



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

**DISEÑO DE UN PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO
PREVENTIVO DE INSTALACIONES EN 69 KV DE SUB-
ESTACIÓN GUATEMALA SUR, DEL INSTITUTO DE
ELECTRIFICACIÓN (INDE), EN EL MUNICIPIO DE VILLA NUEVA,
GUATEMALA, C.A.**

Carlos Humberto Sánchez García

Asesorado por el Ing. Rodolio Verlaine Godínez Fuentes

Guatemala, mayo de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE UN PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO
PREVENTIVO DE INSTALACIONES EN 69 KV DE SUB-
ESTACIÓN GUATEMALA SUR, DEL INSTITUTO DE
ELECTRIFICACIÓN (INDE), EN EL MUNICIPIO DE VILLA NUEVA,
GUATEMALA, C.A.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

CARLOS HUMBERTO SÁNCHEZ GARCÍA

ASESORADO POR EL ING. RODOLIO VERLAINE GODÍNEZ FUENTES

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. Jorge Mario Morales González
EXAMINADOR	Ing. Julio Roberto Urdiales Contreras
EXAMINADOR	Ing. Miguel Ángel Sánchez Guerra
EXAMINADOR	Ing. Edwin Ramón Rodas Solares
SECRETARIO	Ing. Francisco Javier González López

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:

**DISEÑO DE UN PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO
PREVENTIVO DE INSTALACIONES EN 69 KV DE SUB-
ESTACIÓN GUATEMALA SUR, DEL INSTITUTO DE
ELECTRIFICACIÓN (INDE), EN EL MUNICIPIO DE VILLA NUEVA,
GUATEMALA, C.A.,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica, el 10 de octubre 2006.



CARLOS HUMBERTO SÁNCHEZ GARCÍA

Guatemala, 15 Enero de 2007.

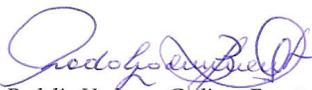
Ing. Kenneth Estrada.
Depto. EPS Facultad de
Ingeniería.
Su despacho:

Por medio de la presente hago constar que asesoré al Sr. Carlos Humberto Sánchez García quien se identifica con cedula de vecindad A-1 Registro 777,720 habiendo realizado Ejercicio Profesional Supervisado en la Subestación Guatemala Sur en el periodo comprendido entre 10/10/2006 al 10/01/2007 y elaborado el informe correspondiente bajo el titulo **DISEÑO DE UN PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE INSTALACIONES EN 69 KV DE SUB-ESTACIÓN GUATEMALA SUR, DEL INSTITUTO DE ELECTRIFICACIÓN (INDE), EN EL MUNICIPIO DE VILLA NUEVA, GUATEMALA, C.A.**

Durante dicho periodo el señor Carlos Sánchez desempeño su profesión de manera formal, respetuosa y con deseos de superación.

Quedando a sus apreciables ordenes para la ampliación del punto, me despido.

Atentamente,



Ing. Rodolfo Verlayne Godínez Fuentes.
Colegiado No. 2112
Asesor

Rodolfo Verlayne Godínez Fuentes
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 2112

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA
UNIDAD DE EPS

Guatemala, 27 de noviembre de 2007
Ref. EPS. C. 725.11.07

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

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

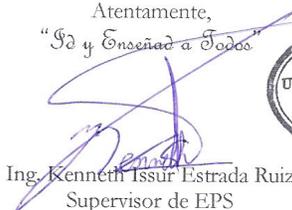
Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) del estudiante universitario de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, **CARLOS HUMBERTO SÁNCHEZ GARCÍA**, procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, titulado **“DISEÑO DE UN PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE INSTALACIONES EN 69 KV DE SUBESTACIÓN GUATE-SUR DEL INSTITUTO DE ELECTRIFICACIÓN (INDE) EN EL MUNICIPIO DE VILLA NUEVA, GUATEMALA, C.A.”**.

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

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 Mecánica – Eléctrica



KIER/jm

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

UNIDAD DE EPS

Guatemala, 27 de noviembre de 2007
Ref. EPS. C. 725.11.07

Ing. Renato Escobedo
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 **“DISEÑO DE UN PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE INSTALACIONES EN 69 KV DE SUBESTACIÓN GUADE-SUR DEL INSTITUTO DE ELECTRIFICACIÓN (INDE) EN EL MUNICIPIO DE VILLA NUEVA, GUATEMALA, C.A.”.**

Este trabajo lo desarrolló el estudiante universitario, **CARLOS HUMBERTO SÁNCHEZ GARCÍA**, quien fue asesorado por el Ing. Rodolio Verlayne Godínez Fuentes 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 Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido; solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“D y Enseñad a Todos”

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zecena
Directora Unidad de EPS



NISZ/jm

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 06. 2009.
Guatemala, 11 de FEBRERO 2009.

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

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
DISEÑO DE UN PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO
PREVENTIVO DE INSTALACIONES EN 69 KV DE
SUBESTACIÓN GUATEMALA-SUR DEL INSTITUTO DE
ELECTRIFICACIÓN (INDE) EN EL MUNICIPIO DE VILLA
NUEVA, GUATEMALA, C.A., del estudiante; Carlos Humberto
Sánchez García, 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

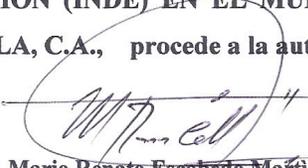
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 09.2009.

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; Carlos Humberto Sánchez García, titulado: DISEÑO DE UN PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE INSTALACIONES EN 69 KV DE SUBESTACIÓN GUATEMALA-SUR DEL INSTITUTO DE ELECTRIFICACIÓN (INDE) EN EL MUNICIPIO DE VILLA NUEVA, GUATEMALA, C.A., procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
DIRECTOR



GUATEMALA, 13 DE FEBRERO 2,009.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG. 140.2009

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: **DISEÑO DE UN PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE INSTALACIONES EN 69 KV DE SUB-ESTACIÓN GUATEMALA SUR, DEL INSTITUTO DE ELECTRIFICACIÓN (INDE), EN EL MUNICIPIO DE VILLA NUEVA, GUATEMALA, C.A.** presentado por el estudiante universitario **CARLOS HUMBERTO SÁNCHEZ GARCÍA**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Regines
DECANO



Guatemala, mayo de 2009

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por permitirme alcanzar esta meta de mi vida.
- Mis padres** Carlos Sánchez y Lidia García de Sánchez, por enseñarme con su ejemplo que a pesar del sacrificio, siempre se debe abrazar un deseo de superación.
- Mi esposa** Rosario, por todo su apoyo en este proyecto.
- Mis hijas** Andrea Eunice, Melissa Abigail y Sofía Saraí, por su paciencia y amor inagotable demostrado en los largos minutos que estuve lejos de ellas.
- Mis amigos** Ing. Edi Florián, Ing. Luis Lima, Ing. Sergio de Paz, Licda. Eugenia de Florián y Any de Sánchez, por su oportuna orientación e invaluable ayuda.
- EI INDE** Por permitirme las facilidades para la realización de este trabajo, especialmente al Ing. Guillermo Bedoya.
- La USAC** Por brindarme los conocimientos necesarios para alcanzar este éxito en mi vida.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	III
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
RESUMEN	IX
OBJETIVOS	XI
INTRODUCCIÓN	XIII

1. ANÁLISIS DE INSTALACIONES EN 69 KV

1.1. Instalaciones	1
1.1.1. Diagrama unifilar	2
1.1.2. Características del equipamiento	3
1.2. Funcionamiento de las instalaciones en 69 KV y su relación con otros campos de la subestación	10

2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO ANUAL DE EQUIPOS EN 69 KV

2.1. Equipos primarios.....	11
2.1.1. Transformadores de potencia.....	11
2.1.2. Interruptor de SF6	27
2.1.3. Pararrayos.....	31
2.1.4. Seccionadores de conexión a barras, circuitos de carga y puesta a tierra de circuitos de carga	32
2.2. Equipos secundarios	32
2.2.1 Transformadores de potencial y corriente	32
2.2.2 Banco de capacitores	33
2.2.3 Bancos de baterías.....	33

2.2.4	Tableros de transferencia/maniobras y principales	34
2.2.5	Generador y transferencia de emergencia de servicios auxiliares	34
2.2.6	Tableros de distribución en edificios.....	35
2.2.7	UPS.....	36
2.2.8	Estructuras y tierras.....	36

3. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO COORDINADO PARA CAMPO DE 69 KV

3.1.	Consideraciones iniciales	39
3.2.	Normas básicas de seguridad para la ejecución del mantenimiento.....	40
3.3.	Elaboración de procedimientos	42
3.4.	Elaboración de lista de revisión inicial	47
3.5.	Elaboración de formatos de apoyo para ejecución de mantenimientos....	47
3.6.	Elaboración de formatos de apoyo para entrega de reportes.....	47
3.7.	Programación de los trabajos de mantenimiento preventivo	48

4. RELACIÓN COSTO-BENEFICIO DE INVERSIÓN EN MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE CAMPO DE 69 KV

4.1.	Inversión anual por concepto de mantenimiento preventivo de campo de 69 KV.....	49
4.2.	Beneficios económicos obtenidos por la implementación de un programa de mantenimiento preventivo del campo de 69 KV	50
4.3.	Beneficios socio-económicos y de imagen.....	52

CONCLUSIONES	53
RECOMENDACIONES	55
BIBLIOGRAFÍA	57
ANEXOS	59
APÉNDICE	99

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Autotransformador monofásico de 25 MVA, 138/69 KV banco No. 1	61
2. Transformador monofásico de 37.5 MVA, 230/69 KV de banco No. 3	63
3. Transformador trifásico 70/100 MVA, 230/69 KV	65
4. Interruptor de potencia de SF6 de línea de carga	67
5. Transformadores combinados de medición, CT's y PT's de línea de carga	69
6. Seccionador y puesta a tierra de línea de carga	71
7. Pararrayos de línea de carga	73
8. Banco No. 1 de capacitores de 10.8 KVAR	75
9. Interruptor de potencia de SF6 de banco No. 1 de capacitores	77
10. Puesta a tierra y pararrayos de banco No.1 de capacitores	79
11. Transformadores trifásicos de 400 KVA, 13,200/230 VAC servicios auxiliares.	81
12. Generador de emergencia de 312.5 KVA, 230 VAC	83
13. Panel de control campos de 230, 138 y 69 KV	85
14. Estructura metálica del campo de 69 KV	87
15. Platina de puesta a tierra de estructura metálica	89

16. Método voltímetro - amperímetro	91
17. Método inductivo para determinar polaridad	91
18. Diagrama vectorial para prueba de factor de potencia	92
19. Medición de CB únicamente	92
20. Medición de CA y CB	93
21. Medición de CA únicamente	94
22. Conexión para medición de transformador de dos devanados	94
23. Conexión para medición de transformador de tres devanados	95
24. Diagrama unifilar sub-estación Guatemala Sur	101
25. Diagrama unifilar sub-estación Guatemala Sur sección de transformación	103
26. Diagrama unifilar sub-estación Guatemala Sur sección de cargas	105
27. Diagrama unifilar sub-estación Guatemala Sur sección de bancos de capacitores	107

TABLAS

I	Niveles de contaminación aproximados para diferentes rangos de partículas presentes en muestras de aceite dieléctrico	95
II	Niveles máximos recomendados para porcentajes de factor de potencia a 25 y 100 grados centígrados en aceite dieléctrico	96
III	Niveles mínimos de tensión inter-facial para diferentes categorías de aceite dieléctrico	97
IV	Números de neutralización recomendados para diferentes categorías de aceite dieléctrico	97
V	Condiciones cualitativas para diversas categorías de aceite dieléctrico con base en su color	98
VI	Valores típicos de aislamiento para el alma de transformadores de potencia	98
VII	Costo anual resumido por concepto de mantenimiento preventivo	109

LISTA DE SÍMBOLOS



Amperímetro



Voltímetro



Fuente de corriente directa

H1

Punto uno lado de alta tensión devanado bajo prueba

H2

Punto dos lado de alta tensión devanado bajo prueba

X1

Punto uno lado de baja tensión devanado bajo prueba

X2

Punto dos lado de baja tensión devanado bajo prueba

IT

Corriente total

IC

Corriente capacitiva

IR

Corriente resistiva

CP

Capacitor bajo prueba

RP

Resistencia bajo prueba

Θ

Ángulo teta

δ

Ángulo gama

CA

Capacitancia lado de alta tensión a tierra

CB

Capacitancia lado de baja tensión a tierra

CT

Capacitancia devanado terciario a tierra

CAB

Capacitancia entre devanados de alta y baja tensión

CAT

Capacitancia entre devanados de alta y terciario

CBT

Capacitancia entre devanados de baja y terciario

RESUMEN

Para poder desarrollar el programa de mantenimiento preventivo, inicialmente se describe a detalle cada uno de los equipos que integran el campo de 69 KV de la sub-estación Guatemala Sur y su función particular en la sub-estación completa, la cual incluye la recepción de las líneas en 230 KV y 138 KV; con el propósito de comprender la importancia del mismo dentro del conjunto mencionado. Se presentan para ello los respectivos diagramas unifilares que de una manera esquemática confirman lo antes anotado, detallan la relación entre el equipamiento de 69 KV y visualizan diferentes secciones del campo para facilitar la elaboración del programa.

A continuación, se describen pruebas, análisis, inspecciones, mediciones, tareas, revisiones, etc., para cada grupo de equipos, considerando especialmente el equipo primario y de éste los auto-transformadores y transformadores de potencia. También se hace especial referencia a interruptores de SF₆, por su importancia en el conjunto.

Considerando que la seguridad es primero, antes de entrar al área operativa, se presentan las normas básicas de seguridad para luego dar paso a los procedimientos de ejecución, listas de revisión de herramienta, formatos de control, formatos de reporte y la propuesta de programación de actividades.

Por último, se presenta un breve análisis económico que confirma la importancia y conveniencia de la ejecución de un mantenimiento preventivo, considerando la dinámica actual en la compra-venta de energía y las consideraciones sociales implicadas.

OBJETIVOS

GENERAL

Minimizar la probabilidad de falla en los equipos del campo de 69 KV de la sub-estación Guatemala Sur con el diseño de un programa de mantenimiento preventivo que documente tareas por equipo, procedimientos y reportes a un costo menor que el generado por un mantenimiento correctivo no programado.

ESPECÍFICOS:

1. Definir las tareas de mantenimiento preventivo por equipo del campo de 69 KV.
2. Diseñar un programa de mantenimiento preventivo del campo de 69 KV en coordinación con otros campos de la sub-estación
3. Dar a conocer los beneficios económicos de la ejecución de un programa de mantenimiento preventivo.

INTRODUCCIÓN

La importancia que históricamente ha tenido el suministro de energía proveniente de la costa sur a la ciudad de Guatemala, así como el auge de la generación privada en dicha área en los últimos años, ha originado la necesidad de desarrollar un **PROGRAMA PREVENTIVO DE MANTENIMIENTO ANUAL DE LAS INSTALACIONES EN 69 KV DE LA SUB-ESTACIÓN GUATEMALA SUR**, con el propósito de definir técnicamente el alcance de dicha actividad y los beneficios económicos que esto implica.

El presente trabajo de graduación se fundamenta en las características específicas de los equipos primarios, secundarios y complementarios instalados en la sub-estación Guatemala Sur, para la elaboración de los procedimientos de ejecución del mantenimiento óptimo para cada caso, dando especial énfasis en las normas de seguridad a adoptar y la elaboración de formatos de reporte en cada actividad para control de repuestos e insumos de mantenimiento, así como para crear un historial del equipo.

Por último, se presentará una relación costo-beneficio de la inversión que representa la implementación de tal programa, incluyendo beneficios no cuantificables a considerar.

1. ANALISIS DE INSTALACIONES EN 69 KV.

1.1 Instalaciones

El campo de 69 KV en la sub-estación Guatemala Sur cuenta con un sistema de doble barra, el cual puede ser alimentado por dos bancos de auto-transformadores monofásicos de 75 MVA con alimentación primaria en 138 KV (anexos, figura 1), un banco de transformadores monofásicos de 112.5 MVA con alimentación primaria en 230 KV (anexos, figura 2) y un transformador trifásico de 70/100 MVA con alimentación primaria en 230 KV (anexos, figura 3).

Dicha disposición garantiza el suministro a las ocho cargas actualmente conectadas al sistema de doble barra, las cuales presentan un arreglo interruptor, medición combinada, seccionador, puesta a tierra y pararrayos (anexos, figuras 4, 5, 6 y 7 respectivamente).

Adicionalmente, el campo de 69 KV cuenta con tres bancos de capacitores de 10.8 MVAR cada uno (anexos, ilustración 8) conectados a barras por un arreglo de interruptor, puesta a tierra y pararrayos (anexos, figuras 9 y 10 respectivamente). También se cuenta con un interruptor de enlace entre barras similar a los utilizados en líneas de carga.

Los servicios auxiliares son suministrados por dos transformadores trifásicos de 400 KVA, 13,200/230/100 VAC alimentados por los devanados terciarios de los bancos de auto-transformadores 1 y 2 respectivamente (anexos, figura 11).

Así mismo, se cuenta con un generador de emergencia con capacidad de 312.5 KVA que alimenta los paneles principales de servicios auxiliares por medio de una transferencia automática, para garantizar el suministro a paneles de control e interruptores de campo (anexos, figura 12).

Finalmente, los paneles principales de servicios auxiliares alimentan un UPS, que por medio de un arreglo inversor – baterías, proveen la alimentación a paneles de control en condiciones normales o de emergencia (anexos, figura 13).

Aunque el campo de 69 KV cuenta con algunos postes de concreto armado, la estructura principal de la instalación es metálica y se encuentra acondicionada para la distribución de doble barra (anexos, figura 14).

El sistema de tierras cuenta con conexiones con platina al pie de cada viga de la mencionada estructura, al inicio de cada sección de alimentación o carga (anexos, figura 15).

1.1.1. Diagrama unifilar

Para su mejor comprensión el apéndice presenta el diagrama unifilar del campo de 69 KV de Guatemala Sur (figura 24) y su desglose en tres secciones:

1 Sección de transformación (figura 25)

2 Sección de cargas (figura 26)

3 Sección de bancos de capacitores (figura 27)

1.1.2 Características del equipamiento

1.1.2.1 Consideración individual por equipo

1.1.2.1.1 Auto-transformadores bancos 1 y 2

Los bancos de transformación 1 y 2 están conformados por tres auto-transformadores monofásicos de 25/25/8.33 MVA de capacidad cada uno, para tensiones 138/69/13.2 KV, (13.2 KV utilizado en este caso para alimentación de transformadores de servicios auxiliares), nivel de aislamiento 650/350/120 KV correspondientes a primario, secundario y terciario respectivamente. Utilizan sistema de enfriamiento OA/FA y son de fabricación española, instalados en conexión Y-Y. Se cuenta con un auto-transformador similar en calidad de reserva

1.1.2.1.2 Transformadores banco 3

El banco de transformación 3 está conformado por tres transformadores monofásicos de 37.5-50/37.5-50/12.5-16.67 MVA de capacidad cada uno, para tensiones 230/69/13.8 KV, nivel de aislamiento 900/325/120 KV correspondientes a primario, secundario y terciario, respectivamente. Impedancia de 12.5 % en el toma 11 abc entre el lado de alta y baja tensión a 50 MVA. Utilizan sistema de enfriamiento ONAN/ONAF, poseen intercambiador de taps con carga y están instalados en conexión Y-Y. Además se cuenta con un transformador monofásico de reserva de 35-50/35-50/11.67-16.67 MVA de capacidad, para tensiones 230/69/13.8 KV, nivel de aislamiento 1,050/325/125

KV correspondientes a primario, secundario y terciario respectivamente. Impedancia de 12.5 % entre el lado de alta y baja tensión a 50 MVA. Utiliza sistema de enfriamiento ONAN/ONAF y posee intercambiador de taps con carga. Grupo de conexión YN, yn, d11, fabricación italiana.

1.1.2.1.3 Transformador banco 4

Finalmente, el campo de 69 KV cuenta con una alimentación proporcionada por un transformador trifásico 4 de 70-100/70-100 MVA de capacidad, para tensiones 230/69 KV, nivel de aislamiento 900/325 KV correspondientes a primario y secundario respectivamente. Impedancia de 15.3 % en el toma 11 abc entre el lado de alta y baja tensión a 100 MVA. Utiliza sistema de enfriamiento ONAN/ONAF, posee intercambiador de taps con carga y pertenece al grupo de conexión YNyn0 (d11). Fabricación portuguesa.

1.1.2.1.4 Interruptores de potencia de SF 6

La subestación tiene en uso 05 interruptores de 3,150 amperios, 40,000 amperios en cortocircuito, 72,500 voltios, 350,000 voltios de impulso tipo rayo en las líneas de alimentación o carga: Banco de transformación 3, Guadalupe I, Guadalupe II, Esclavos y Acoplamiento entre barras.

Igualmente se cuenta con 04 interruptores de 2,000 amperios, 25,000 amperios en cortocircuito, 72,500 voltios, 325,000 voltios de impulso tipo rayo

en las líneas de alimentación o carga: Banco de transformación 2, Banco de transformación 1, Antigua y Chimaltenango.

También hay dos líneas de carga con interruptores de 1,600 amperios, 20,000 amperios en cortocircuito, 72,500 voltios, 325,000 voltios de impulso tipo rayo designadas como EEGSA 2 Y EGGSA 3.

La línea de carga EEGSA 1 cuenta con un interruptor de 1,250 amperios, 20,000 amperios en cortocircuito, 72,500 voltios, 325,000 voltios de impulso tipo rayo y de manera similar el Transformador Banco 4 un interruptor de 1,250 amperios, 16,000 amperios en cortocircuito, 72,500 voltios, 325,000 voltios de impulso tipo rayo.

Por último, los bancos de capacitores utilizan un interruptor de 600 amperios, 40,000 amperios en cortocircuito, 72,500 voltios, 325,000 voltios de impulso tipo rayo.

1.1.2.1.5 Pararrayos

En su mayoría los pararrayos utilizados en el campo de 69,000 voltios son de 58,500 voltios, 10,000 amperios a 1,385 metros sobre el nivel del mar, a excepción a los que utilizan los bancos de capacitores que son de 75,000 voltios, 20,000 amperios.

1.1.2.1.6 Medición

De igual forma al punto anterior, en las líneas de alimentación y carga se utiliza en su mayoría una medición combinada con transformadores de potencial de 69/1.73 – 100/1.73 y transformadores de corriente 300-600/5, a excepción del banco de transformación 3 cuyo transformador de corriente es de 600x1200/5.

1.1.2.1.7 Seccionadores

Los seccionadores utilizados en las líneas de carga son en su mayoría de dos aisladores giratorios en el plano horizontal, a excepción de los instalados en las líneas Chimaltenango y EEGSA 1, los cuales son de tres aisladores, siendo el del centro giratorio en el plano horizontal; al igual que los que operan la conexión al sistema de doble barra, únicamente que éstos últimos son de operación en el plano vertical.

1.1.2.1.8 Banco de capacitores

El campo de 69 KV cuenta con tres bancos de capacitores de 10.8 MVAR, integrados por 36 capacitores individuales de 100 KVAR cada uno por fase. En el caso de los bancos de capacitores 2 y 3 se tienen reactores en serie a los grupos de 3.6 KVAR.

1.1.2.1.9 Puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra instalados en las ocho líneas de carga, así como en los tres bancos de capacitores son de operación vertical.

1.1.2.1.10 Transformadores de servicios auxiliares

Los transformadores trifásicos de servicios auxiliares tienen una capacidad de 400 KVA, 13,200/230/100 voltios.

1.1.2.1.11 Generador y transferencia de emergencia servicios auxiliares.

El generador de emergencia tiene capacidad de 312.5 KVA y está conectado en 220 VAC por medio de una transferencia automática OT 1,000 marca ONAN.

1.1.2.1.12 Tableros de distribución

Servicios auxiliares también cuenta con un tablero principal alimentado por los transformadores de servicios con 03 ramales que alimentan la misma cantidad de tableros de distribución final, así como la transferencia automática y

uno más alimentado por la transferencia del generador de emergencia, con 13 ramales que alimentan la misma cantidad de tableros de distribución final.

1.1.2.1.13 Transformadores de acoplamiento

El sistema de servicios auxiliares utiliza 05 transformadores de acoplamiento entre paneles, siendo estos los identificados como T-1 de 200 KVA, 480/220 VAC, T-2 de 150 KVA, 220/480 VAC, T-3 de 50 KVA, 480/220 VAC, T-4 de 50 KVA, 480/220 VAC y T-5 de 50 KVA, 480/220 VAC.

1.1.2.1.14 UPS

Para garantizar el suministro a SCADA, Telecomunicaciones y otros equipos en sala de mando, se utiliza un UPS marca COLUMBUS como parte integral de Servicios Auxiliares. El equipo es de 10 KVA en 220 VAC.

1.1.2.1.15 Bancos de baterías

La subestación tiene 04 bancos de baterías en uso, dos en 48 VDC, uno en 110 VDC y uno más en 120 VDC

1.1.2.1.15 Panel de maniobras

El panel de maniobras en la sala de mando cuenta con voltímetros, amperímetros y watímetros para cada una de las líneas de alimentación y carga, así como indicadores de posición de seccionadores.

1.1.2.1.16 Estructura

El campo de 69,000 voltios está montado en una estructura metálica aterrizada en cada sección de alimentación y carga por medio de platinas. Posee puntas Franklin e hilo de guarda para su protección, siendo el sub-suelo cubierto con piedrín.

1.1.2.2 Consideración del equipo como parte del campo de 69 KV.

Aunque todos los equipos que posee el campo de 69,000 voltios son importantes es conveniente dedicar mayor atención al equipo primario compuesto por transformadores, auto-transformadores e interruptores de SF₆, los cuales son de difícil sustitución en caso de falla por falta de mantenimiento.

1.2 Funcionamiento de las instalaciones en 69 KV y su relación con otros campos de la subestación.

El funcionamiento del campo de 69,000 voltios depende de la alimentación suministrada por los campos de 138,000 y 230,000 voltios por medio de los tres bancos de transformación y el transformador 4, que a su vez alimentan el sistema de doble barra que se utiliza para garantizar el suministro a las ocho líneas de carga existentes, como podemos ver en el diagrama unifilar. Otra parte importante son los bancos de capacitores que suministran la reactiva necesaria en el punto, así como la regulación de voltaje.

2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO ANUAL DE EQUIPOS EN 69 KV

2.1 Equipos primarios

2.1.1. Transformadores de potencia

El mantenimiento preventivo de transformadores requerirá de las siguientes mediciones, pruebas, inspecciones, etc.:

2.1.1.1. Devanados

2.1.1.1.1. Resistencia

La resistencia en los devanados de los transformadores deberá medirse con el propósito de detectar anomalías en las conexiones, cables rotos y alta resistencia en los intercambiadores de taps. Los resultados podrán compararse con los proporcionados originalmente por mediciones en la fábrica y valores por debajo del 5% son considerados satisfactorios.

El método voltímetro amperímetro es usualmente el más conveniente para efectuar dicha medición. Un diagrama eléctrico de dicho método puede apreciarse en los anexos, figura 16.

2.1.1.1.2. Relación de vueltas/polaridad/fase

La relación de vueltas de un transformador es el número de vueltas del devanado primario en relación con el número de vueltas del devanado secundario y puede determinarse aplicando una fuente de corriente directa en el lado de alta tensión y midiendo las tensiones en vacío de alta y baja tensión. Con este procedimiento también es posible la determinación de la polaridad del transformador. La relación de vueltas deberá chequearse al instalar inicialmente el transformador, antes de retornar el transformador a servicio después de una falla o por lo menos una vez al año. Un diagrama eléctrico de dicho método puede apreciarse en los anexos, figura 17.

2.1.1.1.3 Corriente de excitación

Deberá aplicarse en casos de defectos en el circuito magnético, cambio de devanados, fallas en el aislamiento en el cambio de relación, o problemas en dispositivos de cambio de relación. La prueba consiste en una simple medición de corriente en una fase del transformador, usualmente del lado de alto voltaje con el lado de bajo voltaje suelto. En el caso de transformadores trifásicos la prueba se realiza fase por fase.

2.1.1.1.4 Impedancia de cortocircuito

La impedancia de corto circuito deberá medirse en caso de fuertes fallas de corriente o daño mecánico sufrido durante la transportación o instalación del equipo para compararse con los datos de placa o con las pruebas de fábrica. Se puede utilizar el método de voltímetro amperímetro tanto para transformadores monofásicos como trifásicos, tomando muy en cuenta la preparación de la prueba, pues los conductores a utilizar para corto circuitar los devanados del transformador deberán ser de baja impedancia, teniendo una sección transversal igual o mayor a 1/0 AWG, siendo lo mas cortos posible. Los contactos deberán estar totalmente limpios y apretados. Estas precauciones son importantes para no introducir valores extraños al valor obtenido de impedancia. Además se deberán utilizar medidores que respondan a valores reales de rms con exactitudes por abajo del 0.5% a una frecuencia senoidal de 60 Hz. Cambios de mas del +-3% de la impedancia de corto circuito será considerada significativa.

2.1.1.1.5. Aislamiento

La medición de aislamiento es usualmente realizado para verificar que el estado de sequedad del aislamiento de los devanados a la masa sea de valores aceptables. Además puede revelar importante información oculta sobre daño en los bushings. La medición se realiza con megometros de mas de 5000 volts, para lo cual se realizan dos mediciones: la resistencia al aislamiento al minuto de aplicar la tensión en relación al aislamiento a los diez minutos de aplicar la tensión (R_{10}/R_1), que se conoce como Índice de Polarización, el cual es

adimensional y permite descartar de la medición los efectos por corrientes de carga capacitiva, corriente de absorción y corriente de pico del transformador al momento de ser energizado con la tensión de prueba. Para transformadores pequeños el índice de polarización deberá ser igual a 1 o ligeramente arriba. Transformadores grandes presentarán índices de polarización entre 1.1 – 1.3. En general altos valores de índice de polarización indican que el aislamiento del sistema esta en buenas condiciones; contrariamente valores menores a uno para el índice de polarización indican que hay que tomar acciones correctivas inmediatas.

2.1.1.1.6 Capacitancia

La capacitancia en transformadores depende de las características del material dieléctrico y de la configuración física de los electrodos (conductores). Cuando hay un cambio en las características del material aislante ocurre un cambio en la medición de la capacitancia, lo cual indica deterioro del aislamiento, contaminación o daño físico.

2.1.1.1.7 Factor de potencia/factor de disipación

Bajo el concepto anterior, se puede definir el diagrama eléctrico en términos de la figura 18 de los anexos, para determinar el factor de potencia y de disipación, íntimamente ligados a la capacitancia del equipo.

Entonces, dichos parámetros sirven para determinar la pérdida de aislamiento dieléctrico por lo que las pruebas de factor de potencia y de factor de disipación proveen importantes beneficios al mantenimiento. En el caso de equipos nuevos, revisiones iniciales determinan la presencia de defectos de fabricación o daños de traslado. Por otro lado, proveen patrones útiles para futuras comparaciones. Pruebas periódicas durante la vida de servicio del equipo puede indicar si éste está envejeciendo normalmente o se está deteriorando rápidamente.

Las mediciones de los parámetros en cuestión se tomarán de acuerdo a los diagramas eléctricos que se pueden apreciar en las figuras 19 a 23 de los anexos.

Los diferentes equipos de medición disponibles en el mercado proveen voltajes típicos en el rango de los 100 a 12,000 voltios, aunque voltajes altos deberán considerarse en el compromiso de exactitud por las probables corrientes de fuga generadas por dicha tensión. En todo caso deberán consultarse los estándares para la apropiada ejecución de la prueba proporcionado por los fabricantes del equipo de medición.

El tema ambiental es determinante, por lo que la temperatura comúnmente usada es 20 grados centígrados como referencia. La humedad relativa y la precipitación pluvial en el momento de la prueba también deberán registrarse para futuras referencias.

La valuación de los resultados se hace regularmente contra los proporcionados por el fabricante, o por comparación con anteriores mediciones, o por comparación entre equipos similares. Sin embargo, en el caso de transformadores con aceite nuevo el factor de potencia no deberá exceder el

0.5% a 20 grados centígrados. No es aconsejable energizar transformadores recibidos con factor de potencia que exceda el 0.5%, sin antes realizar una completa inspección interna, consultar con el fabricante o realizar cualquier otra corrección indicada por éste último.

2.1.1.1.8. Voltaje inducido/descarga parcial

La prueba de voltaje inducido se puede realizar a transformadores que han sido reparados o modificados y se desea asegurar la ausencia de descargas parciales. Generalmente se realiza en transformadores de extra alto voltaje ausentes en la sub-estación Guatemala Sur, pero diremos que dicha prueba se realiza usualmente con un arreglo generador, transformador y reactores, en frecuencias que oscilan entre los 180 a los 400 Hz utilizadas para evitar la saturación del entrehierro. Deberán tomarse todas las medidas de seguridad necesarias para evitar el arqueo de equipos propios del transformador que puedan influir en los resultados. Pararrayos y otros equipos deberán ser desconectados y debidamente aislados del transformador bajo prueba. Todas las conexiones deberán ser revisadas antes de realizar la prueba y se revisará la limpieza de los aisladores. Valores de descargas parciales por voltaje inducido arriba de 500 pC son indicativos de substanciales problemas.

2.1.1.2 Bushings

2.1.1.2.1. Limpieza pulido y lustrado de aisladores

2.1.1.2.2. Limpieza, pulido, lubricación y apriete de conexiones eléctricas.

2.1.1.2.3. Medición de capacitancia/factor de potencia /factor de disipación.

La medición se realiza considerando que los aisladores que constituyen los bushings actúan como capacitores en serie, por lo que secciones cortocircuitadas pueden ser detectadas por un incremento en dicha característica. Inicialmente deberá eliminarse todo rasgo de humedad de la superficie del bushing antes de realizar la medición del factor de potencia. La prueba del collar caliente es un procedimiento usado cuando se desea evaluar la condición de una pequeña sección específica del bushing y consiste en energizar uno o más electrodos temporales localizados alrededor de la porcelana en la parte exterior con el conductor central aterrizado. Con este procedimiento pueden localizarse grietas en la porcelana, degradación del aislamiento dentro de la parte superior del bushing en prueba, bajo nivel de compuesto o líquido y vacíos en el compuesto.

Los valores límite de factor de potencia son publicados por los fabricantes. En la práctica si el factor de potencia de la capacitancia de los bushings excede el 1% se deberá consultar a especialistas. En este sentido, también deberá ser considerado el factor de disipación.

2.1.1.2.4. Medición de descargas parciales/perdida dieléctrica.

Prolongada actividad de descargas parciales en el aislamiento interno de los bushings puede resultar gradualmente en una pérdida dieléctrica y eventualmente en una falla. La presencia del efecto corona puede ser detectado por pruebas de descargas parciales. Dichas mediciones pueden ser realizadas durante las pruebas de voltaje inducido en el transformador. Por otro lado si se detectan descargas parciales durante esta prueba, no es posible determinar si las descargas parciales son originadas en los bushings o en el transformador, por lo que es preferible remover el bushing del transformador para realizar mediciones en un tanque especial usando una fuente de prueba de alto voltaje.

2.1.1.2.5 Medición de temperatura

Esta prueba se puede realizar con sencillos medidores de temperatura a distancia o en el mejor de los casos con cámaras de termografía.

2.1.1.2.6 Inspección visual

Se realiza para detectar porcelana quebrada, sellos con fuga y nivel de aceite (si lo hay). Es conveniente anotar la temperatura ambiente al momento de realizar la inspección y la corriente de carga. Si la inspección puede realizarse sin carga, deberán considerarse grietas finas, deterioro del cemento

de las uniones y contaminación superficial. En relación a las grietas, si éstas son discontinuas, deberá realizarse un examen más cercano, pero si aparecen extendidas en el cuerpo principal del bushing, pueden ser eventualmente causa de falla, en cuyo caso deberán ser substituidos de no ser posible una reparación efectiva. La porosidad del bushing deberá ser considerada, pues puede constituirse en alojamiento de humedad.

2.1.1.2.7 Aceite aislante

2.1.1.2.7.1. Medición de contenido de agua

Siempre hay humedad presente en los transformadores y esto es debido en gran parte al uso de papel para su construcción, el cual es muy a fin a la humedad, por lo que es importante que el contenido de humedad en el aceite sea conocido y su concentración controlada con el propósito de estimar el contenido de humedad en el papel.

La humedad migra entre el aislamiento sólido y el líquido en un transformador de acuerdo con los cambios de carga y por ende de temperatura. Consecuentemente la concentración de agua en el aceite expresada en partes por millón no provee suficiente información para obtener una adecuada evaluación de la ausencia de humedad en el sistema de aislamiento. La saturación relativa provee una mejor evaluación en un amplio rango de condiciones de operación y temperatura, la cual puede evaluarse con curvas de saturación en relación a temperatura (X) y partes por millón de agua (Y) para material celulósico (papel).

2.1.1.2.7.2. Medición de gas disuelto.

La determinación de las cantidades y combinaciones de gases en el aceite frecuentemente es el primer indicador de un posible mal funcionamiento y eventualmente deriva en una falla al no ser corregido. Arqueos, descargas parciales, chispazos, sobrecarga severa, sobrecalentamiento en el sistema de aislamiento son algunos de los mecanismos que resultan en descomposición química de los materiales de aislamiento y en la formación de varios gases combustibles y no combustibles disueltos en el aceite. En operación normal se pueden generar ciertos gases pero no al mismo grado que cuando existe mal funcionamiento. La prueba se realiza en laboratorio, pero la extracción de la muestra en el campo y deberá hacerse tomando sumo cuidado que el envase a utilizar esté libre de gases y humedad.

2.1.1.2.7.3. Medición de fuerza dieléctrica

Existen dos métodos comúnmente utilizados para determinar el voltaje de quiebre dieléctrico del aceite. El primer método utilizado para equipos arriba de los 230 KV, está definido por la norma ASTM D 1816-84^a y utiliza dos electrodos esféricos encapsulados y es recomendada inicialmente para aceite filtrado, desgasificado y deshidratado previo a llenar el equipo. El segundo método se utiliza para el resto de equipos eléctricos y está normado por la ASTM D 877-87. La contaminación y el deterioro del aceite generalmente reducen la fuerza dieléctrica del aceite. Por lo tanto el voltaje de quiebre dieléctrico del aceite es importante para medir la capacidad del aceite a soportar la tensión dieléctrica al momento de una falla. Esta prueba es

satisfactoriamente controlada en un ambiente de laboratorio, aunque puede realizarse en el campo. Para equipo sometido a tensiones de 69 a 288 KV la tensión de quiebre dieléctrico deberá ser igual o mayor a 26 KV.

2.1.1.2.7.4. Conteo de partículas

La prueba se utiliza para conocer el número, tamaño y degradación de la composición de partículas presentes en el aceite de transformadores en uso. La cantidad de partículas en el aceite puede estar relacionado con el voltaje de quiebre dieléctrico y puede afectar el factor de potencia del aceite. La presencia excesiva de partículas metálicas puede ser usada como indicador de problemas en los cojinetes cuando el quipo usa bombas de enfriamiento. La muestra deberá ser tomada con una humedad relativa no mayor al 50%. Se pueden realizar pruebas para determinar si las partículas son metálicas o magnéticas. La tabla I de los anexos muestra los niveles de contaminación aproximados para diferentes rangos de partículas contadas.

2.1.1.2.7.5. Medición de factor de potencia/factor de disipación.

Esta prueba puede ser usada para indicar las pérdidas dieléctricas en el aceite y la energía disipada como calor. Un bajo factor de potencia indica bajas pérdidas dieléctricas y es determinado como la relación de la potencia disipada en el aceite en watts con el producto del voltaje y corriente efectivos en voltamperes. Los resultados son útiles para asegurar que la integridad de la muestra es mantenida y que los cambios en calidad resultan de la

contaminación y deterioro del servicio o aún del manejo del aceite. La prueba debe hacerse idealmente en laboratorio, como la mayoría de las pruebas del aceite consideradas. La prueba se realiza a 25 y 100 grados centígrados. Los máximos niveles recomendados para porcentajes del factor de potencia para diferentes categorías de aceites se pueden apreciar en la tabla II de los anexos.

2.1.1.2.7.6. Medición de tensión inter-facial.

La tensión inter-facial es la medida de la fuerza de atracción molecular entre su diferencia de moléculas en la inter-fase y provee un medio para determinar los contaminantes y productos solubles polares que deterioran el aceite. En cierta forma la tensión inter-facial es una medida de la vida útil del aceite. Los niveles mínimos de tensión inter-facial se pueden apreciar en la tabla III de los anexos.

2.1.1.2.7.7. Prueba de acidez/numero de neutralización

Esta prueba indica el cambio relativo del aceite durante su uso sometido a condiciones de oxidación. La acidez es equilibrada por el número de neutralización el cual se define como el numero de miligramos de hidróxido de potasio requeridos para neutralizar el acido en gramos en el aceite. Aceites nuevos contienen bajos niveles de acidez y el número de neutralización se incrementa (acidez) cuando ocurre la degradación del aceite. En aceites usados se puede presentar un número de neutralización alto, indicando que el aceite puede estar formado lodos. Los cambios ocurren en largos periodos de

tiempo. Los valores de número de neutralización recomendados se pueden apreciar en la tabla IV de los anexos.

2.1.1.2.7.8. Análisis visual.

Esta prueba cubre la determinación de agua libre o sedimentos de partículas metálicas, sedimentos insolubles, carbón, fibras, basura, etc. en aceite en uso y el análisis y diagnóstico de sus causas. Si hay contaminantes insolubles en el aceite deberá filtrarse el aceite e identificar los residuos.

2.1.1.2.7.9. Color

Esta prueba puede indicar el cambio relativo de un aceite durante su uso. El color es expresado con valores numéricos basados en comparación con series de colores estándar. No se ha podido determinar una relación directa entre un cambio en el color del aceite y un problema específico en el equipo. Los cambios normalmente ocurren en largos períodos de tiempo. Un rápido incremento en el número puede ser indicativo de cambios dramáticos en las condiciones de operación y generalmente precede a otras indicaciones del problema. En la tabla V de los anexos pueden apreciarse los principales indicadores en esta prueba.

2.1.1.3. Intercambiador de taps.

El mantenimiento preventivo para el intercambiador de taps deberá considerar como mínimo los siguientes aspectos:

- 1 Funcionamiento de los switch´s de control
- 2 Revisión de las posiciones de parada
- 3 Revisión de sujetadores
- 4 Señales de humedad y oxidación
- 5 Libranzas mecánicas
- 6 Operación y condición del selector de taps y switchs de transferencia de arqueo
- 7 Operación del conductor mecánico
- 8 Revisión de contador de operaciones
- 9 Posición del indicador de operación y su coordinación con el mecanismo y selector de posición
- 10 Operación de los limit switch
- 11 Integridad del bloque mecánico
- 12 Apropiada operación de la manivela y su switch de seguridad
- 13 Condición física del selector de taps
- 14 Libertad de movimiento del ensamblaje del eje externo
- 15 Ausencia de erosión por arco en los contactos estacionarios y móviles
- 16 Inspección de la barrera para rastreo
- 17 Revisión de aceite

2.1.1.4 Alma

2.1.1.4.1 Aislamiento

El alma de los transformadores deberá estar siempre aislada de el tanque o de cualquier punto de aterrizaje, caso contrario cuando el transformador esté en servicio, se generarán corrientes que circularán en el alma del transformador, provocando calentamientos que a su vez pueden generar grandes cantidades de gas etílico y en severas condiciones acetileno, por lo que verificar el aislamiento del alma es prioritario para evitar puestas a tierra inadvertidas.

La medición del aislamiento se realiza con tensiones no mayores a 1000 volts en un pequeño bushing instalado en el tanque del transformador y conectado a alma del mismo. Los valores típicos de resistencia se presentan en la tabla VI de los anexos.

2.1.1.5 Tanque

Deberán revisarse las siguientes características:

- 1 Revisión de presión
- 2 Revisión de temperatura
- 3 Inspección visual general
- 4 Revisión y/o aplicación de pintura

2.1.1.6 Dispositivos asociados al tanque

2.1.1.6.1 Relé de falta de presión

Deberán revisarse las siguientes características:

- 1 Continuidad
- 2 Calibración

2.1.1.6.2 Sistema de enfriamiento

2.1.1.6.2.1 Intercambiador de calor

Deberán revisarse las siguientes características:

- 1 Flujo de aire
- 2 Inspección visual
- 3 Limpieza

2.1.1.6.2.2 Ventiladores

Deberán revisarse las siguientes características:

- 1 Rotación
- 2 Controles
- 3 Inspección visual

2.1.1.6.2.3 Bombas

Deberán revisarse las siguientes características:

- 1 Rotación
- 2 Corrientes
- 3 Cojinetes

2.1.2 Interruptor de SF6

La utilización de SF6 en interruptores de potencia ha desplazado en gran medida a los de aceite o vacío como en el caso de la sub-estación Guatemala Sur, en donde el campo de 69 KV únicamente utiliza dicho tipo de interruptores. Indudablemente esto se debe a las magníficas características de los equipos fabricados en base a dicho gas, entre las cuales podemos mencionar:

Alta resistencia dieléctrica: El voltaje de ruptura del SF6 es casi tres veces superior que el del aire a presión atmosférica.

Excelentes propiedades de extinción de arco.

Buenas propiedades para transferencia de calor: El SF6 tiene unas características comparables o mejores que el aire bajo la mayoría de condiciones.

Buena estabilidad térmica a altas temperaturas: El SF6 no es inflamable y no se descompone en fase gas a temperaturas inferiores a 500 grados Celsius.

Baja reactividad química: El SF6 no reacciona con la mayoría del resto de materiales aislantes o conductores a temperaturas de hasta 200 grados Celsius.

No produce depósitos de carbón o de otros materiales conductivos como resultado de un arco eléctrico.

Relativamente poco tóxico: El valor límite de incertidumbre del SF6, es de 1000 ppm por volumen (0.1%), comparable al de otros gases inertes como el argón.

Fácilmente licuado bajo presión a temperatura controlada: Esta característica permite el almacenaje compacto en cilindros metálicos.

Los problemas se presentan entonces cuando no se toma en consideración los siguientes trabajos preventivos:

- 1 Verificar curvas de disparo
- 2 Prueba de ciclo de trabajo
- 3 Medición de humedad en el gas

- 4 Verificar resistencia en los contactos
- 5 Verificar simultaneidad de operación de los polos
- 6 Revisión de apertura por protección (simulada)
- 7 Revisar presión de gas
- 8 Medición de aislamiento
- 9 Consumo de motor actuador
- 10 Verificar funcionamiento sistema de calefacción
- 11 Limpieza, pulido, lubricación y apriete de conexiones eléctricas
- 12 Medición de temperatura de conexiones eléctricas
- 13 Limpieza general
- 14 Inspección de aisladores
- 15 Limpieza y pulido de aisladores
- 16 Revisión de cantidad de operaciones
- 17 Verificar ausencia de oxidación de la caja (retocar)
- 18 Ajuste y engrase de accionamiento mecánico
- 19 Control de tiempo de carga del accionamiento mecánico
- 20 Realizar cinco operaciones de cierre y apertura por control remoto y una operación de cierre y apertura por medio del accionamiento mecánico manual
- 21 Realice mediciones de la duración de las operaciones
- 22 Compruebe el sistema anti bombeo
- 23 Compruebe el bloqueo funcional

Conviene hacer también las siguientes observaciones en mantenimiento:

Todo personal de instalación, mantenimiento y servicio deberá leer el manual respectivo a conciencia, incluidas todas las instrucciones y advertencias de seguridad; revisando todas las normas de seguridad aplicables localmente y las instrucciones relativas a las acciones a tomar en caso de accidentes.

Durante las pruebas post mantenimiento, ciertas piezas del interruptor de potencia portarán niveles de tensión peligrosos y están bajo presión gaseosa, los componentes exteriores del mecanismo, varillajes y palancas pueden realizar movimientos bruscos impredecibles como consecuencia de las operaciones externas de control. Por lo tanto, durante dicha actividad todo el personal debe permanecer en un lugar protegido o a una distancia de seguridad suficiente del equipo (40 metros mínimos).

El SF6 se descompone como resultado de descargas y de arcos. Algunos de los productos resultantes de la descomposición son tóxicos. Pueden irritar las membranas mucosas, las vías respiratorias y las partes expuestas de la piel.

De igual forma, la migración de humedad al interior del recinto de aislamiento, contaminando el SF6, provoca su descomposición y genera efectos tóxicos.

Por consiguiente, deberá ser absolutamente prohibido comer, beber, fumar y guardar alimentos en locales con sistemas que contienen SF6. Esto se refiere sobre todo a los trabajos de mantenimiento durante los cuales los compartimentos del sistema están abiertos.

Las piezas dispuestas cerca del gas aislante se deben tocar lo menos posible.

No agitar los productos de descomposición en forma de polvo en la medida de lo posible.

Asegurarse que al efectuar trabajos en los interruptores interiores, el local esté bien ventilado.

Solo debe emplearse el personal que sea imprescindible para la realización de los trabajos.

Todo el personal deberá ducharse a conciencia una vez finalizado el trabajo.

De igual manera, después de concluidos los trabajos, lavar con agua el respirador, las gafas de protección, las botas de goma y los guantes de goma. Recoja el agua. Tire el agua y los trajes de protección.

2.1.3 Pararrayos

Para estos equipos deberán considerarse los siguientes trabajos preventivos:

- 1 Limpieza, pulido, lubricación y apriete de conexiones eléctricas
- 2 Medición de temperatura de conexiones eléctricas
- 3 Limpieza general
- 4 Inspección de aisladores
- 5 Limpieza y pulido de aisladores
- 6 Revisión de cantidad de operaciones

2.1.4 Seccionadores de conexión a barras, circuitos de carga y puesta a tierra de circuitos de carga

Para estos equipos deberán considerarse los siguientes trabajos preventivos:

- 1 Limpieza, pulido, lubricación y apriete de conexiones eléctricas
- 2 Medición de temperatura de conexiones eléctricas
- 3 Limpieza general
- 4 Inspección de aisladores
- 5 Limpieza y pulido de aisladores
- 6 Ajuste, lubricación y prueba de transmisión de operación mecánica
- 7 Lubricación de contactos eléctricos

2.2 Equipos secundarios

2.2.1 Transformadores de potencial y corriente

Para estos equipos deberán considerarse los siguientes trabajos preventivos:

- 1 Limpieza, pulido, lubricación y apriete de conexiones eléctricas
- 2 Medición de temperatura de conexiones eléctricas
- 3 Limpieza general
- 4 Inspección de aisladores

- 5 Limpieza y pulido de aisladores
- 6 Revisión de nivel y estado del aceite dieléctrico
- 7 Prueba de TTR

2.2.2 Banco de capacitores

Para estos equipos deberán considerarse los siguientes trabajos preventivos:

- 1 Limpieza, pulido, lubricación y apriete de conexiones eléctricas
- 2 Medición de temperatura de conexiones eléctricas
- 3 Limpieza general
- 4 Inspección de aisladores
- 5 Limpieza y pulido de aisladores
- 6 Inspección minuciosa de tanques por fugas
- 7 Medición individual de capacitores
- 8 Revisión de fusibles

2.2.3 Bancos de baterías

Para estos equipos deberán considerarse los siguientes trabajos preventivos:

- 1 Limpieza, pulido, lubricación y apriete de conexiones eléctricas
- 2 Limpieza general de Bornes

- 3 Limpieza, apriete y pruebas a cargador de baterías
- 4 Medición individual de baterías
- 5 Revisión de nivel de electrolito

2.2.4 Tableros de transferencia/maniobras y principales

- 1 Apriete de conexiones eléctricas
- 2 Limpieza general
- 3 Limpieza, apriete, pruebas y ajustes/calibraciones a medidores y relevadores de protección
- 4 Revisión y ordenamiento de cables
- 5 Revisión de operación de interruptores
- 6 Restitución y/o cambio de tornillería

2.2.5 Generador y transferencia de emergencia de servicios auxiliares

2.2.5.1 Generador

- 1 Revisión y pruebas de Panel Digital
- 2 Revisión de sensores de nivel y temperatura
- 3 Revisión de medidores
- 4 Limpieza de electrónica
- 5 Apriete de conexiones eléctricas
- 6 Revisión y ordenamiento de cables

- 7 Revisión de operación de interruptor principal
- 8 Revisión y medición de precalentador de aceite
- 9 Revisión de nivel de electrolito de baterías
- 10 Limpieza de Bornes de baterías
- 11 Medición de baterías y alternador
- 12 Limpieza general
- 13 Restitución y/o cambio de tornillería
- 14 Revisión de puesta a tierra

2.2.5.2 Transferencia

- 1 Revisión de pilotos
- 2 Limpieza de electrónica
- 3 Apriete de conexiones eléctricas
- 4 Revisión y ordenamiento de cables
- 5 Revisión de operación de interruptor tipo actuador lineal
- 6 Limpieza general
- 7 Restitución y/o cambio de tornillería

2.2.6 Tableros de distribución en edificios

- 1 Apriete de conexiones eléctricas
- 2 Limpieza general
- 3 Revisión y ordenamiento de cables
- 4 Revisión de operación de interruptores

5 Restitución y/o cambio de tornillería

2.2.7 UPS

1 Limpieza, apriete, pruebas y ajustes/calibraciones a medidores

2 Revisión de pilotos

3 Limpieza de electrónica

4 Apriete de conexiones eléctricas

5 Revisión y ordenamiento de cables

6 Revisión de operación de interruptores y switch de bypass

7 Limpieza general

8 Restitución y/o cambio de tornillería

2.2.8 Estructuras y tierras

2.2.8.1 Estructura metálica

1 Apriete y/o cambio de tornillería

2 Limpieza general

3 Aplicación de pintura

4 Inspección, reparación, limpieza de soportes de aisladores

5 Inspección de aisladores

6 Limpieza y pulido de aisladores

7 Inspección, reparación, limpieza, pulido y lubricación de conexiones de hilo de guarda

2.2.8.2 Puesta a tierra

1 Limpieza, pulido, lubricación y apriete de conexiones eléctricas

2 Medición de puestas a tierra

3 Apriete y/o cambio de tornillería

4 Limpieza general

5 Limpieza, pulido, lubricación y apriete de platinas y terminales de conexión para puesta a tierra

3. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO COORDINADO PARA CAMPO DE 69 KV.

3.1 Consideraciones iniciales

En este punto es conveniente resaltar la importancia de los transformadores y auto-transformadores en relación a otros equipos de la sub-estación, por su complejidad y relevancia dentro del perfecto funcionamiento de las instalaciones. Dicha diferencia puede observarse en el capítulo anterior, al considerar la gran variedad de pruebas y tareas de mantenimiento que se pueden realizar en los equipos de transformación versus el resto del equipamiento. Aún interruptores de potencia de SF₆, pararrayos y seccionadores que complementan el equipo primario, no requieren la misma inversión de tiempo y recursos que transformadores y auto-transformadores, por lo cual el programa de mantenimiento hará especial énfasis en dicho equipo.

Por otro lado, tampoco se puede descartar de un programa de mantenimiento ningún equipo por sencillo que parezca, pues puede influir en el perfecto funcionamiento del campo de 69 KV, sobre todo en condiciones de falla.

Por último, es necesario considerar que por seguridad la programación de mantenimientos preventivos deberá hacerse durante la época seca, considerando que en invierno descargas electro-atmosféricas, vientos, etc. afectan el normal funcionamiento del sistema interconectado, lo cual se agravaría al tener equipos fuera por mantenimiento. De igual manera, en

invierno las condiciones ambientales regularmente no son propicias para la extracción de muestras y ejecución de pruebas. Adicionalmente a ello, el sacar bancos de transformación o cargas de línea implica complicaciones de maniobra, pues se hace necesario el traslado de carga a otras sub-estaciones.

3.2 Normas básicas de seguridad para la ejecución del mantenimiento

- 1 Todo el personal que participe en los trabajos de mantenimiento deberá utilizar su equipo de protección personal: Casco dieléctrico, lentes oscuros, guates, uniforme, zapatos dieléctricos, etc.
- 2 Deberá contarse con la cantidad necesaria de puestas a tierra antes de iniciar los trabajos.
- 3 Deberá revisarse todo vehículo, equipo o insumo a utilizar en el mantenimiento, antes de iniciar los trabajos.
- 4 Serán informados todos los involucrados en la operación del equipo.
- 5 Se instalarán candados, marcas, tarjetas y cualquier otro sistema de indicación de trabajos en ejecución.
- 6 Se elaborará permiso de trabajo seguro por cada equipo a trabajar involucrando a operarios, supervisores y encargados de la operación del equipo.
- 7 Se despejará el área donde se realizarán los trabajos.
- 8 Deberá indicarse al personal que participará en los trabajos cuales son las rutas de escape, puntos de reunión, responsables de seguridad, responsables de operación y delimitación del área a trabajar.
- 9 Deberá indicarse al personal que participará en los mantenimientos cuales son las normas de seguridad y procedimientos de operación seguros en la

ejecución de sus tareas; así como identificar los posibles riesgos de las mismas.

- 10 Cada supervisor de grupo deberá determinar diariamente la capacidad operativa de su personal, despachando a personal bajo efectos de alcohol, drogas, estupefacientes, etc. o que a su criterio no presenten las condiciones físicas mínimas necesarias para desempeñar eficientemente y de manera segura sus labores, a fin de no afectar su integridad física, la de sus compañeros de trabajo y de las instalaciones de Guatemala Sur.
- 11 Deberá contarse con personal capacitado en primeros auxilios en el área de trabajo.
- 12 Deberán contarse con teléfonos de emergencia a la mano e identificar el centro de asistencia médica más cercano para traslado de personal.
- 13 Es conveniente designar un monitor de seguridad para todo el tiempo en que duren los trabajos de mantenimiento, con conocimientos del tema.
- 14 Deberá verificarse la des-energización de equipos en el campo con detectores inductivos de tensión.
- 15 Deberán descargarse todos los equipos des-energizados antes de iniciar los trabajos de mantenimiento.
- 16 Al finalizar los trabajos de mantenimiento y antes de energizar los equipos deberán revisarse las instalaciones para verificar eliminación de puestas a tierra, ausencia de herramientas y equipos en el área de trabajo, para lo cual se pueden auxiliar con lista de revisión inicial.
- 17 Con el mismo objetivo del inciso anterior, deberá verificarse que todo el personal involucrado en los trabajos de mantenimiento ha abandonado el área a energizar, o se encuentra ubicado en lugares seguros, para lo cual los supervisores deberán contar con listados del personal que participó en los mismos.
- 18 Serán informados todos los involucrados en la operación del equipo de la energización de los mismos.

- 19 Se eliminarán candados, marcas, tarjetas y cualquier otro sistema de indicación utilizado.
- 20 Se entregarán permisos de trabajo seguro para su registro y archivo.
- 21 Deberá considerarse un plan de contingencia en caso de accidente.

3.3 Elaboración de procedimientos

3.3.1 Procedimiento para ejecución de mantenimiento a transformadores y auto-transformadores

- 1 Informar a sala de mando sobre el inicio de los trabajos.
- 2 Elaborar permiso de trabajo seguro por cada equipo a trabajar.
- 3 Despejar área donde se realizarán los trabajos
- 4 Abrir interruptor de alimentación a cargas por sistema de doble barra e interruptor de circuito alimentador en 230 o 138 KV.
- 5 Abrir seccionador de alimentación a cargas por sistema de doble barra y seccionador de circuito alimentador en 230 o 138 KV.
- 6 Verificar des-energización de equipos en el campo con detectores inductivos de tensión.
- 7 Descargar todos los equipos des-energizados.
- 8 Ubicar puestas a tierra antes de iniciar los trabajos, en la salida del circuito alimentador 230 o 138 KV, en la alimentación hacia el sistema de doble barra y de preferencia al pie del transformador.
- 9 Ubicar candados, marcas, tarjetas y cualquier otro sistema de indicación de trabajos en ejecución.

- 10 Ejecución el trabajo programado con el auxilio de formatos de apoyo (ver disco compacto en anexos)
- 11 Al finalizar los trabajos de mantenimiento se deberán eliminar todas las puestas a tierra
- 12 Revisar ausencia de herramientas y equipos en el área de trabajo
- 13 Revisar ausencia de todo el personal involucrado en los trabajos de mantenimiento
- 14 Informar a todos los involucrados en la operación del equipo de la energización de los mismos
- 15 Cerrar seccionador de alimentación a circuito alimentador en 230 o 138 KV y seccionador de circuito a cargas por sistema de doble barra.
- 16 Cerrar interruptor de alimentación a circuito alimentador en 230 o 138 KV e interruptor a cargas por sistema de doble barra.
- 17 Verificar energización de equipos en el campo con medidores en panel de control.
- 18 Eliminar candados, marcas, tarjetas y cualquier otro sistema de indicación utilizado.
- 19 Cargar a hojas electrónicas los resultados de mediciones, pruebas, ajustes, reparaciones, inspecciones, etc. realizadas durante el mantenimiento preventivo (ver disco compacto en anexos).
- 20 Completar y entregar permiso de trabajo seguro.

3.3.2 Procedimiento para ejecución de mantenimiento a líneas de carga.

Una línea de carga en la sub-estación Guatemala Sur está compuesta por interruptor de potencia, medición, seccionador de línea, seccionador de puesta

a tierra y pararrayos. El procedimiento respectivo será el descrito a continuación:

- 1 Informar a sala de mando sobre el inicio de los trabajos.
- 2 Elaborar permiso de trabajo seguro por cada equipo a trabajar.
- 3 Despejar área donde se realizarán los trabajos
- 4 Abrir interruptor de alimentación a carga por sistema de doble barra y coordinar apertura de interruptor remoto en línea a trabajar.
- 5 Abrir seccionador de alimentación a carga por sistema de doble barra, abrir seccionador de línea a trabajar y accionar el seccionador de puesta a tierra respectivo.
- 6 Verificar des-energización de equipos en el campo con detectores inductivos de tensión.
- 7 Descargar todos los equipos des-energizados.
- 8 Ubicar puesta a tierra en seccionador de alimentación a carga por sistema de doble barra, antes de iniciar los trabajos y de preferencia al pie de los diferentes equipos.
- 9 Ubicar candados, marcas, tarjetas y cualquier otro sistema de indicación de trabajos en ejecución.
- 10 Ejecución el trabajo programado con el auxilio de formatos de apoyo (ver disco compacto en anexos).
- 11 Al finalizar los trabajos de mantenimiento se deberán eliminar todas las puestas a tierra
- 12 Revisar ausencia de herramientas y equipos en el área de trabajo
- 13 Revisar ausencia de todo el personal involucrado en los trabajos de mantenimiento
- 14 Informar a todos los involucrados en la operación del equipo de la energización de los mismos.

- 15 Abrir el seccionador de puesta a tierra respectivo, cerrar el seccionador de línea y cerrar el seccionador de alimentación por el sistema de doble barra.
- 16 Cerrar interruptor de alimentación a carga por sistema de doble barra y coordinar cierre de interruptor remoto en línea trabajada.
- 17 Verificar energización de equipos en el campo con medidores en panel de control.
- 18 Eliminar candados, marcas, tarjetas y cualquier otro sistema de indicación utilizado.
- 19 Cargar a hojas electrónicas los resultados de mediciones, pruebas, ajustes, reparaciones, inspecciones, etc. realizadas durante el mantenimiento preventivo (ver disco compacto en anexos).
- 20 Completar y entregar permiso de trabajo seguro.

3.3.3 Procedimiento para ejecución de mantenimiento a líneas de banco de capacitores.

Una línea de banco de capacitores en la subestación Guatemala Sur está compuesta por interruptor de potencia, seccionador de puesta a tierra y pararrayos. El procedimiento respectivo será el descrito a continuación:

- 1 Informar a sala de mando sobre el inicio de los trabajos.
- 4 Elaborar permiso de trabajo seguro por cada equipo a trabajar.
- 5 Espejar área donde se realizarán los trabajos.
- 4 Abrir interruptor de alimentación a banco por sistema de doble barra.
- 5 Abrir seccionador de alimentación a carga por sistema de doble barra y accionar el seccionador de puesta a tierra respectivo.

- 6 Verificar des-energización de equipos en el campo con detectores inductivos de tensión.
- 7 Descargar todos los equipos des-energizados.
- 8 Ubicar puesta a tierra en seccionador de alimentación a carga por sistema de doble barra, antes de iniciar los trabajos y de preferencia al pie de los diferentes equipos.
- 9 Ubicar candados, marcas, tarjetas y cualquier otro sistema de indicación de trabajos en ejecución.
- 10 Ejecución el trabajo programado con el auxilio de formatos de apoyo (ver disco compacto en anexos).
- 11 Al finalizar los trabajos de mantenimiento se deberán eliminar todas las puestas a tierra
- 12 Revisar ausencia de herramientas y equipos en el área de trabajo
- 13 Revisar ausencia de todo el personal involucrado en los trabajos de mantenimiento
- 14 Informar a todos los involucrados en la operación del equipo de la energización de los mismos.
- 15 Abrir el seccionador de puesta a tierra respectivo y cerrar el seccionador de alimentación por el sistema de doble barra.
- 16 Cerrar interruptor de alimentación a carga por sistema de doble barra.
- 17 Verificar energización de equipos en el campo con medidores en panel de control.
- 18 Eliminar candados, marcas, tarjetas y cualquier otro sistema de indicación utilizado.
- 19 Cargar a hojas electrónicas los resultados de mediciones, pruebas, ajustes, reparaciones, inspecciones, etc. realizadas durante el mantenimiento preventivo (ver disco compacto en anexos).
- 20 Completar y entregar permiso de trabajo seguro.

3.4 Elaboración de lista de revisión inicial

Los supervisores de mantenimiento elaborarán conjuntamente con los operarios los listados de revisión inicial de herramienta con el propósito de verificar al final de los trabajos la recuperación de la misma, antes de retirarse del área a fin de evitar la presencia de herramientas en partes vivas al momento de energizar los equipos. Un ejemplo de dichos listados se presenta en el disco compacto de anexos.

3.5 Elaboración de formatos de apoyo para ejecución de mantenimientos

El presente informe incluye formatos de apoyo electrónico en hojas de Excel en disco compacto en anexos, diseñados para el campo de 69 KV de la sub-estación Guatemala Sur y útil en cualquier otra sub-estación de transformación.

3.6 Elaboración de formatos de apoyo para entrega de reportes

La utilización de formatos de apoyo electrónicos en hojas de Excel permite fácilmente generar reportes de las actividades realizadas útiles para informar a todo nivel de las condiciones de los equipos, imprimir y archivar copias duras, etc. Los formatos de apoyo para la entrega de reportes se presentan en disco compacto en anexos.

3.7 Programación de los trabajos de mantenimiento preventivo

En una sub-estación tan importante como Guatemala Sur, donde convergen líneas de alimentación de la costa sur, que se ha caracterizado en los últimos tiempos por tener un fuerte desarrollo energético gracias a la instalación de nuevas plantas generadoras; y siendo Guatemala Sur la sub-estación de donde depende el suministro de energía para la ciudad capital de Guatemala (incluyendo el área industrial), es realmente importante la planificación y cumplimiento de un programa de mantenimiento preventivo en los seis meses de época seca primordialmente. Una propuesta de programación se presenta en disco compacto en anexos.

4. RELACIÓN COSTO-BENEFICIO DE INVERSIÓN EN MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE CAMPO DE 69 KV

4.1 Inversión anual por concepto de mantenimiento preventivo de campo de 69 KV.

Tomando como referencia los resultados de operación del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de diciembre 2006, según controles del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), e ignorando el costo de oportunidad, servicios o ventas dejadas de percibir por los clientes de dicha institución durante un supuesto corte de energía de dos horas por falta de mantenimiento preventivo (Impacto Económico en la Población), se establece que:

La transformación total máxima de energía del INDE transmitida por 06 de las líneas de carga comerciales de la subestación en el mes de diciembre del 2006 (las restantes 02 líneas de carga se ubican entre subestaciones del INDE), es de 53.960 MWH.

El precio SPOT mensual máximo en el mes de diciembre 2006, se presentó en la semana del 10 al 16 y ascendió a US\$ 194.49 x MWH, según registros del AMM.

El tipo de cambio máximo registrado el día 21 de diciembre en el sistema bancario nacional, atribuido al Banco SCI, según reporte del Banco de

Guatemala era de Q. 7.591 x US\$, por lo que el precio SPOT mensual máximo en el mes de diciembre 2,006 equivale a Q. 1,476.37 x MWH.

Por lo tanto, un supuesto corte de energía crítico (transformación máxima de energía comercial, precio SPOT mensual máximo y tipo de cambio máximo), asumiendo dos horas de paro en la subestación Guatemala Sur por falta de mantenimiento preventivo, representa para la institución aproximadamente Q. 159,329.85 (2 x 53.96 MWH x Q. 1,476.37/MWH) no percibidos.

Por supuesto éste no sería el único costo, pues como ya se menciona en dicha subestación se transforma energía para otras 02 líneas de carga no consideradas en este análisis por no ser comerciales.

Por otro lado, el costo anual por concepto de mantenimiento preventivo (apéndice, tabla1), asciende a Q.784, 593.00 que distribuidos en los doce meses del año representan una inversión de Q. 65,382.00.

Por lo tanto, esta información mensual justifica con creces la inversión en mantenimiento preventivo, para el cual se presenta un resumen de los costos estimados anuales, según programa propuesto:

4.2 Beneficios económicos obtenidos por la implementación de un programa de mantenimiento preventivo del campo de 69 KV.

4.2.1 Repercusiones en la distribución del gasto anual y ejecución del presupuesto correspondiente.

Al determinar que es conveniente realizar una inversión en mantenimiento preventivo de más de $\frac{3}{4}$ de millón de Quetzales como la resumida anteriormente, dicho gasto puede distribuirse en el presupuesto anual del INDE de tal manera que pueda mantenerse la estabilidad financiera de la institución. Conocer la variable permitirá a los peritos manejarla y distribuirla durante todo el año.

4.2.2 Disminución en el gasto por repuestos y reparaciones correctivas no programadas.

El aspecto técnico también es beneficiado con la implementación de un programa de mantenimiento preventivo, pues se ha comprobado que dicha inversión reduce los costos por reparaciones correctivas no programadas al permitir que inspecciones de rutina y/o tareas de mantenimiento preventivo generen la programación de reparaciones correctivas a bajo costo al contar con personal laborando en horario regular, repuestos cotizados con anterioridad, registros de insumos, etc.

En este aspecto también pueden considerarse los beneficios que recibe el aspecto seguridad tanto del personal como de las instalaciones al poder contar con el tiempo necesario para evaluar los posibles riesgos que represente una reparación correctiva derivada del mantenimiento preventivo. Dicho beneficio también puede verse reflejado en el costo por equipo e insumos de seguridad.

4.2.3 Reducción de cortes de suministro por fallas y tiempos muertos.

Lógicamente el principal objetivo de un programa de mantenimiento preventivo será reducir al mínimo los cortes de suministro por fallas que pudieron ser detectadas con anterioridad. Por otro lado, ya se demostró anteriormente que los tiempos muertos por cese de actividades debido a la reparación de equipos representa para el INDE una considerable reducción de ingresos y la consiguiente disminución de utilidades.

4.3 Beneficios socioeconómicos y de imagen.

Como ya se mencionó en el inciso 4.1, el costo de oportunidad, servicios o ventas dejadas de percibir por los clientes del INDE durante un corte de energía (Impacto Económico en la Población), puede llegar a ser invaluable, pero si consideramos el costo social que puede generar un corte de energía, sobre todo en instituciones de servicio público como hospitales, asilos de ancianos, etc., en donde la vida de personas inocentes e impotentes puede ponerse en peligro; el costo generado por cortes de energía que pueden ser evitados con un programa de mantenimiento preventivo, no tiene precio.

CONCLUSIONES

1. La sub-estación Guatemala Sur presenta gran diversidad de equipo primario y secundario, sin embargo, considerando la importancia del equipo de transformación en el aspecto operativo, técnico y financiero, deberá brindarse mayor énfasis al mantenimiento preventivo de auto-transformadores y transformadores de potencia, en donde las inspecciones periódicas y los análisis de aceite son primordiales para detectar la necesidad de tomar acciones correctivas inmediatas. De hecho, los fabricantes de los transformadores de Guatemala Sur sugieren análisis de aceite por lo menos cada seis meses.
2. En cuanto al resto del equipo del campo de 69 KV, conviene hacer énfasis en los interruptores de SF6, que aunque requieren un mantenimiento mucho menor que el equipo de transformación, deberán considerarse las pruebas propuestas, sobre todo las que requieren la medición de humedad en el gas, la resistencia en los contactos, prueba del ciclo de trabajo, verificación de la curva de disparo del equipo; así como la revisión de apertura por protección (simulada).
3. Considerando que la elaboración y utilización de los procedimientos propuestos, listas de revisión, formatos de apoyo y normas básicas de seguridad presentados, es un proceso dinámico que requerirá de la experiencia y dependerá de las diferentes circunstancias que se presenten en el ciclo de vida útil de las instalaciones, se confirma la necesidad que dichos formatos se presenten de manera electrónica para facilitar su transformación, por lo cual la información presentada en el presente informe no debe tomarse como la última palabra de un

programa de mantenimiento preventivo coordinado de Guatemala Sur, sino como la primera.

4. Se adquieren grandes ventajas con la implementación de un programa de mantenimiento preventivo, cualquiera que este sea, sobre todo al considerar que se trabaja con vidas humanas invaluablees y equipo de potencia de difícil sustitución

RECOMENDACIONES

1. A pesar de las complicaciones que implica sacar un equipo de línea, se deberán realizar las pruebas dieléctricas y eléctricas propuestas para el equipo de transformación, correspondientes al mantenimiento preventivo de auto-transformadores y transformadores de potencia, a fin de mantener la confiabilidad del equipo.
2. Auxiliarse con los procedimientos propuestos, listas de revisión, formatos de apoyo y normas básicas de seguridad presentados, considerando que las tensiones bajo las cuales se trabaja, pueden causar fatalidades en el personal y/o destrucción parcial o total del equipo, que dicho sea de paso, es de difícil sustitución en el mercado nacional y alto costo.
3. Ejecutar un programa de mantenimiento preventivo bien administrado y eficientemente ejecutado, a fin de beneficiar económicamente en muchos aspectos a la institución al mantener la estabilidad financiera, reducir los costos por reparaciones correctivas no programadas, minimizar la posibilidad de accidentes del personal y los costos que esto implica, reducir los costos por daños a las instalaciones y el riesgo de dañar la imagen pública de la institución.

BIBLIOGRAFÍA

1. Chacón, Fernando. Diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas. 1985, 2do. volumen.
2. IEEE. Guía para pruebas de diagnóstico en campo para equipos de potencia. IEEE St. 62-1,995, 64 p.
3. Informe estadístico 2005, Administrador del mercado de mayoristas, 2005, 20 p.
4. Murillo Rocha, Gerardo. Mantenimiento de subestaciones eléctricas. 2005, 6 p.
5. Enríquez Harper, Gilberto. Manual de instalaciones eléctricas residenciales e industriales. México, D.F.: Limusa, 1989, 463 p.
6. Fernández, Pedro. Medida de humedad en mantenimiento de subestaciones eléctricas. 2005, 7 p.
7. Manual equipo ALSTOM 2003

ANEXOS

Figura 1 auto-transformador monofásico de 25 MVA, 138/69 KV de banco No. 1

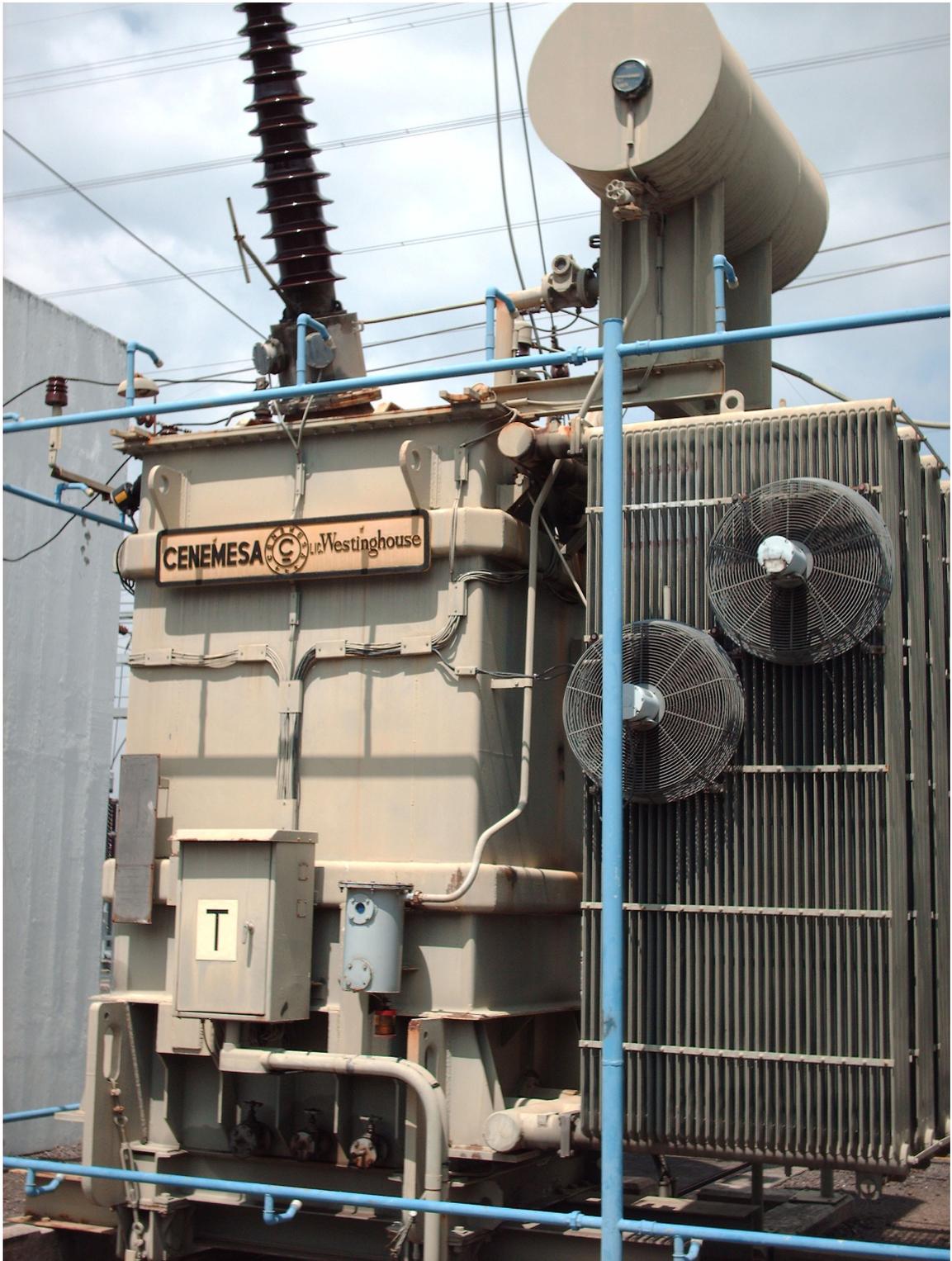


Figura 2 transformador monofásico de 37.5 MVA, 230/69 KV de banco No. 3



Figura 3 transformador trifásico 70/100 MVA, 230/69 KV



Figura 4 interruptor de potencia de SF6 de línea de carga



Figura 5 transformadores combinados de medición, CT'S y PT'S de línea de carga



Figura 6 seccionador y puesta a tierra de línea de carga



Figura 7 pararrayos de línea de carga



Figura 8 banco No. 1 de capacitores de 10.8 KVAR



Figura 9 interruptor de potencia de SF6 de banco No. 1 de capacitores



Figura 10 puesta a tierra y pararrayos de banco No.1 de capacitores



Figura 11 transformadores trifásicos de 400 KVA, 13,200/230 VAC para servicios auxiliares



Figura 12 generador de emergencia de 312.5 KVA, 230 VAC



Figura 13 panel de control campos de 230, 138 y 69 KV

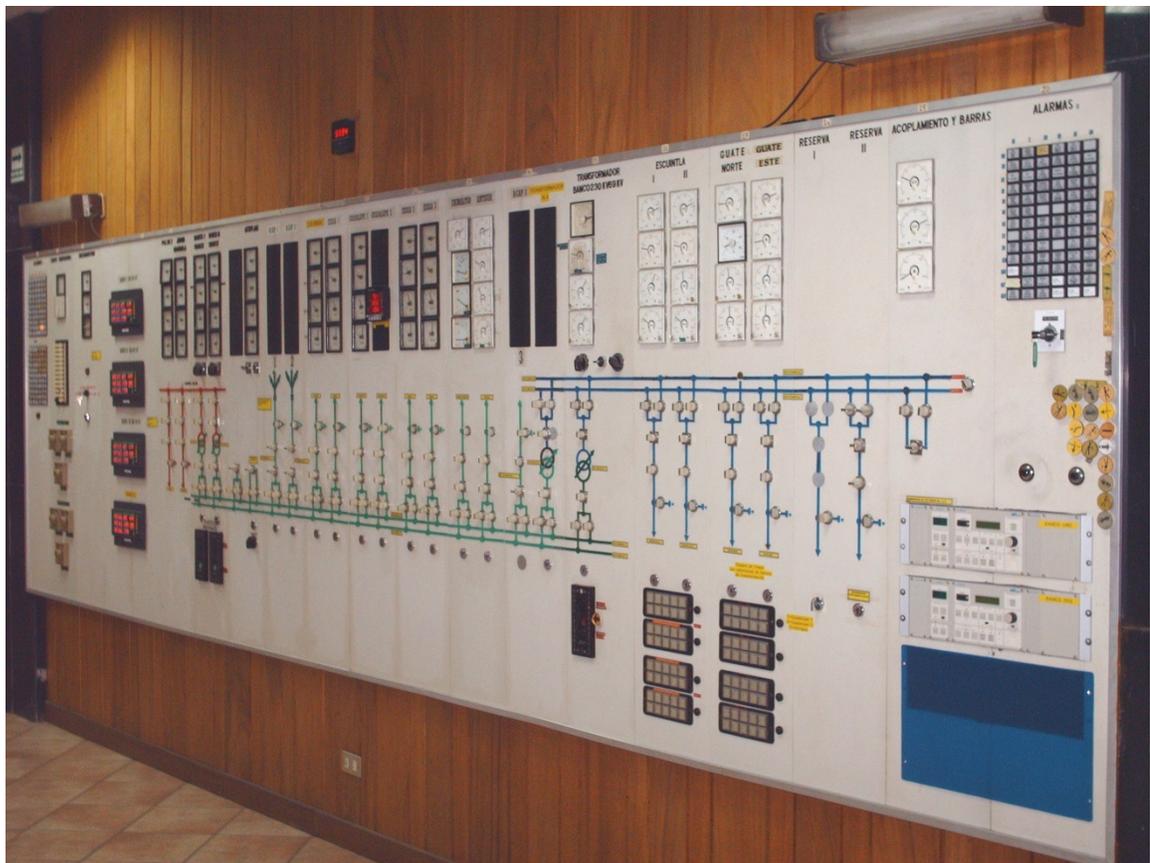


Figura 14 estructura metálica del campo de 69 KV



Figura 15 platina de puesta a tierra de estructura metálica



Figura 16 método voltímetro – amperímetro

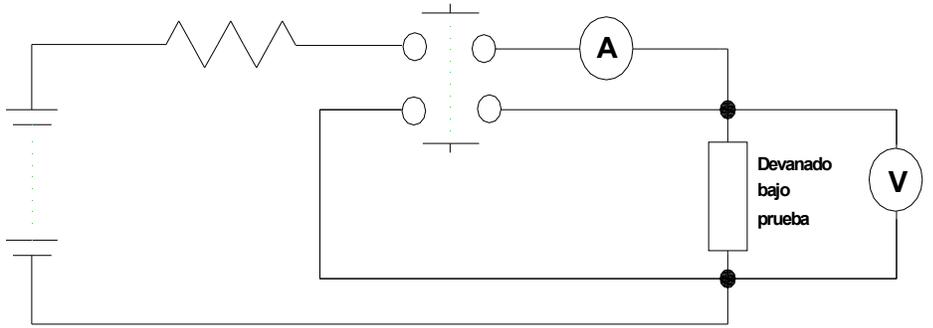


Figura 17 método inductivo para determinar polaridad

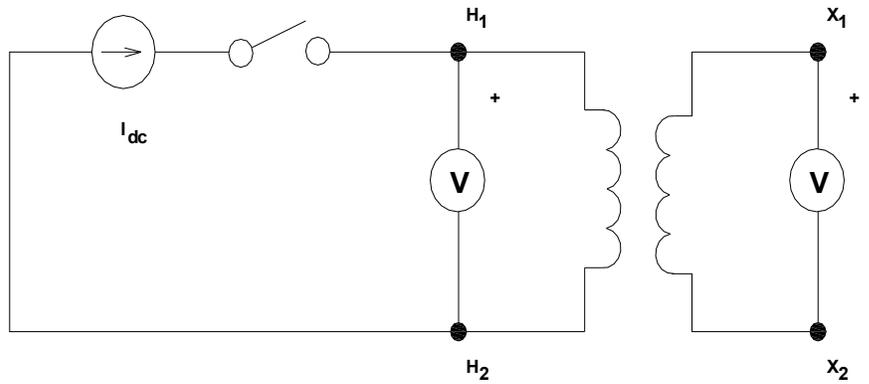


Figura 18 diagrama vectorial para prueba de factor de potencia

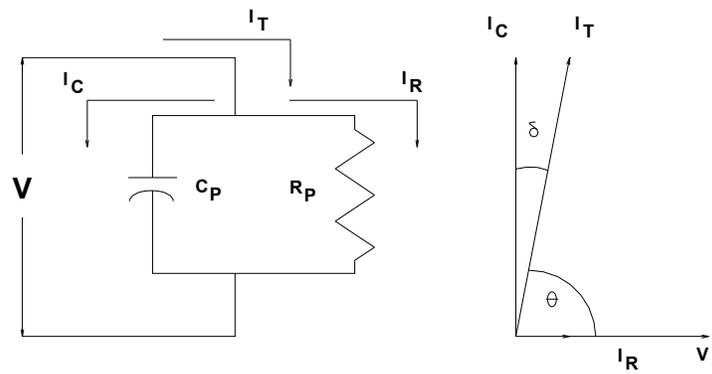


Figura 19 medición de CB únicamente

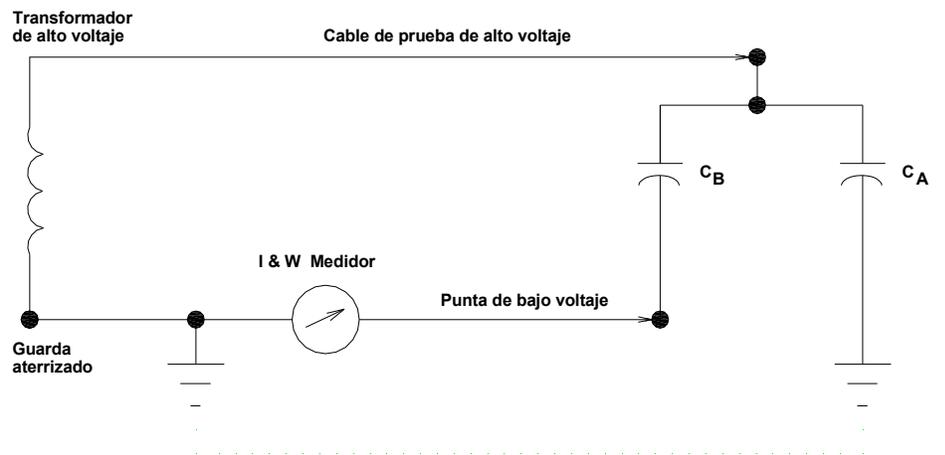


Figura 20 medición de CA y CB

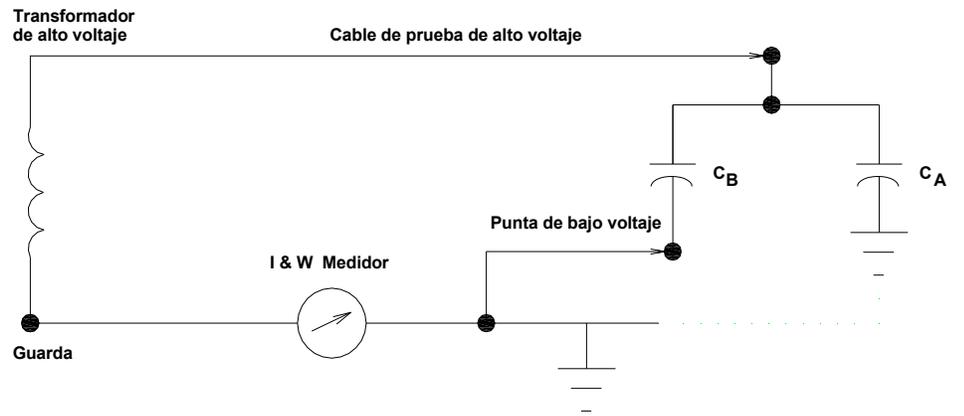


Figura 21 medición de CA únicamente

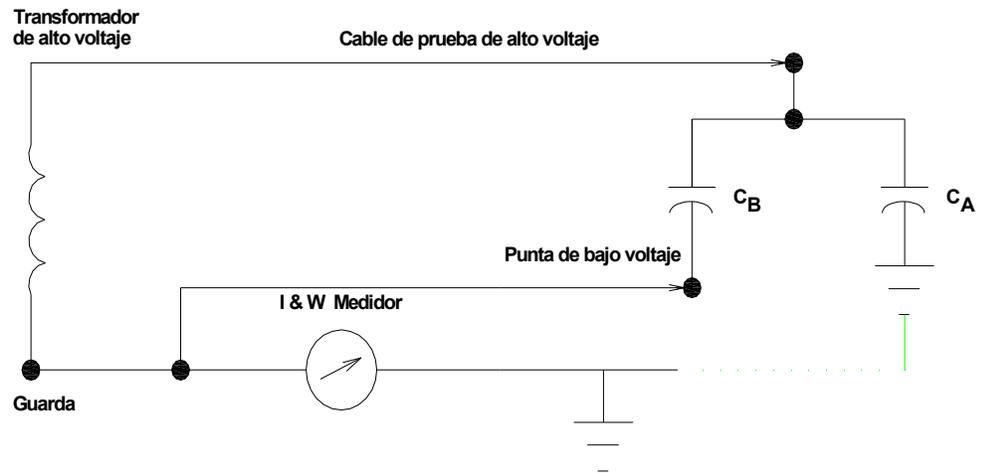


Figura 22 conexión para medición de transformador de dos devanados

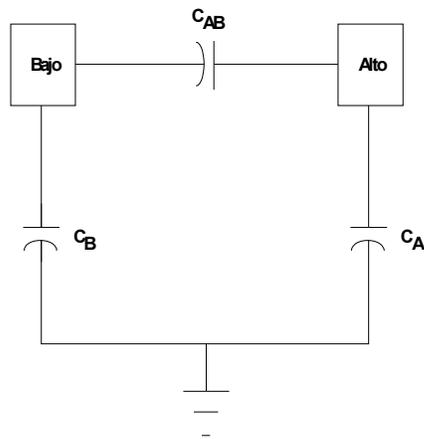
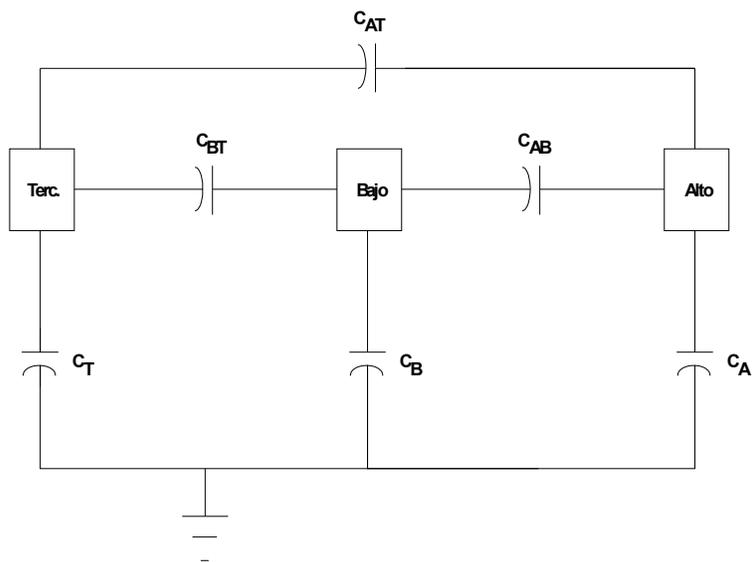


Figura 23 conexión para medición de transformador de tres devanados



Numero de partículas en 10 ml de aceite	Condición relativa
Menor que 1,500	Normal
1,500-5,000	Marginal
Mayor que 5,000	Contaminado

Tabla I niveles de contaminación aproximados para diferentes rangos de partículas presentes en muestras de aceite dieléctrico

Tipo de aceite	Voltaje	%PF a 25	%PF a 100
Aceite nuevo		0.05	0.3
Aceite en equipo	<69	0.15	1.5
	69-230	0.1	1
Aceite llenado		0.1	-
Aceite bueno	<69	0.5	
	+69 – 288	0.5	
	>345	0.5	
Aceite medio	<69	0.5	
	+69 – 288	0.5	
	>345	0.3	
Aceite malo	<69	1	
	+69 – 288	0.7	
	>345	0.3	

Tabla II niveles máximos recomendados para porcentajes de factor de potencia a 25 y 100 grados centígrados en aceite dieléctrico

Tipo de aceite	Voltaje	Tensión inter-facial
Aceite nuevo		40
Aceite en equipo	<69	35
	69-230	35
Aceite llenado		35
Aceite bueno	<69	24
	+69 – 288	26
	>345	30
Aceite medio	<69	24
	+69 – 288	24
	>345	24
Aceite malo	<69	16
	+69 – 288	16
	>345	16

Tabla III niveles mínimos de tensión inter-facial para diferentes categorías de aceite dieléctrico

Tipo de aceite	Voltaje	Número neutralización
Aceite nuevo recibido de la refinería		0.03
Aceite bueno	<69	0.2
	+69 – 288	0.2
	>345	0.1
Aceite medio	<69	0.2
Aceite malo	<69	0.5

Tabla IV números de neutralización recomendados para diferentes categorías de aceite dieléctrico

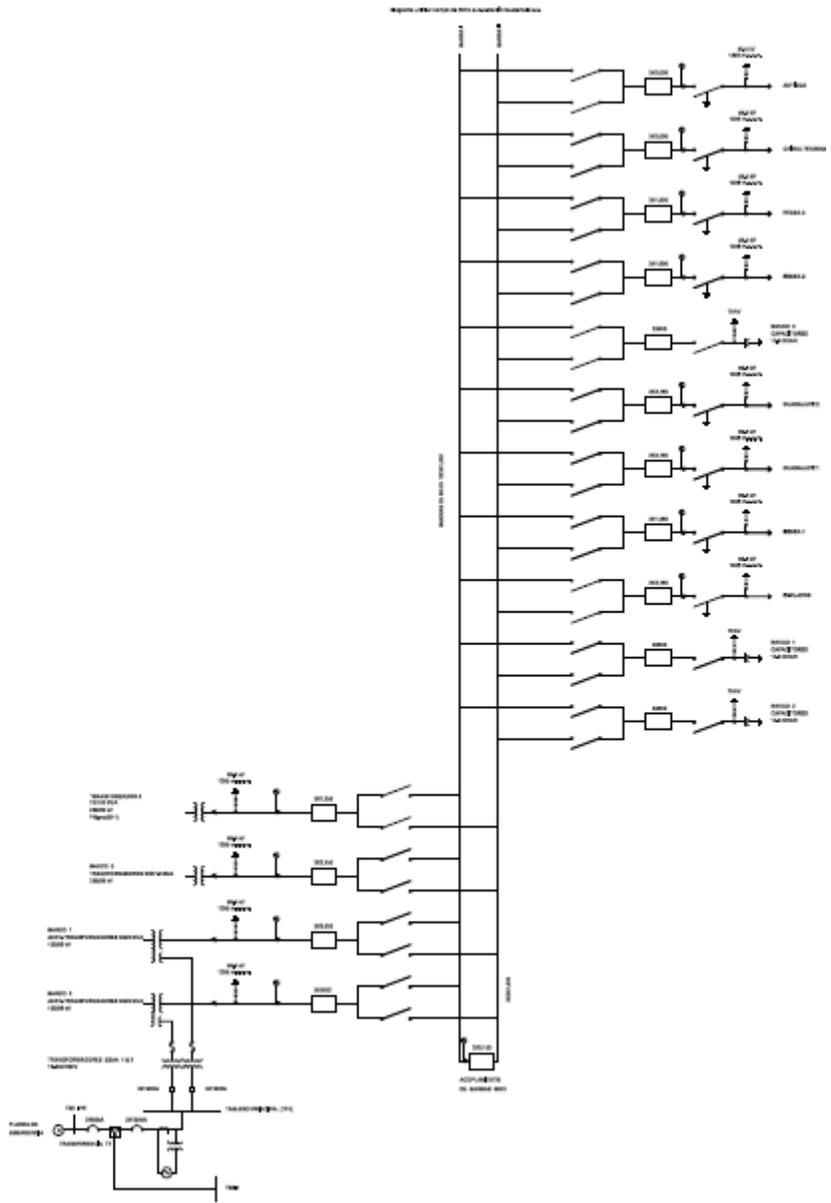
Número color	ASTM color	Condición aceite
+0.0 – 0.5	Claro	Aceite nuevo
+0.5 – 1.0	Amarillo pálido	Buen aceite
+1.0 – 2.5	Amarillo	Aceite en uso
+2.5 – 4.0	Amarillo brillante	Aceite marginal
+4.0 – 5.5	Ambar	Aceite malo
+5.5 – 7.0	Café	Condición severa
+7.0 – 8.5	Café oscuro	Condición extrema

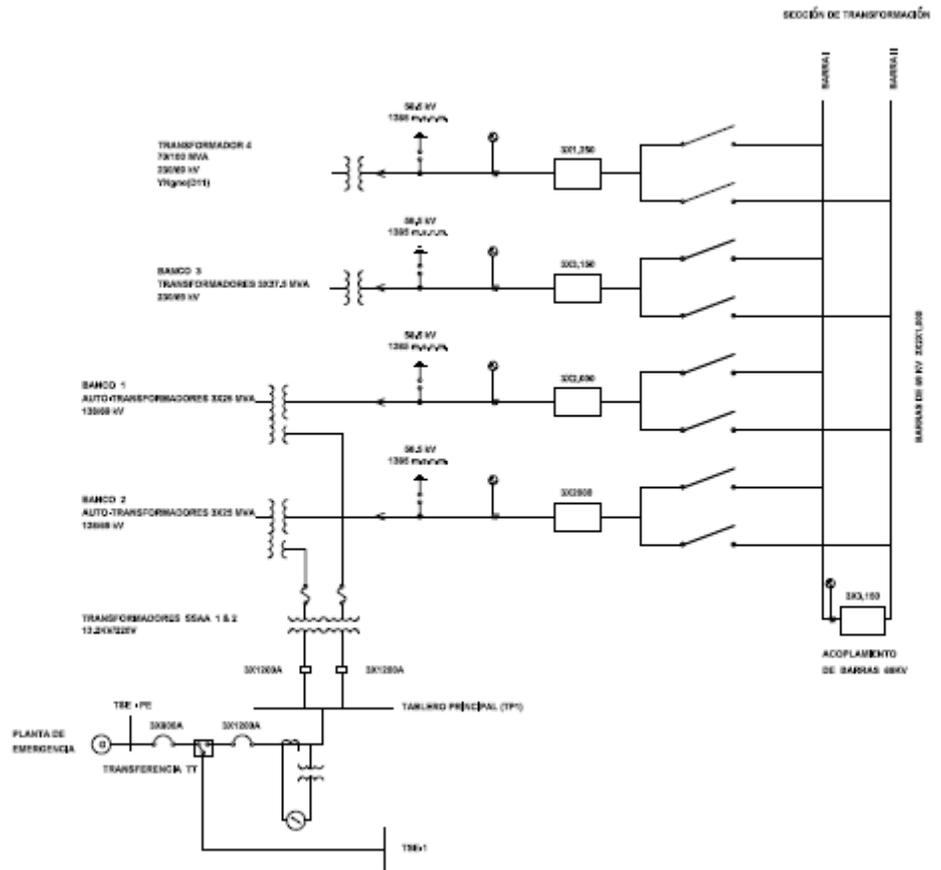
Tabla V condiciones cualitativas para diversas categorías de aceite dieléctrico con base en su color

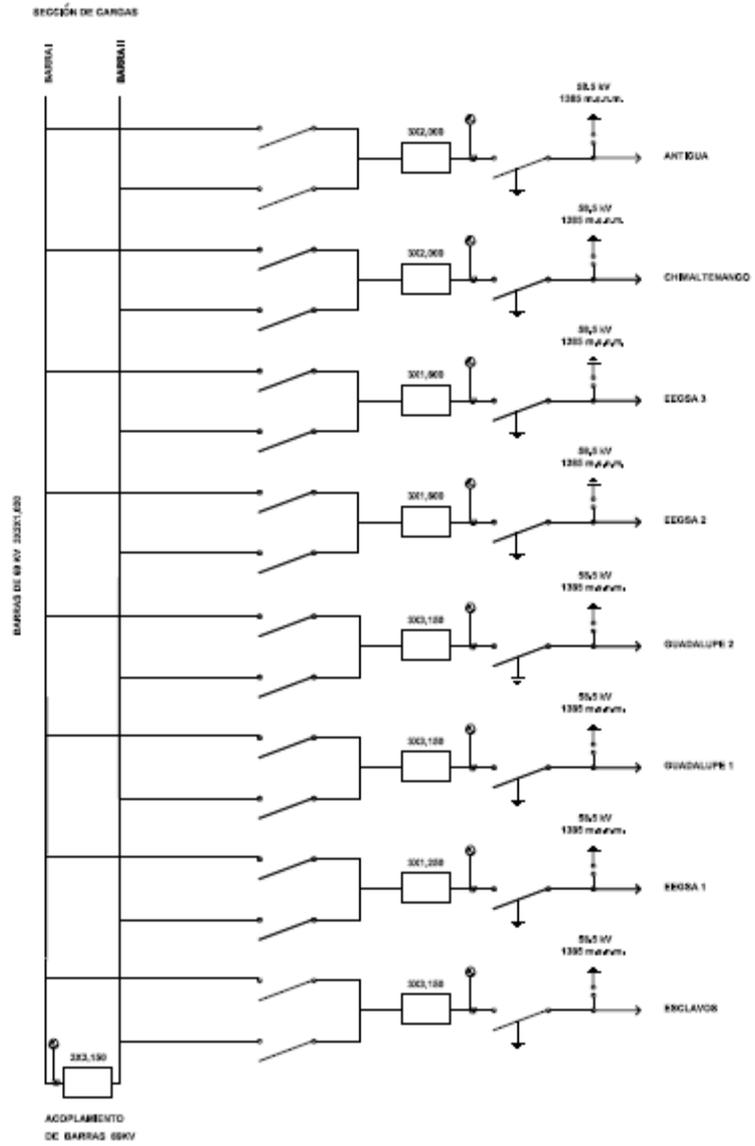
Tipo equipo	Resistencia	Condición aislamiento
Nuevo	>1000 Megaoms	
En uso	>100 Megaoms	Normal
	+10 -100 Homs	Indica deteriorado
	<10 Homs	Necesita investigación

Tabla VI valores típicos de aislamiento para el alma de transformadores de potencia

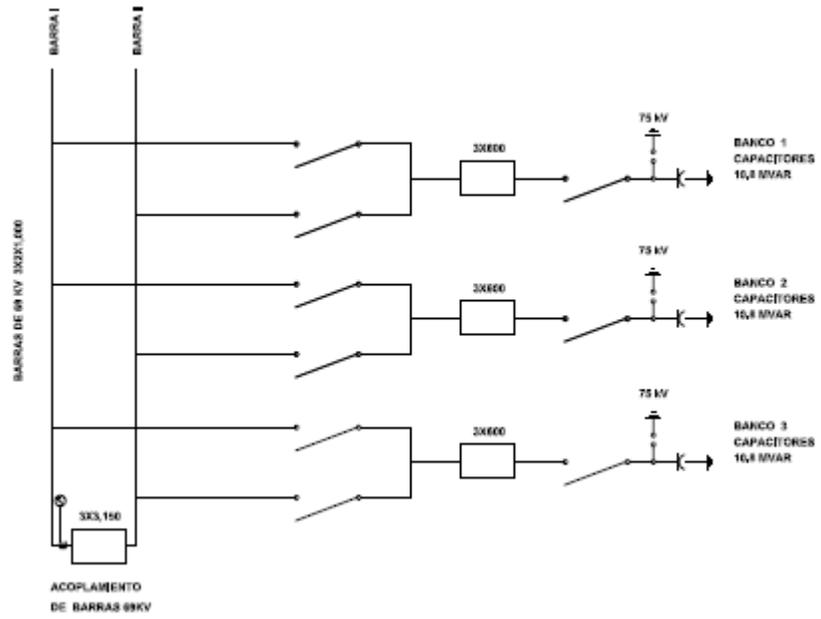
APÉNDICE







SECCIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES



**COSTO ANUAL RESUMIDO
MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

	CANTIDAD	VALOR (Q.)	TOTAL (Q.)	SUBTOTAL (Q.)	PORCENTAJE DEL TOTAL %
TRANSFORMADORES:					
PRUEBAS AL ACEITE DIELECTRICO	12	4000	48000		
MEDICIONES ELÉCTRICAS	12	15000	180000		
MANTENIMIENTO GENERAL	12	6666	79992		
TERMOGRAFIAS DE RUTINA	4	10000	40000		
INTERCAMBIADOR DE TAPS	12	7656.115	91873.4		
ALMA	12	1392.78	16713.4		
TANQUE Y DISPOSITIVOS ASOCIADOS	12	5986.115	71833.4	528412	67.3486
LÍNEA DE CARGA:					
INTERRUPTOR	8	10863.35	86906.8		
MEDICIÓN	8	2646.115	21168.9		
SECCIONADORES	8	2787.23	22297.8		
PARARRAYOS, AISLADORES Y OTROS	8	1310.115	10480.9	140854	17.9526
BANCO DE CAPACITORES:					
INTERRUPTOR	3	10863.35	32590.1		
CAPACITORES	3	3761.675	11285		
SECCIONADORES	3	2787.23	8361.69		
PARARRAYOS, AISLADORES Y OTROS	3	1310.115	3930.35	56167.1	7.15876
SERVICIOS AUXILIARES:					
BANCOS DE BATERÍAS Y UPS	1	1700.394	1700.39		
TABLEROS TRANSFERENCIA/MANIOBRAS Y PRINCIPAL	1	11978.91	11978.9		
GENERADOR DE EMERGENCIA Y TRANSFERENCIA	1	4288.226	4288.23		
TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN EDIFICIOS	1	2313.952	2313.95	20281.5	2.58497
ESTRUCTURA Y TIERRAS FÍSICAS:					
ESTRUCTURA	1	21334.25	21334.3		
PUESTAS A TIERRA	1	17543.35	17543.4	38877.6	4.95513
TOTAL MANTENIMIENTO PREVENTIVO				Q. 784,593	

Tabla VII costo anual resumido por concepto de mantenimiento preventivo

