límites máximos de temperatura de operación indicados para los contactos.

Asimismo N= número de cortes= número de maniobras indicadas el contador ubicado del interruptor.

CAMPO 1:

Fase R:

$$\sum NI^2 = 15,000 \text{ kA}^2$$

$$\sum NI^2 = (3,653) (0.03263 \text{ kA})^2 = 3.89 \text{ kA}^2$$

Teniendo en un porcentaje de operación.

$$PO = (3.89 \text{ kA}^2 / 15,000 \text{ kA}^2) * 100 = 0.0259 \%$$

El número de operaciones según los contadores es mayor a 3000 aunque después de realizar este breve análisis se concluye que prácticamente no se ha producido ningún desgaste producto de la corriente de operación a la cual están sometidos.

Parte complementaria e indispensable de este análisis es monitorear los valores de corriente de cortocircuito a los cuales el interruptor ha sido sometido en condiciones de falla.

La corriente de cortocircuito es el máximo valor efectivo medido en el instante en que los contactos comienzan a separarse. Esta corriente corresponde a un cortocircuito trifásico o entre líneas con tensión y ciclo de trabajo nominal. Entre estas corrientes deben especificarse los valores simétricos y asimétricos de interrupción.

➤ **Capacidad de interrupción simétrica**

Es la máxima corriente RMS de cortocircuito sin considerar la componente continua que el interruptor debe ser capaz de cortar en condiciones de voltaje nominal y ciclo de trabajo normal. Para una tensión de operación diferente al valor nominal, la corriente de interrupción está dada por la siguiente ecuación.

$I_{\text{interrupción simétrica}} = I_{\text{interrupción simétrica nominal}} \times (V_{\text{nom}} / V_{\text{op}})$

Bajo estos criterios tendríamos lo siguiente:

$I_{\text{interrupción simétrica nominal}} = 25\text{kA}$ (fabricante)

$V_{\text{nominal}} = 245\text{ kv}$ (fabricante)

$V_{\text{operacion}} = 230\text{ kv}$

Por consiguiente:

I interrupción simétrica = I interrupción simétrica nominal x (V nom /V op)

I interrupción simétrica = 25 kA x (245 kv /230 kv)

I interrupción simétrica = 26.63 kA

$\sum NI^2 = 15,000 \text{ kA}^2$

$N (26.63 \text{ kA})^2 = 15,000 \text{ kA}^2$

N= 21.15

Bajo estos parámetros y basado en lo expuesto en la figura numero 44.se puede decir que un interruptor de este tipo puede cortar 21 veces su corriente de interrupción simétrica a diferencia de la corriente de operación la corriente de cortocircuito es una corriente que por la magnitud de esta causa desgaste en el contacto del interruptor.

➤ **Capacidad de interrupción asimétrica**

Corresponde al valor RMS de la corriente total (incluida la componente continua) que el interruptor debe ser capaz de interrumpir en condiciones de voltaje y ciclo de trabajo nominal.

Partiendo de estos criterios y valores previamente descritos es recomendable monitorear y crear un historial de corrientes de cortocircuito a las que se han sometidos los interruptores y partir de esto para estimar en función del producto de estas por el numero de operaciones en la sumatoria final el estado real y tiempo de vida que se tiene esperado para los mismos, finalmente se debe concluir para tomar acciones que nos permitan implementar mantenimientos correctivos con funciones específicas.

Campo 1

Fase S

$$\sum NI^2 = 15,000 \text{ kA}^2$$

$$\sum NI^2 = (3,560) (0.03263 \text{ kA})^2 = 3.79 \text{ kA}^2$$

Teniendo en un porcentaje de operación.

$$PO = (3.79 \text{ kA}^2 / 15,000 \text{ kA}^2) * 100 = 0.0252 \%$$

De igual manera que en la fase R el número de operaciones según los contadores es mayor a 3000 aunque después de realizar este breve análisis se visualiza que no se ha producido ningún desgaste producto de la corriente de operación a la cual está sometido.

Parte complementaria de este análisis es tener los valores de la corriente de cortocircuito a los que el interruptor ha estado sometido en condiciones de falla, para poder estimar por medio de la sumatoria total los valores reales.

Campo 1

Fase T

$$\sum NI^2 = 15,000 \text{ kA}^2$$

$$\sum NI^2 = (3,666) (0.03263 \text{ kA})^2 = 3.90 \text{ kA}^2$$

Teniendo en un porcentaje de operación.

$$PO = (3.90 \text{ kA}^2 / 15,000 \text{ kA}^2) * 100 = 0.0260 \%$$

De igual manera que en la fase R y S el número de operaciones según los contadores es mayor a 3000 aunque después de realizar este breve análisis se concluye que no se ha producido ningún desgaste producto de la corriente de operación a la cual está sometido el interruptor.

Campo 2

Fase R

$$\sum NI^2 = 15,000 \text{ kA}^2$$

$$\sum NI^2 = (4,026) (0.03263 \text{ kA})^2 = 4.29 \text{ kA}^2$$

Teniendo en un porcentaje de operación.

$$PO = (4.29 \text{ kA}^2 / 15,000 \text{ kA}^2) * 100 = 0.0285 \%$$

El número de operaciones según los contadores es mayor a 4000 aunque después de realizar este breve análisis se concluye que no se ha producido ningún desgaste producto de la corriente de operación a la cual está sometido.

Campo 2

Fase S

$$\sum NI^2 = 15,000 \text{ kA}^2$$

$$\sum NI^2 = (4,063) (0.03263 \text{ kA})^2 = 4.33 \text{ kA}^2$$

Teniendo en un porcentaje de operación.

$$PO = (4.33 \text{ kA}^2 / 15,000 \text{ kA}^2) * 100 = 0.028 \%$$

Para esta fase el número de operaciones según los contadores es mayor a 4000, después de realizar este breve análisis se concluye que no se ha producido ningún desgaste producto de la corriente de operación a la cual está sometido el interruptor.

Campo 2

Fase T

$$\sum NI^2 = 15,000 \text{ kA}^2$$

$$\sum NI^2 = (4,026) (0.03263 \text{ kA})^2 = 4.29 \text{ kA}^2$$

Teniendo en un porcentaje de operación.

$$PO = (4.29 \text{ kA}^2 / 15,000 \text{ kA}^2) * 100 = 0.0286 \%$$

Al igual que en la fase R y S el número de operaciones, según los contadores es mayor a 4000 aunque después de realizar este breve análisis se concluye que no se ha producido ningún desgaste producto de la corriente de operación para a la cual está sometido.

Campo 3

Fase R

$$\sum NI^2 = 15,000 \text{ kA}^2$$

$$\sum NI^2 = (3,499) (0.03263 \text{ kA})^2 = 3.72 \text{ kA}^2$$

Teniendo en un porcentaje de operación.

$$PO = (3.72 \text{ kA}^2 / 15,000 \text{ kA}^2) * 100 = 0.0248 \%$$

El número de operaciones según los contadores es mayor a 3,000 aunque después de realizar este breve análisis se concluye que no se ha producido ningún desgaste producto de la corriente de operación a la cual está sometido.

Campo 3

Fase S

$$\sum NI^2 = 15,000 \text{ kA}^2$$

$$\sum NI^2 = (3,587) (0.03263 \text{ kA})^2 = 3.82 \text{ kA}^2$$

Teniendo en un porcentaje de operación.

$$PO = (3.82 \text{ kA}^2 / 15,000 \text{ kA}^2) * 100 = 0.0254 \%$$

Para esta fase también el número de operaciones según los contadores es mayor a 3,000 aunque después de realizar este breve análisis se concluye que no se ha producido ningún desgaste producto de la corriente de operación a la cual está sometido el interruptor.

Campo 3

Fase T

$$\sum NI^2 = 15,000 \text{ kA}^2$$

$$\sum NI^2 = (3,565) (0.03263 \text{ kA})^2 = 3.79 \text{ kA}^2$$

Teniendo en un porcentaje de operación.

$$PO = (3.79 \text{ kA}^2 / 15,000 \text{ kA}^2) * 100 = 0.0253 \%$$

Al igual que en la fase R , S de todos los campos el número de operaciones según los contadores es mayor a 3,000 aunque después de realizar este breve análisis se concluye que no se ha producido ningún desgaste producto de la corriente de operación para a cual está sometido.

Partiendo de este análisis se puede decir que los 9 interruptores instalados en la subestación no han tenido ningún desgaste producto de la corriente de operación a la cual se someten constantemente en la apertura y cierre del mismo, sin embargo este no es un dato final ya que existe la corriente de cortocircuito, el cual es un parámetro fundamental para poder estimar con mayor certeza el estado actual de los mismos, este debe ser investigado y añadido a este análisis para complementar toda la información.

Es importante además considerar las siguientes pruebas, las cuales aunque no fueron efectuadas en este mantenimiento son importantes para lograr diagnosticar finalmente el estado real de los interruptores de potencia.

➤ **Prueba de resistencia de contactos.**

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, originan caídas de voltaje, generación de calor, pérdidas de potencia, etc. La prueba se realiza en circuitos donde existen puntos de contacto a presión o deslizables,

Para medir la resistencia de contactos existen diferentes marcas de equipo, de diferentes rangos de medición, como ejemplo el de la marca Games J. Biddle; tiene un rango de medida de 0 a 20 Ohms. Los equipos de prueba cuentan con una fuente de corriente directa que puede ser una batería o un rectificador.

Estas son las recomendaciones para realizar la prueba:

- a) El equipo bajo prueba debe estar desenergizado y en la posición cerrado.
- b) Se debe de aislar a lo posible la inducción electromagnética, ya que esta produce errores en la medición y puede dañar el equipo de prueba.
- c) Limpiar perfectamente bien los conectores donde se van a colocar las terminales del equipo de prueba para que no afecten a la medición.

➤ **Prueba resistencia de aislamiento**

Las pruebas de resistencia de aislamiento en, interruptores de potencia son importantes, para conocer las condiciones de sus aislamientos.

La prueba de resistencia de aislamiento se aplica a interruptores, como los de pequeño volumen de aceite, de vacío y SF6 (caso de los interruptores en la subestación de Aguacapa) en los que normalmente se usa porcelana como aislamiento.

Estas son las recomendaciones para realizar la prueba

- a) Limpiar perfectamente la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.
- b) Conecte el tanque o la estructura a la terminal de tierra del medidor.
- c) Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

➤ **Pruebas de tiempo de cierre y apertura y simultaneidad de contactos**

El objetivo de la prueba es la determinación de los tiempos de interrupción de los interruptores de potencia en sus diferentes formas de maniobra, así como la verificación del sincronismo de sus polos o fases.

El principio de la prueba se basa en una referencia conocida de tiempo trazado sobre el papel del equipo de prueba, se obtienen los trazos de los instantes en que los contactos de un interruptor se tocan o se separan a partir de las señales de apertura y cierre de los dispositivos de mando del interruptor, estas señales de mando también son registradas sobre la gráfica, la señal de referencia permite medir el tiempo y la secuencia de los eventos anteriores.

Existen básicamente dos tipos de instrumentos de prueba, los que utilizan dispositivos electromecánicos en los cuales una señal eléctrica sobre una bobina, actúa mecánicamente sobre agujas que marcan un trazo sobre el papel tratado en su superficie, y los que utilizan galvanómetros que accionan varias veces el punto de incidencia de un rayo luminoso sobre un papel fotosensible, en ambos tipos el movimiento del papel es efectuado por un motor de corriente directa a una velocidad constante.

La señal de referencia puede ser en base a la frecuencia del sistema o bien puede ser tomada de un oscilado incluido en el equipo de prueba, de una frecuencia conocida.

➤ **Tiempo de apertura**

Es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de disparo, hasta el instante en que los contactos de arqueo sean separados.

➤ **Tiempo de cierre**

Es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos primarios de arqueado en todos los polos.

En el caso de interruptores dotados de resistencias de inserción, por lo general existe una diferencia entre los tiempos de cierre o apertura hasta el momento en que los contactos primarios de arqueado se tocan o separan y el tiempo hasta el momento en que los contactos auxiliares en serie con las resistencias se tocan o separan.

➤ **Equipos de prueba**

Existen varios tipos y marcas de equipos para la prueba, se distinguen dos tipos principales que son del tipo cronógrafo y los del tipo oscilógrafo.

Entre las características deseables de cualquier equipo se puede mencionar lo siguiente:

La velocidad del papel se considera que como mínimo debe ser de 1 m / segundo a fin de poder apreciar o medir con precisión tiempos de orden de milisegundos.

El número de canales dependiendo del tipo de interruptor por probar, se requiere de más o menos canales, el número deberá ser suficiente para poder probar por lo menos un polo.

Se deben tomar en cuenta las siguientes recomendaciones para realizar la prueba.

- a) Librar al interruptor completamente, asegurándose que las cuchillas seccionadoras respectivas se encuentran en posición.
- b) Limpiar las terminales del interruptor donde se conectarán las terminales del equipo de prueba.

➤ **Prueba de factor de potencia del aislamiento**

Al efectuar las pruebas de factor de potencia, intervienen las boquillas o soportes aislantes, y los otros materiales que forma parte del aislamiento (aceite aislante, gas SF6, vacío, etc.). Al efectuar la prueba de factor de potencia el método consiste en aplicar el potencial de prueba a cada una de las terminales del interruptor.

Las pérdidas dieléctricas de los aislamientos no son las mismas estando el interruptor abierto que cerrado, porque intervienen diferentes aislamientos. Con el interruptor cerrado intervienen las pérdidas en boquillas y de otros aislamientos auxiliares, con el interruptor abierto intervienen las pérdidas en boquillas .

A continuación las recomendaciones para realizar la prueba.

- a) Limpiar la porcelana de las boquillas, quitando polvo, humedad o agentes contaminantes.

b) Se recomienda efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

7.2 Instructivo para la realización de mantenimiento a interruptores de potencia en SF6.

Considerando la importancia de este elemento en la subestación y posterior al trabajo realizado por medio del siguiente se busca dejar identificados los lineamientos básicos para la realización de mantenimientos de los interruptores de potencia.

Figura 53. Guía para el mantenimiento de interruptores de potencia, parte 1



CONCLUSIONES

1. La realización de los mantenimientos preventivos a los generadores síncronos, permiten prevenir fallos en los equipos que pueden repercutir con el paro parcial o total de las máquinas síncronas.
2. Es importante guardar las normas de seguridad industrial al momento de realizar actividades de mantenimiento, por lo cual se debe utilizar el equipamiento que se encuentra bajo las normas estipuladas para garantizar la seguridad del personal que realiza estas labores.
3. Según las pruebas de aislamiento realizadas la unidad generadora número dos se posee un valor de resistencia de aislamiento e índice de polarización promedio por fase de: $R = 15.93 \text{ G}\Omega$, $I_p = 4.03$, $S = 16.96 \text{ G}\Omega$, $I_p = 4.3$, $T = 16.8 \text{ G}\Omega$, $I_p = 4.28$ valores que según norma indican que el aislamiento se encuentra en óptimas condiciones.
4. Según las pruebas de aislamiento realizadas la unidad generadora número tres se posee un valor de resistencia de aislamiento e índice de polarización promedio por fase de : $R = 13.67 \text{ G}\Omega$, $I_p = 3.908$, $S = 17.87 \text{ G}\Omega$, $I_p = 4.968$, $T = 14.94 \text{ G}\Omega$, $I_p = 4.371$, valores que según norma indican que el aislamiento se encuentra en óptimas condiciones.
5. Mediante el análisis termografico efectuado a ambas unidades se lograron visualizar puntos calientes, los cuales se trabajaron con corrección inmediata aprovechando las labores de mantenimiento.

6. El constante cambio de escobillas en la excitación de ambas unidades generadoras nos indica una posible degradación del colector o una mala calibración de las mismas, la cual debe encontrarse entre 1.8 y 2.2 N/cm² según fabricante.
7. Mediante el análisis técnico, se determinó que los interruptores de potencia instalados en la subestación de Aguacapa se encuentran al 50% del tiempo para el cual están fabricados previo a la realización de un mantenimiento mayor, por consiguiente es importante tener en cuenta los valores de corriente a los cuales operan y comenzar a monitorear los valores de corriente de cortocircuito.
8. El mantenimiento en los aisladores de interruptores y seccionadores de la subestación nos ayudan a prevenir alteraciones serias en el suministro de potencia, estas interrupciones pueden ser obtenidas por la formación de corrientes de fuga que se pueden llegar a generar.
9. Es importante llevar el registro cronológico de los mantenimientos para comparar la situación previa al mantenimiento y posterior a la realización de los mismos, lo cual es de gran apoyo para brindar soluciones al momento de presentarse una falla.
10. Los protocolos y guías de mantenimiento son material disponible que sirve de apoyo para la realización de las labores de mantenimiento de interruptores y generadores.

RECOMENDACIONES

1. Se deberá analizar cuidadosamente los datos obtenidos durante el diagnóstico de los equipos previo al mantenimiento, con afán de efectuar los trabajos correctivos necesarios en el momento oportuno y evitar daños mayores en las unidades de generación.
2. Es importante crear una base de datos sobre los mantenimientos programados y fallas suscitadas con afán de llevar el registro cronológico de las atenciones dadas y tener mayor información al momento de evaluar y resolver fallos en los equipos.
3. Es importante implementar los protocolos de pruebas propuestos para el mantenimiento de interruptores de potencia, con afán de llevar un control específico sobre los mismos.
4. Contemplar la implementación de pruebas que nos ayudaran a mejorar el diagnóstico de nuestros equipos, entre estas se sugiere las pruebas de descargas parciales y la medición de corrientes de fuga a los generadores síncronos, las cuales nos brindaran mayor información sobre el estado del aislamiento, el cual básicamente es la vida de el generador.
5. Realizar en cada mantenimiento el análisis termográfico previo, y posterior a los mantenimientos a efectuar con afán de aprovechar y realizar acciones correctivas específicas y prevenir fallos en los equipos.

6. Monitorear la corriente de cortocircuito por medio de los relevadores de sobre corriente con afán con afán de adicionar los datos en el instante de la falla y estimar de una manera mas confiable el estado de los interruptores de potencia.

BIBLIOGRAFÍA

1. AEG Telefunken, **Instrucciones para Montaje y Servicio Proyecto Aguacapa Salto Maria Linda**, Instituto Nacional de Electrificación, Contrato 89/77, 1977.
2. Centro de Formación DAFEP, **Disyuntor SF6 Tipo FXT**, Instituto Nacional de Electrificación, febrero 1997.
3. Gec Alsthom T&D, **Interruptor Automático SF6 FXT12, FXT13 , FXT14 con mando mecánico BLX-RE**, junio 1994.
4. National Electrical Manufacturers Association, **Manual de Escobillas**,1984.
5. Empresa Eléctrica de Guatemala S.A, **Manual de curso de seguridad industrial**, 2007.
6. Luis Raúl Rodríguez Muralles, Trabajo de Graduación Diagnóstico de Generadores Hidráulicos y Propuestas para Incrementar la Producción Mediante la Renovación de Equipo Eléctrico, Noviembre de 1997.
7. Comisión Federal de Electricidad, **Diagnostico Integral del devanado del estator de generadores eléctricos**, Bienal 2001.

8. Stephen J. Champán, **Maquinas eléctricas**, Editorial Mc Graw Hill, 3era Edición.
9. Herbert Kaplan, **Practical Applications of Infrared Thermal Sensing and imaging Equipment**, 2nd Edition.
10. José Raül Martín, **Diseño de Subestaciones Eléctricas**, Editorial Mc Graw Hill.
11. <http://www.wordreference.com/definicion/carborundo>, 2008.
12. http://www.confabilidad.net/art_06/importancia_de_una_correcta_eleccion_de_contactores.htm, 2008.
13. <http://alabamasafestate.ua.edu/pdf/LOTO-Bilingual.doc> ,2008.