



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

**DISEÑO DE LA INSTALACIÓN DE ALTA Y BAJA TENSIÓN PARA LA
CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN RESERVA Y
ACOPLAMIENTO A LOS CAMPOS DE LÍNEA DE LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA DE CHIXOY**

Pedro Pablo Abigail Estrada Sierra

Asesorado por el Ing. Estuardo Molina

Guatemala, noviembre de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE LA INSTALACIÓN DE ALTA Y BAJA TENSIÓN PARA LA
CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN RESERVA Y
ACOPLAMIENTO A LOS CAMPOS DE LÍNEA DE LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA DE CHIXOY**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR**

**PEDRO PABLO ABIGAIL ESTRADA SIERRA
ASESORADO POR EL ING. ESTUARDO MOLINA**

**AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2008

**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 Spínola 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/A	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR/A	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR/A	Ing. Armando Gálvez
EXAMINADOR/A	Ing. Natanael Requena
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

Quixal, 30 de Abril del 2007

Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
SUPERVISOR DE EPS
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería- USAC-
Presente

Estimado Ingeniero Estrada:

Me dirijo a Usted, para informarle que la fecha de hoy concluí la revisión del informe del estudiante universitario **PEDRO PABLO ABIGAIL ESTRADA SIERRA**, con carné **2001-12428**, realizado en esta central manifestándole mi aprobación y resultados exitosos en la realización de su Ejercicio Profesional Supervisado (EPS) titulado: **“DISEÑO DE LA INSTALACIÓN DE ALTA Y BAJA TENSIÓN PARA LA CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN RESERVA Y ACOPLAMIENTO A LOS CAMPOS DE LINEA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CHIXOY”**

Sin otro particular me suscribo.

Atentamente

E. m. s.
Ing. Luís Estuardo Molina
Ingeniero Electricista. Colegiado 2883
Ingeniero Supervisor
Planta Hidroeléctrica Chixoy





Guatemala, 19 de noviembre de 2007
Ref. EPS. C. 719.11.07

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, **PEDRO PABLO ABIGAIL ESTRADA SIERRA**, procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, titulado **“DISEÑO DE LA INSTALACIÓN DE ALTA Y BAJA TENSIÓN PARA LA CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN RESERVA Y ACOPLAMIENTO A LOS CAMPOS DE LÍNEA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CHIXOY”**.

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.

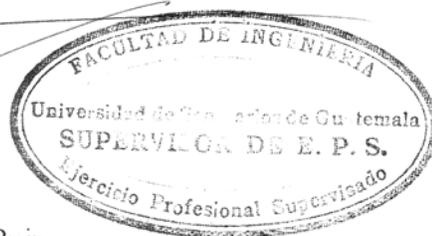
Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Se y Enseñad a Todos”

Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Supervisor de EPS

Área de Ingeniería Mecánica – Eléctrica



KIER/jm



Guatemala, 19 de noviembre de 2007
Ref. EPS. C. 719.11.07

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 LA INSTALACIÓN DE ALTA Y BAJA TENSION PARA LA CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN RESERVA Y ACOPLAMIENTO A LOS CAMPOS DE LÍNEA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CHIXOY”**.

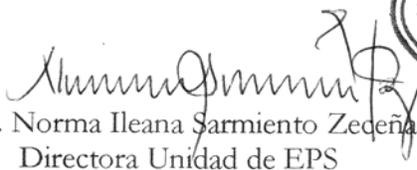
Este trabajo lo desarrolló el estudiante universitario, **PEDRO PABLO ABIGAIL ESTRADA SIERRA**, quien fue asesorado por el Ing. Estuardo Molina y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

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,

“Id y Enseñad a Todos”


Inga. Norma Ileana Sarmiento Zedeña
Directora Unidad de EPS



NISZ/jm



Guatemala, 10 de NOVIEMBRE 2002.

FACULTAD DE INGENIERIA

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 LA INSTALACION DE ALTA Y BAJA TENSION
PARA LA CONEXION DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA
EN RESERVA Y ACOPLAMIENTO A LOS CAMPOS DE LINEA
DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE CHIXOY, del
estudiante: Pedro Pablo Abigail Estrada Sierra, 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 Redoya Barrios
Coordinador Área de Potencia

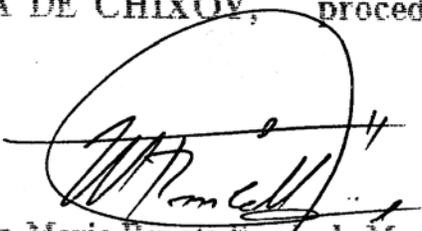


JGBB/sro



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Pedro Pablo Abigail Estrada Sierra, titulado: DISEÑO DE LA INSTALACIÓN DE ALTA Y BAJA TENSION PARA LA CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN RESERVA Y ACOPLAMIENTO A LOS CAMPOS DE LÍNEA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CHIXOY, procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 13 DE NOVIEMBRE 2008.

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 LA INSTALACIÓN DE ALTA Y BAJA TENSIÓN PARA LA
CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN RESERVA Y
ACOPLAMIENTO A LOS CAMPOS DE LÍNEA DE LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA DE CHIXOY,**

**tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería
Mecánica Eléctrica, en abril de 2008.**



PEDRO PABLO ABIGAIL ESTRADA SIERRA

AGRADECIMIENTO

Al personal de la planta Hidroeléctrica de Chixoy, especialmente a los ingenieros Luís Grajeda, Huber Rodríguez, Jackson Berganza, Marvin Argueta, los señores Félix Cordero, Cesar de la Cruz, Benedicto Juárez, Moisés Portillo, Vicente Asencio , Carlos Higinio, Ervin de la Cruz, Carlos Oribe, Salvador Camaja, Álvaro de la Cruz, Juan José Mérida y Alejandro Martínez, que con sus conocimientos, tiempo de atención o sus consejos, colaboraron e hicieron posible el desarrollo de este trabajo de graduación.

Muy especialmente al señor Mario Ramírez, por esa invaluable confianza, e incondicional ayuda que son las que me permitieron llegar hasta el fin.

Al ingeniero José Guillermo Bedoya Barrios, por la confianza en mí para poder llevar a cabo la elaboración del presente documento.

ACTO QUE DEDICO A:

- DIOS:** Por tenerme aquí, luchando por mis ideales y siempre guiar mis pasos, darme la sabiduría que me ha llevado hasta donde me encuentro.
- MIS PADRES:** Abigail Estrada y Dora Elena Sierra, por confiar en mí y dejar muchas cosas en el afán de que yo pudiera alcanzar este logro, nuestro logro.
- MIS HERMANOS:** Nancy, Luís, Paola, Alejandra, por estar allí cuando los he necesitado, Antonio y Reina a los que también considero hermanos, y a los que les agradezco todo su apoyo y cariño.
- MIS SOBRINOS:** Beberly Alejandra, Sol Maria, Diego Antonio, Luís Pedro y Héctor Luís, para que luchen incansablemente por sus sueños, mil gracias por su cariño.
- MIS TÍOS Y PRIMAS:** Leonel Sierra, Isaías Osorio, Marisabel, Carolina, y Cecilia, por su tenacidad ante la vida, que admiro y trato de imitar, gracias por tenerme en sus oraciones y en su corazón.

A LA MEMORIA DE: Mamita Elena Sierra, tío Rene de la Cruz, Alfredo de la Cruz, abuelita Pedrina Osorio, que ocupan un lugar muy especial en mi corazón, pues sé que me iluminan, guían mis pasos y nunca me dejaron solo en mi caminar.

MIS AMIGOS: Otto Chavarria, Jackson Berganza, Carlos Alvarado, Pablo Peñate, Gerson Chamo, Selvyn Velásquez, Ángel Franco, Henry Saravia, William, por alentarme a seguir adelante.

A MI ASESOR: Ing. Estuardo Molina, gracias por su tiempo.

LA UNIVERSIDAD: San Carlos de Guatemala, por haberme permitido adquirir los conocimientos, y con la que estaré eternamente orgulloso y agradecido.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN	XIII
1. DATOS TÉCNICOS DEL TRANSFORMADOR	1
1.1 Información del transformador	1
1.1.1 Equipos auxiliares y accesorios del transformador	6
1.1.2 Equipos de protección del transformador	11
2. DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS	13
2.1 Factor de potencia de los aislamientos	16
2.2 Verificación de aislamiento en los bushings	19
2.3 Medición de corrientes de excitación	20
2.4 Pruebas al aceite dieléctrico	24
2.5 Pruebas a los pararrayos	41
3. HISTORIAL DEL TRANSFORMADOR	45
3.1 Antecedentes del transformador	45
3.1.1 Grupos de pruebas realizadas transformador	50
3.1.1.1 Prueba de la inspección de bushings del transformador	51
3.1.1.2 Pruebas factor de potencia y medición de capacitancia	54

3.1.1.3	Prueba de factor de potencia en los bushings	58
3.1.1.4	Prueba de collar caliente de bushings	60
3.1.1.5	Prueba de corrientes de excitación	62
3.1.1.6	Prueba de relación de transformación TTR	65
3.1.1.7	Prueba de factor de potencia para el aceite dieléctrico	67
3.2	Resumen de resultados de las pruebas	71
3.3	Análisis estadístico de pruebas en el transformador	72
3.3.1	Tendencias de comportamiento	72
3.3.2	Inspección física del estado del transformador	83
3.3.3	Conclusión del estado actual del transformador	84
4.	DISEÑO DEL DUCTO DE BARRA	89
4.1	Análisis del espacio físico	89
4.1.1	Cálculo del espacio real requerido	89
4.1.2	Cálculo de las alturas permisibles necesarias	91
4.2	Diseño de la Instalación	92
4.2.1	Niveles del ducto de barras	99
4.2.2	Acoplamiento de la barra con la unidad de transformación	101
4.3	Coordinación de aislamiento	103
4.3.1	Voltajes de diseño	106
4.3.2	Protección contra voltajes internos	106
4.3.3	Protección contra voltajes externos	115
4.3.4	Distancias en ducto	121
4.3.5	Pararrayos, explosores	123
4.3.6	Materiales de aislamiento	124

5. PROTECCIONES DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA	127
5.1 Protecciones del ducto de barra	127
5.2 Protecciones del transformador	134
5.3 Protecciones del campo de línea	140
6. MANDO, CONTROL Y ALARMAS	151
6.1 Acople de los diversos equipos a sala de mando	151
6.1.1 Control remoto-manual	153
6.1.2 Alarmas	155
6.1.3 Medición	157
6.1.4 Señalización	160
7. DIAGRAMACIÓN	165
7.1 Diagramas de protección implementada	165
7.2 Diagramas de subestación implementado	170
7.3 Diagramas de mando, control y alarma implementada	174
CONCLUSIONES	177
RECOMENDACIONES	179
BIBLIOGRAFÍA	181
ANEXO 1	182
ANEXO 2	183
ANEXO 3	189
ANEXO 4	195

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Conexiones internas del transformador de reserva	5
2.	Vista externa de los bushings del transformador	6
3.	Partes del equipo del transformador	10
4.	Puntos de conexión para prueba de factor de potencia	18
5.	Hoja de datos del software DTA, para la prueba de bushings	52
6.	Circuito Dieléctrico para un transformador de dos devanados	55
7.	Comportamiento del factor de potencia del aislamiento en devanados	56
8.	Comportamiento del factor de potencia del aislamiento en devanados	57
9.	Hoja de datos del software DTA, para factor de potencia	58
10.	Hoja de datos del software DTA, para collar caliente	61
11.	Hoja de datos del software DTA, para corriente de excitación	64
12.	Hoja de datos del software DTA, para relación de transformación	66
13.	Comportamiento del factor de potencia en aceites dieléctricos	68
14.	Hoja de datos del software DTA, para factor de potencia del aislamiento en aceites dieléctricos	69
15.	Tendencia de resultado aislamiento en devanados	73
16.	Tendencia de resultado capacitancia en devanados	74
17.	Tendencia de resultado aislamiento principal C1, en bushing de alta tensión	75
18.	Tendencia de resultado aislamiento principal C2, en bushing de alta tensión	76
19.	Tendencia de resultado aislamiento tap de prueba C2, en bushing de alta tensión	77

20. Tendencia de resultado de collar caliente a bushings de alta y baja tensión	78
21. Tendencia de resultado en corrientes de excitación	80
22. Tendencia de resultado en prueba de relación de transformación	81
23. Tendencia de resultado factor de potencia de aislamiento al aceite dieléctrico	82
24. Vista frontal del área de generadores situación actual	93
25. Vista frontal del área de generadores con instalación del ducto de transferencia	94
26. Vista perfil de la instalación del ducto al transformador de reserva	96
27. Vista planta de las instalaciones actuales	97
28. Vista planta del ducto de transferencia instalado	98
29. Vista de ducto de barras instalado	99
30. Detalle de angulares de sujeción	100
31. Vista del punto de conexión con el transformador de reserva	100
32. Vista de acoplamiento acotado sin implementación	101
33. Vista de acoplamiento acotado con el ducto de transferencia	102
34. Coeficientes de sobretensión	104
35. Posicionamiento de la coordinación de aislamiento	105
36. Dimensiones en ducto de transferencia	121
37. Dimensiones ducto de transferencia vista en planta	122
38. Dimensiones de la barra	122
39. Especificaciones del rele de protección de barra colectora	129
40. Principio de funcionamiento del rele de protección de barra colectora	129
41. Conexiones externas del rele de protección de barra colectora	130
42. Descripción de funcionamiento del rele direccional de falla de tierra	131
43. Descripción de transferencia en protecciones	155

TABLAS

I.	Datos del transformador de reserva	2
II.	Datos placa de bushings H1	3
III.	Datos placa de bushings H2	3
IV.	Datos placa de bushings H3	3
V.	Corrientes del transformador de reserva	4
VI.	Posiciones del cambiador de taps	4
VII.	Relación de transformación del transformador de potencia	5
VIII.	Equipo contra incendios del transformador	12
IX.	Valores sugeridos por la IEEE, para aceite y aspecto visual (IEEE C57.106-1991)	34
X.	Valores sugeridos por la IEEE, para rigidez dieléctrica (IEEE C57.106-1991)	35
XI.	Valores sugeridos por la IEEE, para número de neutralización (IEEE C57.106-1991)	35
XII.	Valores sugeridos por la IEEE, para tensión interfacial (IEEE C57.106-1991)	36
XIII.	Valores sugeridos por la IEEE, para factor de potencia (IEEE C57.106-1991)	36
XIV.	Voltajes para prueba de resistividad del aceite	38
XV.	Comparación de pruebas eléctricas y fisicoquímicas	45
XVI.	Comparación en prueba de calidad del aceite	46
XVII.	Comparación en prueba de gases disueltos	47
XVIII.	Valores límite para prueba de calidad del aceite	48
XIX.	Valores límite para prueba de gases disueltos	48
XX.	Comparación en prueba de compuestos furánicos	49
XXI.	Terminología para los compuestos furánicos	49

XXII.	Parámetros de inspección de bushings del transformador	53
XXIII.	Parámetros de gases combustibles del transformador	70
XXIV.	Comparación de datos de gases combustibles	70
XXV.	Porcentaje de vida del transformador	70
XXVI.	Resultados relevantes del transformador de reserva	72
XXVII.	Especificaciones del disyuntor	142
XXVIII.	Especificaciones de los seccionadores	142
XXIX.	Especificaciones de los pararrayos	143
XXX.	Especificaciones de los transformadores de corriente	143
XXXI.	Indicaciones que se cablearan	152
XXXII.	Tablero de alarmas	156
XXXIII.	Señalización de dispositivos normada	161
XXXIV.	Señalización de dispositivos más empleados en Chixoy	163

GLOSARIO

ASTM	Sociedad americana de pruebas en materiales.
Auxiliares	Equipo accesorio que se requiere para operar una central generadora (bombas, interruptores, ventiladores, pulverizadores)
Barras conductoras	Conductor eléctrico rígido, ubicado con la finalidad de servir como conector de dos o más circuitos eléctricos.
Blindaje	Capa conductiva en un cable que tiene la función de reducir la interferencia electromagnética.
Central Hidroeléctrica	Es aquella central donde se aprovecha la energía producida por la caída de agua para mover el eje de los generadores eléctricos.
Conductividad	Es la capacidad de un material para permitir el flujo de los electrones medido por la corriente por unidad de voltaje aplicado.
DOBLE	Marca de un equipo de medición de alta tensión, empleado para pruebas de aislamiento, factor de potencia.

Explosores	Dos electrodos en aire Por acción de estos elementos la onda de sobretensión se corta.
IEC	Comisión de electrotecnia internacional, organización internacional encargada de la normalización de productos eléctricos.
IEEE	Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos, principal asociación internacional de ingenieros.
Interruptor	Es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como en condiciones de corto circuito, lo cual es su función principal.
m.s.n.m	Metros sobre el nivel del mar.
Neopreno	Hule sintético utilizado como aislamiento eléctrico para alta tensión.
Tierra	Comprende a toda la conexión metálica directa, sin fusibles ni protección alguna, de sección suficiente entre determinados elementos o partes de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Transmisión	Comprende la interconexión, transformación y transporte de grandes bloques de electricidad, hacia los centros urbanos de distribución, a través de las redes eléctricas.
Reserva disponible	Capacidad excedente después de cubrir la demanda máxima considerando las unidades que realmente se encuentran disponibles, es decir, excluyendo las unidades que se encuentran en servicio por salidas forzadas o planeadas.
Silicagel	Es un desecante, lo que significa que adsorbe la humedad, mantiene seco y limita el crecimiento de hongos que pueden deteriorar el aceite en este caso.
Subestación	Conjunto de aparatos eléctricos, localizados en un mismo lugar y edificaciones necesarias para la conversión o transformación de energía eléctrica para el enlace entre dos o más circuitos.

RESUMEN

Es importante conocer los equipos eléctricos de potencia, su composición interna así como la manera en que funcionan, tal es el caso de los transformadores de potencia, los generadores síncronos y las protecciones eléctricas que se requieren para la interconexión a redes de transmisión de energía eléctrica, como tema principal de este informe los transformadores de potencia juegan un papel primordial y en el caso concreto del transformador de reserva, es suplir la necesidad de continuidad del servicio que el Sistema Nacional Interconectado (SIN) requiere a través de la pronta puesta en servicio.

Parte del estudio se basa en analizar el estado físico y químico del transformador, que permitan a su vez realizar un diseño para conectar este transformador, junto con un nuevo sistema de campo de línea que sustituya al momento de cualquier falla en uno de los cinco transformadores de potencia que se encuentran en servicio y así llenar las necesidades de confiabilidad del servicio que el sistema necesita.

Los elevados niveles de tensión (230 kv.) a los que se transporta la energía eléctrica de la central hidroeléctrica Chixoy requiere que los equipos, procedimientos de montaje así como los planteamientos de diseño se encuentren normados y es de esta forma en que se pone un gran énfasis en la implementación de los equipos de protección de alta tensión tanto en barras como de líneas de la Planta Hidroeléctrica Chixoy.

Parte del diseño presentado detalla tanto la simbología y nomenclatura de todos los equipos a implementar.

Luego de realizar las implementaciones propuestas se presenta un procedimiento en el que se detallan los pasos a seguir necesarios para poner en funcionamiento la barra de transferencia en 13.8 kv.

OBJETIVOS

General:

Realizar un análisis técnico y un diseño, mediante el cual se puedan cubrir las necesidades de continuidad de servicio, así como lograr elevar los niveles de aprovechamiento del equipo existente, con la aplicación de una transferencia en el lado de baja tensión en la planta Hidroeléctrica de Chixoy.

Específicos:

1. Salvaguardar la seguridad del personal, mediante procedimientos seguros.
2. Permitir mantener la continuidad de servicio.
3. Mejorar el control para la operación y mantenimiento de los transformadores de potencia.
4. Fundamentar la necesidad de tecnificar y automatizar en mayor escala todos los procesos existentes.
5. Tener la opción que permita tomarse el tiempo para atender los equipos.

INTRODUCCIÓN

Parte de las necesidades elementales de Guatemala, así como de cualquier país están basadas en la energía eléctrica, y la globalización misma nos ha llevado a ya no competir entre nosotros mismos, tal es el caso de la interconexión que en la actualidad desde México hasta Panamá, la cual nos lleva a otro nivel de exigencia del sistema nacional interconectado.

Razón por la cual los niveles continuidad de servicio y la eficiencia de cada una de las plantas hidroeléctricas en la actualidad debe ser elevado, como parte del planteamiento en este informe se pretende lograr lo anteriormente mencionado, mediante la utilización de los recursos propios ya instalados en la planta de Chixoy.

La Central Hidroeléctrica de Chixoy, es una planta generadora de energía eléctrica, hasta el momento la más grande, en cuanto a capacidad de generación y edad de existencia en el país, ya que entró a generar en 1985, debido a esto para mantener su competitividad ante necesidades energéticas en Guatemala y los adelantos tecnológicos de nuestra época y dado que los mercados son mas exigentes en cuanto a la continuidad del servicio, ya que en la actualidad si se presenta un percance en el transformador de unidad o en el campo de la subestación de esta, la máquina inmediatamente deja de generar, o es mas, no se pueden realizar mantenimientos periódicos en estos equipos, pues se pierde la generación de la máquina.

Parte de este trabajo pretende demostrar y concluir, mediante análisis de las diversas pruebas eléctricas, químicas y físicas que se han realizado al transformador de potencia de 40.6/54.1 MVA ONAF que este se encuentra en un estado óptimo de operación, debido a que lleva más de veintidós años desde que no ha sido energizado, ya que de nada nos serviría proponer una instalación para un equipo que no puede ser utilizado.

Por lo anteriormente planteado surge la necesidad de un diseño que permita mantener los niveles de generación con un alto nivel de confiabilidad de los equipos, el presente trabajo se tiene como principal fin la instalación de un arreglo de barras de transferencia en paralelo con las ya existentes del lado de baja tensión y las cuales entraran en funcionamiento en el momento en que uno de los campos de línea existentes o uno de los cinco transformadores instalados presenten alguna falla, previendo con estas adaptaciones reducir el tiempo de respuesta ante cualquier eventualidad a cuestión ya no de días sino de horas, para dicha instalación se requerirá de un espacio reducido dentro de la casa de maquinas, con cual se logre dar alimentación para el funcionamiento un transformador de potencial de voltaje de 13.8 KV / 230 KV, el que por el momento se encuentra deshabilitado y al cual nos referiremos como el transformador de reserva de la Hidroeléctrica de Chixoy.

La subestación 230 KV. En la planta de Chixoy es al aire libre, que consiste en un sistema de doble barra, con cinco campos de entrada, dos campos de línea y un campo de acoplamiento. Además, está provisto un campo de reserva, en el cual se realizará la instalación de nuestro sistema de transferencia y él contará con el equipo siguiente: un campo de entrada que contiene el equipo de 230 KV., un seccionador combinado de puesta a tierra y de línea, así como su respectivo juego de transformadores de corriente, el

disyuntor de potencia y dos seccionadores para poder conectar la unidad a cualquiera de las dos barras de 230 KV con que cuenta la subestación.

Debido a existen procedimientos para el acople de los diversos equipos con los ya existentes, así como maniobras precisas que se deben realizar para el buen funcionamiento entre los equipos ya instalados y los que se pretenden instalar en cuanto a los mandos eléctricos se refiere, también se presentan diagramas eléctricos e ilustrativos en los cuales se identifican las situaciones existentes así como las implementaciones propuestas para a la realización del presente proyecto como una solución a dicha necesidad, factible desde el punto de vista económico, como de la simplicidad de los planteamientos.

1. DATOS TÉCNICOS DEL TRANSFORMADOR DE RESERVA

Información del transformador de reserva

El transformador principal de reserva es un transformador que no ha sido utilizado, es decir no ha sido energizado desde que la hidroeléctrica Chixoy inicio operaciones, ya que hay cinco de estos mismos instalados en el patio de transformación, para las cinco unidades de generación que se encuentran operando en el área de casa de maquinas.

Este transformador como los otros, es trifásico, tipo banco único, conexión delta en el lado de la baja tensión y estrella en el lado de alta tensión y con capacidad de potencia de 40.6/54.1 MVA ONAF, es decir con funcionamiento de aire forzado.

El transformador de reserva tiene su núcleo, el cual está inmerso en aceite aislante dieléctrico, posee dos radiadores externos que son enfriados por aire forzado mediante de los 12 ventiladores colocados, seis para cada uno de los dos radiadores que posee, y los cuales están ubicados a ambos lados del transformador.

En la placa frontal transformador de potencia se describe los siguientes datos eléctricos, con los cuales se logrará obtener más información del equipo en función.

Tabla I. Datos del transformador de reserva

Fabricante	<i>Toshiba Corporation</i>
Año de fabricación	<i>1980</i>
Tipo de servicio	<i>Continuo</i>
Potencia	<i>40.6/54.1 MVA</i>
Numero de serie	<i>80900061</i>
Grupo de Conexión	<i>Ydn1</i>
Tipo de enfriamiento	<i>ONAN/ONAF</i>
Aislante	<i>Aceite mineral</i>
Numero de taps	<i>5</i>
ALTO VOLTAJE	
Numero de tap	<i>Voltaje Primario</i>
1	<i>245Kv</i>
2	<i>240Kv</i>
3	<i>235Kv</i>
4(tap actual)	<i>230Kv</i>
5	<i>225Kv</i>
BAJO VOLTAJE	
1	<i>13.8Kv</i>
Voltaje nominal	<i>230/13.8Kv</i>
Frecuencia	<i>60 Hz</i>
Numero de fases	<i>3</i>
BIL	<i>HV=900kV, LV=95kV, N=95kV</i>
Impedancia	<i>10.17%</i>
Volumen de aceite	<i>18,000 lts.</i>
Peso total	<i>72,200 Kg.</i>

Tabla II. Datos placa de bushings H1

FASE H1 (I)	
Fabricante	Toshiba Corporation
Tipo	UB-170
No. Serie	80930209
Amperios	400
Voltaje	245kV
BIL	900/395kV

Tabla III. Datos placa de bushings H2

FASE H2 (II)	
Fabricante	Toshiba Corporation
Tipo	UB-170
No. Serie	80930219
Amperios	400
Voltaje	245kV
BIL	900/395kV

Tabla IV. Datos placa de bushings H3

FASE H3 (III)	
Fabricante	Toshiba Corporation
Tipo	UB-170
No. Serie	80930207
Amperios	400
Voltaje	245kV
BIL	900/395kV

Otros datos importantes del transformador son las corrientes, tanto nominales como de sobre carga con los cuales puede llegar a operar.

Tabla V. Corrientes del transformador de reserva

Corrientes Nominales	Alta Tensión	101.9 Amperios
	Baja Tensión	1699 Amperios
Corrientes de Sobrecarga	Alta Tensión	169.8 Amperios
	Baja Tensión	2829 Amperios

La importante mencionar los taps del transformador, pues de la elección de ellos depende el nivel de tensión con que el transformador funcione, así como las conexiones internas que este requiera; este cambiador de tap del transformador no puede ser cambiado de posición, cuando el transformador este energizado, es decir con carga.

Tabla VI. Posiciones del cambiador de taps

Terminal	Tensión (V)	Corrientes (A)			Pos	Conexiones		
		Nominal		Sobrecarga				
		ONAN	ONAF	ONAF				
I II III	245Kv	95.7	127.5	159.4	1	3-4	9-10	15-16
	240Kv	97.7	130.1	162.7	2	2-4	8-10	14-16
	235Kv	99.7	132.9	166.1	3	2-5	8-11	14-17
	230Kv	101.9	135.8	169.8	4	1-5	7-11	13-17
	225Kv	104.2	138.8	173.5	5	1-6	7-12	13-18

Nota:

El cambiador de tap utilizado es el de posición numero cuatro, ya que es la única posición, según los estudios realizados, para que pueda entregar la potencia reactiva necesaria sin afectar tanto la operación del transformador como la del sistema eléctrico nacional.

Tabla VII. Relación de transformación del transformador de potencia

TC	Relación (A)	Clase de Precisión
A	100:5	C100
B	2800:1.7	Para indicador de Temperatura de Bobinado

A continuación se presentan los bobinados, posiciones del cambiador de tap y la conexión del transformador de corriente. Estas bobinas del transformador en terminales de lado de baja tensión se identifican i, ii, iii, y las terminales de los devanados de alta tensión se identifican por I, II, III.

Figura 1. Conexiones internas del transformador de reserva

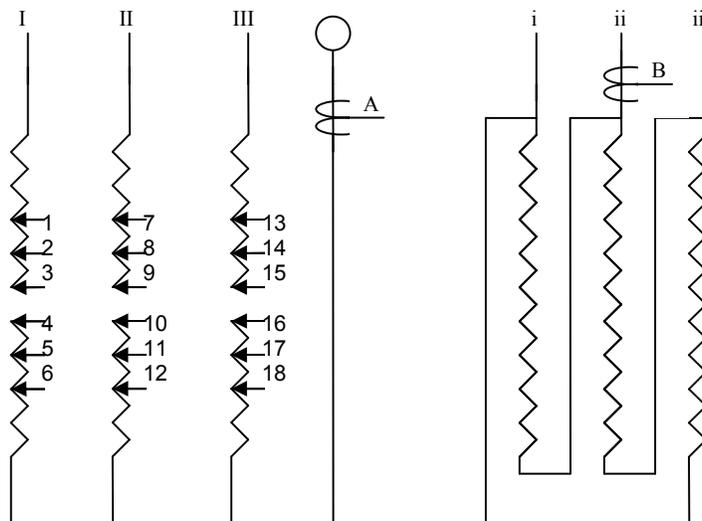
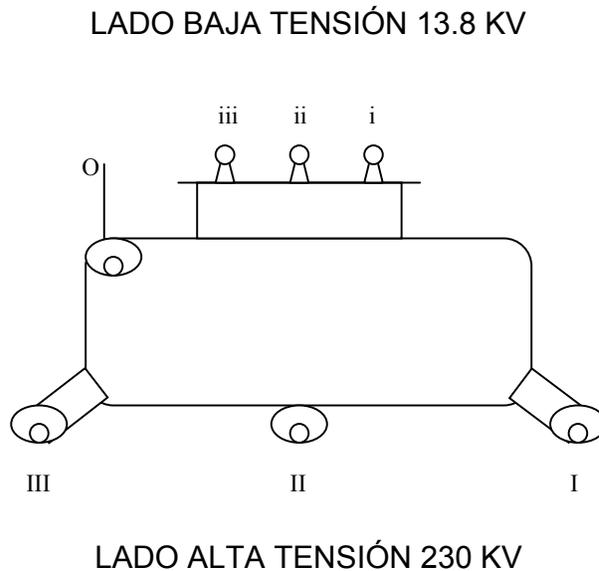


Figura 2. Vista externa de los bushings del transformador



1.1.1 Equipos auxiliares y accesorios del transformador de reserva

a) Indicador nivel del aceite

El indicador del nivel del aceite, se encuentra en la parte superior del transformador que muestra el aceite absorbido hacia la cuba. Es de tipo visual, y se encuentra instalado a un costado del mismo. Esta muestra como se comporta el aceite debido a los cambios de temperatura externa, es decir del ambiente con respecto a la carga que lleva en ese momento. No refleja si el transformador tiene aceite o no.

b) Indicador de temperatura del devanado

El indicador de temperatura es un indicador de temperatura, que refleje las mediciones de temperatura de las partes más calientes en el devanado del transformador.

Este medidor es como una imagen térmica, es decir refleja la temperatura de los devanados en una forma indirecta y no puntual como una sonda de temperatura.

c) Respiradero deshidratante

En aparatos eléctricos tales como transformadores y reactores los respiraderos actúan de acuerdo con los cambios de la temperatura.

El respiradero deshidratante montado en el medio del camino, parte posterior del transformador, es la manera en la cual la humedad pueda ser detectada fácilmente. Su indicación es visual y detectada por el silicagel colocado dentro del respiradero y encapsulado, presentando un color rosado pálido cuando es nuevo y de color azul cuando se necesita cambio, por tanto su indicación visual nos dará referencia para tomar acciones determinadas, según las características que presente

d) Tanque de Preservación del aceite

El sistema de preservación de aceite consiste en un tanque conservador elíptico montado sobre el tanque del transformador es de nylon reforzado, nitrato de caucho y una celda de aire en el conservador.

Esta celda de aire previene el aceite tenga un contacto directo con la atmósfera, esta se infla o se encoge con respecto a los cambios en el flujo de aceite hacia debido a los cambios en la temperatura y de el tanque de transformación.

e) Válvula de filtro de aceite

La válvula del filtro de aceite, provee de protección al aceite aislante, con el que se encuentra lleno el transformador, ya que ésta se expande o se contrae por la fluctuación de su operación debido a la carga que se le aplique al transformador y también con relación a la temperatura ambiente.

f) Indicador de temperatura del aceite

El relé indicador de la temperatura de aceite del tanque del transformador, es decir, el que detecta la temperatura del aceite que rodea los devanados es de tipo sonda.

Las mediciones de temperatura de la parte con más temperatura del transformador, al hablar de esto nos referimos a los devanados. El relé indicador está equipado con un indicador del máximo punto de temperatura, mediante el cual se le da un indicativo a los mecanismos de control los que son encargados de darle el respectivo enfriamiento al equipo y de esa manera evitar que se activen las alarmas en sala de control, con el indicador de temperatura alta en el aceite del transformador.

La temperatura a la cual se encuentra al transformador, es simplemente indicarle directamente por la observación en el termómetro que tiene en su parte exterior el transformador, el termómetro para que exista una reacción del

relé que activará la alarma debe de llegar al nivel de alarma, o sea al que se encuentra dado por su punto máximo en el visor antes mencionado, es importante tomar en cuenta que se pueden afectar las mediciones que nos indiquen valores inferiores, debido a los tiempos de respuesta de los indicadores, que pueden ser transmitidas a la sala de control debido a picos en los niveles de temperatura.

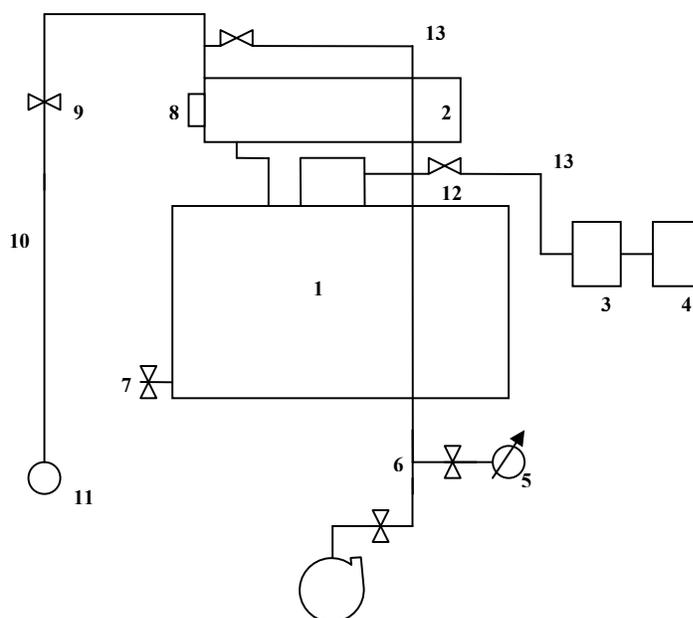
g) Ventiladores

El propósito principal de los 12 ventiladores es mantener enfriado el aceite del aislamiento que se encuentra en los radiadores hacia el tanque de transformación. Su activación de los mismos está en 62°C y el paro a 85 °C, salvo la alarma de disparo del transformador a 90°C.

Estos ventiladores requieren poco mantenimiento, mas bien su principal problema es el ruido en los cojinetes de los mismos que son del tipo sellado, y la única solución es el cambio de estos.

Para que nos tomemos una idea de lo que el equipo auxiliar realiza para mantener los niveles adecuados de aceite, observemos el siguiente diagrama de este.

Figura 3. Partes del equipo del transformador



- 1 Tanque principal.
- 2 Tanque conservador.
- 3 Equipo desgasificante del aceite.
- 4 Tanque de almacenamiento de aceite.
- 5 Medidor de vacío.
- 6 Conexión.
- 7 Válvula de desagüe.
- 8 Indicador del nivel del aceite.
- 9 Válvula de vacío.
- 10 Manga de vacío.
- 11 Bomba de vacío.
- 12 Filtro de la válvula.
- 13 Manga llena de aceite.
- 14 Cañería del respirador.

1.1.2 Equipos de protección del transformador

a) Relé Buchholz

Cuando se tienen problemas a la hora del llenado del aceite o existe mucho vapor de aceite dentro del transformador, o cuando el aceite tiene contacto con el material del aislamiento. Es el caso de un problema de pequeña escala, si el gas sigue lentamente aumentando la presión interna se pueden producir espuma en el aceite.

Con este fin el transformador tiene un rele llamado buchholz, que es un relé de protección que detecta una sobre presión de gas interno, mezcla de aceite pulverizado. Cuando sucede un switch para los dispositivos de alarma y disparo (salida de emergencia) total del transformador y consecuente el generador al que está conectado.

b) Sistema de Extinción de Incendio

Uno de los principales equipos de protección para el transformador es el sistema de extinción de incendio, el cual consiste de estaciones de válvula de boquilla de rociadores, detectores de incendio, armarios de control y tuberías asociadas.

Cuando la válvula automática de cualquier zona es abierta para combatir el incendio, el agua es descargada mediante boquillas de rociador en forma de niebla para extinguir el incendio por enfriamiento, efectos de sofocamiento y emulsionamiento.

El combate del incendio puede comenzar automáticamente cuando un detector de incendio en una zona opera o manualmente operando botones de presión situados en esa zona o en el gabinete de control de incendio para esa zona.

Tabla VIII. Equipo contra incendios del transformador

Boquillas de Rociador		Flujo		Total Relación de Flujo	Detector de Incendio
Tipo	Relación de flujo	Cantidad	Relación		
MHF-111	50lts/min.	2	100lts/min.	2350lts/min.	14 piezas
MHF-116	90lts/min.	2	180lts/min.		
MHF-117	90lts/min.	23	2070lts/min.		

2 DESCRIPCIÓN DE PRUEBAS AL ACEITE DIELECTRICO

Existen fundamentalmente dos tipos de aceites aislantes, los derivados del petróleo y los aceites artificiales clorados, los aceites artificiales comúnmente se les llaman askareles y son compuestos sintéticos no flamables, los cuales una vez descompuestos por arqueo eléctrico, solo producen mezclas gaseosas no flamables.

Por lo mismo son muy estables y difíciles de destruir, son contaminantes del ambiente y tóxicos; ocasionando por contacto o inhalación de gases producidos, acné, problemas intestinales, afección al hígado y riñones.

El problema principal del askarel al estar en operación es el agua, ya que solo una pequeña porción (125 partes por millón) se disuelve en el aceite el resto flota sobre la superficie.

La resistencia dieléctrica del askarel disminuye rápidamente conforme la concentración de la humedad tiende a la saturación, un arqueo severo disminuye la resistencia dieléctrica de los askareles, se pone negro debido a las partículas del carbón. No es económico tratar de recuperar la calidad de un askarel que fue expuesto a un arqueo severo, por lo que debe ser desechado.

Hasta el momento la única forma de deshacerse de los askareles es ponerlo en tambores herméticos y enterrarlo a profundidad; aunque algunas compañías han desarrollado una tecnología experimental para destruirlos.

En cuanto a los aceites derivados del petróleo, básicamente son dos, los de base nafténica, que normalmente son los de importación y proporcionan un aceite con características ideales con su bajo punto de congelación es ideal usarlos donde la baja temperatura es un factor importante para la operación de un equipo eléctrico; el otro tipo es el parafínico, que es la característica del aceite nacional.

Hasta hace poco tiempo con solo determinar el tipo básico, determinaba ya la calidad del aceite con eso se decía que el aceite nafténico era de mejor calidad y por lo tanto se podía usar en equipo de alto voltaje y que el parafínico o en transformadores de distribución.

Actualmente, se considera que es la forma de destilación la que proporciona la calidad del aceite, por lo que el análisis final del mismo es lo que indicara si es o no adecuado para el equipo que se trate.

Características finales deseadas de un aceite aislante han sufrido modificaciones, de acuerdo a la experiencia y conocimientos en el pasado lo único buscado y que decidía la calidad de un aceite era su estabilidad a la oxidación por lo tanto se desarrollaron numerosos métodos de prueba, mas tarde cambio este criterio a favor de propiedades físicas y eléctricas tales como el factor de potencia y la atención de ruptura.

En la actualidad la tendencia es relacionar las características de los aceites con su composición química. De acuerdo con esto se han obtenido muchos procesos para coordinar el uso de materias primas con diferentes reactivos y obtener el aceite de mejor calidad.

La materia prima para la fabricación de aceites aislantes, esta constituida por hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos; así como se encuentran en concentraciones muy bajas, compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno que son denominados compuestos polares e imparten al aceite su inestabilidad a la oxidación.

Los procesos existentes para la obtención de aceites aislantes, se han desarrollado para eliminar los componentes indeseables y conservar los deseables de las materias primas.

Los aceites aislantes que se utilizan en transformadores e interruptores de gran volumen de aceite, cumplen varias funciones importantes. Con respecto a los transformadores, el aceite forma parte del sistema de aislamiento y por otro lado actúa como agente enfriador, transportando el calor del núcleo y bobinas a la zona de disipación final.

Por lo que respecta a los interruptores además de ser parte del sistema de aislamiento, su principal función es la de extinguir el arco durante la apertura de sus contactos.

Las causas más comunes del deterioro del aceite en los transformadores son entre otras, la contaminación por la humedad y la formación de ácidos, y los causados por la oxidación. La humedad, baja notablemente el poder aislante del aceite, en tanto que los ácidos orgánicos son conductores entre si y ayudan a retener el agua.

El proceso de deterioro del aceite en interruptores de gran volumen de aceite es algo diferente al de los transformadores cuando hay una apertura del interruptor con carga, se forma un arco a través del aceite, si este contiene

oxígeno, primeramente se formara agua y bióxido de carbono, cuando el suministro de oxígeno se agota, comienza a formarse hidrógeno y partículas de carbón. El hidrógeno se disipa como gas, en tanto que la presencia de partículas de carbón contamina el aceite mucho antes de que el deterioro por oxidación llegue a ser significativo.

2.1 Factor de Potencia en los aislamientos

El factor de potencia del aislamiento es otra manera de evaluar y juzgar las condiciones del aislamiento de los devanados de los transformadores, esta prueba es recomendada para detectar la humedad y suciedad de los mismos.

Los equipos que utilizan para realizar la pruebas pueden ser de diversas marcas, como el factor de potencia aumenta directamente con la temperatura se deben de corregir resultados a una temperatura base de 20 grados centígrados.

Para la realización de las pruebas se deben tomar en cuenta las siguientes recomendaciones generales para realizar pruebas de factor de potencia en aislamiento.

- Coloque el instrumento de prueba sobre una base firme y nivelada a una distancia tal del equipo a probar, que permita el buen manejo de los cables de prueba.
- Conecte el medidor a la fuente de alimentación y opérelo hasta alcanzar el rango del voltaje de prueba y después redúzcalo a cero, con la finalidad de poder verificar la fuente de poder del medidor.

- El transformador a probar se deberá de aislar totalmente de los buses o barras, líneas y la superficie de las boquillas debe de estar limpias y secas.
- Desconectar todas las terminales de boquillas.
- Desconectar los neutros de los devanados al sistema de tierra.
- Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado.
- Las unidades equipadas con cambiadores bajo carga deben de colocarse en la posición nominal.
- Preferentemente realice las pruebas cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

Los voltajes que son recomendados por la Doble para transformadores llenos de aceite en la realización de esta prueba son los siguientes:

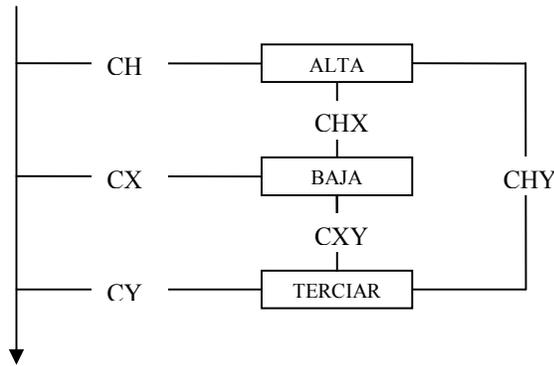
Tabla XIV. Voltajes para prueba de factor de potencia

Rango de Voltaje del devanado KV	Voltaje de prueba en KV
12 o mas	10
4.04 a 8.72	5
2.4 a 4.8	2
Debajo de 2.4	1

Teniendo ya preparado el medidor, se deben conectar las terminales de prueba del equipo al transformador. La terminal de alta tensión del medidor, conectarla al devanado por probar y la terminal de baja a otro devanado.

Interpretación de resultados para la evaluación de las condiciones de aislamiento, según la figura 4 que se presentada a continuación muestra esquemáticamente los aislamientos que constituye los transformadores de potencia.

Figura 4. Puntos de conexión para prueba de factor de potencia



Los aislamientos representados como CH, CX, y CY, son respectivamente los aislamientos entre devanado de alta tensión y tierra, el devanado de baja tensión y tierra, y el devanado terciario y tierra, y los aislamientos representados como CHX, CXY, CHY, son los aislamientos entre devanados.

CH – se refiere al aislamiento entre los conductores de alto voltaje y las partes aterrizadas (tanque y núcleo), incluyendo boquillas aislamiento del devanado, aislamiento de miembros de soporte de aceite.

CX – se refiere al aislamiento entre los conductores de bajo voltaje y las partes aterrizadas (tanque y núcleo), incluyendo boquillas aislamiento del devanado, aislamiento de miembros de soporte de aceite.

CY – se refiere al aislamiento entre los conductores de bajo voltaje y las partes aterrizadas (tanque y núcleo), incluyendo boquillas aislamiento del devanado, aislamiento de miembros de soporte de aceite.

CHX, CXY, CHY – se refieren al aislamiento de los dos devanados correspondientes, barreras y aceite entre los devanados.

El criterio a utilizar para considerar un valor de factor de potencia aceptable, es de un transformador con aislamiento clase "A" y sumergido en aceite, el valor es de 0.5 a 1.0% a una temperatura de 20 grados centígrados.

Para valores mayores al 1% de factor de potencia, se recomienda se investigue la causa, que puede ser originada por degradación del aceite aislante, humedad y/o suciedad en los aislamientos o por posible deficiencia de alguna de las boquillas. Revisar la estadística de valores obtenidos en pruebas anteriores, con el objeto de analizar la tendencia del comportamiento de los valores, si se detecta que estos han ido incrementando, deberá programarse un mantenimiento general.

2.2 Verificación de aislamiento en los bushings

a) Resistencia de aislamiento

La prueba de resistencia de aislamiento a boquillas sirve para detectar imperfecciones en la estructura de los bushings.

Al momento de realizar esta prueba se debe tener presente lo siguiente, se debe limpiar perfectamente las boquillas y colocarlas sobre una base firme en posición vertical y apoyada de su brida.

Las conexiones que se deben realizar para realizar la prueba son las siguientes:

- primera prueba:
Aterrizar la brida de la boquilla, conectar la terminal de línea del megger a la terminal de la boquilla y la terminal de tierra a la brida de la boquilla.

- Segunda prueba:

Manteniendo aterrizada la brida, conectar la terminal de línea del megger a la terminal de la boquilla y la terminal de tierra al tap capacitivo. El voltaje de prueba en este caso debe de ser de 500 voltios.

El tiempo de duración para la prueba es de un minuto, debido a que las boquillas no tienen absorción dieléctrica.

Precaución al terminar la prueba de aislamiento de las boquillas que tengan tap capacitivo, verificar que este quede perfectamente aterrizado.

Luego de realizadas las pruebas se deben interpretar los datos y como una guía practica para interpretación de resultados, los valores deben ser mayores de 40,000 megaohms. En caso de no contar con valores de referencia, comparar los valores obtenidos con valores de boquillas similares.

2.3 Medición de corriente de Excitación

La prueba de corriente de excitación, en los transformadores de potencia nos ayuda a detectar daños y cambios en la geometría de núcleo y devanados; así como espiras en cortocircuito y juntas o terminales con mala calidad desde su construcción.

Las pruebas de corriente de excitación se realizan con el medidor de factor de potencia que se disponga.

Las recomendaciones para efectuar la prueba de corriente de excitación son las siguientes:

- Tomar en cuenta y considerar las normas establecidas para realizar pruebas en equipo primario.
- Quitar la energía y desconectar de sus terminales externas todas las boquillas del transformador.
- Todas las pruebas de corriente de excitación deberán efectuarse en el devanado de más alto voltaje.
- Cada devanado deberá medirse en dos direcciones, es decir, primero se energiza una terminal, se registran las lecturas, en seguida se energiza la otra terminal y se registran nuevamente las lecturas, esto con la finalidad de verificar la prueba.
- En conexión estrella desconecte el neutro del devanado que se encuentra bajo prueba debiendo permanecer aterrizado el neutro de baja tensión.
- Cerciórese de que los devanados no energizados en la prueba están libres de toda proximidad de personal, cables, etc. En virtud de que al energizar el devanado bajo prueba, se induce un potencial en el resto de los devanados.
- El voltaje de prueba de los transformadores, no deberá exceder al valor del voltaje nominal del devanado bajo prueba.
- El voltaje de prueba de los devanados conectados en estrella no deberán exceder el voltaje de línea a neutro.
- El voltaje de prueba no deberá exceder el voltaje de línea a línea en los devanados conectados en delta.
- Antes de efectuar cualquier medición, al ajustar el voltaje de prueba con el selector de posición Check, verifique que se estabilice la aguja del medidor.

- Si el punto anterior no se cumple, puede deberse a que exista un fuerte magnetismo remanente recomendándose desmagnetizar el núcleo de acuerdo con el tipo de conexión que se tenga en el devanado primario. Otra causa de inestabilidad de la aguja puede deberse a interferencia electromagnética.
- Se recomienda que para equipo nuevo o reparado que se prepara para puesta en servicio, deberá efectuarse las pruebas en todas las posiciones del cambiador de derivaciones. Para equipos en operación que sean librados para efectuarle pruebas eléctricas, se recomienda realizar la prueba de corriente de excitación únicamente en la posición de operación del cambiador. La razón de esto es que en caso de un desajuste en el cambiador originado por el accionamiento del mismo, el transformador no podría volver a energizarse.
- Debido al comportamiento o lineal de la corriente de excitación a bajos voltajes, es importante que las pruebas se realicen a valores lo mas exactos posibles en cuanto a voltajes y lecturas de corriente, para poder comparar los resultados con pruebas anteriores.

De acuerdo con experiencias en las pruebas de corriente de excitación el factor que afecta las lecturas, en forma relevante, es el magnetismo remanente en el núcleo del transformador bajo pruebas, este magnetismo es indeseable por dos razones:

- 1- al volver a conectar un transformador con magnetismo remanente, la corriente INRUSH aumenta considerablemente.
- 2- Puede originar valores anormales de corriente de excitación durante las pruebas, al analizar las condiciones de los devanados o alguno en especial.

Desafortunadamente no existe un método simple para medir el magnetismo remanente, ya que el valor y la polaridad cambian en virtud de que dependen del punto de la curva de histéresis, en el cual la corriente se interrumpió.

El método mas empleado para eliminar el magnetismo remanente es la aplicación de una corriente directa, inversa al sentido del devanado. Este método se basa en utilizar corrientes altas, las cuales pueden ser obtenidas con acumuladores, aprovechando la baja resistencia ohmica de los devanados del transformador.

La ventaja de este método es que podemos aplicar voltajes de 6, 12 o 24 voltios que normalmente se utilizan en acumuladores de automóviles o equipos de tracción, por lo tanto estas fuentes de alimentación se consiguen fácilmente.

Para llevar a cabo la desmagnetización de un núcleo es necesario contar con un interruptor doble polo doble tiro, un reóstato, un acumulador, un amperímetro y conductores de calibre adecuado. La corriente a aplicar en los devanados no deberá ser mayor al 15% de la corriente nominal del transformador que se vaya a desmagnetizar, esta actividad consiste en simular un ciclo magnético mediante la aplicación de potencial en un sentido y luego invertir la polaridad del acumulador por medio de un switch de doble tiro esto deberá ser en forma momentánea, incrementando el potencial lentamente con el reóstato y enseguida regresándolo a cero.

En transformadores trifásicos deberá efectuarse en cada una de las fases; dependiendo de la conexión del transformador calcular la corriente que se deberá aplicar.

Una corriente excesiva puede deberse a un corto circuito entre dos o varias espiras del devanado cuyo valor se adiciona a la corriente normal de excitación.

También el exceso de corriente puede deberse a defectos dentro del circuito magnético como pueden ser: fallas en el aislamiento de los tornillos de sujeción del núcleo o aislamiento entre laminaciones.

Se recomienda que los resultados se comparen entre unidades similares cuando se carece de datos anteriores o alguna estadística sobre el equipo bajo prueba, que permita efectuar dicha comparación.

Otra manera para evaluar los resultados de las pruebas cuando los transformadores tienen devanados en conexión delta es; que la fase central (H2-H1), se obtenga una corriente de aproximadamente la mitad del valor de las fases adyacentes (H1-H3), (H3-H2).

Para transformadores que tienen conexión estrella, la corriente obtenida en la fase central (H2-H0), es ligeramente menor que las corrientes de excitación obtenidas en las fases adyacentes (H1-H0), (H3-H0).

2.3 Pruebas en aceites dieléctricos

a) Color e Inspección Visual

El color de una muestra de aceite, esta relacionada con el grado de deterioro de la misma muestra. El aceite mineral nuevo recién producido en la refinería, es prácticamente incoloro, sin embargo conforme la muestra envejece con el paso del tiempo, o por severas condiciones de trabajo, con la

presencia de puntos calientes o arcos eléctricos, la muestra ira tornándose más oscura.

La claridad de una muestra de aceite nueva deberá ser brillante y sin ninguna evidencia de turbulencia o nubosidad, lodos o partículas sólidas, dicha claridad de una muestra se determina mediante la observación de la muestra contra una fuente de luz y el color de la muestra se determina por comparación de directa a estándares de color preestablecidos.

La mayor cantidad de los aceites cambian de color, desde un incoloro hasta un café oscuro, pasando por colores y tonos intermedios, los colorímetros de ASTM para la determinación del color en distintos rangos de color se le asignan números desde 0.5 y 8.0 en intervalos de 0.5, los estándares están fabricados en vidrio de color y se realiza la comparación mediante el visor.

La claridad del aceite se determina generalmente empleando la misma muestra utilizada para la determinación del color; esto mediante la iluminación de la muestra por una fuente luminosa, para determinar la presencia de turbulencia, lodos o partículas sólidas.

El color de una muestra de aceite es empleado normalmente como una guía para definir su grado de refinación. Cuando el aceite es obtenido de un transformador que ha estado en servicio, entonces el seguimiento del color a través del tiempo, es una condición para establecer la posible condición del aceite. Debe hacerse notar que el color del aceite por si solo, podrá ser utilizado para determinar la calidad del aceite, pero podrá ser una forma de ayuda para determinar la realización de pruebas mas contundentes que pueden determinar la condición específica del aceite.

b) Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica o tensión de ruptura es la forma de medir la capacidad del aceite dieléctrico a soportar el efecto de un campo eléctrico de alta intensidad. Esta prueba ayuda a detectar la presencia de humedad y contaminación por agua o materiales sólidos en suspensión; sin embargo, un valor alto de rigidez dieléctrica no es indicativa de la ausencia de elementos contaminantes y otro tipo de pruebas son necesarias conjuntamente con esta para la evaluación del estado del aceite dieléctrico.

Las ASTM establecen dos métodos; electrodos de prueba planos y electrodos de prueba esféricos para esta prueba. Consiste básicamente en someter a la muestra de aceite dentro de una copa de prueba de volumen conocido y con distancia entre electrodos de prueba a distancia conocida, empleando una rampa de voltaje de 3000 voltios por segundo, y 500 voltios por segundo respectivamente hasta llegar al punto en que se consume la ruptura dieléctrica.

La presencia de humedad, así como de partículas sólidas contaminantes de características polares ante la presencia de un campo eléctrico de alta intensidad, semejante al producido por un transformador en servicio, son causantes de que la capacidad dieléctrica o resistencia dieléctrica del fluido se pueda ver disminuida.

c) Acidez o número de neutralización

La acidez de una muestra de aceite, esta relacionada con el deterioro del aceite. El aceite mineral es esencialmente un hidrocarburo saturado con características no polares; sin embargo cuando el aceite sufre degradación por

oxidación, se forman ácidos oxilidos, los cuales son de naturaleza acida. La presencia de estos materiales, puede determinar cualitativamente mediante el método que estamos describiendo, una cantidad de una base estandarizada es necesaria para neutralizar los ácidos presentes en la muestra de aceite y su calidad pueda ser determinada. El resultado es conocido como acidez o número de neutralización.

Los detalles del procedimiento completo son dados en el método ASTM 924 y resumidamente consiste en agregar una cantidad predeterminada de la solución de prueba posteriormente efectuar la comparación colormétrica.

d) Tensión Interfacial

La tensión interfacial del aceite dieléctrico mineral esta relacionada con el grado de deterioro de la muestra. Este fluido dieléctrico es esencialmente un hidrocarburo saturado de características no polares, y cuando surge un determinado grado de deterioro por oxidación, se forman en los algunos componentes oxigenados tales como los ácidos carboxílicos, los cuales son hidrofílicos por naturaleza. La presencia de estos compuestos en el aceite afecta sus propiedades químicas del aceite (acidez), así como las eléctricas (rigidez dieléctrica y factor de disipación) y las físicas (tensión interfacial). En esta prueba, se mide la tensión entre las superficies del aceite y el agua la que es altamente polar. Mientras mas semejanza entre la polaridad de dos líquidos menor será el valor de la tensión interfacial entre ellos. Mientras mayor sea la concentración de los materiales hidrofílicos en el aceite, menor será el valor de la tensión interfacial del aceite en relación al del agua.

La muestra de aceite es cuidadosamente colocada sobre una cama de agua, y un anillo de platino es jalado desde la cama de agua hacia la muestra

de aceite, la fuerza necesaria para que el anillo atraviese la interfase entre el agua y el aceite, es medida mediante un resorte calibrado. Este instrumento es de alta precisión y requiere un fino manejo de la muestra y todos los elementos que integran el equipo de prueba. Los valores de medición son expresados en dinas/cm.

El valor de la tensión interfacial es inversamente proporcional al contenido de productos hidrofílicos resultantes del grado de oxidación y degradación del aceite.

Existe una relación inversa entre la tensión interfacial y el número de neutralización del aceite. Mientras un aceite sufre mayor degradación por efectos de la oxidación, la acidez aumentara y la tensión interfacial decrecerá. Deberá entenderse de que el verse afectado por la presencia de algún otro tipo de materiales sólidos en suspensión.

e) Gravedad Específica

Los aceites dieléctricos, durante su producción deben guardar ciertas condiciones de viscosidad, sin embargo, durante su operación y al estar dentro de un recipiente cerrado como es el tanque de un transformador, no existe forma de que sus características de viscosidad sufran alteración por combinación con alguna otra sustancia solvente que pueda afectar esta propiedad, razón por la cual no es indispensable medirla durante la vida operativa del aceite

Los efectos de la temperatura y medio ambiente, así como la presencia de agua dentro del mismo aceite, pueden alterar otra propiedad que puede resultar

importante de conocer, esta es la gravedad específica, la cual es la relación existente entre el peso específico del aceite y del agua.

El método reconocido por ASTM es el D1298 y consiste básicamente en efectuar la comparación cualitativa del peso de un mismo volumen de aceite dieléctrico, contra el peso del mismo volumen de agua, ambos medios a la misma temperatura. El resultado es expresado en unidades y centésimas.

La medición de la gravedad específica, puede indicar el estado de la contaminación del mismo por alguna sustancia extraña principalmente agua, y en los casos de climas extremadamente fríos, determinar la posibilidad de encontrar formaciones de hielo flotando sobre la superficie del aceite.

f) Sedimentos

La oxidación del aceite, durante su proceso de envejecimiento, produce la formación de partículas sólidas que se encuentran disueltas en el líquido y las cuales mientras aumenta el deterioro tienden a incrementar su tamaño y peso. Dada la baja velocidad de circulación de aceite dentro de un transformador, excepto cuando existe circulación forzada estas partículas llegan a alcanzar tal peso que producen su precipitación al fondo del tanque del transformador. También otro tipo de partículas sólidas, tales como papel, metal, y demás materiales con los cuales esta construido un transformador, pueden aparecer y precipitarse al fondo del tanque del transformador, durante un proceso de toma de muestra, la presión del aceite al salir del transformador a través de la válvula de muestreo, arrastra los materiales sólidos que se encuentran depositados en el fondo del tanque.

La importancia de buscar e identificar este tipo de sedimentos, puede ser un valioso auxiliar en el diagnóstico de un transformador y la calidad del mismo aceite.

El método ASTM D1524, al igual que en el aspecto visual, consiste en pasar un haz de luz a través del aceite y determinar el tipo y tamaño de dichos sedimentos. La clasificación de los sedimentos en un aceite a parte de las características del material, se indican por: sin sedimentos o limpio, ligeros o densos.

La presencia de sedimentos en el aceite del transformador, puede aportar información adicional en cuanto al grado de deterioro del mismo por efectos de la oxidación, así como también, así como ser auxiliar en la detección de una falla insipiente o falla activa dentro de un transformador, al identificar el tipo de material que lo componen, tales como partículas de papel, metal y cerámica.

g) Factor de Potencia

El factor de potencia es una prueba para evaluar la condición del aceite desde el punto de vista dieléctrico, el factor de potencia de un aceite es la relación de la potencia disipada en watts en el aceite expresado en voltampers. Esto es numéricamente equivalente al coseno del ángulo de fase o al seno del ángulo de pérdidas; es una cantidad adimensional, expresada normalmente en porcentaje.

El requisito que debe cumplir un buen aceite es la ausencia de agua y otros compuestos contaminantes para evitar la degradación y la falta de aislante.

La especificación para el aceite nuevo es de 0.05 % a 25 grados centígrados y 0.3 % a 100 grados centígrados. Para aceites en servicio el criterio a seguir varia de acuerdo al nivel de aislamiento y capacidad del transformador.

Deben tomarse las precauciones necesarias para que la muestra sea verdaderamente representativa del equipo, ya sea transformador o interruptor por esto debe drenarse aceite de la válvula.

La muestra se deja reposar durante un corto tiempo, antes de efectuar la prueba, el aire atrapado podrá escapar y las partículas de material extraño se depositaran en el fondo de la celda.

Se deben de tener presentes las siguientes recomendaciones y procedimientos para realizar la prueba:

- Se deben tener extrema precaución con las partes vivas tanto para el personal, como para el equipo ya que el voltaje es alto.
- Es importante limpiar perfectamente la celda, pues de ello depende la confiabilidad de los resultados.
- Manejar la celda con mucho cuidado, tanto al ser utilizada, como al transportarla, para conservarla buen estado; ya que las excoriaciones y abolladuras restan confiabilidad a los resultados.

Primeramente, para efectuar esta prueba, deberá tenerse listo y en condiciones de operar el equipo, conectándose a el todas las puntas de prueba y terminales.

El llevado de la celda se efectuara, levantando la cubierta y llenándola con aceite hasta $\frac{3}{4}$ " del borde exterior. Hecho esto se cubre nuevamente con la tapa, asegurándose que quede ajustada apropiadamente.

La celda debe estar sobre una base nivelada de tal forma que la superficie del aceite quede también nivelada. Posteriormente se harán las conexiones del medidor a la celda, para lo cual, el gancho del cable de alta tensión se conecta a la manija de la celda, la terminal de baja tensión se conecta al cilindro metálico de la celda y el anillo de guarda del cable de alta tensión al tornillo de guarda de la celda.

Un aceite con un factor de potencia de 0.5% a 20 grados centígrados, es usualmente considerado como satisfactorio para operación.

Un aceite con un valor de factor de potencia entre 0.6 % y 2 % a 20 grados centígrados, debe ser considerado como riesgoso la confiabilidad para seguir operando en estas condiciones será muy critica, por lo que deberá ser investigado y complementado su análisis con pruebas químicas, para reacondicionarlo o reemplazarlo.

El método reconocido es ASTM D924. Las mediciones son realizadas en celdas de prueba especialmente fabricadas para tales efectos y a dimensiones precisas. La prueba se realiza a temperaturas precisas de 25° y 100° centígrados, manteniéndose las celdas de prueba siempre a temperatura constante.

h) Contenido de humedad

El contenido de agua dentro del líquido aislante de cualquier aparato eléctrico de alta tensión puede afectar adversamente las propiedades físicas, químicas y eléctricas del fluido. El agua y el aceite no son solubles entre si, debido a su diferencia tan grande en polaridad. El aceite mineral es esencialmente no polar, mientras que el agua es altamente polar. Sin embargo, ha cierto limite en pequeñas cantidades, el agua podrá disolverse en el aceite. Este límite es en función de la temperatura del sistema y de que la solubilidad del agua crece exponencialmente con la temperatura. Algunos valores típicos para la solubilidad del agua en el aceite son 52, 82, 132 y 206 partes por millón a 20, 30, 40 y 50° centígrados respectivamente.

Cuando la cantidad de agua presente en el aceite, excede el límite por solubilidad, ocurre la separación de capas. Desde que la densidad del agua es mayor que la del aceite, el agua se separara del aceite en el fondo del tanque del transformador y aparecerá como agua libre. El aceite encima de esta agua libre, estará saturado don agua disuelta. Conforme el aceite se oxida en servicio y mas productos polares de la oxidación aparecen en el aceite, permitirán mayor disolución de agua en este.

El contenido de agua en un fluido aislante dieléctrico afectara directamente las características físicas, eléctricas y químicas del fluido. Existe una relación inversa entre el contenido de agua y su rigidez dieléctrica. Igualmente tendrá la misma relación en cuanto a la tensión interfacial del aceite. Mientras mayor el contenido de agua en el aceite, mayor será su capacidad de reacción con metales tales como el acero en los cuales producirá oxidación. Esto ocurrirá principalmente cuando se rebasen los límites de solubilidad y se encuentre agua libre en el fondo del tanque.

Por otra parte, el exceso del agua disuelta en el aceite, producirá la alteración de las características mecánicas y eléctricas de los materiales celulósicos, los cuales tenderán a ser sus propiedades disminuidas en forma importante.

- Para equipos hasta 115 kV. 15 partes por millón máximo.
- Para equipos hasta 230 kV. 12 partes por millón máximo.
- Para equipos hasta 400 kV. 10 partes por millón máximo.

La importancia de mantener la información de los equipos eléctricos entre las normas establecidas, para garantizar el servicio, su confiabilidad, así como su vida útil son las principales premisas, por lo cual el instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos genera las normas para transformadores.

Tabla IX. Valores sugeridos por la IEEE, para aceite y aspecto visual (IEEE C57.106-1991)

Color y Aspecto Visual		
Tipo de aceite/unidad	Color	Aspecto visual
Aceite mineral recibido de la refinería	0.5 máx.	Brillante y Claro
Aceite nuevo de equipo nuevo		
≤ 69 kV.	1.0 máx.	Brillante y Claro
69 – 288 kV.	1.0 máx.	Brillante y Claro
> 345 kV.	0.5 máx.	Brillante y Claro
Aceite nuevo para Interruptores	0.5 máx.	Brillante y Claro
Límite sugerido para aceite en Interruptores	2.0 máx.	Sin Carbón Excesivo

Tabla X. Valores sugeridos por la IEEE, para rigidez dieléctrica (IEEE C57.106-1991)

Rigidez Dieléctrica			
Tipo de aceite/unidad	tensión de Ruptura Dieléctrica		
	D-877	D-1816	D-1816
		1mm	2mm
Aceite mineral recibido de la refinería	30 kV min.	No Espec.	No Espec.
Aceite nuevo de equipo nuevo			
≤ 69 kV	30 kV min.	20 kV min.	40 kV min.
69 – 288 kV	30 kV min.	30 kV min.	48 kV min.
> 345 kV	30 kV min.	30 kV min.	60 kV min.
Aceite nuevo para Interruptores	30 kV min.	No Espec.	No Espec.
Límite sugerido para aceite en Interruptores	25 kV min.	No Espec.	No Espec.

Tabla XI. Valores sugeridos por la IEEE, para número de neutralización (IEEE C57.106-1991)

No. De Neutralización	
Tipo de aceite/unidad	No. De Neutralización
Aceite mineral recibido de la refinería	Máx. 0.03 mg KOH/g
Aceite nuevo de equipo nuevo < 345 kV.	Máx. 0.03 mg KOH/g
Límites para uso continuo	
≤ 69 kV.	Máx. 0.2 mg KOH/g
69 – 288 kV.	Máx. 0.2 mg KOH/g
> 345 kV.	Máx. 0.1 mg KOH/g
Límites del aceite para su regenerado	
Grupo II	Máx. 0.20 mg KOH/g
Grupo III	Máx. 0.05 mg KOH/g
Aceite nuevo para Interruptores	Máx. 0.03 mg KOH/g

Tabla XII. Valores sugeridos por la IEEE, para tensión interfacial (IEEE C57.106-1991)

<i>Tensión Interfacial</i>	
Tipo de aceite/unidad	tensión Interfacial (TIF)
Aceite mineral recibido de la refinería	Min. 40 dinas/cm.
Aceite nuevo de equipo nuevo < 345 kV	Min. 40 dinas/cm.
Límites para uso continuo	
≤ 69 kV	Min. 40 dinas/cm.
69 – 288 kV	Min. 40 dinas/cm.
> 345 kV	Min. 40 dinas/cm.
Límites del Aceite para su Regenerado	
Grupo II	Min. 40 dinas/cm.
Grupo III	Min. 40 dinas/cm.
Aceite nuevo para Interruptores	Min. 40 dinas/cm.
Límite para uso continuo en Interruptores	Min. 25 dinas/cm.

Tabla XIII. Valores sugeridos por la IEEE, para factor de potencia (IEEE C57.106-1991)

<i>Factor de Potencia</i>		
Tipo de aceite/unidad	Factor de Potencia	
	@ 25°C	@100°C
Aceite mineral recibido de la refinería	Máx. 0.05%	Máx. 0.3%
Aceite nuevo de equipo nuevo		
≤ 69 kV	Máx. 0.15%	Máx. 1.50%
69 – 288 kV	Máx. 0.10%	Máx. 1.00%
> 345 kV	Máx. 0.05%	Máx. 0.30%
Aceite nuevo para Interruptores	Máx. 0.05%	Máx. 0.30%
Límite sugerido para aceite en Interruptores	Máx. 1.00%	No Espec.

i) Resistividad del aceite

La resistividad del aceite es una medida de sus propiedades aislantes.

Una alta resistividad refleja el bajo contenido de iones libres, también conocidos como compuestos polares y normalmente indica una concentración baja de materiales contaminantes conductores.

La prueba de resistividad o resistencia específica, es importante cuando se investiga un transformador cuya resistencia de aislamiento haya decaído, pudiendo ser una baja resistividad del aceite una de las causas. La prueba de resistividad, frecuentemente da resultados más consistentes que la prueba de rigidez dieléctrica, de tal forma que la reducción de la resistividad con el envejecimiento es una valiosa indicación de disminución en la calidad del aceite, la resistividad de cualquier material está dada por la ecuación:

$$\delta = \left(\frac{A}{L} \right) * R$$

Donde:

δ - Resistividad en ohms. Cm.

L - Longitud en centímetros entre los dos puntos donde se aplica una diferencia de potencial.

R – Resistencia en ohms, que se opone al flujo de corriente.

En la práctica, la resistividad del aceite se mide con el megger, el cual cuenta con una celda de prueba, diseñada de manera que el aceite quede contenido en el espacio anular entre los electrodos cilíndricos que tienen una gran área superficial (A) y un pequeño espaciamiento entre sí (L). Se aplica un potencial de corriente directa con el megger, obteniéndose la resistencia (R), la cual multiplicada por la constante de la celda (A/L), da como resultado la resistividad.

La resistividad del aceite varia con: la magnitud de voltaje aplicado, el tiempo de aplicación del voltaje y de la temperatura del aceite. Para que esta prueba sea comparable con el tiempo, será necesario que se efectúe siempre a las mismas condiciones; se recomienda que estas sean:

Tabla XV. Voltajes para prueba de resistividad del aceite

Voltaje de Prueba	2500 o 3000 voltios
Tiempo de Prueba	1 minuto
Temperatura Aproximada	20 grados centígrados

En aceites nuevos se obtienen valores de resistividad prácticamente de infinito, deben tomarse las precauciones necesarias para que la muestra de aceite sea verdaderamente representativa del equipo; para esto debe drenarse aceite de la válvula de muestreo del equipo que se va a probar, para que cualquier suciedad o agua acumulada o agua acumulada en esta válvula sea eliminada, antes de tomar la muestra.

Después de ajustar el megger en forma convencional, se procede a conectar la celda, la cual previamente estará sumergida en el recipiente que contiene la muestra de aceite. La celda tiene tres pernos de conexión, la forma de conectar el megger se describe a continuación:

- La terminal LÍNEA del megger se desconecta a la terminal vertical superior de la celda.
- La terminal GUARDA del megger se conecta a la terminal horizontal intermedia, que esta formada por un aro metálico.

- La terminal TIERRA del megger ser conecta a la terminal horizontal de la celda, que sobresale de una parte aislante.
- Se procede a energizar la celda con 2500 voltios y una lectura será tomada después de que se ha sostenido por un minuto el potencial.

El valor obtenido en megaohms se multiplica por la constante de la celda (1000), con lo que se tendrá la resistividad en megaohms-cm.; inmediatamente después de la prueba deberá registrarse la temperatura del aceite, ya que el valor obtenido se afectara por este parámetro.

Deberá guardar las mismas precauciones que para las pruebas anteriores y además, cuando no se encuentren en uso la celda de resistividad, esta debe mantenerse en un solvente adecuado para prevenir que se contamine con la humedad el ambiente.

Un valor de 50 megaohms-cm. a 0 grados centígrados como mínimo se considera como satisfactorio para la operación. Valores menores se consideran inadecuados por la cantidad de sustancias iónicas en el aceite.

En aceites nuevos el valor debe ser mayor de 250 megaohms-cm. Para aceites en servicio una resistividad de 50 megaohms-cm. Es aceptable.

Finalmente, los aceites deben de estar sujetos a una investigación mas detallada si tienen valores debajo de 50 megaohms-cm.

Además de las pruebas eléctricas mencionadas, existen las siguientes: tendencias a la gasificación, impulso eléctrico, pruebas de oxidación acelerada y la prueba de compatibilidad.

j) Densidad

Es la relación del peso de un volumen dado de una sustancia, al peso de un volumen igual de agua, la densidad varía con la temperatura de modo que se debe corregir cuando se mida una temperatura que no sea la de referencia.

La prueba consiste en utilizar un aparato de vidrio que se hace flotar en el líquido, llamado densímetro el cual tiene una graduación interna en la que se lee el valor que coincide con la superficie del líquido.

El uso de esta prueba es para identificación de la muestra; así como para la corrección de la tensión interfacial, con el resultado se puede determinar el tipo de aceite, ya que el nafténico tiene valores alrededor de 0.88 y el tipo parafínico tiene entre 0.84 y 0.86.

k) Viscosidad

Al efectuar esta prueba se mide la fluidez del aceite. Se lleva a cabo en un aparato llamado viscosímetro, la viscosidad es una característica necesaria para conducir el calor generado en el equipo eléctrico y así actuar como refrigerante.

l) Temperatura de inflamación e ignición

La temperatura de inflamación es una indicación de los constituyentes volátiles del aceite. Para efectuar esta determinación, se coloca una muestra de aceite en una copa adecuada y se calienta lentamente pasando por una flama por la superficie de la muestra. La temperatura de inflamación será cuando el aceite desprenda vapores y se encienda en forma rápida.

La temperatura de ignición será cuando se produzca vapores suficientes para mantener encendida la mezcla durante cinco segundos cuando menos.

m) Temperatura de congelación

Es la temperatura a la cual el aceite deja de fluir. Una baja temperatura de congelación es necesaria para asegurar que el aceite fluya aun a temperaturas frías. En aceites parafínicos la especificación indica -26 grados centígrados como máximo.

2.5 Pruebas a los pararrayos

a) Resistencia de aislamiento

Con el objeto de determinar mediante pruebas dieléctricas el posible deterioro o contaminación de los apartarrayos de una sección, o en unidades de varias secciones, se efectúan las pruebas de resistencia de aislamiento.

Con la prueba de resistencia de aislamiento se detecta:

- contaminación por humedad y/o suciedad en las superficies internas de porcelana.
- Entre-hierros corroídos.
- Depósitos de sales de aluminio, aparentemente causados por interacción entre la humedad y los productos resultantes del efecto corona.
- Porcelana rota.

Se deben de tener presentes las siguientes recomendaciones y procedimientos para realizar la prueba:

- Desconectar de la línea el apartarrayo, considerando las medidas de seguridad.
- Drenar las cargas estáticas.
- Limpiar la porcelana.
- Preparar el equipo de prueba.
- Utilizar el mayor voltaje del equipo de prueba.
- Tomar la lectura al minuto y anotarla en la hoja de pruebas.
- En apartarrayos compuestos de varias secciones se pueden utilizar la terminal de guarda para efectos de corrientes de fuga para la superficie de la porcelana.

Los valores de la resistencia de aislamiento en apartarrayos son variables; dependiendo de la marca y tipo, el cual puede ser desde 500 hasta 50,000 megaohms.

Se recomienda efectuar comparaciones con apartarrayos de la misma marca, tipo y voltaje. En caso de desviaron notoria en los valores, se requiere efectuar una investigación.

b) Factor de potencia de los aislamientos

El objeto de efectuar la prueba de factor de potencia en los pararrayos es detectar las pérdidas dieléctricas, producidas por la contaminación o suciedad en los elementos autos valvulares, porcelanos despostillada o porosa.

Se deben de tener presentes las siguientes recomendaciones y procedimientos para realizar la prueba:

- Desconectar el apartarrayos de la línea considerando las medidas de seguridad.
- Drenar cargas estáticas.
- Limpiar perfectamente la porcelana.
- Preparar el equipo de prueba.

Con las pruebas de factor de potencia se obtienen las pérdidas dieléctricas de los pararrayos en milliwatts o watts dependiendo del equipo de prueba que se utilice.

Debido a las diferencias de elementos de construcción de cada fabricante, no existen valores normalizados para su aceptación.

3 HISTORIAL DEL TRANSFORMADOR

3.1 Antecedentes del transformador

Debido a que durante todo el tiempo de vida del transformador, este se ha encontrado desenergizado y en ninguna de las ocasiones se ha procedido a realizar la conexión de este para suplir a alguno que fuese necesario, se le ha mantenido un estricto control de sus pruebas, las cuales nos permiten conocer el estado del transformador, así como nos asienten para ir conociendo si varían sus condiciones con el paso del tiempo.

a) Pruebas eléctricas y fisicoquímicas

Para el aceite dieléctrico del transformador y en base a los normativos existentes se presenta la tabla de resumen de análisis.

Tabla XV. Comparación de pruebas eléctricas y fisicoquímicas

Prueba			Limites según Doble Engineering Company
Fecha	12/12/02	05/07/02	
Reporte No.	50571	48268	
Contenido de agua ASTM D1533	34	7	25 max ppm
Color ASTM D1500	L 1.5	L 0.5	3.5 max
Rigidez dieléctrica ASTM D877	53	57	30 min Kv
Tension interfacial ASTM D971	35	35	25 min Dina/Cm
No. De neutralización ASTM D974	0.01	0.01	0.015 máx. mgKOH/gr.
Factor de potencia ASTM D924	0.013	0.011	0.5 máx. %
Gravedad especifica ASTM 1298	0.872	0.865	0.865-0.910

Existen ciertas discordancias en lo que respecta a el contenido de agua, pero estas fueron solucionadas luego de una nueva prueba que se realizo, lamentablemente dicha información no pudo ser agregada para fines de estudio.

Pero los niveles en las pruebas eléctricas y fisicoquímicas nos indican resultados positivos, debido a que existieron cambios de clima no muy identificados durante la realización.

b) Prueba de calidad del aceite

Como resumen de los exámenes de la calidad del aceite se destaca que se encuentra claro, luminoso y es aceptable para el uso en fluido del mismo en el transformador.

Tabla XVI. Comparación en prueba de calidad del aceite

Reporte No.	Fecha	Temp oil °C	Agua ppm	Saturación relativa	Tensión interfa	Neu No.	Grave especific	PF25C %	Inhib %
ASTM					D971	D974	D1298	D924	D2688
57963	06/24/04	32	13	15	35	<0.01	0.869	0.0100	--
52320	05/08/03	34	14	14	35	<0.01	0.866	0.0120	ND
50571	12/12/02	35	--	--	35	0.01	0.872	0.013	--
48268	05/07/02	25	7	10	35	0.01	0.865	0.0110	--

c) Resultado de gases disueltos

Para conocer sobre las diferentes pruebas que se le realizan al transformador, y para poder documentar el análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico el cual fue realizado, según norma ASTM D3612 y la norma IEC 60567, los valores son reportados en ppm, lo que quiere decir que son reportados en partes por millón a STP y calibrados con estándares de gases disueltos en el aceite, los valores reportados como normados se basan en el NTP al 15 de agosto del 2002 y calibrados a estándares de gases.

Tabla XVII. Comparación en prueba de gases disueltos

Reporte No.	Date	Temp. Oil °C	H ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO	C ₂ H ₆	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	Total gas	Comb gas	Est tgc %	Comb gas
60184	11/13/2004	21	3.5	60	20800	7.8	14	20	359	2.4	Trace	21267	48	0.09	0.21
57963	06/24/2004	32	0.8	1220	4030	3.0	6.2	7.3	107	1.0	Trace	5375	18	0.15	-0.61
52320	05/08/2003	34	3.0	1030	26900	52	78	132	521	3.0	0	28719	268	0.30	0.09
48268	05/07/2002	25	0	2770	34800	51	88	90	509	6.0	0	38314	235	0.23	0.01
43611	03/28/2001	33	0	381	26200	49	88	93	434	2.0	0	27247	232	0.31	

Hay un bajo volumen de gases combustibles presentes, la condición es de ninguna preocupación inmediata, es recomendable realizar otro muestreo en seis meses.

Las presentes tablas nos dan índices permisibles, en los cuales se basan las normas internacionales y que a su vez nos darán las pautas para llegar a conclusiones del estado del transformador de potencia.

Tabla XVIII. Valores límite para prueba de calidad del aceite

Prueba	Limites según Doble Engineering Company
Contenido de agua	25 max
Saturación relativa	
Color	3.5 max
Rigidez dieléctrica	30 min
Tension interfacial	25 min
No. De neutralización	0.015 máx.
Factor de potencia	0.5 máx.
Gravedad especifica	0.865-0.910
Examen visual	

Tabla XIX. Valores límite para prueba de gases disueltos

Gas	Limites según Doble Engineering Company	
	Aceptable	Inaceptable
Hidrogeno (H ₂)	<150	>1000
Oxígeno (O ₂)		
Nitrógeno (N ₂)		
Metano (CH ₄)	<25	>80
Monóxido de Carbono (CO)	<500	>1000
Etano (C ₂ H ₆)	<10	>35
Dióxido de Carbono (CO ₂)	<10000	>15000
Etileno (C ₂ H ₄)	<20	>150
Acetileno (C ₂ H ₂)	<15	>80
% de gases combustibles	0.03	0.5
Tasa de gases PPM/DIA		

d) Análisis de compuestos furánicos

El análisis de furanos es una prueba complementaria a la detección de gases disueltos en el aceite, y que sirve para determinar al grado de deterioro de la celulosa del sistema de aislamiento de los transformadores de potencia, los compuestos furánicos son resultados de eventos térmicos.

Este tipo de pruebas es recomendable ser realizado inicialmente para todos los transformadores de potencia para establecer una línea de base cuando grandes cantidades de óxidos de carbón son generados y cuando otras pruebas indiquen envejecimiento acelerado del sistema de aislamiento.

Tabla XX. Comparación en prueba de compuestos furánicos

Reporte No.	Fecha muestra	Temp. °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	FAL	DP estimado	% vida
57963	06/24/2004	32	<1	<1	3	<1	<1	0.13	1149	100
52320	05/08/2003	34	<1	<1	3	<1	<1			
48268	07/05/2002	25	<1	<1	5	<1	<1	0.2	1114	100

Tabla XXI. Terminología para los compuestos furánicos

Hydroxymethyl-2furfural	HMF
Furfuryl Alcohol	FOL
2-furaldehyde (2-furfural)	FAL
2-acetylfural	AF
5-methyl-2-furfuran	MF
Grado de polimerización	DP

Tomando como base para dicha evaluación de los compuestos furánicos del material de celulosa, las normas ASTM D5837 y la norma IEC 61198, la tasa de acumulación para este transformador los resultados indican lo siguiente: el análisis de compuestos furánicos reflejan que no existe degradación de la celulosa el nivel del compuesto "2furfural" es

menor a 50 microgramos/litro/año (generación de 0.2 microgr/lit/año), y se considera una condición normal. El grado de polimerización.

Calculado en base a la ecuación de chengdong es 1114 y se calcula que el transformador le queda un porcentaje de vida de 100%.

3.1.1 Grupo de pruebas realizadas al transformador

Como parte de un protocolo de pruebas que se le deben realizar al transformador para mantener información acerca del mantenimiento predictivo, o según sea la necesidad poder tomar tanto medidas correctivas, el cual ha sido realizado en forma periódica a todas unidades con las que se cuenta, en la mayoría de los casos por la empresa Ingeniería de Potencia Eléctrica S.A. también conocida por sus siglas IP, así como otras que serán mencionadas en el transcurso del presente capítulo, dichas empresas realizan mediante un informe empresarial, y en base al cual se planteara, un análisis comparativo y estadístico, con el cual se podrá llegar a conclusiones sobre el estado actual de la unidad de transformación en reserva.

Debido a que por no existir precedentes sobre la energización de la unidad, se debe llegar a términos que nos indiquen que dicha energización será todo un éxito, pues con el tiempo que la unidad tiene de inutilidad de sus servicios, se deberá tener esta certeza, para poder proceder con la realización de dicho proyecto.

3.1.1.1 Prueba de inspección de bushings del transformador

En esta página el software DTA proporciona los resultados de la siguiente forma:

- En el primer párrafo se indica la información de placa y resultados de prueba obtenidos para el sistema de aislamiento principal C1 de los bushings de alta y baja tensión.
- En el segundo párrafo se indica también la información de placa y resultados de prueba para el aislamiento del tap de prueba C2 de los bushings de alta y baja tensión.
- En los párrafos para C1 y C2 bajo el título “Nameplate Data” se indica la información de placa para los bushings. Bajo el título “Tests Results” se indican los resultados de campo obtenidos con el equipo de prueba.
- En la primera columna bajo la abreviatura “Bush” se indica el bushing bajo prueba para la respectiva fase, teniéndose la nomenclatura de H para los bushings del lado de alta tensión.
- En la segunda columna bajo la abreviatura “Mfr” se indica la abreviatura del fabricante.
- En la tercera columna bajo la abreviatura “Type” se indica el tipo de bushing.
- En la cuarta columna bajo la abreviatura “S/N” se indica el número de serie.
- En la quinta columna bajo la abreviatura “Cap (pF)” se indica el valor de placa de la capacitancia en picofaradios.
- En la sexta columna bajo la abreviatura “% PF” se indica el valor de placa del factor de potencia del bushing.
- En la séptima columna bajo la abreviatura “kV” se indica el voltaje de prueba aplicado en kilovoltios.

- En la octava columna bajo la abreviatura “% PF” se indica el factor de potencia medido con el equipo de prueba.
- En la última columna bajo la abreviatura “Cap (pF)” se indica la capacitancia en picofaradios medida con el equipo de prueba.
- En el párrafo con título “IWC DETAIL” se muestra en forma detallada los resultados de la corriente de prueba en miliamperios (mA), la potencia disipada en watts y la capacitancia medida (en picofaradios) para las pruebas realizadas.

Figura 5. Hoja de datos del software DTA para la prueba de bushings

```

Two Winding Transformer      07-22-104 09:38   Pg:1

Company : EGEE INDE
Division: DEPTO. ELECTRICO
Location: HIDROELECTRICA CHIXOY                Special ID: RESERVA

Test Date: Jun 01 2004      Test Time: 09:04:05

Bushing Tests

C1      Nameplate Data      Test Results
Bush Mfr Type      S/N      Cap(pF) %PF      kV      %PF      Cap(pF)
-----
H1 TOSH U      80930381      10      0.32      328.50
H2 TOSH U      80930382      10      0.33      330.30
H3 TOSH U      80930383      10      0.34      330.30
H0 TOSH OTHER  80937265
X1
X2
X3
X0

C2      Nameplate Data      Test Results
Bush Mfr Type      S/N      Cap(pF) %PF      kV      %PF      Cap(pF)
-----
H1 TOSH U      80930381      0.5      0.52      8724
H2 TOSH U      80930382      0.5      0.56      9005
H3 TOSH U      80930383      0.5      0.49      8956
H0 TOSH OTHER  80937265
X1
X2
X3
X0

IWC DETAIL
----- mA -----      ----- Watts -----      ----- pF -----
Line meter      mult      meter      mult      meter      mult
1 1.238/1.238      1/1      0.040/0.040      1/1      328.5/328.5      1/1
2 1.245/1.245      1/1      0.041/0.041      1/1      330.3/330.3      1/1
3 1.245/1.245      1/1      0.042/0.042      1/1      330.3/330.3      1/1
9 32.89/32.89      1/1      1.701/1.701      1/1      8724./8724.      1/1
10 33.95/33.95      1/1      1.890/1.890      1/1      9005./9005.      1/1
11 33.76/33.76      1/1      1.660/1.660      1/1      8956./8956.      1/1

<End of Report>

```

Como parte de los bushings del transformador, se debe de tener presente la inspección visual y en la cual se detallan cinco parámetros, los cuales se analizan a continuación:

Tabla XXII. Parámetros de inspección de bushings del transformador

	H1 (I)	H2 (II)	H3 (III)	H0 (N)	X1 (i)	X2 (ii)	X3 (iii)
Empaquetaduras	Buen estado						
Tap de prueba	Buen estado	Buen estado	Buen estado	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Estado de la porcelana	Buen estado						
Visor	Buen estado	Buen estado	Buen estado	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Nivel de aceite del visor	A nivel	A nivel	A nivel	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica

Comentarios:

1. Los resultados de las pruebas para el aislamiento principal C1, de los bushings de alta tensión de las fases H1 (I), H2 (II), H3 (III) y H0 (N), indican que los valores de capacitancia y factor de potencia al compararlos con unidades similares, se encuentran dentro del rango recomendado, por lo cual se considera que el aislamiento principal C1, esta en condiciones aceptables para seguir operando en servicio.
2. Los resultados de las pruebas para el aislamiento del tap de prueba C2, de los bushings de alta tensión de las fases H1 (I), H2 (II), H3 (III) y H0 (N), indican que los valores de factor de potencia y capacitancia al compararlos con unidades similares, se encuentran dentro del rango recomendado, por lo cual se considera que el aislamiento del tap de prueba C2, esta en condiciones aceptables para seguir operando en servicio.

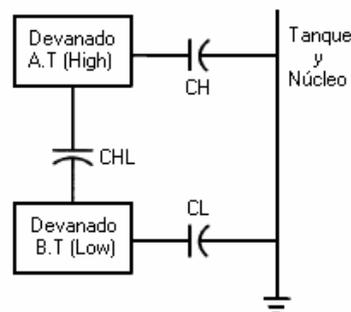
3.1.1.2 Prueba de factor de potencia y medición de capacitancia

Condiciones generales (overall tests): Para lograr obtener y sacar el mayor provecho de la información que se presenta, se redactara el significado de los diversos términos empleados:

- En la primera columna bajo el símbolo # se indica el número de la prueba.
- En la segunda columna bajo la abreviatura “Insul” se indica el aislamiento sobre el cual se esta efectuando la medición, CH, CL, CHL.
- En la tercera columna “Kv” se indica el voltaje de prueba aplicado.
- En la cuarta columna bajo la abreviatura “mA” se indica la corriente de prueba en miliamperios.
- En la quinta columna bajo la abreviatura “Watts” se indica la potencia disipada en watts en el sistema de aislamiento bajo prueba durante la medición.
- En la sexta y séptima columna se indica el factor de potencia del sistema de aislamiento bajo el título “% Pwr Factor”. En la columna 6 bajo la abreviatura “meas” se encuentra el factor de potencia medido; en la séptima columna bajo la abreviatura “corr” se encuentra el factor de potencia ya corregido a 20 °C.
- En la octava columna bajo la abreviatura “corr” se indica el factor de corrección por temperatura que se aplica para corregir el factor de potencia medido de la columna 6 a una temperatura base de 20 °C.
- En la última columna bajo la abreviatura “Cap (pF)” se indica la capacitancia en picofaradios para las distintas mediciones sobre los aislamientos y combinación de éstos (CH, CL, CH + CHL y CL + CHL).

- En las filas desde la No. 1 hasta la No. 8 se muestran todos los resultados obtenidos para el devanado de alta tensión (CH), para el devanado de baja tensión (CL), para el aislamiento entre devanados (CHL) y combinación de los mismos (CH + CHL y CL + CHL).
- En el párrafo con título “IWC DETAIL” se muestra en forma detallada los resultados de: la corriente de prueba en miliamperios (mA), la potencia disipada en watts y la capacitancia medida (en picofaradios) para las pruebas núm. 1, 2, 3, 5, 6 y 7.

Figura 6. Circuito dieléctrico para un transformador de dos devanados



Donde:

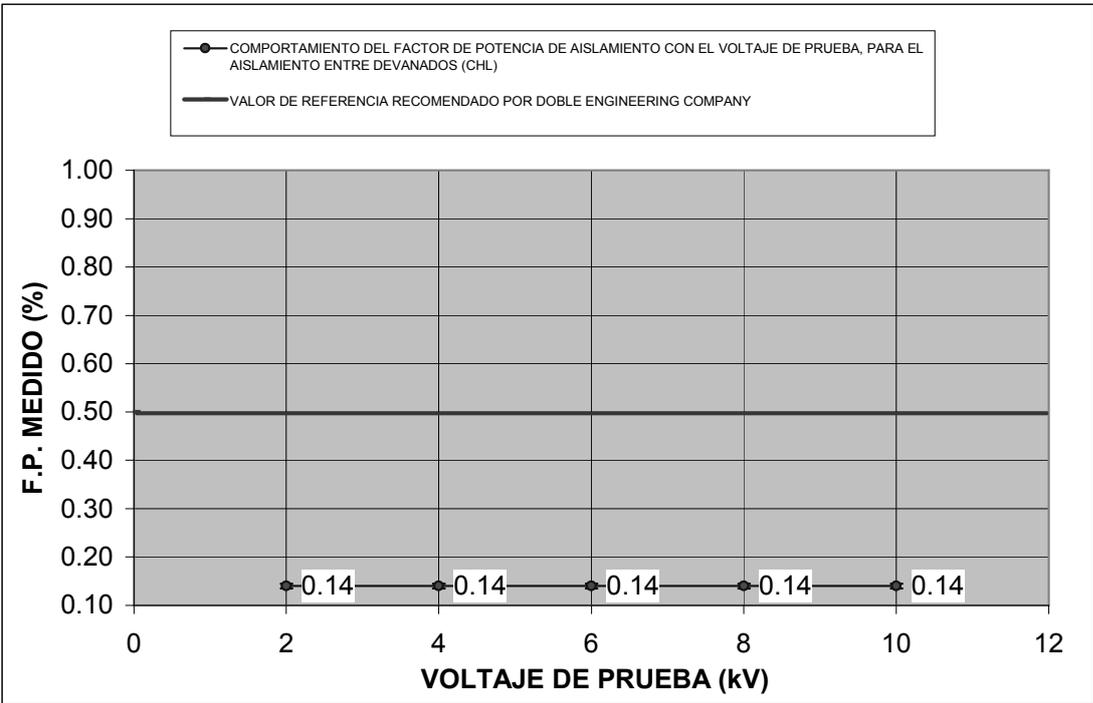
CH: es la capacitancia que representa el aislamiento entre los conductores de alta tensión y partes aterrizadas (tanque y núcleo magnético) incluyendo bushings de alta tensión, aislamiento del devanado y aceite.

CL: es la capacitancia que representa el aislamiento entre los conductores de baja tensión y partes aterrizadas incluyendo bushings de baja, aislamiento del devanado y aceite.

CHL: es la capacitancia que representa el aislamiento entre los devanados de alta y baja tensión (barreras aislantes y aceite).

Figura 7. Comportamiento del factor de potencia del aislamiento en devanados CHL

COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO, REALIZADO A VARIOS VOLTAJES DE PRUEBA Y CORREGIDOS A 20 ° C. ENTRE DEVANADOS (CHL)					
VOLTAJE DE PRUEBA (kV)	2	4	6	8	10
% FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14

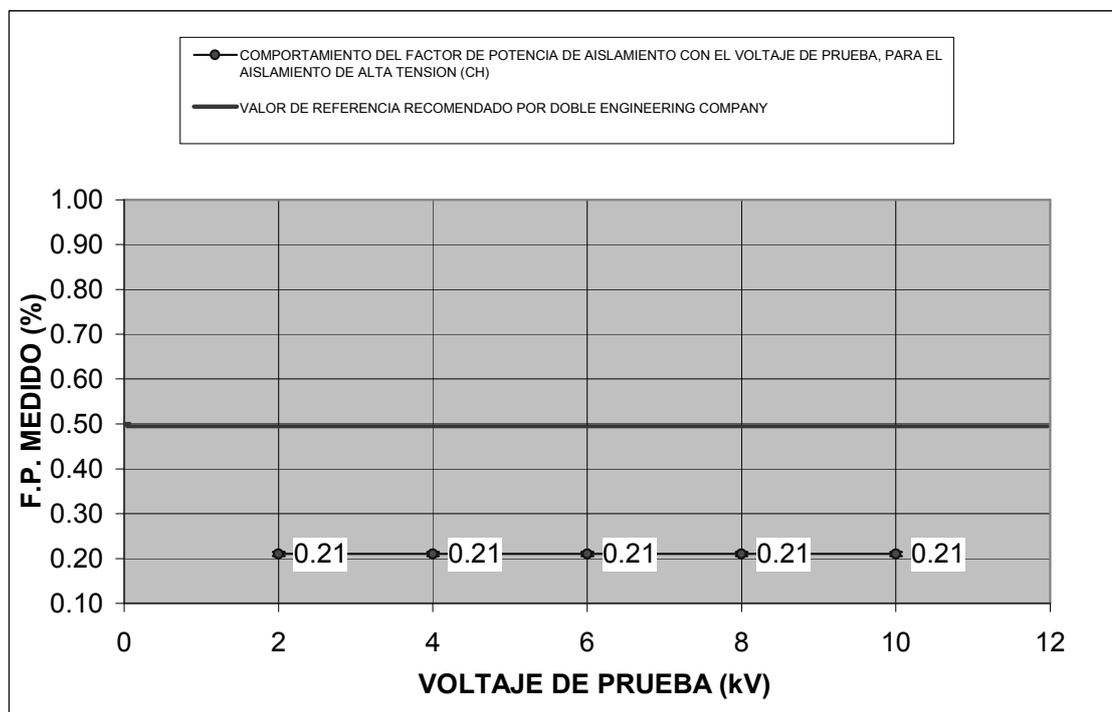


COMENTARIOS:

Teóricamente los valores de las mediciones del factor de potencia de aislamiento no deberían de variar con el voltaje de prueba aplicado. Sin embargo en la práctica siempre existe una pequeña variación, cuando existe una variación significativa, es la indicación de algún defecto en el aislamiento, como perforación del aislamiento ó excesiva contaminación. El valor recomendado por Doble Engineering Company es de 0.5%. Para el aislamiento entre devanados las mediciones de factor de potencia de aislamiento se encuentran aproximadamente a 0.14 %. Estos resultados se encuentran abajo del valor de referencia, por lo cual se considera que el aislamiento entre devanados se encuentra en condiciones aceptables para seguir operando en servicio.

Figura 8. Comportamiento del factor de potencia del aislamiento en devanados CL

COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO, REALIZADO A VARIOS VOLTAJES DE PRUEBA Y CORREGIDOS A 20 ° C. DEVANADO DE BAJA TENSION (CL)					
VOLTAJE DE PRUEBA (kV)	2	4	6	8	10
% FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21



COMENTARIOS:

Teóricamente los valores de las mediciones del factor de potencia de aislamiento no deberían de variar con el voltaje de prueba aplicado. Sin embargo en la práctica siempre existe una pequeña variación, cuando existe una variación significativa, es la indicación de algún defecto en el aislamiento, como perforación del aislamiento ó contaminación. El valor recomendado por Doble Engineering Company es de 0.5%. Para el aislamiento de éste devanado las mediciones de factor de potencia de aislamiento se encuentran aproximadamente a 0.21 %. Estos resultados se encuentran abajo del valor de referencia, por lo cual se considera que el aislamiento del devanado de baja tensión se encuentra en condiciones aceptables para seguir operando en servicio.

3.1.1.3 Prueba de factor de potencia en los bushings

Figura 9. Hoja de datos del software DTA para factor de potencia

```

Two Winding Transformer      07-22-104 09:37   Pg:1

Company : EGEE INDE
Division: DEPTO. ELECTRICO
Location: HIDROELECTRICA CHIXOY                Special ID: RESERVA

Test Date: Jun 01 2004      Test Time: 09:04:05

Identification

Mfr: Tosh      Yr Mfr: 1980   Serial #: 80900066
Ph : 3         Cfg: D-Y      CCT Desig: RESERVA
kV : 245 /13.8 MVA:      /      / 40.6 //54.1 Tanktype: OPEN-CONSER
Coolant: OIL

Air temp: 28 C Apparatus temp: 25 C RH: 67% Weather: SUNNY

Overall Tests

# Insul.   kV   mA      Watts   %Pwr Factor
          kV   mA      meas   corr   Corr Cap(pF)
-----
1 CH + CHL  10 27.830  0.567   0.25 0.23  0.90  7381
2 CH        10 12.950  0.327   0.16 0.14  0.90  3435
3 CHL(UST)  10 14.870  0.240   0.16 0.14  0.90  3945
4 CHL      14.880  0.240   0.16 0.14  0.90  3946
5 CL + CHL  10 52.050  1.114   0.23 0.21  0.90  13808
6 CL        10 37.170  0.871   0.16 0.14  0.90  9861
7 CHL(UST)  10 14.870  0.239   0.16 0.14  0.90  3945
8 CHL      14.880  0.243   0.16 0.14  0.90  3947

IWC DETAIL
----- mA ----- Watts ----- pF -----
Line meter      mult      meter      mult      meter      mult
1 27.83/27.83   1/1      0.567/0.567  1/1      7381./7381.  1/1
2 12.95/12.95   1/1      0.327/0.327  1/1      3435./3435.  1/1
3 14.87/14.87   1/1      0.240/0.240  1/1      3945./3945.  1/1
5 52.05/52.05   1/1      1.114/1.114  1/1      13808/13808  1/1
6 37.17/37.17   1/1      0.871/0.871  1/1      9861./9861.  1/1
7 14.87/14.87   1/1      0.239/0.239  1/1      3945./3945.  1/1

<End of Report>

```

La manera de adquirir los datos para la realización del análisis es de la siguiente manera.

1. Al realizar mediciones para verificar el estado del aislamiento de los devanados de alta y baja tensión en transformadores de potencia modernos, éstos no deben presentar factor de potencia de

aislamiento mayor a 0.5 % corregido a 20 ° C, según Doble Engineering Company. Un valor mayor que 0.5 % puede ser la indicación del deterioro del mismo ó de la presencia de humedad en los aislamientos.

2. En la fila núm. 2 se indica el valor para la medición de factor de potencia para el aislamiento del devanado de alta tensión (CH) es igual a 0.23 % corregido a 20 °C. (factor de corrección = 0.90 para una temperatura del aparato de 25 °C., según curva de Doble Engineering Company). Este resultado se encuentra abajo del valor de referencia, por lo cual se considera que el aislamiento del devanado de alta tensión se encuentra en condiciones aceptables para seguir operando en servicio.
3. En la fila núm. 3 se indica el valor para la medición de factor de potencia para el aislamiento entre devanados (CHL) es igual a 0.14 % corregido a 20 °C. (factor de corrección = 0.90 para una temperatura del aparato de 25 °C. según curva de Doble Engineering Company). Este resultado se encuentra abajo del valor de referencia, por lo cual se considera que el aislamiento entre devanados se encuentra en condiciones aceptables para seguir operando en servicio.
4. En la fila núm. 6 se indica el valor para la medición de factor de potencia del aislamiento del devanado de baja tensión (CL) es igual a 0.21 % corregido a 20°C. (factor de corrección = 0.90 para una temperatura del aparato de 25 °C. según curva de Doble Engineering Company). Este resultado se encuentra abajo del valor de referencia, por lo cual se considera que el aislamiento del devanado de baja tensión se encuentra en condiciones aceptables para seguir operando en servicio.

3.1.1.4 Prueba de collar caliente en los bushings

Pruebas de collar caliente en bushings (Hot Collar Tests):

En esta página el software DTA proporciona los resultados de la siguiente forma:

- En la primera columna se indica el número de fila para cada prueba.
- En la segunda columna bajo la abreviatura “Bush” se indica el bushing bajo prueba para cada fase, donde H es la identificación para los bushings de alta tensión y X es la identificación para los bushings de baja tensión.
- En la tercera columna bajo la abreviatura “S/N” se muestra el número de serie para cada bushing.
- En la cuarta columna bajo la abreviatura “Test Mode” se indica el modo de prueba bajo el cual el equipo hace la medición.
- En la quinta columna bajo la abreviatura “Skirt #” se indica la campana de arriba hacia abajo en la cual se colocó el collar al momento de realizar la prueba.
- En la sexta columna bajo la abreviatura “kV” se indica el voltaje de prueba aplicado en kilovoltios.
- En la séptima columna bajo la abreviatura “mA” se indica la lectura de la corriente de prueba en miliamperios.
- En la última columna bajo la abreviatura “Watts” se indican las pérdidas en vatios registradas durante la prueba.
- En el último párrafo bajo el título “IWC DETAIL” se muestra un detalle de la corriente de prueba en miliamperios (mA), las pérdidas en watts y la capacitancia en picofaradios medidas en cada bushing.

Figura 10. Hoja de datos del software DTA para collar caliente

Two Winding Transformer 07-22-104 09:38 Pg:1

Company : EGEE INDE
 Division: DEPTO. ELECTRICO
 Location: HIDROELECTRICA CHIXOY Special ID: RESERVA

Test Date: Jun 01 2004 Test Time: 09:04:05

Hot-collar Tests

	Bush	S/N	Test Mode	Skirt#	kV	mA	Watts
1	H1	80930381	GROUND	2	10	0.148	0.040
2	H1	80930381	GROUND	9	10	0.161	0.049
3	H1	80930381	GROUND	16	10	0.194	0.067
4	H2	80930382	GROUND	2	10	0.147	0.043
5	H2	80930382	GROUND	9	10	0.158	0.048
6	H2	80930382	GROUND	16	10	0.193	0.065
7	H3	80930383	GROUND	2	10	0.148	0.040
8	H3	80930383	GROUND	9	10	0.161	0.048
9	H3	80930383	GROUND	16	10	0.194	0.066
10	H0	80937265	GROUND	1	10	0.106	0.022
11	H0		GROUND	3	10	0.103	0.021
12	X1		GROUND	1	10	0.125	0.029
13	X2		GROUND	1	10	0.123	0.041
14	X3		GROUND	1	10	0.123	0.031

IWC DETAIL							
Line	----- mA -----		----- Watts -----		----- pF -----		
	meter	mult	meter	mult	meter	mult	
1	0.148/0.148	1/1	0.040/0.040	1/1	39.35/39.35	1/1	
2	0.161/0.161	1/1	0.049/0.049	1/1	42.73/42.73	1/1	
3	0.194/0.194	1/1	0.067/0.067	1/1	51.42/51.42	1/1	
4	0.147/0.147	1/1	0.043/0.043	1/1	39.02/39.02	1/1	
5	0.158/0.158	1/1	0.048/0.048	1/1	41.99/41.99	1/1	
6	0.193/0.193	1/1	0.065/0.065	1/1	51.22/51.22	1/1	
7	0.148/0.148	1/1	0.040/0.040	1/1	39.26/39.26	1/1	
8	0.161/0.161	1/1	0.048/0.048	1/1	42.63/42.63	1/1	
9	0.194/0.194	1/1	0.066/0.066	1/1	51.40/51.40	1/1	
10	0.106/0.106	1/1	0.022/0.022	1/1	27.98/27.98	1/1	
11	0.103/0.103	1/1	0.021/0.021	1/1	27.26/27.26	1/1	
12	0.125/0.125	1/1	0.029/0.029	1/1	33.21/33.21	1/1	
13	0.123/0.123	1/1	0.041/0.041	1/1	32.65/32.65	1/1	
14	0.123/0.123	1/1	0.031/0.031	1/1	32.53/32.53	1/1	

<End of Report>

Comentarios

1. Para pruebas de collar caliente en bushings, se acepta un máximo de 0.1 watts de pérdidas sobre el aislamiento; un resultado mayor al valor de referencia puede ser la indicación de humedad en la parte superior del bushing, la indicación de suciedad sobre la porcelana del mismo ó la contaminación y deterioro de la porcelana.
2. Al comparar entre unidades similares y con el valor de referencia recomendado, se observa que los valores de pérdidas de la prueba de collar caliente para los bushings de alta y baja tensión de las fases H1 (I), H2 (II), H3 (III), H0 (N), X1(i), X2(ii) y X3 (iii), se encuentran abajo del valor de referencia, por lo que se considera que el estado de la porcelana se encuentra en condiciones aceptables para seguir operando en servicio.

3.1.1.5 Prueba de corrientes de excitación

Corrientes de excitación (Excitation Tests):

En esta página, el software DTA proporciona los resultados de la siguiente forma:

- En la primera columna se indica el número de fila correspondiente a cada prueba.
- En la segunda columna bajo la abreviatura “DETC PSN” se indica la posición del cambiador de taps sin carga en la cual se está realizando la prueba.

- En la tercera columna bajo la abreviatura “LTC PSN” se indica la posición del cambiador de taps bajo carga en caso de que el transformador tuviera éste tipo de cambiador. En este caso no se tiene, razón por la cual no aparece ninguna información en esta columna.
- En la cuarta columna bajo la abreviatura “kV” se indica el voltaje de prueba aplicado en kilovoltios.
- En la quinta columna bajo la abreviatura “H1-H0/mA” se indica la corriente de excitación medida en miliamperios para la fase H1-H0.
- En la sexta columna bajo la abreviatura “H2-H0/mA” se indica la corriente de excitación medida en miliamperios para la fase H2-H0.
- En la última columna bajo la abreviatura “H3-H0/mA” se indica la corriente de excitación medida en miliamperios para la fase H3-H0.
- En el último párrafo bajo el título “IWC DETAIL” se muestra el detalle de la corriente de prueba medida en cada fase.

Figura 11. Hoja de datos del software DTA para corriente de excitación

```

Two Winding Transformer      07-22-104 11:05   Pg:1

Company : EGEE INDE
Division: DEPTO. ELECTRICO
Location: HIDROELECTRICA CHIXOY           Special ID: RESERVA

Test Date: Jun 01 2004      Test Time: 09:04:05

Excitation Tests

      DETC   LTC           H1-H0           H2-H0           H3-H0
      PSN   PSN   kV     -----      -----      -----
                               mA              mA              mA
-----
1 4     1     10     17.720      12.250      17.420

IWC DETAIL
           H1-H0           H2-H0           H3-H0
           -----      -----      -----
           mA              mA              mA
Line  meter  mult  meter  mult  meter  mult
1  17.72/17.72  1/1  12.25/12.25  1/1  17.42/17.42  1/1

<End of Report>

```

Comentarios

1. Para transformadores de este tipo, el patrón esperado es: que se obtengan mediciones en dos fases con valores de corrientes de excitación mayores y parecidas, y la tercera fase se debe observar un valor menor, debido a que la reluctancia del circuito magnético es menor.
2. En las mediciones de la fila núm. 1 y tap 4, se observa el patrón esperado de tener dos corrientes parecidas y mayores en dos fases (fases H1-H0 y H3-H0) y en la otra fase (fase H2-H0) una lectura de corriente menor que en las otras dos. Esto indica que no existe ninguna anomalía en el núcleo magnético, ni problemas de espiras cortocircuitadas.

3.1.1.6 Prueba de relación de transformación TTR:

Pruebas de relación de transformación -TTR (Doble Ratio (H-L) Tests):

Para la prueba de relación de transformación se acepta una variación máxima de: ± 0.5 % del valor teórico correspondiente al tap en el que se realice la prueba. Para este transformador, se realizaron pruebas en la posición actual del cambiador de taps (tap 4).

Para esta prueba el software DTA proporciona los datos de la siguiente manera:

- En la primera columna se indica el número de prueba.
- En la segunda columna bajo el subtítulo “Tap Pos”, se indica la posición del cambiador de taps en la que se realizó la prueba.
- En la tercera columna bajo el subtítulo “N/P Voltaje” se indica el voltaje del lado de alta tensión (línea a neutro en este caso) correspondiente al tap en el que se realizó la prueba.
- En la cuarta columna se indica la posición del tap del lado de baja tensión. Como no se tiene cambiador de taps en éste devanado se asume posición 1.
- En la quinta columna se indica el voltaje del devanado secundario o de baja tensión.
- En la sexta columna bajo el subtítulo “Cal Ratio” se indica el valor teórico de la relación ($V1/V2$).
- En la séptima columna bajo el subtítulo “H1-H3/X1-X0” se indica la relación entre H1-H3 y X1-X0.
- En la octava columna bajo el subtítulo “H2-H1/X2-X0” se indica la relación entre H2-H1 y X2-X0.
- En la novena columna bajo el subtítulo “H3-H2/X3-X0” se indica la relación entre H3-H2 y X3-X0.
- En las últimas dos columnas bajo los subtítulos “Minimum Limit” y “Maximum Limit” se muestran los valores mínimo y máximo

correspondientemente, permitidos, entre los cuales se deben encontrar los valores de las relaciones a medir en cada tap donde se realiza la prueba.

Figura 12. Hoja de datos del software DTA para relación de transformación

```

Two Winding Transformer      07-22-104 09:44   Pg:1

Company : EGEE INDE
Division: DEPTO. ELECTRICO
Location: HIDROELECTRICA CHIXOY                Special ID: RESERVA

Test Date: Jun 01 2004      Test Time: 09:04:05

Doble Ratio (H-L) Tests

      Tap N/P      Tap N/P      Cal      H1-H0      H2-H0      H3-H0      Minimum      Maximum
      Pos Voltage Pos Voltage Ratio      X1-X2      X2-X3      X3-X1      Limit      Limit
-----
1      4      132790 1      13800      9.6225      9.6335      9.6335      9.6335      9.5744      9.6706

IWC DETAIL

      H1-H0      H2-H0      H3-H0
      X1-X2      X2-X3      X3-X1
      ----- <pF> ----- <pF> ----- <pF> -----
Line
1      993.3/993.3      1/1      993.3/993.3      1/1      993.3/993.3      1/1

<End of Report>

```

Comentarios

1. Los valores obtenidos para la medición de relación de transformación en la posición actual del cambiador de taps posición No.4, están dentro de los rangos máximo y mínimo permitidos ($\pm 0.5\%$ del valor teórico), lo cual es indicación de que no se presentan espiras cortocircuitadas en los devanados de alta y baja tensión, ni problemas en el cambiador de taps. Por lo tanto los resultados se encuentran dentro de los límites esperados y son aceptables.

3.1.1.7 Prueba de factor de potencia para el aceite dieléctrico

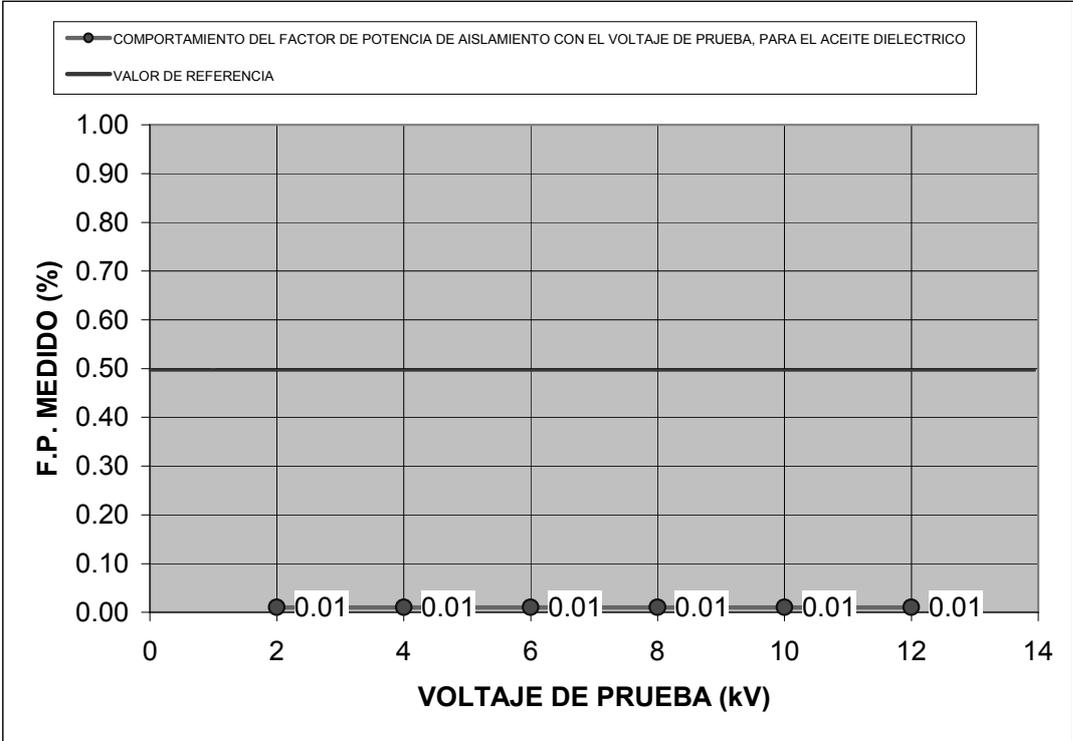
Pruebas de factor de potencia del aceite (Oil Sample Tests):

En ésta prueba, el software DTA proporciona los datos de la siguiente manera:

- En la primera columna se muestra el número de la prueba.
- En la segunda columna bajo el subtítulo “Sample Location” se indica la unidad de donde se tomó la muestra.
- En la tercera columna bajo el subtítulo “Temp.”, se indica la temperatura de la muestra de aceite a probar.
- En la cuarta columna bajo el subtítulo “kV” se indica el voltaje de prueba.
- En la quinta columna bajo el subtítulo “mA” se indica la corriente en miliamperios registrada durante la medición correspondiente al voltaje de prueba.
- En la sexta columna bajo el subtítulo “Watts” se indica la medición de pérdidas registradas durante la prueba.
- En la séptima y octava columna bajo el título “% Pwr Factor” se indica el factor de potencia para el aceite dieléctrico. En la columna 7 bajo la abreviatura “meas” se encuentra el factor de potencia medido; en la columna # 8, bajo la abreviatura “corr” se encuentra el valor del factor de potencia ya corregido a 20 °C.
- En la novena columna bajo la abreviatura “cFctr” se indica el factor de corrección por temperatura que se aplica para corregir el factor de potencia medido de la columna 7 a una temperatura base de 20 °C.

Figura 13. Comportamiento del factor de potencia del aislamiento en aceites dieléctricos

COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO, REALIZADO A VARIOS VOLTAJES DE PRUEBA Y CORREGIDOS A 20 ° C. EL ACEITE DIELECTRICO						
VOLTAJE DE PRUEBA (kV)	2	4	6	8	10	12
% FACTOR DE POTENCIA MEDIDO	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01



COMENTARIOS:

Los valores obtenidos en la medición del factor de potencia de aislamiento para el aceite dieléctrico, a diferentes de voltajes de prueba, están aproximadamente a 0.01 %, esto indica que el aceite dieléctrico se encuentra en condiciones aceptables para operar en servicio.

Figura 14. Hoja de datos del software DTA para factor de potencia del aislamiento en aceites dieléctricos

Two Winding Transformer

Company: EGEE - INDE
 Division: DEPTO ELECTRICO
 Location: HIDROELECTRICA CHIXOY Special ID: RESERVA

Test Date: Jun 01 2004 Test Time: 09:04:05

Oil Sample Tests								
Sample Location	Temp	kV	mA	Watts	% Pwr Factor			
					meas	corr	cFctr	
1 Transformador Unidad Reserva	30	2	0.892	0.001	0.01	0.01	0.64	
2 Transformador Unidad Reserva	30	4	0.892	0.001	0.01	0.01	0.64	
3 Transformador Unidad Reserva	30	6	0.892	0.001	0.01	0.01	0.64	
4 Transformador Unidad Reserva	30	8	0.892	0.001	0.01	0.01	0.64	
5 Transformador Unidad Reserva	30	10	0.892	0.002	0.02	0.01	0.64	
6 Transformador Unidad Reserva	30	12	0.891	0.002	0.02	0.01	0.64	

IWC DETAIL							
Line	***** mA *****		***** Watts *****		***** pF *****		
	meter	mult	meter	mult	meter	mult	
1	0.892/0.892	1/1	0.001/0.001	1/1	236.7/236.7	1/1	
2	0.892/0.892	1/1	0.001/0.001	1/1	236.7/236.7	1/1	
3	0.892/0.892	1/1	0.001/0.001	1/1	236.6/236.6	1/1	
4	0.892/0.892	1/1	0.001/0.001	1/1	236.6/236.6	1/1	
5	0.892/0.892	1/1	0.002/0.002	1/1	236.5/236.5	1/1	
6	0.891/0.891	1/1	0.002/0.002	1/1	236.3/236.3	1/1	

< End of Report >

Comentarios

1. Para aceites dieléctricos minerales en servicio, Doble Engineering Company recomienda que el valor del factor de potencia de aislamiento no sea mayor que el 0.5 % corregido a 20°C, se puede observar en la gráfica anterior que a diferentes voltajes de prueba su variación es mínima, estando los valores obtenidos abajo del valor de referencia, se considera que el aceite dieléctrico se encuentra en condiciones aceptables para seguir operando en servicio.

Total de gases combustibles, para el aceite dieléctrico del transformador en la prueba realizada el tres de junio del año de dos mil dos.

Tabla XXIII. Parámetros de gases combustibles del transformador

Gas	Limites según Doble Engineering Company		
	PPM	Acceptable	Inacceptable
Hidrogeno (H2)	0	<150	>1000
Oxígeno (O2)	2770		
Nitrógeno (N2)	34800		
Metano (CH4)	51	<25	>80
Monóxido de Carbono (CO)	88	<500	>1000
Etano (C2H6)	90	<10	>35
Dióxido de Carbono (CO2)	509	<10000	>15000
Etileno (C2H4)	6	<20	>150
Acetileno (C2H2)	Sin rastro	<15	>80
Total de gases	38314		
Total de gases combustibles	235		
% de gases combustibles	0.15	0.03	0.5
Tasa de gases PPM/DIA	0.23		

Existe un bajo nivel de gases combustibles.

Tabla XXIV. Comparación de datos de gases combustibles

Date	H2	CH4	CO	C2H6	C2H4	C2H2	Total gas
Limite PPM	100	100	250	60	100	5	500
13/04/2001	0	49	88	93	2	0	232
17/05/2002	0	51	88	90	6	0	235

Comentario para el análisis de furanos de la muestra del transformador unidad de reserva:

Tabla XXV. Porcentaje de vida del transformador

Reporte No.	Fecha muestra	Temp. °C	HMF ug/L	FOL ug/L	FAL ug/L	AF ug/L	MF ug/L	FAL	DP estimado	% vida
48268	07/05/2002	25	<1	<1	3	<1	<1	0.2	1114	100

El análisis de furanos es una prueba complementaria a la detección de gases disueltos en el aceite, y que sirve para determinar al grado de deterioro de la celulosa del sistema de aislamiento de los transformadores de potencia, los compuestos furánicos son resultados de eventos térmicos.

Este tipo de pruebas es recomendable ser realizado inicialmente para todos los transformadores de potencia para establecer una línea de base cuando grandes cantidades de óxidos de carbón son generados y cuando otras pruebas indiquen envejecimiento acelerado del sistema de aislamiento.

Para este transformador los resultados indican lo siguiente: el análisis de compuestos furánicos reflejan que no existe degradación de la celulosa el nivel del compuesto "2furfural" es menor a 50 microgramos/litro/año (generación de 0.2 microgr/lit/año), y se considera una condición normal. El grado de polimerización calculado en base a la ecuación de chengdong es 1114 y se calcula que el transformador le queda un porcentaje de vida de 100%.

3.2 Resumen de Resultados

Como parte del resumen de los resultados, respecto al transformador unidad de reserva de la Planta Hidroeléctrica de Chixoy se cuentan, cabe destacar que de todos los datos analizados a través de este capítulo, y sin menospreciar las diversas pruebas realizadas se presentan los resultados finales y mediante los cuales se realizaran las diversas comparaciones:

Para los años del 2002 al 2004 la empresa que estuvo realizando los análisis a los equipos fue la empresa Ingeniería de Potencia Eléctrica S.A. (IP).

Tabla XXVI. Resultados relevantes del transformador de reserva

Reporte No.	Muestra d/m/a	Prueba d/m/a	Top oil	Contenido Humedad	Saturación Relativa	Rigidez	Factor potencia
			°C	ASTM D1533	%	ASTM D877	ASTM D924
				25 ppm MAX		30 Kv D1816	0.5% máx. a 25°
48268	7/5/02	17/5/02	25	7	10	57	0.011
52320	8/5/03	28/5/03	34	14	14	42	0.012
57963	23/6/04		32	13	15	43	0.01
0792	1/12/05	9/12/05	29	5		52	0.05
0652	24/7/06	31/7/06	27	13		52	0.021

Para los años 2005 y 2006 intervinieron dos empresas diferentes, MEISA y TAMSA para los dos años respectivamente:

Cabe hacer la salvedad que existe cambios en la interpretación de los reportes de MEISA del 2005 y TAMSA 2006, y esta se debe a que cambiaron por el voltaje de equipo en el 2005 usaron 69 Kv. Y en el 2006 usaron la de 69 – 28.8 Kv. Pero en sí, los parámetros de realización de estos no variaron debido a las normas a que se deben acatar.

3.3 Análisis estadístico de pruebas en el transformador

3.3.1 Tendencias del Comportamiento

Como parte de las tendencias de comportamiento del transformador de reserva, se pretende realizar un análisis mediante graficas, en las cuales podremos observar el comportamiento del transformador el 1 de junio del 2004 y por otra parte, el del 12 de febrero del año 2007, con los cuales debido a posibles variaciones existentes, las cuales en los anteriores incisos

se ha podido constatar que estas no presentan un nivel de incidencia alta a lo que se refiere en el comportamiento del transformador de reserva.

Para obtener mejor información a cerca de este comportamiento, se analizan individualmente los resultados independientemente de los tipos de pruebas planteadas.

Figura 15. Tendencia de resultado aislamiento en devanados

TENDENCIA DE RESULTADOS
AISLAMIENTO DE DEVANADOS A 10 KV

FECHA DE PRUEBA	% P.F. DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS		
	CH = 1 Devanado de alta tensión	CL = 2 Devanado de baja tensión	CHL = 3 Aislamiento entre devanados
01-Jun-04	0.23	0.21	0.14
12-Feb-07	0.23	0.23	0.16

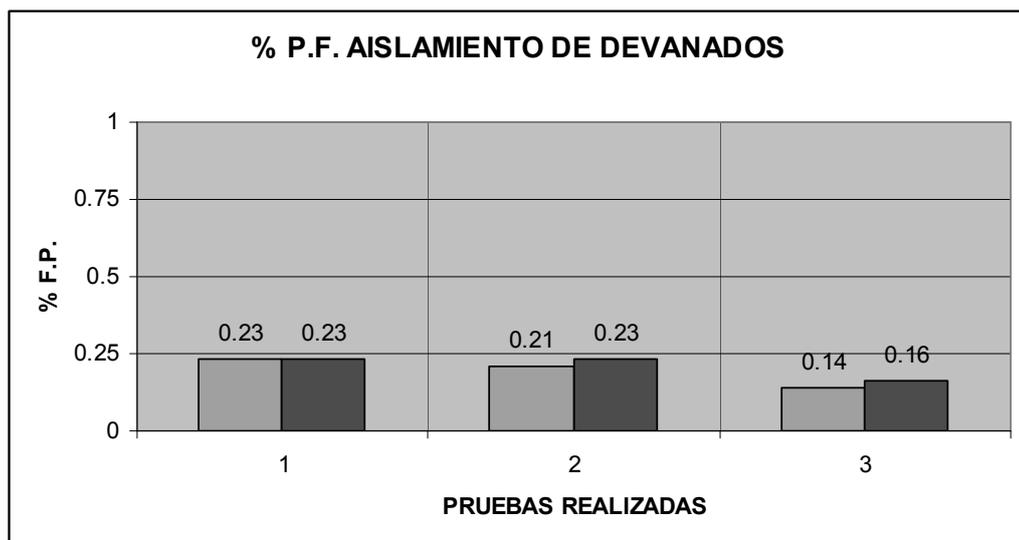


Figura 16. Tendencia de resultado capacitancia en devanados

TENDENCIA DE RESULTADOS
CAPACITANCIA DE DEVANADOS A 10 KV

FECHA DE PRUEBA	CAPACITANCIA DE DEVANADOS		
	CH = 1 Devanado de alta tensión	CL = 2 Devanado de baja tensión	CHL = 3 Aislamiento entre devanados
01-Jun-04	3,435	9,861	3,945
12-Feb-07	3,435	9,861	3,950

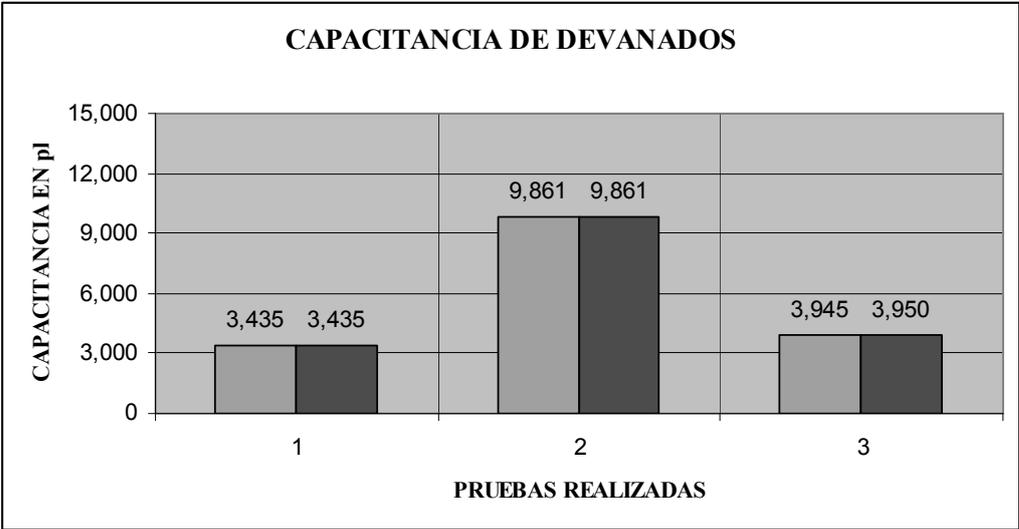


Figura 17. Tendencia de resultado aislamiento principal C1 en bushing de alta tensión

TENDENCIA DE RESULTADOS
AISLAMIENTO PRINCIPAL C1 DE BUSHING DE ALTA TENSION

FECHA DE PRUEBA	% P.F. DEL AISLAMIENTO PRINCIPAL C1		
	FASE H1 = 1	FASE H2 = 2	FASE H3 = 3
01-Jun-04	0.32	0.33	0.34
12-Feb-07	0.32	0.32	0.32

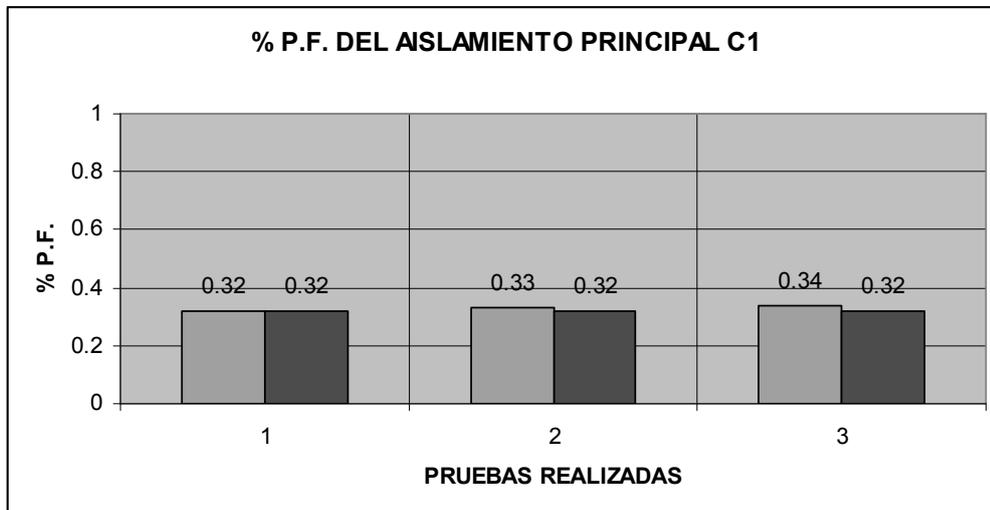
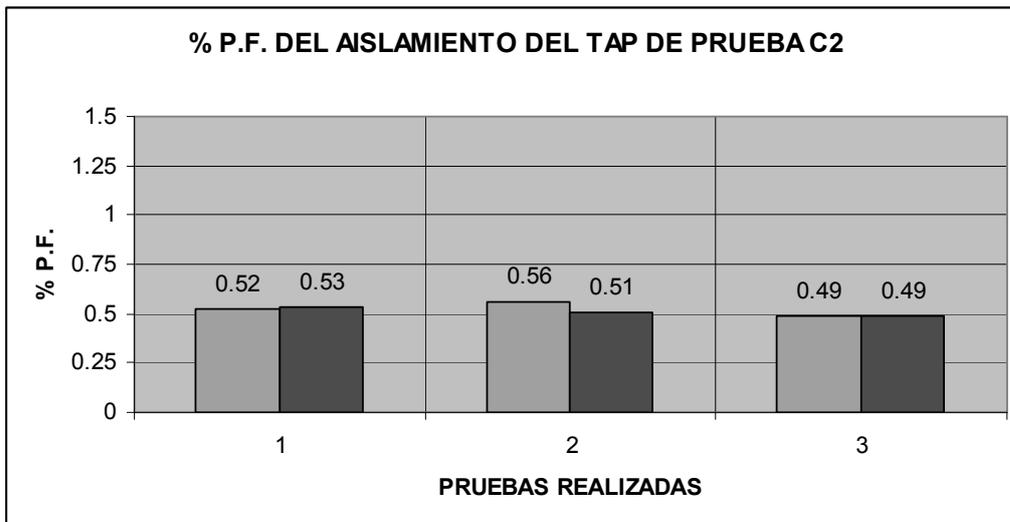


Figura 18. Tendencia de resultado aislamiento principal C2 en bushing de alta tensión

TENDENCIA DE RESULTADOS
 AISLAMIENTO DEL TAP DE PRUEBA C2 DE BUSHING DE ALTA TENSION

FECHA DE PRUEBA	% P.F. DEL AISLAMIENTO PRINCIPAL C2		
	FASE H1 = 1	FASE H2 = 2	FASE H3 = 3
01-Jun-04	0.52	0.56	0.49
12-Feb-07	0.53	0.51	0.49



Para esta gráfica existe un valor máximo de 0.5, el cual por las fases H1 y H2 se encuentra como se puede observar, sobrepasado, pero mediante el escrutinio de las diversas normas se puede llegar a la conclusión que se encuentra entre el porcentaje de incerteza valido. Lo que quiere decir que el porcentaje de factor de potencia aun esta bien.

Figura 19. Tendencia de resultado aislamiento tap de prueba C2 en bushing de alta tensión

TENDENCIA DE RESULTADOS
 AISLAMIENTO DEL TAP DE PRUEBA C2 DE BUSHING DE ALTA TENSION

FECHA DE PRUEBA	CAPACITANCIA C2		
	FASE H1 = 1	FASE H2 = 2	FASE H3 = 3
01-Jun-04	8,724	9,005	8,956
12-Feb-07	8,729	9,009	8,963

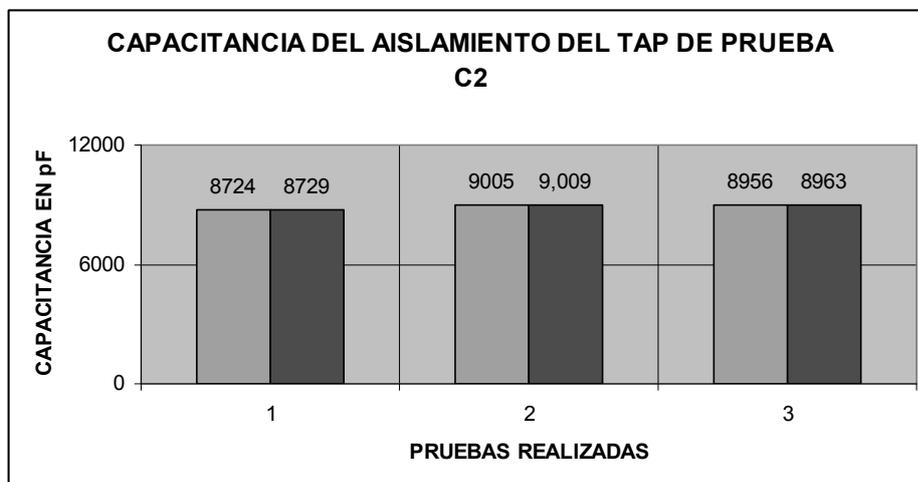


Figura 20. Tendencia de resultado de collar caliente a bushings de alta y baja tensión

TENDENCIA DE RESULTADOS
COLLAR CALIENTE A BUSHINGS DE ALTA Y BAJA TENSION

FECHA DE PRUEBA	PRUEBA DEL COLLAR CALIENTE													
	H1			H2			H3			HO		X1	X2	X3
	Campanas			Campanas			Campanas			Campanas		Campana	Campana	Campana
	2	9	16	2	9	16	2	9	16	1	3	1	1	1
No. GRAFICO X	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
01-Jun-04	0.040	0.049	0.067	0.043	0.048	0.065	0.040	0.048	0.066	0.022	0.021	0.029	0.041	0.031
12-Feb-07	0.171	0.059	0.072	0.075	0.066	0.102	0.046	0.071	0.188	0.022	0.020	0.039	0.030	0.034

-78-



Según la gráfica presentada a lo que se refiere a la prueba de collar caliente para los bushings de alta y baja tensión, cabe destacar que en la campana dos de H1, el valor se encuentra excedido; así también a lo que se refiere a la campana dieciséis de H2, y en la campana dieciséis de H3, los valores se encuentran excedidos de su valor tomado como máximo en las normas vigentes referentes a esta prueba, no así estas aun se encuentran entre los niveles de tolerancia aceptables.

Con lo cual se descarta cualquier posibilidad de que en la prueba de collar caliente alguna de las campanas de los bushings posean algún tipo de problema que dañe su perfecto funcionamiento.

Figura 21. Tendencia de resultado en corrientes de excitación

TENDENCIA DE RESULTADOS
PRUEBA DE CORRIENTES DE EXCITACION

FECHA DE PRUEBA	CORRIENTES DE EXCITACIÓN A 10 KV		
	H1 – H0 = 1	H2 – H0 = 2	H3 – H0 = 3
01-Jun-04	17.720	12.250	17.420
12-Feb-07	17.810	12.320	17.530

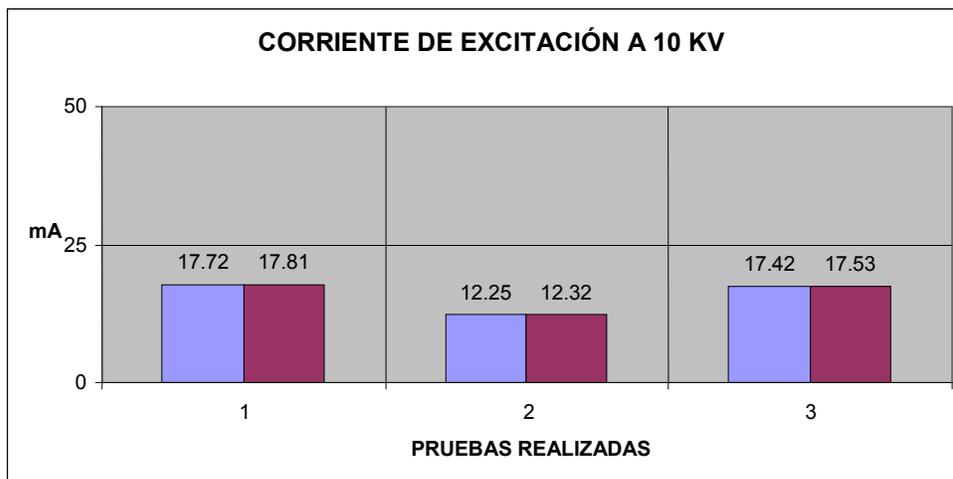


Figura 22. Tendencia de resultado en prueba de relación de transformación

TENDENCIA DE RESULTADOS
PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN TTR A 10 KV

FECHA DE PRUEBA	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN TTR A 10 KV		
	H1 – H0 X1 – X2	H2 – H0 X2 – X3	H3 – H0 X3 – X1
01-Jun-04	9.6335	9.6335	9.6335
12-Feb-07	9.6361	9.6361	9.6361

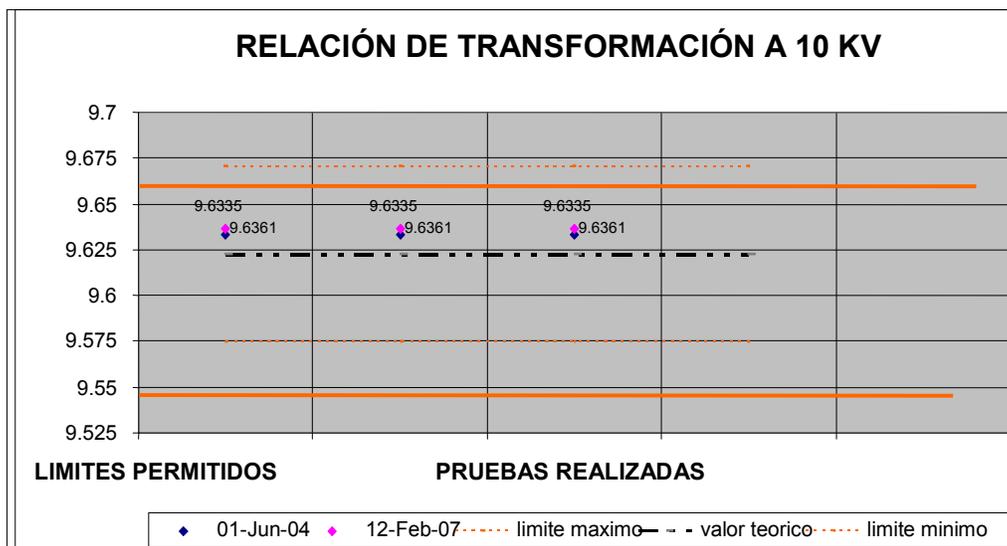
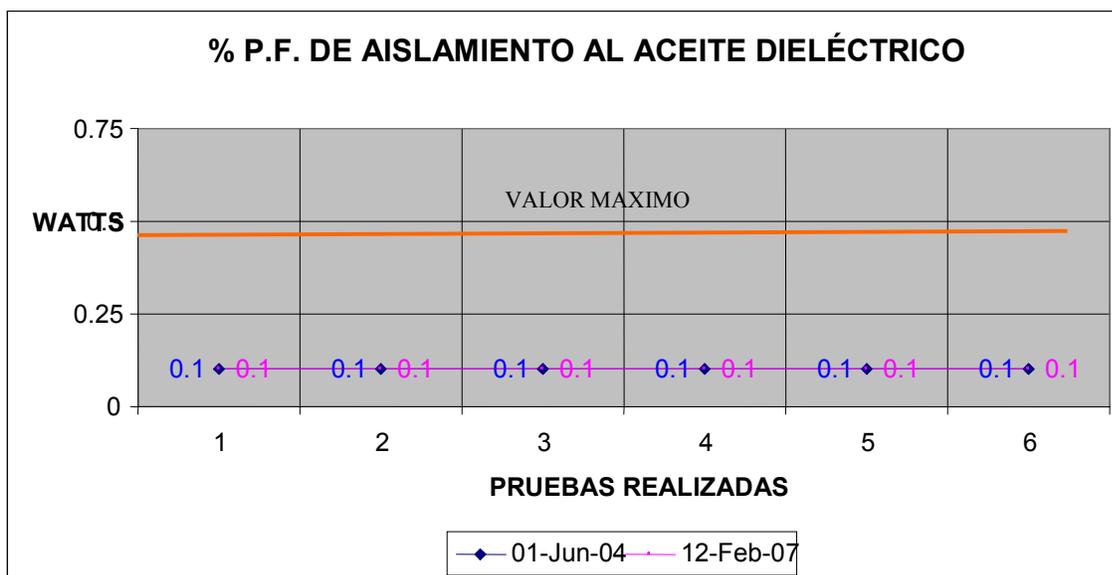


Figura 23. Tendencia de resultado factor de potencia de aislamiento al aceite dieléctrico

TENDENCIA DE RESULTADOS
PRUEBA DE % P.F. DE AISLAMIENTO AL ACEITE DIELECTRICO

FECHA DE PRUEBA	% P.F. DE AISLAMIENTO AL ACEITE DIELECTRICO					
	2KV =1	4KV = 2	6KV = 3	8KV = 4	10KV = 5	12KV = 6
01-Jun-04	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
12-Feb-07	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1



3.3.2 Inspección física del estado del transformador

Debido a que las pruebas mas recientes con las que se cuenta y también a que el estado del transformador, sufre cambios diarios pues este tiene contacto directo con las condiciones del clima, ya que como se ha mencionado su condición es tipo intemperie, me permitiré describir algunas de las varias características importantes que se deben mencionar a la hora de referirnos al estado del transformador:

- Existe contaminación en la cuba del transformador, y la pintura se observa ya con un deterioro leve por la presencia constante de niveles elevados de calor.
- Los radiadores, los ventiladores presentan niveles elevados de moho de color verde lo que da indicios elevados de humedad externa en esas partes.
- Existe contaminación en los bushings de alta y baja tensión, los cuales no permiten que la porcelana presente su color característico.
- Deposito de silica gel y flanges.
- Se observa condensación de agua en el visor del nivel de aceite del bushings de alta tensión, específicamente en la fase H2.
- Se observa leves fugas de aceite dieléctrico en los taps de prueba de alta tensión de las fases H1, H2, H3.
- El gabinete de control del transformador no presenta mayor problema, solo niveles de polvo no excesivos.

3.3.3 Conclusión del estado actual del transformador

Tomando como base las tendencias de comportamiento del transformador analizadas en la sección anterior, se observa una tendencia en el comportamiento del transformador en forma evidente a niveles de degradación por los efectos ambientales de todos los componentes de este, pero a su vez tomando como referencia los niveles descritos por las normas, su estado aun se encuentra en el rango de buen estado, a continuación se dan descripciones de el estado del transformador en cada una de las pruebas realizadas, para sus posteriores conclusiones definitivas.

a) Prueba de factor de potencia de aislamiento y capacitancia, a devanados de alta y baja tensión, entre devanados.

- Los valores medidos de factor de potencia de aislamiento a los devanados están DENTRO del valor de 0.5% recomendado por Doble Engineering Company.
- Al realizar la comparación de estos resultados con la prueba anterior, los valores de factor de potencia de aislamiento de los devanados presentan una tendencia estable, se considera que están en condición aceptable para operar en servicio.

(El valor recomendado de factor de potencia de aislamiento de devanados para transformadores según la norma IEEE 62-1995 en su sección 6.1.6.8)

b) Prueba de capacitancia a devanados de alta y baja tensión, y entre devanados

- Los valores medidos de capacitancia no presentan variaciones significativas.
- Al comparar estos resultados con la prueba anterior los valores de capacitancia de devanados presentan tendencia estable, y su límite de variación recomendado es el +/- 10%, se considera que los devanados del transformador están en condición aceptable para operar en servicio.

c) Prueba de factor de potencia de aislamiento y capacitancia, al aislamiento principal C1 de bushing de alta tensión.

FASES H1, H2, H3

- El resultado de Factor de potencia de aislamiento se encuentra DENTRO del valor de 0.5% recomendado por Doble Engineering Company.
- Al comparar los resultados con la prueba anterior los valores de factor de potencia de aislamiento principal C1 de los bushings mencionados, presentan tendencia estable, ya que el límite de variación recomendado es del +/- 10% se considera que están en condición aceptable para operar en servicio.
- Al comparar los resultados con la prueba anterior los valores de capacitancia de aislamiento principal C1 de los bushings mencionados, presentan tendencia estable, ya que el límite de variación recomendado es del +/- 10% se considera que están en condición aceptable para operar en servicio.

d) Prueba de factor de potencia de aislamiento y capacitancia, al aislamiento del tap de prueba C2, de bushings de alta tensión

FASES H1, H2, H3

- Los resultados al compararlos con unidades similares, se encuentran DENTRO del valor recomendado por Doble Engineering Company.
- Al comparar los resultados con la prueba anterior los valores de factor de potencia de aislamiento principal C2 de los bushings mencionados, presentan tendencia estable, ya que el límite de variación recomendado es del +/- 10% se considera que están en condición aceptable para operar en servicio.
- Al comparar los resultados con la prueba anterior los valores de capacitancia de aislamiento principal C2 de los bushings mencionados, presentan tendencia estable, ya que el límite de variación recomendado es del +/- 10% se considera que están en condición aceptable para operar en servicio.

e) Prueba de collar caliente a 10 kv para bushings de alta y baja tensión

- Los resultados de pérdidas disipadas en la superficie de la porcelana esta ARRIBA del valor de 0.1 watts valor que Doble Engineering Company, considera que estado de la porcelana se considera contaminada.
- Al comparar estos resultados con la prueba anterior los valores de perdidas de la superficie de la porcelana presentan una tendencia más

alta, se considera que es necesario realizar mantenimiento de limpieza con solvente biodegradable.

f) Prueba de corrientes de excitación a 10 kV

- Los resultados indican que en la posición actual NO presentan problemas en el núcleo magnético, ni espiras cortocircuitadas, ni problemas en el cambiador de taps, reflejando un comportamiento normal en el transformador.
- Al comparar estos resultados con la prueba anterior los valores de corrientes en H1-H0, H2-H0, H3-H0 presentan tendencia estable, se considera que está en condición aceptable para servicio.

g) Prueba de relación de transformación TTR a 10 kV

- Los resultados indican que en la posición actual del cambiador de taps, para ser exactos la No. 4, esta dentro del rango máximo y mínimo permitidos +/- 0.5% del valor teórico, lo cual es un indicador de que no presentan espiras cortocircuitadas en los devanados de alta y baja tensión, ni problemas en el cambiador de taps.
- Al comparar estos resultados con la prueba anterior los valores de relación de transformación TTR presentan una tendencia estable, se considera que esta en condición estable para operar en servicio.

h) Prueba factor de potencia de aislamiento para aceite dieléctrico de 2 a 12 kV

- El resultado de Factor de potencia de aislamiento se encuentra DENTRO del valor de 0.5% recomendado por Doble Engineering Company.

- Al comparar estos resultados con la prueba anterior los valores de factor de aislamiento al aceite dieléctrico presentan una tendencia estable, se considera que esta en condición aceptable para operar en servicio.

4. DISEÑO DE DUCTO DE BARRAS

4.1 Análisis del espacio físico

La importancia de esta adecuación que se pretende realizar, es de que por ninguna manera se afecte el correcto funcionamiento del equipo ya instalado, en el área de generadores y en el cableado de mando respectivo, es parte importante de este diseño, pues tomando en cuenta que podría ocasionar problemas con la grúa puente y demás equipos instalados en el área de generadores.

Mediante el grupo de ilustraciones que se presenta en este capítulo, junto con los diseños que se exhiben, se pretende tomar la determinación que el ducto no afecta de ninguna manera la estructura ya establecida en el área de generadores, y en la cual también se encuentra instalada la grúa puente, pero por la proximidad estrecha que existe entre las barras que conectan a los generadores con los transformadores de potencia y el ducto de pues habiendo realizado maniobras para observar la proximidad que puede llegar a alcanzar la grúa con respecto a el ducto de barra, esta queda descartada, debido que el ducto tendrá las mismas dimensiones del ya existente.

4.1.1 Calculo del espacio real requerido

Mediante mediciones realizadas al área que de aquí en adelante se mencionará como área de generadores y la cual posee unas dimensiones de 100 metros de largo por 20 metros de ancho y aproximadamente 10 metros de alto, y en la cual será instalado el ducto de barra, el cual desde el nivel 301 tiene unas dimensiones de 0.492 metros de ancho por 0.914 metros en su parte frontal y el cual se extiende hasta el nivel 304.94, lo que quiere decir que la altura de la estructura que se encuentra empotrada en la pared es de 3.94 metros y en el cual estarán instalado el ducto de barra que servirán de transferencia hasta el transformador de reserva y la cual limita la parte interna de la casa de maquinas con el área externa conocida como patio de transformadores, en el cual se encuentran instalados en una longitud de 100 metros los cinco transformadores correspondientes a los cinco generadores que posee la central, y a su vez el transformador de reserva, cabe destacar que estos transformadores elevadores de tensión tienen la siguiente relación de 13.8/230 kV Mediante enlaces internos, por ductos que conducen hasta los bushings de baja tensión en los transformadores antes mencionados, como se puede observar en la figura .

Es decir que del volumen total de 20,000 metros cúbicos aproximados de los cuales se encuentra instalada el área de generadores se estará hablando de agregar un ducto cuyas dimensiones serán de 80.30 metros, los cuales comprenden la longitud del ducto el primer generador, hasta su salida directa al transformador de reserva, por 0.492 metros de ancho por 0.914 metros de su parte frontal del ducto, lo cual hace un volumen de ocupación 36.11 metros cúbicos, que en relación con todo el espacio existente, no perjudicara en nada la estructura ya instalada.

A su vez por medio de la información gráfica, se es preciso hablar de medidas, para orientar y hacer preciso el presente planteamiento, mediante medición se obtuvieron las siguientes medidas:

Largo total de la longitud del área de generadores es de 100 metros, en los cuales se encuentran distribuidos los cinco generadores, con sus respectivos reguladores automáticos de voltaje AVR, así como los paneles de excitación de cada unidad, y un espacio en el cual se almacena equipo de alta tensión. De la dimensión antes mencionada se analizara solamente.

Altura total en el área de generadores es de 6.43 metros, la cual comprende desde el nivel 301.00 m.s.n.m que es el mismo nivel al que se encuentra la sala de mando, hasta el 307.43 m.s.n.m, que es el nivel donde comienza la grúa puente y desde el cual ya no se puede realizar ninguna ampliación por medidas de seguridad.

4.1.2 Cálculo de las alturas permisibles necesarias

Altura total en el área de generadores es de 6.43 metros, la cual comprende desde el nivel 301.00 que es el mismo nivel al que se encuentra la sala de mando, hasta el 307.43, que es el nivel donde comienza la grúa puente y desde el cual ya no se puede realizar ninguna ampliación por medidas de seguridad.

Con lo cual se puede llegar a la conclusión que hasta el nivel, el cual llegará la instalación del ducto de transferencia existe una diferencia de 2.49 metros de holgura entre la estructura y la grúa puente.

Dado que del las dimensiones del ducto ya se encuentra especificada para los niveles de corriente de 3000 amperios y 15 kV como datos de diseño, y que el área del conductor ya fue designado, por varios aspectos, como niveles de temperatura, debido a la gran conducción de corriente como tensión y

distancias permisivas, para evitar arcos eléctricos, tanto entre las fases, como con las fases y el ducto en si el cual es de un material conductor, así como niveles de aislamiento con la resina epóxica para evitar perforaciones del mismo, por las razones antes mencionadas, entonces se puede decir que tiene las siguientes dimensiones.

La ubicación sugerida de estos es que sobre el eje central de cada ducto que sale del generador hacia el transformador, y luego se colocaran como se puede ver en las columnas de 3 metros de largo, se colocaran dos angulares de sujeción, instalados a 0.5 metros de la orilla de dichas columnas y en total se instalaran 17 soportes de sujeción en la parte superior y 12 en la parte inferior en las columnas de 3 metros y con las mismas distancias anteriormente mencionadas, haciendo un total de 29 soportes, los cuales se estiman suficientes, y con las medidas indicadas para que estos no tengan cercanía con la grúa puente o alturas permisibles, considerada peligrosas.

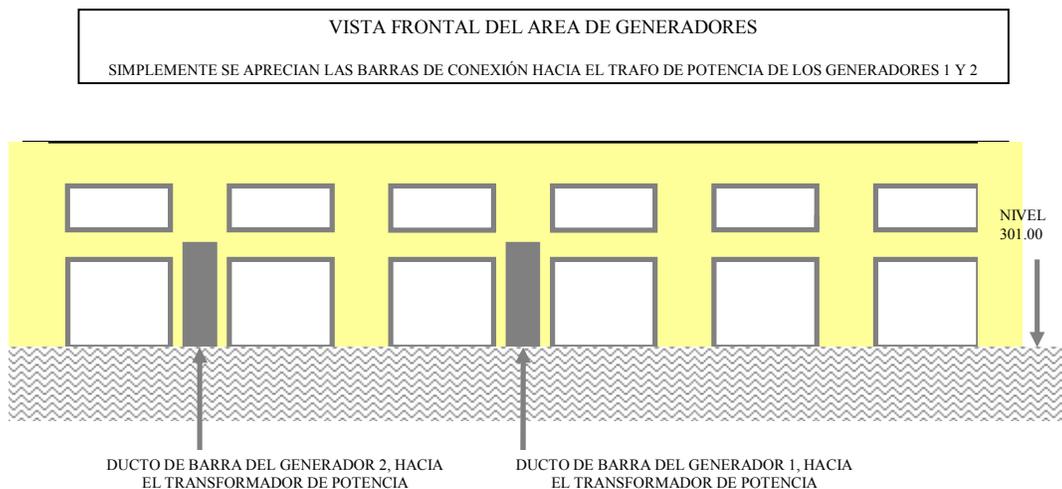
Ya que la ubicación física del transformador de reserva ya se encuentra instalada, el ducto se dirigirá hasta columna 3 contando las columnas desde la entrada casa de maquinas, y la cual coincide con el espacio designado para albergar la instalación del ducto que comunica el transformador de reserva el que se encuentra en el patio de transformación con el área de generación que es donde estará el ducto de barra.

4.2 Diseño de la instalación

Como parte del diseño y mediante el cual se pretende unificar criterios de proyecto para de esta manera mantener la uniformidad del equipo, el ducto tendrá las mismas proporciones y los mismos lineamientos de diseño que los hasta el momento descritos, así como por cuestiones de estética.

Mediante las siguientes ilustraciones podremos comprender lo anteriormente expuesto.

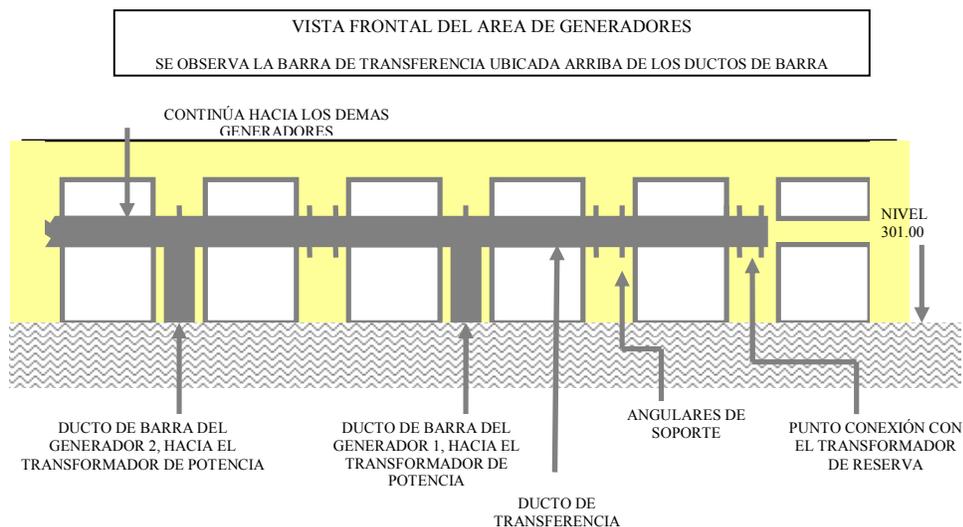
Figura 24. Vista frontal del área de generadores situación actual



Esta vista es de la parte frontal de los generadores, y es la forma en la que en la actualidad se encuentra instalados los ductos barras que conectan a los generadores con los transformadores de potencia.

Como idea principal se presenta este esquema, mediante el cual nos podremos orientar que los cambios en el área interna de casa de máquinas, específicamente el área de generadores, los cambios no serán tan drásticos ni tan notorios.

Figura 25. Vista frontal del área de generadores con instalación del ducto de transferencia



En este esquema que se definirá como el diseño previsto, para la conexión del transformador de reserva, se observa un ducto en forma horizontal en la parte superior del ducto de barra, que es el que contendrá las barras de cobre con aislamiento epóxico, que serán las encargadas de conectar a cualquiera de las cinco unidades de generación existentes con el transformador de reserva; que como ya es sabido, la capacidad de conducción de la barra de transferencia solo permitirá que sea conectada a esta una unidad a la vez, debido a la capacidad instalada del transformador de reserva, la cual es idéntica a los otros cinco transformadores instalados.

Observando a la ya identificada barra de transferencia, hacia el lado derecho del diagrama se puede observar el punto de conexión con el transformador de reserva, que no es más que el punto en el cual, la barra de

transferencia atraviesa la pared y se dirige hacia el transformador de reserva, mediante el concreto a travesando la tercer columna, anteriormente mencionada

Perpendicular a la barra de transferencia se encuentran, los angulares de soporte, que tendrán a bien, como su nombre lo indica sobrellevar el peso tanto de la estructura como de las barras de cobre, la parte que se logra divisar es la que tendrá una longitud de 0.5 metros y mediante pernos de soporte, la estructura quedara unida a la pared.

Como un soporte adicional, en las columnas en las que exista un ducto de barra, se instalara doble soporte tanto en su parte superior como inferior, con un espaciamiento desde el margen de la columna hacia adentro de 0.5 metros.

Como parte del soporte el total de los angulares de soporte estimados es de 29 de estos, teniendo 6 grupos de cuatro angulares cada grupo, instalados cada grupo en columnas que se encuentren libres y 5 angulares los cuales estarán instalados arriba de cada ducto de barra, que conecte al generador con cada unidad de transformación.

Así como en el esquema se muestra la conexión para los dos primeros ductos, así es para los siguientes tres ductos restantes, por la simetría existente.

Figura 26. Vista perfil de la instalación del ducto al transformador de reserva

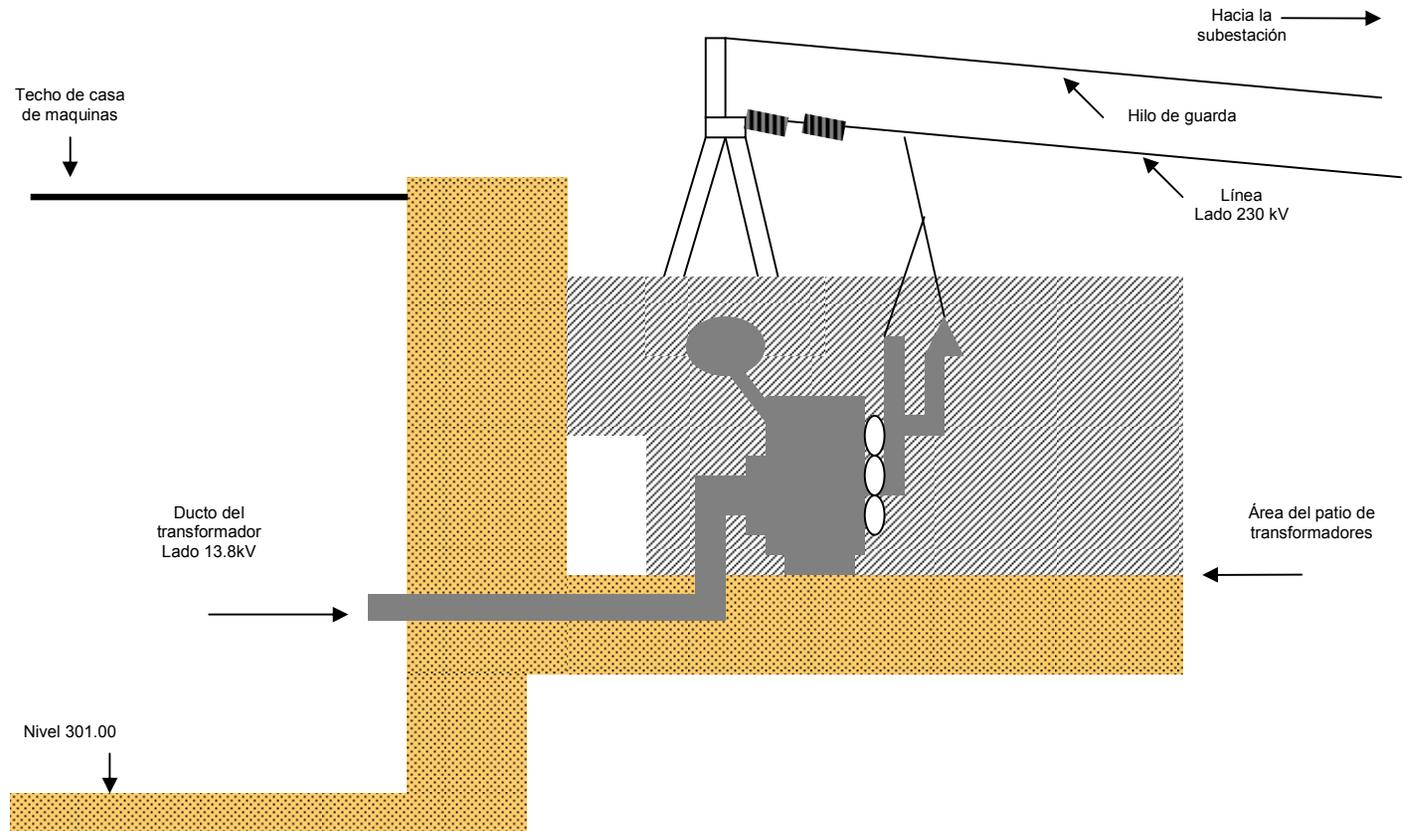


Figura 27. Vista planta de las instalaciones actuales

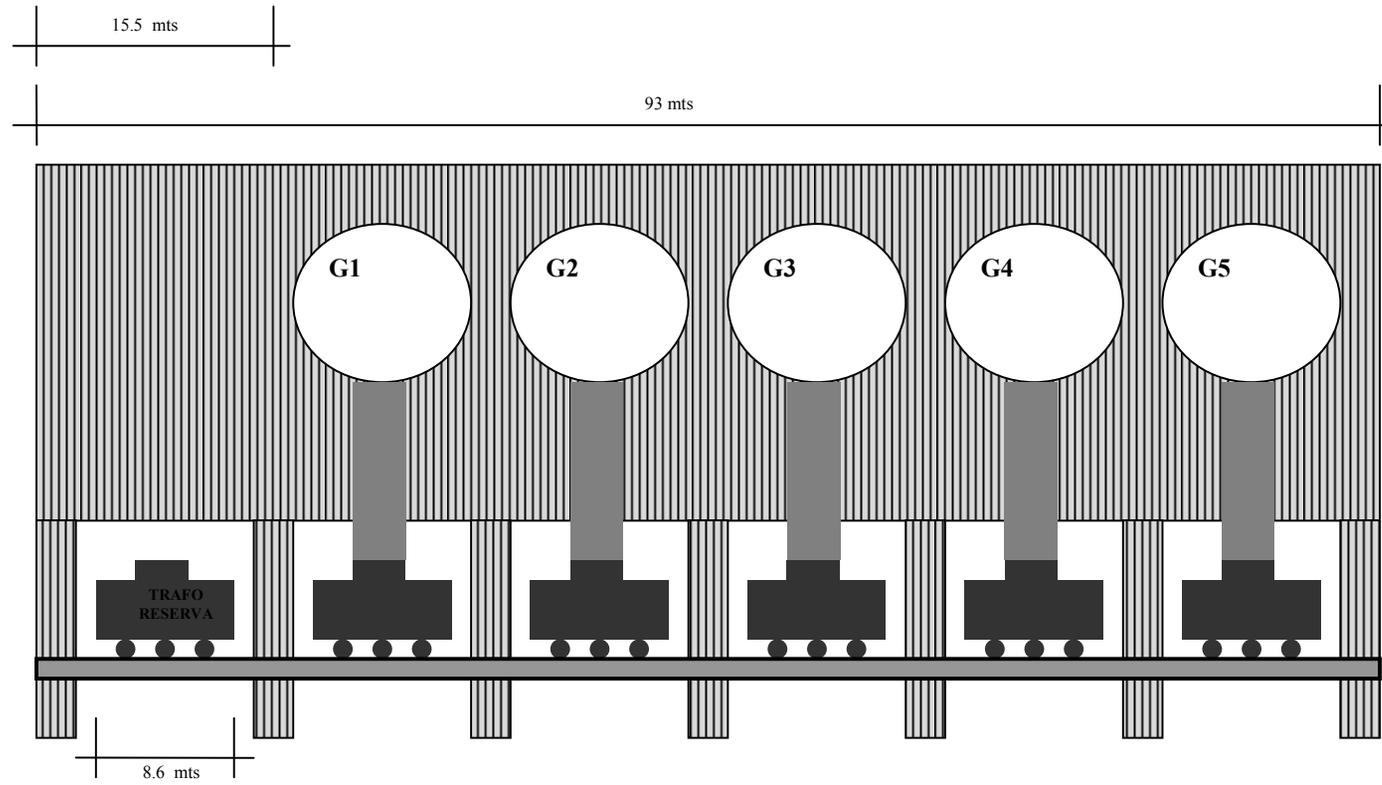
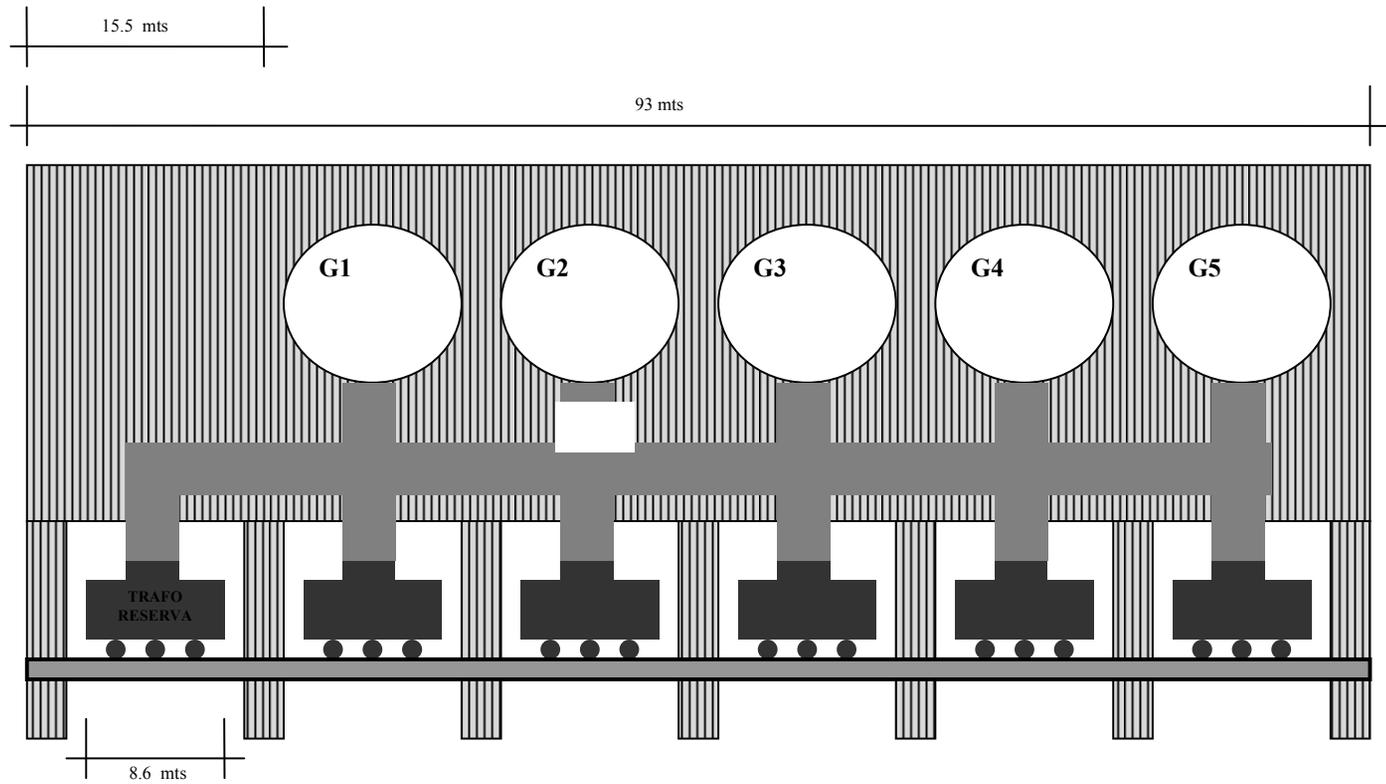


Figura 28. Vista planta del ducto de transferencia instalado

-86-



4.2.1 Niveles del ducto de barra

En el presente capítulo se ha desarrollado ya la idea, de lo que es este proyecto y para poder ampliarlo se presentan las imágenes siguientes basadas autocad y en visual tercera dimensión imágenes de las cuales se puede observar los niveles del ducto, los cuales no afectan en nada la infraestructura actual y posibles maniobras que se puedan realizar en el área de los generadores, con estas imágenes se puede visualizar ya en tercera dimensión la forma que tendrá el proyecto a la hora de su realización:

Esta figura muestra desde el ducto de barras de la unidad cinco hacia la primera unidad.

Figura 29. Vista de ducto de barras instalado



En esta figura se pueden observar más en detalle los angulares de sujeción y la barra de transferencia, que se acoplará al sistema.

Figura 30. Detalle de angulares de sujeción



En la siguiente figura se visualiza desde el lado opuesto de las dos anteriores, es decir visto desde lo que será la salida para la conexión con el transformador de reserva y el primer ducto de barra el cual corresponde al generador numero uno.

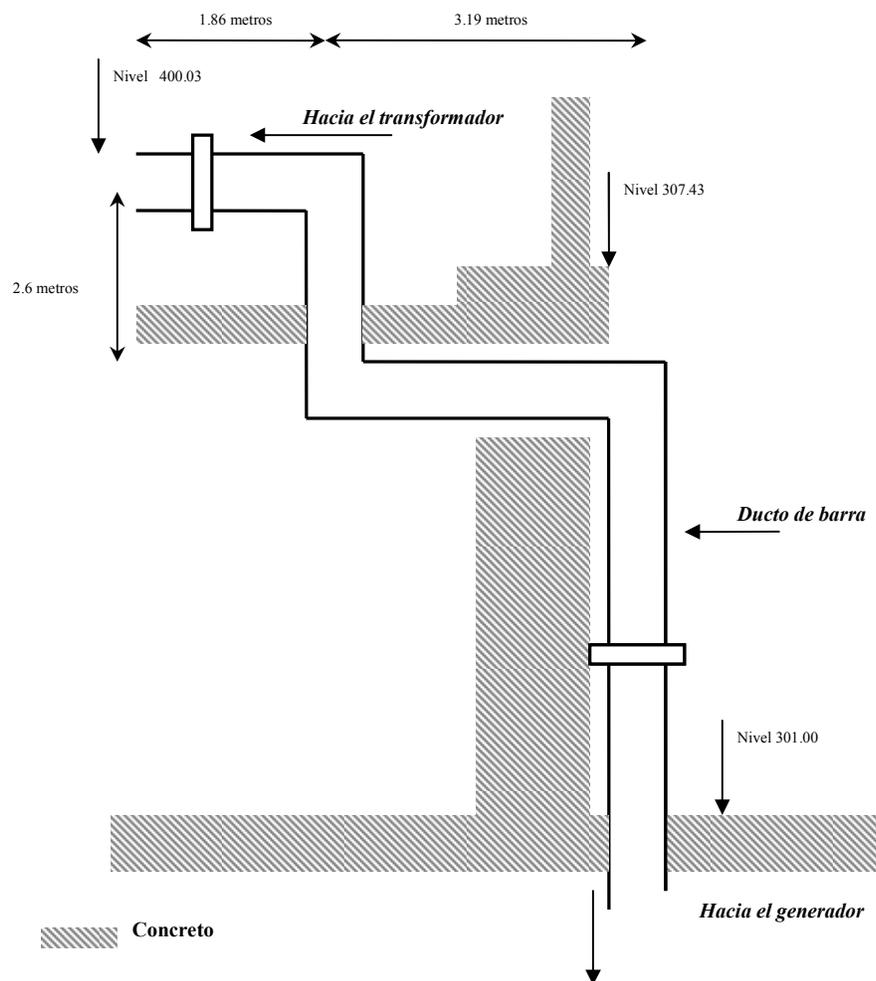
Figura 31. Vista del punto donde el ducto se encajara hacia el transformador de reserva



4.2.2 Acoplamiento de la barra con la unidad de transformación

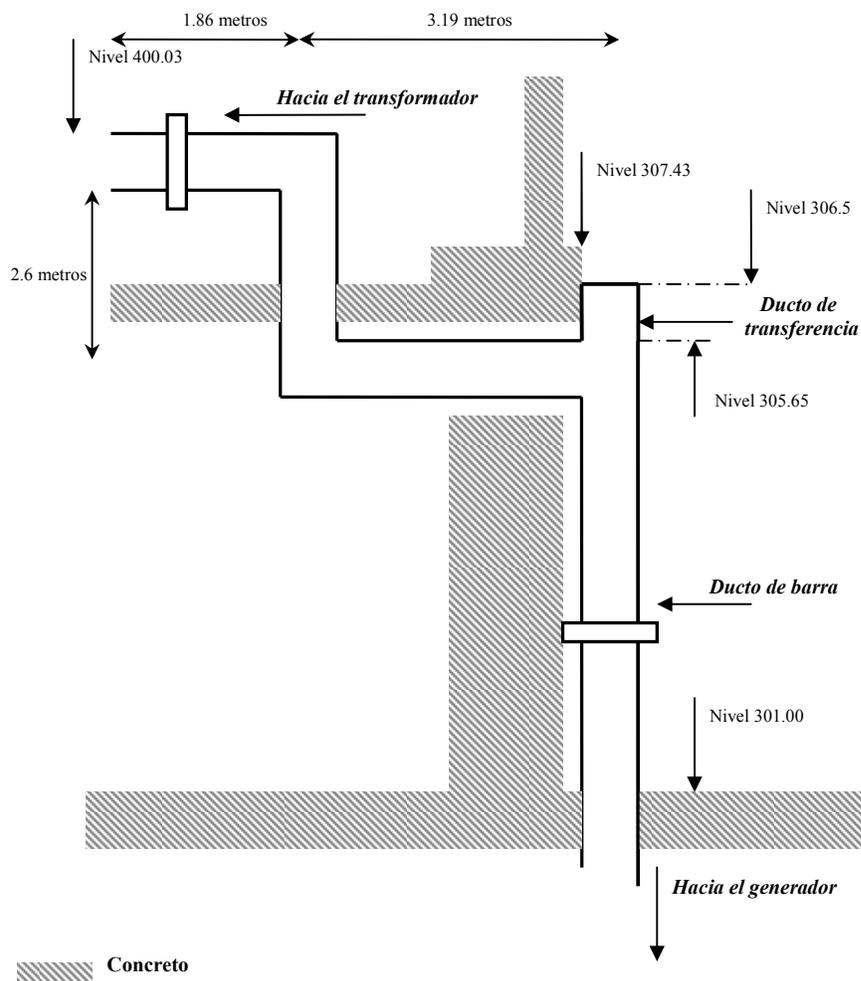
El punto crucial luego del diseño del ducto, es la interconexión de este con el transformador de reserva, deben existir lugares en los cuales las uniones deben ser herméticas, y con lo cual se evitará que existan filtraciones o generación de humedad que deterioraría el aislamiento de la barra de cobre conductora.

Figura 32. Vista de acoplamiento acotado sin implementación



En la imagen anterior se muestran los niveles y se puede observar la situación actual en la que se encuentra el ducto de las unidades existentes, refiriéndonos a los niveles, ya que como anteriormente se menciona, las dimensiones del ducto son uniformes en toda su parte baja obteniendo estas dimensiones: 0.492 por 0.914 metros para luego en la parte externa del patio de maniobra el ducto se amplía debido a los bushings de conexión de baja tensión y tiene las siguientes dimensiones 0.772 por 0.914 metros.

Figura 33. Vista de acoplamiento acotado con el ducto de transferencia



En esta imagen se observa como el ducto de transferencia pasara por sobre cada ducto de barra en una longitud de 80 metros, que corresponde desde la unidad cinco hasta la columna en la cual el ducto saldrá de área de generadores y se dirigirá hacia el transformador de reserva, como se observa el ducto de transferencia tiene las mismas dimensiones que los ductos existentes previendo que con estas se puedan realizar las maniobras necesarias.

4.3 Coordinación de aislamiento

Se denomina coordinación de aislamiento a el ordenamiento de los niveles de aislamiento que tendrá los diferentes equipos, de tal manera que al presentarse cualquier eventualidad esta sea librada por la menor cantidad de elementos que protegen el equipo, permitiendo de esta manera mantener la continuidad de servicio con el equipo en función.

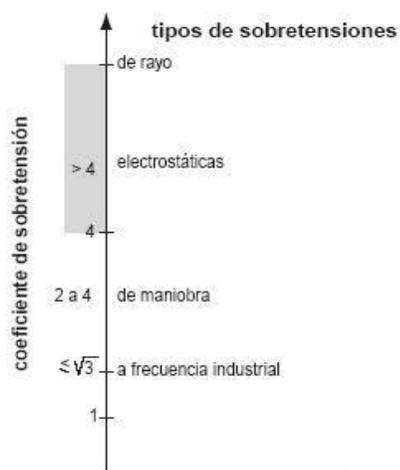
Es decir la coordinación de aislamiento compara las características de operación de un pararrayos, dadas por sus curvas tensión tiempo, dicho de otra manera, la coordinación de aislamiento se refiere a la correlación entre esfuerzos dieléctricos aplicados y esfuerzos dieléctricos resistentes.

En un sistema eléctrico es muy importante coordinar los aislamientos entre todo el equipo de la instalación, y es por ello que se pueden considerar tres niveles de aislamiento, el primer nivel llamado alto nivel, se utiliza en los aislamientos internos no auto recuperables de aparatos tales como transformadores, cables o interruptores, es decir equipo sin contacto con el aire. El segundo nivel llamado nivel medio o de seguridad, esta constituido por el nivel de aislamiento auto recuperable de las partes vivas de los diferentes equipos que están en contacto con el aire. Este nivel se adecua de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de la instalación y se utilizan todos los

aisladores de aparatos, pasamuros de la subestación que están en contacto con el aire. El tercer nivel llamado nivel bajo de protección, constituido por el nivel de tensión de operación de los explosores de los pararrayos de protección

Como ya se describió la coordinación de aislamiento tiene por objeto determinar las características de aislamiento necesarias y suficientes de los diversos componentes de las redes con vistas a obtener una rigidez homogénea a las tensiones normales, así como a las sobretensiones de origen diverso como en la siguiente figura.

Figura 34. Coeficientes de sobretensión



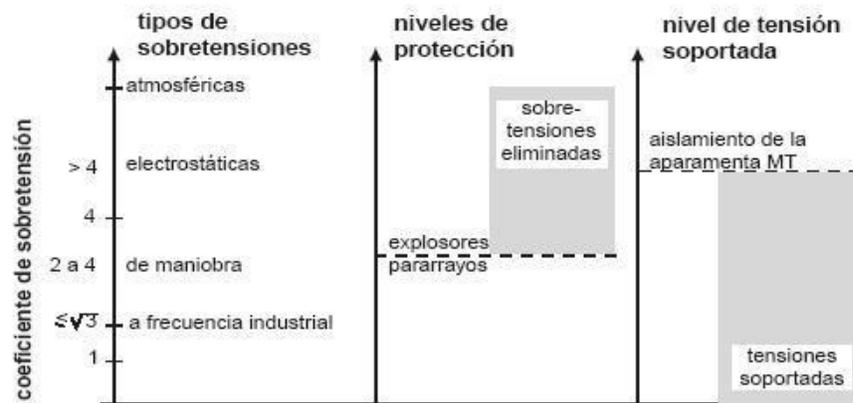
Su finalidad principal es la de permitir una distribución segura y optimizada de la energía eléctrica.

Para optimizar es necesario comprender y buscar la mejor relación económica entre los diferentes parámetros que dependen de esta coordinación:

- Coste del aislamiento
- Coste de las protecciones
- Coste de las averías (pérdida de la explotación y coste de la reparación).

Teniendo en cuenta sus probabilidades. Evitar los efectos nefastos de las sobretensiones supone un primer paso. Para ello es necesario atacar sus fenómenos generadores, labor que no siempre es simple.

Figura 35. Posicionamiento de la coordinación de aislamiento



Con esta ilustración se puede observar las relaciones que existen entre los tipos de sobretensiones, niveles de protección y niveles de tensión soportada, respecto a los coeficientes de sobretensión.

En la parte de niveles de protección, se puede observar que la actuación de los explosores y pararrayos, se encuentra comprendida para descargas electrostáticas y atmosféricas, así como para la última parte de la gráfica en la figura anterior en el nivel de tensión soportada, se observa que para tensiones

de maniobra y también a frecuencia industrial, los aislamientos de las aparatas comprenden correctamente la coordinación de aislamiento.

4.3.1 Voltajes de diseño

Los niveles de tensión, están divididos de la siguiente forma: voltajes de diseño para generación se basan en 15 kV, nivel de transformación es decir el equipo que esta contenido para la transformación de energía es de 17.5 kV, y el nivel de transmisión, es decir el equipo de la subestación utiliza el nivel de 245 kV los que serán conocidos como niveles de diseño, y los cuales están definidos tanto en la realización de las pruebas y en los protocolos de las mismas pruebas, así como el nivel para el cual están preparados los aislamientos.

Debido a que existe un normativo para los voltajes de diseño y para 230 kV el nivel básico de impulso utilizado en la hidroeléctrica Chixoy esta en base a 1050 kV. Estos niveles de diseño que se encuentran normados según la publicación 38 y 71 de la CEI.

4.3.2 Protección contra voltajes internos

a) Protección de generadores

Los generadores representan el equipo más caro en un sistema eléctrico de potencia y se encuentran sometidos, más que ningún otro equipo del sistema, a los más diversos tipos de condiciones anormales.

Las razones que se exponen a favor de minimizar la cantidad de equipos de protección automática son:

- A razón de más equipo automático, mayor es el mantenimiento, y si el mantenimiento es defectuoso el equipo se torna menos confiable.
- El equipo automático puede actuar incorrectamente y desconectar el generador de forma innecesaria.
- En algunas ocasiones, el operador puede evitar que un generador salga fuera de servicio en el caso de que su salida implique un trastorno significativo para el sistema eléctrico al que se encuentra conectado.

Casi la totalidad de las objeciones a los equipos de protección automática no apuntan a que el relé no opere cuando debiera hacerlo, sino que lo haga incorrectamente poniendo al generador fuera del servicio.

No puede negarse la gravedad que puede significar para un sistema eléctrico la desconexión momentánea e innecesaria de un generador; pero tampoco puede evitarse ese daño mediante la falta de una protección necesaria.

Una consideración a tener en cuenta al analizar las protecciones de un generador y que no se manifiesta en los restantes equipos que conforman un sistema eléctrico, es el hecho que la apertura de su interruptor principal es condición necesaria, pero no suficiente para evitar la prolongación de ciertos daños.

b) Protección del Estator

Cortocircuito entre fases:

Este tipo de cortocircuitos genera la circulación de elevadas corrientes. Estas pueden producir daños significativos en el lugar del cortocircuito. Se trata

de uno de los cortocircuitos más perjudiciales que puede tener lugar en el estator de un generador, ya que en el caso de no ser despejado prontamente puede originar la destrucción de las láminas del estator en el área del cortocircuito.

Para detectar el cortocircuito entre fases se utiliza el principio de comparar, en las tres fases, la corriente que circula por el extremo del neutro con la que circula por el extremo de los bornes.

Bajo condiciones normales, estas corrientes son idénticas. Por el contrario, cuando tiene lugar un cortocircuito surge una diferencia que es medida por un relé, es necesario recurrir a relés especiales denominados relés diferenciales, debido a la existencia de problemas tales como: distinto comportamiento de los transformadores de corriente para cortocircuitos externos al generador, diversos errores para los niveles de corriente de carga, etc. Estos relés contienen algún medio de retención, el cual varía de acuerdo con el fabricante, y que impiden que operen falsamente.

Cuando opera la protección diferencial es usual que energice un relé auxiliar del tipo reposición manual. Este relé se encarga de dar las órdenes de:

- Apertura del interruptor principal del generador o del interruptor del lado de alta tensión del transformador de subida, en el caso de que se trate de un esquema en bloque.
- Apertura del interruptor del lado de baja tensión del transformador de servicios auxiliares de la unidad, en el caso de que exista.
- Apertura del interruptor de campo.
- Detención de emergencia
- Inyección de CO₂.

El empleo de un relé auxiliar de reposición manual asegura que el generador no se pondrá en servicio nuevamente, sin que previamente se haya repuesto en forma manual el auxiliar.

Contra cortocircuito entre fase y tierra:

El núcleo del estator se ve forzosamente comprometido cuando tiene lugar un cortocircuito entre fase y tierra del estator de un generador, debido a que, independientemente de la conexión del neutro del generador con respecto a tierra, la carcasa del generador se encuentra conectada a tierra. El daño que originará el cortocircuito a tierra en las láminas del estator estará supeditado a la intensidad de la corriente del cortocircuito y al tiempo que circule dicha corriente.

La intensidad de la corriente que circula, para un cortocircuito de fase a tierra en el estator, está condicionada por el tipo de conexión que tiene el neutro del generador, dicha intensidad será máxima en el caso de que el neutro esté sólidamente conectado a tierra y será mínima si el neutro se encuentra desconectado físicamente de tierra y se opera con un sistema de tipo bloque.

Las normas de fabricación de los generadores determinan que los mismos resistirán los esfuerzos térmicos y mecánicos que surgen al producirse un cortocircuito de una fase a tierra en sus bornes, siempre que el valor de la corriente de cortocircuito de una fase a tierra se limite al valor del cortocircuito trifásico a través de la utilización de reactores o resistores entre neutro y tierra.

En este momento, surgen dos corrientes de opinión: los partidarios a dejar el neutro desconectado de tierra, con lo que se acataría la norma, y los que mantienen la idea de emplear un limitador de corriente entre neutro y tierra.

Dentro de este último grupo, surge una variada separación entre diversas alternativas: resistencia, reactancia, transformador de distribución con resistencia secundaria.

c) Neutro conectado a tierra a través de una resistencia o reactancia

Las normas de fabricación de generadores establecen la necesidad de conectar a tierra el neutro de los generadores mediante una resistencia o una reactancia, con el propósito de limitar la corriente de cortocircuito de una fase a tierra en sus bornes a un valor por lo menos similar al de la corriente para un circuito trifásico en sus bornes.

No obstante, en la práctica, se intenta limitar el valor de la corriente de cortocircuito de una fase a tierra a sólo un porcentaje de la del trifásico, debido a que de tener lugar el cortocircuito en el interior del generador los daños se reducen. Aquí, nuevamente existen variedades de opiniones. Algunos mantienen la idea de reducir sólo al 50% del valor del cortocircuito trifásico y otros son partidarios de limitar la corriente a sólo unos cientos de amperes. Para la elección de uno u otro valor, se debe tener en cuenta los efectos transitorios que surgen debido a la existencia de esta impedancia de neutro y la capacidad a tierra.

No obstante, es conveniente adicionar un relé de sobrecorriente residual con un ajuste de tiempo largo que respalde a la diferencial para casos de cortocircuitos muy próximos al neutro y particularmente en los momentos en que el generador aún no se encuentre conectado al sistema.

d) Contra sobrecalentamiento del estator

Las principales causas de sobrecalentamiento del estator se radican en:

- Desperfecto en el sistema de refrigeración
- Sobrecarga
- Cortocircuito de varias láminas del estator

Es usual la protección contra sobrecalentamientos del estator, mediante relés del tipo imagen térmica diseñados de manera de reproducir las condiciones de calentamiento que originan las corrientes estáticas y que al llegar a una cierta temperatura de ajuste cierra sus contactos.

Esta protección cuenta con la desventaja de solamente operar para sobrecalentamientos originados por una sobrecarga y no protege contra los sobrecalentamientos producidos por desperfectos en el sistema de refrigeración o por cortocircuitos de las láminas del estator.

e) Contra sobretensiones

La sobrevelocidad originada por pérdidas de carga o desperfectos en el regulador de tensión producen sobretensiones.

Toda sobretensión asociada con una sobrevelocidad será controlada por el regulador automático de tensión. No obstante, en las unidades hidráulicas, el flujo de agua no puede ser interrumpido o deflechado tan rápidamente y puede originarse una sobrevelocidad.

En el caso de que la excitatriz se encuentre acoplada directamente a la máquina, la tensión tiende a crecer casi con el cuadrado de la velocidad, como consecuencia, suele instalarse protección de sobretensión en generadores accionados por turbinas hidráulicas y también por turbinas de gas; pero no con turbinas a vapor.

Se emplean relés de sobretensión que opera con 10% de sobretensión, la operación del relé de sobretensión da orden de apertura al interruptor del generador y al del campo.

f) Protección del Rotor

Contra cortocircuito a tierra del campo

Debido a que los circuitos de campo operan desconectados de tierra, un cortocircuito o contacto a tierra no ocasionará ningún daño ni afectará la operación del generador, no obstante, la existencia de un cortocircuito a tierra incrementa la tensión a tierra en otros puntos del devanado de campo cuando se inducen en éste tensiones debido a fenómenos transitorios en el estator.

Como consecuencia, aumenta la probabilidad que ocurra un segundo cortocircuito a tierra, si ocurre un segundo cortocircuito a tierra, parte del devanado de campo estará cortocircuitado y la corriente en el resto se incrementará. Al cortocircuitarse parte del devanado, debido a los dos cortocircuitos a tierra, se producirá un desequilibrio del flujo en el entrehierro y esto originará un desequilibrio en las fuerzas magnéticas en ambos lados del rotor.

Dicho desequilibrio puede ser lo suficientemente grande como para torcer el eje del rotor y hacerlo excéntrico, debido a esta excentricidad surgen vibraciones causantes de la rotura de descansos de pedestal, lo que ha originado que el rotor raspe contra el estator.

Contra sobrecalentamientos del rotor

La circulación de corrientes de secuencia negativa en el estator de un generador, producidas por cortocircuitos asimétricos internos o externos al generador y cargas desequilibradas, originan un campo rotatorio que gira con una velocidad igual al doble de la síncrona con respecto al rotor e inducen en el hierro de éste corrientes de una frecuencia doble de la fundamental. Dichas corrientes originan un sobrecalentamiento del rotor y pueden producir importantes daños si el generador continúa operando en esas condiciones.

Es usual instalar una protección en base a un relé de sobrecorriente de secuencia negativa, generalmente, esta protección desconecta el generador del servicio y además, suele incluirse un elemento instantáneo que sólo da alarma.

Contra pérdida de excitación

En el caso que un generador pierda su excitación, trabaja como generador de inducción girando a una velocidad mayor a la síncrona, los generadores con rotor cilíndrico no están adecuados para estas operaciones, debido a que no tienen devanados amortiguadores que puedan llevar las corrientes inducidas en el rotor. El tiempo para alcanzar un sobrecalentamiento peligroso puede ser tan corto como dos a tres minutos.

El estator de cualquier clase de generador síncrono puede sobrecalentarse debido a la sobrecorriente en los devanados del estator mientras la máquina está operando como un generador de inducción.

En el caso de que dicha pérdida, sea originada por un desperfecto en la excitatriz, el circuito de campo permanece intacto y el relé no trabaja debido a que lo mantienen las corrientes inducidas producidas por el deslizamiento.

La protección contra voltajes internos esta dada mediante un relé diferencial de protección es un relé de protección que funciona sobre un porcentaje, ángulo de fase u otra cantidad diferencia de dos corrientes o alguna otra cantidad o magnitud eléctrica, el cual tiene la numeración 87, y existen tanto del generador como del transformador, es por eso que para voltajes internos fallas internas esta el 87T que es un relé diferencial de grupo generador transformador que adquiere una de las señales desde un transformador de corriente ubicado en el generador y del cual toma la señal de referencia, la cual es comparada, con otro transformador de corriente que esta ubicado posteriormente del transformador de potencia que convierte el voltaje de 13.8 a 230 kV.

Ya teniendo puntos de comparación entre ambos dispositivos, de que ambas cantidades censadas sean de la misma magnitud, y este se permite darle información al disyuntor CA, que es un dispositivo usado para cerrar e interrumpir un circuito de CA bajo condiciones normales o interrumpirlo en condiciones de emergencia o falla, y de el cual nos referiremos como el 52F.

4.3.3 Protección contra voltajes externos

a) Respaldo-fallas externas al generador

Es preciso instalar en los generadores protecciones de respaldo que impidan que el generador continúe entregando corriente de cortocircuito para fallas en el sistema eléctrico externo, como consecuencia de la no operación de las protecciones principales respectivas. Si se trata de cortocircuitos de una fase a tierra el relé de sobrecorriente inverso es satisfactorio, en el caso de cortocircuitos entre fases puede utilizarse un relé de sobrecorriente con control de tensión.

La elección entre estos dos tipos de relé depende del tipo de relé con el que la protección de respaldo debe coordinarse, no se recomienda emplear relés de sobrecorriente simples, debido a que la curva de decremento de la corriente suministrada por el generador cae bruscamente a valores menores a su corriente nominal antes que el relé de sobrecorriente haya terminado su operación.

El relé de sobrecorriente de secuencia negativa debe ser considerado como una protección principal, cuyo ajuste está sujeto exclusivamente de las características de diseño que posea el generador para soportar las corrientes de secuencia negativa.

b) Protección contra motorización

El efecto de un desperfecto en la máquina motriz es que el generador comienza a operar como motor tomando energía del sistema, el beneficio de instalar una protección contra motorización recae en la máquina motriz o el

sistema eléctrico y no en el generador. La seriedad de la condición de motorización está sujeta al tipo de máquina.

En turbinas del tipo condensación la velocidad de subida de la temperatura es baja y no se requiere tomar una acción inmediata, no obstante, con unidades del tipo contra presión la temperatura puede aumentar rápidamente a niveles peligrosos. Por esto, debe tomarse una medida inmediata para evitar la motorización.

c) Protección de líneas de transmisión

El relé de distancia tipo reactancia no depende de la componente de resistencia, debido a que está diseñado para medir solamente la componente de reactancia de la impedancia de la línea, si se trata de una falla de una fase a tierra la impedancia en el punto de falla está constituida por la resistencia del arco en serie con la resistencia de puesta a tierra de la estructura.

Para la protección de distancia contra fallas a tierra se prefieren los relés del tipo de reactancia, en el caso de secciones de líneas muy cortas se prefieren los relés de distancia del tipo reactancia, debido a que mayor parte de la línea puede protegerse con alta velocidad.

Esto debido a que los relés de distancia prácticamente no se ven afectados por la resistencia del arco, la cual puede ser bastante grande comparada con la impedancia de este tipo de línea.

El relé de distancia de tipo mho o admitancia es más adecuado para la protección contra fallas entre fases en líneas largas y especialmente en donde pueden ocurrir oscilaciones de potencia muy severas, debido a sus

características distintivas, el relé mho se ve mas afectado por la resistencia del arco que cualquier otro relé de distancia, y por esa misma razón se le emplea en las líneas mas largas.

El relé de distancia de tipo impedancia es adecuado para proteger contra fallas entre fases en líneas de longitud media, la resistencia del arco afecta al relé de impedancia más que a un relé de reactancia, pero menos que a un relé de admitancia.

Con el desarrollo de los relés estáticos, han surgido relés de distancia con características en el diagrama $R - X$ que pueden tratarse de una elipse, con su eje mayor en el sentido de la impedancia de la línea, o paralelogramos, con sus lados más largos también en el sentido de la impedancia de la línea; estas características pretenden lograr en un grado mayor las mismas cualidades que presenta el relé de admitancia.

d) Protección relés de distancia de tierra

Si se trata de fallas entre fases, sean éstas aisladas o conectadas a tierra, la razón entre las tensiones entre fases y las diferencias de corrientes de fases es igual a la impedancia de secuencia positiva que existe entre el punto de medida de dichas magnitudes y el punto de falla.

Los relés de distancia de tierra pueden basarse en la medida de la impedancia de secuencia positiva o de la impedancia de secuencia cero.

e) Medición impedancia secuencia cero

Si se mide la caída de tensión de secuencia cero entre el punto de ubicación del relé y el de la falla, se cuenta con un método muy sencillo para

determinar la impedancia de secuencia cero hasta el punto de falla, debido a que ésta es igual a la razón entre dicha caída y la corriente de secuencia cero respectiva, este método exige sólo un relé.

En la práctica, no es posible medir dicha caída de tensión de secuencia cero, salvo que se realizaran lecturas simultáneas en ambos extremos de la línea.

f) Bloqueo por comparación direccional

Esquema de protección de bloqueo de apertura por comparación direccional.

- Elementos detectores de fallas (uno para fallas entre fases y otro para fallas a tierra) que no son direccionales y que inmediatamente que detectan la falla envían señales, vía onda portadora, que implican un bloqueo de apertura a su respectivo terminal remoto.
- Elementos direccionales (uno para fallas entre fases y otro para fallas a tierra) que al operar interrumpen el envío de la señal de bloqueo y en el caso de no recibirse señales de bloque del terminal remoto, abren el interruptor respectivo.

Falla interna:

Inmediatamente después de producirse la falla F, trabajan los detectores de falla en ambos terminales y, como consecuencia, se envían señales de bloqueo de apertura a los terminales opuestos, algunos milisegundos luego, operan los direccionales en A y en B, con los cuales se interrumpen las señales de bloqueo respectivas.

Debido al hecho de haber operado los direccionales y no recibirse señales de bloqueo en ninguno de los terminales, tiene lugar la apertura simultánea de los interruptores en los extremos del tramo AB.

Falla externa:

El análisis es referido a la terminal C y se supone una falla en el tramo AB. Pueden presentarse dos casos:

- Que la falla se encuentre tan alejada de C que los relés de dicho terminal no tengan alcance, en cuyo caso no existe peligro de una falsa operación.
- Que la falla esté dentro del alcance de los relés de C, en cuyo caso se encontrará dentro del alcance de los detectores de falla del interruptor 2 de B, dichos detectores enviarán señales de bloqueo de apertura hacia la terminal C, debido a que la falla es externa al tramo BC, los elementos direccionales del interruptor 2 no operarán y se mantendrá la señal de bloqueo de apertura, por lo que el interruptor C no podrá operar.

En este esquema de bloqueo de apertura lo principal es que al operar los elementos direccionales y no recibirse señal de bloqueo del extremo remoto se produce la apertura instantánea del interruptor.

La gran desventaja que presenta este esquema radica en que de existir algún desperfecto en el equipo de onda portadora se producirá una falsa operación para fallas externas al tramo protegido.

Por el contrario, tiene como ventaja que las señales de bloqueo son necesarias y se transmiten sólo por líneas sanas, además, para una falla

interna la apertura de los interruptores de ambos extremos de la línea es simultánea.

Parte de la protección es restaurador o recloser que es un dispositivo con la capacidad de interrupción de corrientes de falla y que tiene incorporada la inteligencia para poder detectar el nivel de corriente al que debe iniciar el disparo, establecer el tiempo en que debe tardar en abrir, dependiendo del valor de la falla, establecer la cantidad de reenganches que han sido programados antes de efectuar una apertura definitiva y operar en cualquiera de los tipos de curva para los que ha sido diseñado y programado.

Normalmente estos tienen la capacidad de reenganchar automáticamente hasta tres veces antes de efectuar la apertura definitiva, lo que significa que puede efectuar hasta cuatro operaciones de apertura, dependiendo del tipo de control que tenga el restaurador, el valor de amperios de disparo tanto para fase como para tierra.

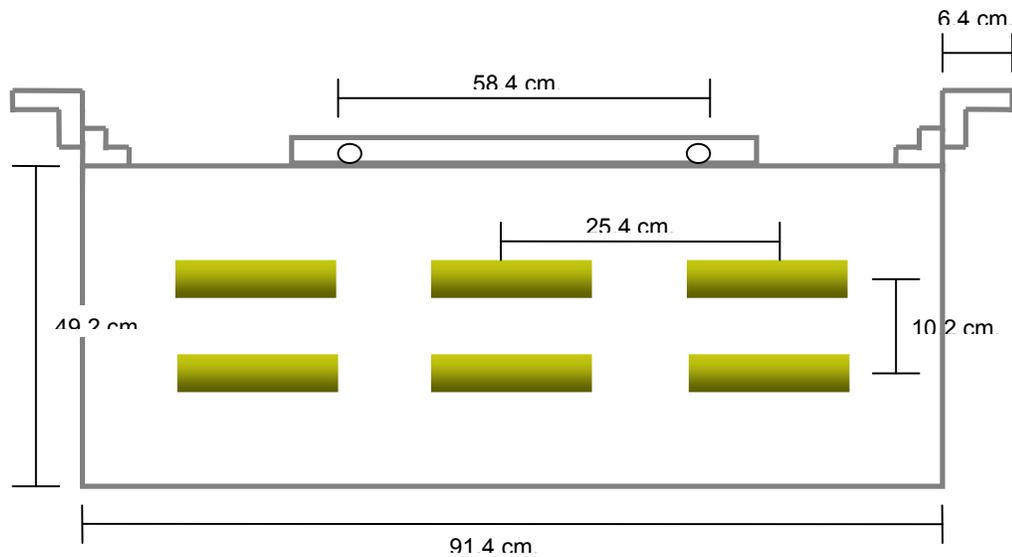
Para ello, se contará con el relé de protección de barras el cual mantiene observación de los transformadores de corriente tanto de cada equipo de generación como de los mismos transformadores de corriente ubicados en cada una de las líneas con las que cuenta la central hidroeléctrica, que junto con los demás grupos de transformadores poseen una relación de transformación de 800/5A

Uno de los dispositivos que me permitirán realizar esta protección, son los pararrayos, que son los encargados de detectar el tipo de fallas externas que puedan existir, los cuales fueron ya tratados y cuya coordinación nos delimita el nivel de seguridad de nuestro sistema.

4.3.4 Distancias en ducto

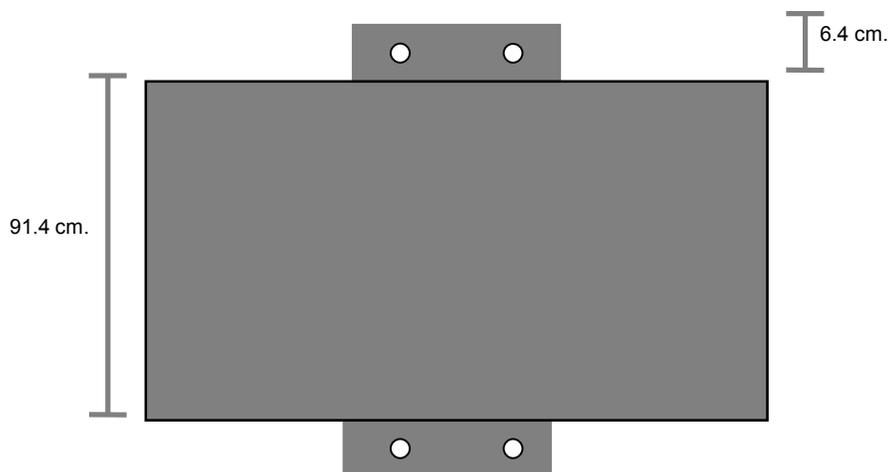
Se ha hecho referencia al ducto en el transcurso de este capítulo, y es preciso mencionar que el ducto de barras colectoras trifásicas de fases no separadas, pero para conocer exactamente estos términos, las dimensiones y la forma física tanto de el ducto en si como de las barras conductoras, tomaran en cuenta las figuras siguientes.

Figura 36. Dimensiones en ducto de transferencia



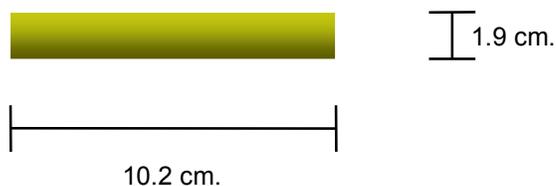
La parte superior de la figura 36 es la parte que se encuentra empotrada en la pared, y los angulares invertidos que tiene con medida 6.4 centímetros son los que aseguran la estructura con la pared, la parte inferior es la parte frontal del ducto y en la cual posee tapaderas atornilladas, las cuales se pueden retirar para realizar cualquier trabajo en el interior del ducto.

Figura 37. Dimensiones ducto de transferencia vista en planta



Debido a los elevados niveles tanto de tensión como de corriente para los cuales fue diseñado el ducto, así como la barra de conducción son, 15.5 kV y 3000 amperios el área de las barras que se utilizara esta definida de la siguiente forma.

Figura 38. Dimensiones de la barra



Y se colocaran dos barras conductoras por fase, mediante las cuales se pretende eliminar los niveles de alta temperatura, debido a las grandes conducciones de corriente, y en parte para minimizar las perdidas por conducción es decir las pérdidas particulares que presenta el material que se utiliza.

4.3.5 Pararrayos, explosores

Los pararrayos, su ventaja es que no presentan corriente de fuga y evitan que la red quede sometida a un cortocircuito fase-tierra y sin tensión después del cebado.

Se han diseñado diferentes modelos:

- Pararrayos a gas. Estos son utilizados en las redes AT y MT.
- Pararrayos a resistencia variable y explosores. Este tipo de pararrayos asocia en Serie unos explosores y unas resistencias no lineales, llamadas varistancias que son capaces de limitar la corriente después del paso de la onda de choque. Después del paso de la onda de corriente de descarga, el pararrayo queda sólo sometido a la tensión de la red. Ésta mantiene un arco en el explosor, pero la corriente correspondiente, llamada «corriente de fuga» pasa por las resistencias cuyo valor ahora es elevado. Esto hace que la corriente de fuga sea lo bastante reducida para no dañar a los explosores y pueda ser cortada al primer paso por cero de la corriente (extinción natural del arco).

La no linealidad de las resistencias permite mantener una tensión residual, que se tiene en bornes del conjunto, próxima al nivel de cebado, pues tanto más aumenta la corriente, tanto más se reduce la resistencia.

4.3.6 Materiales de aislamiento

Es de vital importancia tomarle mucho interés a los materiales de aislamiento, pues una de las principales causas del deterioro de los materiales eléctricos están debidos a que al circular una intensidad por un cable, superior a la máxima carga permanente, éste está trabajando en unas condiciones de sobrecarga, la cual hace que el cable alcance una temperatura superior a la máxima admitida en servicio permanente, con el consiguiente deterioro del material.

Los conductores están preparados para aguantar una determinada temperatura de sobrecarga durante un cierto tiempo, sin una apreciable variación en su vida. Sin embargo, es necesario admitir una cierta degradación, ya que de no existir (aunque sea mínima) podría tomarse la temperatura correspondiente como de sobrecarga, con la condición indispensable de que tal degradación sea pequeña, para que no se haga sensible la disminución de vida del conductor por esta causa.

Las consecuencias de las sobrecargas son siempre de efecto diferido, acumulándose todas ellas hacia el final de la vida del cable, lo que puede dar lugar a una falsa sensación de resistencia del cable a las sobrecargas, si se considera sólo el comportamiento obtenido durante un plazo corto de tiempo en la vida del conductor. Sería peligroso dejarse llevar por esta falsa sensación y tomar en consideración temperaturas de carga abusivas, cuyas consecuencias no surtirán efecto hasta transcurrido algún tiempo, cuando ya no sea posible reconstruir el historial del conductor y sólo quedara en pie su corta vida por causas desconocidas.

Por razones prácticas es más conveniente expresar las sobrecargas en intensidad de corriente que en temperatura, pero en la relación intensidad/temperatura influyen factores ajenos al cable, tales como la resistividad del terreno, condiciones de instalación, que introducen una nueva incertidumbre. Estos factores dan lugar a que el conductor pueda soportar mejor o peor una sobrecarga.

Como se mencionó anteriormente, se pone de manifiesto la multitud, variabilidad e incertidumbre de los datos que intervienen en el cálculo de las sobrecargas admisibles en cada caso. Excepto cuando las condiciones de trabajo en relación al tiempo sean verdaderamente conocidas, los datos de sobre intensidades admisibles, han de tener un valor orientativo que debe ser interpretado con buen criterio, en concordancia con las circunstancias reales.

Razón por la cual en el ducto de barra se utilizan dos conductores por fase con sus especificaciones ya mencionadas de tal manera que como materiales de aislamiento, para la protección de las barras, se utiliza resina epóxica la cual tiene un espesor de 0.35 centímetros de recubrimiento en toda la superficie del conductor.

En la parte interior del ducto nos podemos referir a los aisladores de cuatro campanas, los cuales estarán aislando las barras de la estructura que las protege, las cuales se encuentran empotrados en la parte interior del ducto y están distribuidos a lo largo de toda la instalación del ducto, de tal manera, que estos y el mismo material de resina epóxica del cual están recubiertos las barras nos permitirá el aislamiento total para las funciones en las cuales será desempeñado.

5 PROTECCIONES DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA

En el capítulo cuatro se trataron ampliamente las protecciones de equipos eléctricos de potencia ante voltajes externos e internos, tratándolos de una manera general en la que cada sistema debiera de poseer las protecciones para un funcionamiento óptimo, de manera que en este capítulo será explícitamente de los equipos instalados en la planta hidroeléctrica de Chixoy y de los cuales se podrá hacer referencia en los diagramas mostrados posteriormente en el capítulo siete para los cambios por la ampliación.

5.1 Protecciones del ducto de Barra

a) Relé de protección de barra colectora de alta impedancia

Siendo las barras colectoras uno de los más importantes empalmes en el sistema de fuerza, tiene que estar dotado de una protección tal que no solo evite fallos a gran velocidad, sino que mantenga el más alto estándar de rendimiento y seguridad. Estas son precisamente las características que proporciona MBP-A, además de otras que lo hacen resistente en situaciones comprometidas.

MBP-A es de diseño completo de estado sólido con protección contra sobre tensiones y picos transitorios. Cada fase tiene un circuito de medida estático independiente, que como potencia de entrada usa un resistor dependiente del voltaje para proporcionar características de alta impedancia. Para que la operación sea de rendimiento perfecto, tiene dos circuitos separados de disparo, de forma que tanto el juego superior como el inferior

están provistos con comandos de disparo formulados por un producto lógico AND.

La supervisión automática de la maquinaria interna y los cables del transformador de corriente interrumpido, ofrecen aviso rápido, dando la alarma de fallo y permitiendo reparaciones a tiempo. Todas estas características combinadas hacen del MBP-A un elemento ideal para la protección de las barras colectoras con un máximo de seguridad y rendimiento.

Características:

- Operación a gran velocidad con máxima seguridad y rendimiento.
- diseño de estado sólido completo con protección contra sobre tensiones y picos transitorios.
- elemento de medida de voltaje usado para obtener características de alta impedancia.
- insensible a la saturación del transformador de corriente contra altas tensiones por medio de resistores dependientes del voltaje usados en cada fase.
- detección automática de conductores abiertos de los transformadores de corriente por medio del circuito de fijación baja e indicación de la condición por alarma.

Nomenclatura:

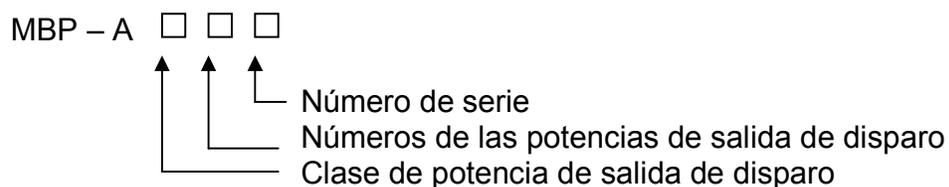


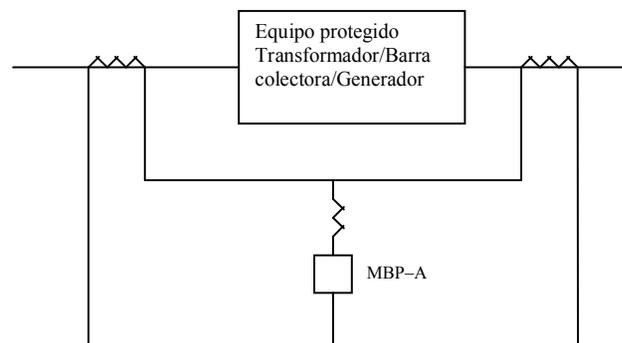
Figura 39. Especificaciones del relé de protección de barra colectora

	Clase de potencia de salida de disparo
MBP – A1 <input type="checkbox"/>	Tipo de reposición manual
MBP – A2 <input type="checkbox"/>	Tipo con solo auto reposición

Tipo		Numero de potencias de salida			
		A11 A21	A12 A22	A13 A23	A14 A24
Potencias de salida	Disparo (Y) Velocidad Ultrarrápida	9	18	36	72
	Otros (Z) Alta Velocidad	3	3	3	3

Ya que se tiene mención del relé de protección de barra colectora, es importante conocer su principio de funcionamiento.

Figura 40. Principio de funcionamiento del relé de protección de barra colectora

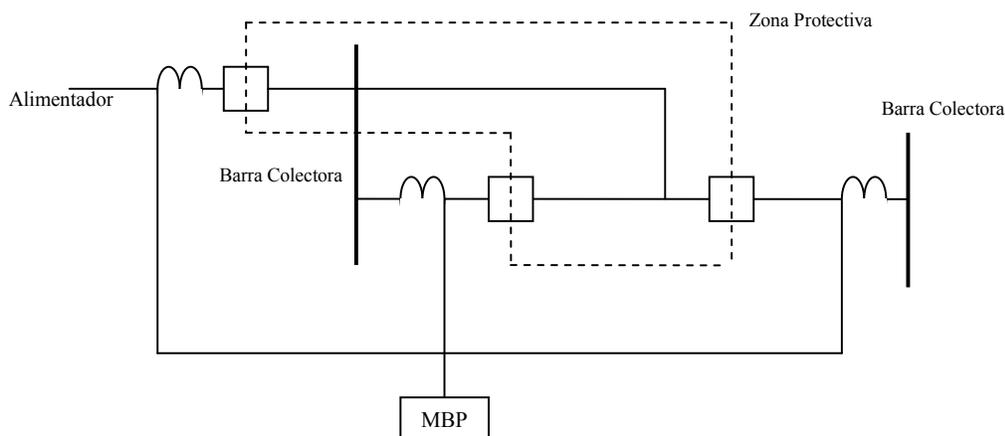


En la anterior figura se muestra el esquema básico con el uso del relé MBP-A por medio del cual el equipo protegido es monitorizado en ambos extremos, de manera que la ocurrencia de cualquier fallo interno causa un desbalance del circuito que es detectado por el relé.

En caso de falla externa este desbalance puede alterarse y el voltaje máximo así resultante a través del relé, ocurrirá cuando uno de los transformadores de corriente se satura debido a una fuerte corriente de falla. La condición de saturación de los transformadores de corriente se puede definir como el corto circuito de la impedancia magnetizadora del transformador de corriente lo que puede resultar en un máximo de caída de voltaje a través del relé, si el relé está regulado para operar por encima de este voltaje, estará en disposición de discriminar hasta las mayores fallas externas.

En caso de una falla interna, el voltaje inducido en ambos transformadores de corriente actúa en el relé en la misma dirección, y un voltaje más elevado que el de la operación se aplica a través de su potencia de entrada, lo cual crea un comando de disparo y la desaparición inmediata de la falla.

Figura 41. Conexiones externas del relé de protección de barra colectora



b) Relé direccional de falla de tierra

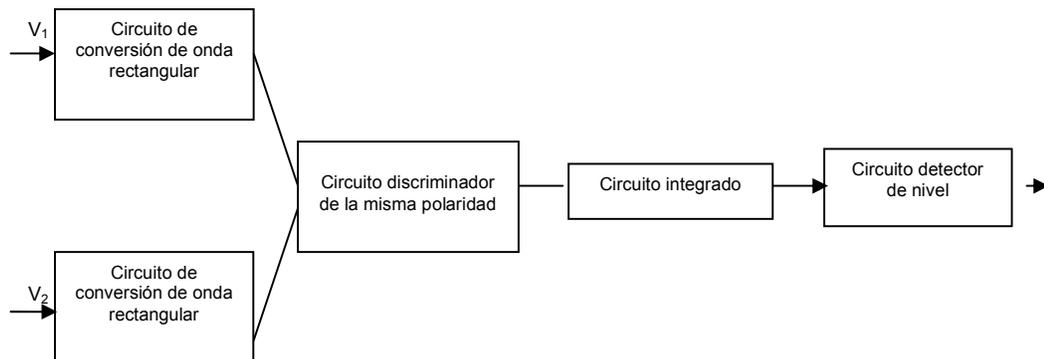
El relé direccional de falla a tierra esta incorporado en el transformador de potencia de entrada y esta alojado en el bastidor de la sub unidad tipo enchufe.

La operación mediante los voltajes V_1 y V_2 se inducen por medio de la ecuación de voltaje y la corriente a través del transformador TX.

De esta manera la velocidad de reposición de operación aumenta por medio de las discriminaciones de dos fases en un ciclo por el lado de la onda positiva lo mismo que por medio de la onda negativa.

Como este relé es de tipo estacionario, es imposible accionarlo manualmente como si fuera un relé mecánico.

Figura 42. Descripción de funcionamiento del relé direccional de falla de tierra



c) Relé de reserva para fallo de disyuntor

En caso de falla en un sistema de fuerza, los disyuntores son disparados, usualmente, por medio de la operación de los relés de protección, despejando la falla sin demora. Si el disyuntor por algún motivo es incapaz de abrirse cuando es requerido la falla en cuestión debe ser despejada por todos los disyuntores que pueden alimentarla.

El RGCB 3-1 y el RGCB 3-2 son los relés de reserva que se han de usar en el mencionado caso de falla de un disyuntor y por lo tanto son llamados “relés de reserva para falla de disyuntor”.

Hay dos métodos para detectar la incapacidad de apertura de los disyuntores; un método consiste en detectar si el disyuntor permanece cerrado, debido al hecho de que la corriente sigue siendo transmitida.

El otro método consiste en detectar si el disyuntor permanece cerrado debido al hecho de que los contactos de la paleta del disyuntor permanecen empalmados durante su operación de apertura – cierre.

De acuerdo con estos dos métodos de detección el RGCB 3-1 es un relé de reserva para falla del disyuntor, que detecta la incapacidad de apertura del disyuntor juzgando si la corriente sigue fluyendo constantemente.

Características:

- Estos son relés de tres fases y consisten en tres elementos individuales de sobre corriente o tres elementos capaces de recibir la señal de contacto de la paleta.

- La señal de control de potencia de salida no se ha de dar a menos de que se obtengan todas las tres señales, es decir, la señal de operación del relé, y la primera y la segunda señales de potencia de salida derivadas de los circuitos que juzgan fallo del disyuntor así queda suprimida la posibilidad de un mal funcionamiento.
- El mal funcionamiento se supervisa continuamente. En caso de que el primero o segundo circuito para juzgar el fallo del disyuntor operasen de continuo más tiempo de lo previsto, se considera como mal funcionamiento, y se dará una señal para indicación o alarma.

Los disyuntores interrumpidos necesitan cierre de re conexión para que no vuelvan a ser reconectados solamente hay un contacto para potencia de salida de control. Consiguientemente se necesita proveer relés auxiliares, para tener necesarios contactos para controlar los disyuntores requeridos.

d) Relé de distancia direccional de falla de fase:

Este se describe como el de tipo ZS1DA-R4S y es un relé de distancia transistorizado con características mho que es un elemento que sirve para la medición a distancia y esta diseñado para ser almacenado en forma horizontal en el sistema de protección, entre otras características tenemos que el transformador de entrada es un transformador con campo electrostático.

e) Relé de reserva fallo de disyuntor

En caso de falla del sistema de fuerza, los disyuntores son disparados, usualmente, por medio de la operación de relés de protección, despejando la falla sin demora. Si el disyuntor por algún motivo, es incapaz de abrirse cuando

es requerido por la falla en cuestión debe ser despejada por todo por los disyuntores que pueden alimentarla.

Hay dos métodos para detectar la incapacidad de apertura de los disyuntores; un método consiste en detectar si el disyuntor permanece cerrado, debido al hecho de que la corriente sigue siendo transmitida. El otro método consiste en detectar si el disyuntor permanece cerrado debido al hecho de que los contactos del disyuntor permanecen empalmados en su operación de apertura cierre.

Características:

- Estos son relés de tres fases y consisten en tres elementos individuales de sobre corriente y tres elementos capaces de recibir señal del contacto.
- El relé es de tipo estático y los circuitos de detección primero y segundo están ordenados para formar una doble protección.
- La señal de control de potencia de salida no se ha de dar a menos que se obtengan todas las tres señales, es decir, la señal de operación del relé y la primera y la segunda señales de potencia de salida derivadas de los circuitos que juzgan fallo del disyuntor. Así queda suprimida la posibilidad de un mal funcionamiento.

5.2 Protección de transformadores

La confiabilidad de los transformadores de potencia depende de un diseño adecuado, de un cuidadoso montaje, de un mantenimiento oportuno y de la provisión de ciertos equipos de protección.

Los transformadores están sujetos a pocos tipos diferentes de cortocircuitos y condiciones anormales, las fallas o condiciones anormales a las que pueden estar sometidos son: fallas internas, sobrecalentamientos o cortocircuitos externos.

a) Protección contra fallas internas

Para detectar las fallas internas de un transformador se emplean algunas de las siguientes protecciones o una combinación de ellas:

b) Protección Diferencial

Similar principio de comparación serie que se emplea para detectar fallas en los enrollados del estator de un generador puede utilizarse para detectar fallas en un transformador.

En este caso, la comparación tiene que efectuarse entre todos los enrollados que posee el transformador, en condiciones normales existirá una razón precisa entre las corrientes en los enrollados, la cual depende de la razón de transformación.

De tener lugar una falla interna cambiará esta razón y la mayoría de los casos cambiará de signo, al operar la protección diferencial debe dejar de estar energizado completamente el transformador, lo que exige contar con interruptores en cada uno de sus enrollados.

La orden de apertura de los interruptores se da a través de un relé auxiliar de reposición manual que asegura que no se reconectarán el transformador al

servicio de manera inadvertida, sometiéndolo a nuevos daños sino que luego de haberse constatado la causa de la operación de la protección.

Adicionalmente a los problemas que deben tenerse en cuenta con los generadores, en el caso de la protección diferencial de transformadores surgen los siguientes inconvenientes:

- diferencias en magnitud y ángulo de las corrientes que entran y salen de un transformador, lo cual está sujeto a la razón de tensión y de la conexión de los enrollados.
- corriente de magnetización.
- corriente de energización en vacío.

Debido a que una protección diferencial debe ser estable para fallas externas y para condiciones de carga normal, las diferencias en la magnitud y ángulo de las corrientes deben ser tenidas en cuenta al aplicar la protección.

La diferencia de ángulo puede solucionarse a través de la conexión de los secundarios de los transformadores de corriente de manera de compensarla.

Esta solución cuenta con la ventaja de impedir que la componente de secuencia cero que circula en el lado estrella para un cortocircuito externo que involucre tierra no llegue al relé, debido a que no tiene compensación con la corriente del lado delta en la que circulan sólo componentes de secuencias positiva y negativa.

Para corregir las diferencias en la magnitud de las corrientes es necesario seleccionar las razones de transformación de los transformadores de corriente en la razón inversa a la razón de transformación del transformador de potencia.

Los relés empleados para protección diferencial de transformadores deben hacerse menos sensibles que los utilizados para generadores.

Al energizar un transformador en vacío, este actúa como una simple inductancia. En dichas condiciones circulan corrientes extremadamente altas, pero de corta duración.

Estas corrientes de magnetización en vacío, cuya magnitud está sujeta al punto de la onda de tensión en que se cierre el interruptor, pueden originar una falsa operación del relé diferencial si no se ponen en práctica medidas especiales.

Las alternativas que pueden llevarse a cabo son:

- Desensibilizar el relé diferencial durante la maniobra de energización del transformador en vacío.
- Suprimir temporalmente la orden de apertura impartida por el relé diferencial.
- Diseñar el relé diferencial de manera que pueda distinguir entre corriente de energización en vacío y corriente de fallas.

c) Protección de respaldo - fallas externas

La protección de respaldo se basa en relés de sobrecorriente, los cuales conviene energizarlos de transformadores de corriente diferentes de los utilizados para la protección diferencial o para otro tipo de protección contra fallas internas.

Generalmente, se emplean relés separados para fallas a tierra. Además, es recomendable ubicarlos en el lado de baja tensión en el caso que la fuente de alimentación a la falla esté del lado de alta tensión, de esta manera no estarán afectos a las corrientes de energización en vacío y, por lo tanto, estas corrientes no influirán en la elección de los ajustes de la corriente mínima de operación ni en los tiempos de operación.

En caso de que el transformador se encuentre conectado a más de una fuente de alimentación a fallas, es preciso instalar una protección de respaldo en cada uno de sus interruptores, y en la mayoría de los casos, para lograr una protección selectiva es necesario que algunos de los relés sean de sobrecorriente direccional.

Si el transformador está provisto de protección de sobrecorriente en lugar de diferencial, la misma protección de sobrecorriente puede utilizarse de respaldo.

d) Protección de respaldo

La finalidad básica de la protección de un sistema eléctrico de potencia, es localizar las corrientes o tensiones anormales y ordenar la desconexión de las secciones anormales del sistema tan rápido como sea posible y con la menor perturbación posible al resto del sistema eléctrico.

Un juego de protección es considerado como la protección primaria o principal y el otro como protección de respaldo, la protección de respaldo puede ser “local” o “remota”, dependiendo de su ubicación relativa con respecto a la sección del sistema de potencia a que está destinada a proteger.

La protección de respaldo está destinada a cubrir desperfectos de la protección principal y de los equipos de despeje de falla asociados (interruptores, fusibles de circuitos de apertura, baterías, etc.).

La protección de respaldo remoto implica que un desperfecto en una subestación está cubierto por protección de respaldo en otra u otras subestaciones.

Las protecciones principales duplicadas se cubren mutuamente de desperfectos que tiene lugar en la otra (localmente, debido a que se encuentran instaladas en la misma ubicación) y además, se cuenta con medios para cubrir los desperfectos que ocurren en los equipos de despeje de falla controlados por las dos protecciones (nuevamente en la misma localización); esto se conoce como “protección de respaldo local”.

Cuando se emplea esta última protección, se intenta dar algún grado de respaldo remoto, aunque no necesariamente en cada subestación, para cubrir los casos poco frecuentes de pérdida total de la batería de subestación.

e) Protección de respaldo remoto

En el caso de que una falla no sea despejada por la protección principal respectiva, debe ser despejada por la protección de respaldo.

Si la protección de respaldo fuera del tipo unitario, o sea, restringida a la misma sección del sistema eléctrico, podría aún operar si el desperfecto se encontrara en la protección principal misma o en los transformadores de corriente o de potencial que la abastecen, pero resultaría inefectiva si el desperfecto original fuera en la batería o en el interruptor.

Para dar el mayor respaldo posible, es usual que la protección de respaldo no sea del tipo unitario, y se encuentre localizada remotamente con respecto al equipo que no ha operado, debe ser capaz de operar para fallas en una sección extensa del sistema eléctrico, y su efectividad es acrecentada por la utilización de una batería y un interruptor diferente, es necesario adoptar una de dos siguientes políticas:

- concebir una protección principal y una protección de respaldo destinadas a detectar cualquier falla que pueda ocurrir en un sistema eléctrico y desconectarla a cualquier precio, aunque éste signifique la pérdida total del sistema eléctrico.
- concebir la protección principal destinada a detectar la mayor parte de las fallas que tengan lugar y despejarlas selectivamente, con la posibilidad que algunas fallas raras, normalmente de bajo valor, permanezcan no detectadas por la protección principal; y dividir el sistema eléctrico en regiones lo más independientes posible desde el punto de vista de la protección de respaldo, de manera que las fallas raras conduzcan a la pérdida de una región y no del sistema eléctrico completo.

5.3 Protecciones del campo de línea

Antes de entrar en detalle respecto a las protecciones del campo de línea empezaremos con un pequeño análisis de las partes de que esta compuesta la subestación:

La subestación 230 kV. En Quixal es una subestación al aire libre, que consiste en un sistema de doble barra, cinco campos de entrada, dos campos

de línea y un campo de acoplamiento. Además, esta provisto un campo de reserva, en el cual se realizara la instalación de nuestro sistema de acoplamiento.

Para cada una de las cinco unidades esta previsto un campo de entrada que contiene el equipo de 230 kV., de cada unidad que consiste en un seccionador (combinado con un seccionador de puesta a tierra 189 y 189-#E).

Un juego de transformadores de corriente, el disyuntor de potencia 152 y dos seccionadores para poder conectar la unidad a una de las dos barras de 230 kV. Los que son numerados como (189-#A y 189#B.)

Cables aéreos conectan estos campos de entrada con los transformadores principales y sus pararrayos de las unidades.

Los campos de las líneas consisten en pararrayos, transformadores capacitivos de tensión, las bobinas de las trampas de onda, transformadores de corriente, seccionadores combinados con seccionador de puesta a tierra (189-#L y 189-#EL), y el disyuntor de potencia 152-#L, y los seccionadores para la conexión a una de las dos barras (189-#A y 189#-B).

El campo de acoplamiento entre las dos barras, consiste en seccionadores (189-AB y 189-BB) sin seccionador de puesta a tierra, transformadores de corriente y el disyuntor (152-B).

A cada barra esta conectado un juego de transformadores de tensión capacitivos de medición, protección y sincronización.

Las conexiones entre los equipos, las barras de 230kV y las líneas aéreas, consisten en cables dobles.

Los equipos más importantes de esta subestación son los ocho disyuntores de potencia que deben ser capaces de interrumpir la corriente alta de cualquier corto circuito en los circuitos de 230kV.

Los disyuntores fueron fabricados por la firma Sprecher + Schuh de Suiza. Dichos disyuntores son del tipo hexafluoruro (gas SF₆), con mando unipolar, accionado por un resorte tensado por motor, con las siguientes especificaciones:

Tabla XXVII. Especificaciones del disyuntor

Tensión nominal	245 kV.
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente nominal	2500 A
Corriente de desconexión	25 kA
tensión de prueba	460 kV. a 60 Hz
tensión de prueba con onda 1.2/50µs	1050 kV.

Los seccionadores también fueron fabricados por la casa Sprecher + Schuh de Suiza y son accionados por motor con las siguientes especificaciones.

Tabla XXVIII. Especificaciones de los seccionadores

Tensión nominal	230 kV.
Corriente nominal	2500 A
Corriente de corto circuito	50 kA, 3 seg.

Los pararrayos fabricados por Sprecher + Schuh de Suiza con las siguientes especificaciones.

Tabla XXIX. Especificaciones de los pararrayos

Tensión nominal	192 kV.
Frecuencia nominal	48-62 Hz
Corriente de descarga	10 kA.

Los transformadores de corriente fabricados por la firma Balteau de Bélgica con las siguientes especificaciones.

Tabla XXX. Especificaciones de los transformadores de corriente

Tensión nominal	245 kV.
Corriente alta tensión	4 * 200 A.
Corriente baja tensión	5 A.
Clase	0.2 (1 núcleo)
Clase	5P10 (3 núcleos)
Potencia	100 VA
Corriente de corto circuito	25 kA por 1 s.

La operación sistema de doble barra permite desenergizar una barra para cualesquiera trabajos de mantenimiento sin interrupción del suministro de energía por la central.

Asimismo este sistema de doble barra facilita separar el suministro de energía en dos fuentes independientes en caso de que el sistema general del país necesitara tal separación.

En este caso, estarían una o más unidades y una línea conectadas a una barra de 230 kV. Y las otras unidades y la otra línea, a la otra barra de 230 kV.

Las líneas pueden operarse también sin su disyuntor 152-#L, durante trabajos de mantenimiento de estos, cuando se cierran el seccionador del by-pass 189-#BP y se abren los seccionadores 189-#PS y 189-#L. Sin embargo deben usarse en este caso el disyuntor de acoplamiento 152-B para la línea sin su propio disyuntor.

Para tal fin debe conectarse la línea a la barra sin su propio disyuntor a una barra y todas las unidades y la otra línea a la otra barra.

Los equipos en la subestación prácticamente no son sometidos a desgaste, por lo tanto, los controles periódicos pueden limitarse a lo siguiente:

- Acumulación de suciedad en los equipos.
- Agua en las canaletas de los cables (funcionamiento del drenaje).
- Interior de los paneles de la conexión y control (ventilación, calefacción)
- Disyuntores (presión del gas SF6 considerando la temperatura correspondiente)
- Transformadores de corriente (nivel de aceite)

Estos controles periódicos permiten también planificar y adaptar el mantenimiento preventivo, según las necesidades reales.

Las protecciones de las líneas de 230 kV. Entre Quixal y Guate-Norte esta protegida por dos protecciones tipo distancia:

- Protección principal o protección primaria
- Protección de respaldo

Ambas protecciones, en condiciones normales, están conectadas para trabajar en forma simultánea. Para efectos de mantenimiento tanto la protección primaria, como la de respaldo, se pueden sacar de funcionamiento, dejando la otra en funcionamiento.

a) Protección Primaria

Las protecciones primarias son de tipo LZ-96 extra rápidas de 20 milisegundos y pueden detectar fallas de fase a fase y de fase a tierra.

El módulo base del LZ-96 comprende cuatro etapas. Las primeras tres son de distancia direccional y la cuarta de tipo no direccional. El enlace de cada etapa se puede fijar independientemente de otros.

Con enlace de señal de onda portadora (PLC), el control está arreglado para el esquema de “disparo permisivo transferido de sub-enlace”.

El relé básico tiene módulo convertidor CC/CC, supervisión continua de los módulos, módulo de señalización de fallas, módulo de diagnóstico de fallas, módulo de prueba y módulo de monitoreo, además existen los siguientes módulos de protección adicional:

b) Relé de bloqueo contra oscilación en el sistema

Está diseñado para evitar un disparo indeseado por el relé LZ-96 cuando ocurre una oscilación fuerte en el sistema de transmisión, al detectar esta condición, el relé deshabilita el circuito de disparo del disyuntor.

c) Protección de respaldo

La protección de respaldo es de tipo LZ-32, para detectar fallas de fase a fase, fallas trifásicas y fallas a tierra. Tienen un relé sensitivo adicional para fallas a tierra como respaldo y su tiempo de funcionamiento es de 40 ± 5 milisegundos.

El relé forma un conjunto de los siguientes relés para la operación:

- Relé de re cierre
- Relé de bloqueo contra oscilaciones
- Relé auxiliar para la señal de alta frecuencia
- Bloqueo de señalización.

El conjunto de los relés de respaldo esta instalado para las líneas uno y dos, su esquema de control es idéntico a la protección principal, es decir un disparo permisivo transferido.

d) Relé de alta impedancia (187 diferencial)

El relé es de estado sólido con protección contra alta tensión y picos transitorios. Cada fase tiene un circuito estático de medida independiente. Para confiabilidad de la operación tiene dos circuitos de disparo separados conectados en forma lógica and y tiene supervisión automática de componentes internos.

Los transformadores de corriente en los campos de barras colectoras, están conectados en circuito sumatorio de tal manera que cualquier falla interna produce desbalance, lo que ocasiona operación del relé, pero las fallas externas

no tienen efecto. El tiempo de operación de los contactos de disparo es de 3 milisegundos, al operar el relé prenden los diodos luminosos correspondientes a las de la fase en falla.

El botón de reposición esta instalado en el mismo relé, a fin de que una falla en una barra colectora dispare toda la subestación Quixal, está previstos relés direccionales de fallas, fase a fase, fase a tierra, un juego por cada barra, que conjuntamente con el relé de alta impedancia, proporcionaran la selectividad de disparo requerida.

e) Relés direccionales de distancia

Los relé direccionales de fallas fase a fase (121-SA y 121-SB), son tres por cada barra, transistorizados, cada juego de tres relés de falla de fase a fase y también un relé de falla fase a tierra, están dentro de una caja y su tiempo de operación es de 20 milisegundos. Los relés direccionales de falla de fase a tierra (121-GA y 121-GB), son uno para cada barra y su tiempo de operación es de 20 milisegundos.

f) Equipo monitores y pruebas

Sirve para comprobar la operación del esquema de protección y un continuo monitoreo al estado de los relés. El circuito de disparo durante la prueba estará bloqueado y las corrientes y las tensiones simuladas son aplicadas para probar los relés.

PARA OBTENER UNA OPERACIÓN MAS CONFIABLE, DISCRIMINACIÓN DE FALLAS ENTRE BARRAS Y DIVISION MAS O MENOS IGUAL DE CORRIENTES EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, EL

INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS DEBERA MANTENERSE CERRADO Y LAS LÍNEAS Y UNIDADES IGUALMENTE DIVIDIDAS ENTRE BARRAS DE 230 Kv. AL DEJAR EL INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO ABIERTO, CUALQUIER FALLA EN CUALQUIER BARRA DESCONECTARA TODA LA SUBESTACIÓN

g) Protección falla disyuntor

Como respaldo en la protección de barra 230 kV. Se utiliza un relé “falla disyuntor” para cada disyuntor de 230 kV. Cuando un relé de protección de la unidad o línea opera y da orden de apertura al disyuntor, un contacto de protección también da orden de arranque al relé “falla disyuntor”.

Si el disyuntor al recibir orden reapertura, no abre por cualquier razón, el relé “falla disyuntor” después de un tiempo prefijado, a través de unos relés auxiliares, envía orden de disparar a los disyuntores conectados a la barra del disyuntor que esta fallando y también al disyuntor de acoplamiento, aislando de esta manera todas las posibles fuentes de energía. Los relés de “falla disyuntores”

El disparo se produce solo cuando ambos circuitos de detección operan durante un tiempo prefijado. El relé debe reponer automáticamente al abrir los disyuntores, según la lógica de control. El mal funcionamiento del relé esta indicado por una luz roja.

h) Mando de los disyuntores y seccionadores

Estos equipos pueden operarse directamente desde su caja de mando en la subestación, donde existe un selector mando local-mando remoto. Sin

embargo, tal tipo de mando directo en la subestación, es una excepción que se usa solamente para pruebas correspondientes, o en el caso de emergencia cuando hay fallas en sala de mando.

Normalmente, se realiza el mando desde sala de mando donde existen los siguientes selectores 43R para el tipo de mando, el selector de tres posiciones para las unidades.

L = local (desde el tablero)

LA = local automático (desde sala de mando)

RA = remoto automático (desde Guatemala que aun no existe)

i) Líneas y acoplamiento:

El selector de mando de líneas y del acoplamiento, tiene las siguientes dos posiciones:

LA = local automático (desde sala de mando)

RA = remoto automático (desde Guatemala que aun no existe)

j) Interbloqueos

Existen los siguientes bloqueos referentes a los seccionadores y disyuntores:

- Los seccionadores no pueden cerrarse ni abrirse cuando el interruptor correspondiente esta cerrado.
- Las unidades no pueden arrancarse cuando su seccionador de tierra 189-#E o su disyuntor 152# están cerrados.

- Los seccionadores de tierra de las líneas no pueden cerrarse cuando hay tensión en la línea correspondiente.
- Los seccionadores de tierra 189-#E de las unidades, podrían cerrarse cuando la unidad esta en operación y su seccionador 189-#E esta abierto. No existe aquí un interbloqueo por tensión, lo que debe considerarse en la operación.

6. MANDO, CONTROL Y ALARMAS

6.1 Acople de los diversos equipos a sala de mando

La sala de mando de la planta se encuentra en el nivel 301.00 en la parte frontal de los generadores, es decir en el nivel inferior a el patio de maniobra, y en esta durante su construcción se dejo un lugar especifico frente a la consola de mando principal y en una parte de esta, el cual se encuentra rotulado como de reserva, y es en el que se ubicara la instalación de los mandos que se proponen para la realización de este proyecto.

Como parte del acople que se implementara en la sala de relés, la cual esta contigua a la sala de mando, un cableado, el cual adquirirá señal de los equipos que se relacionan con el transformador, así como los que dan el disparo de la maquina.

En la tabla siguiente, se puede observar la indicación de una letra L, esta es el numero de alarma con que se identifica el evento, y la indicación de la alarma es el evento en cuestión, también se hace mención a 86-1 el cual se describe como un disparo debido a fallas eléctricas, que son los que se preverán, ya que durante una falla, lo primero que actúa es la apertura del disyuntor que es lo que pretendemos controlar, los demás elementos descritos están dados en la señalización de los dispositivos mas empleados, descritos en las siguientes hojas.

Tabla XXXI. Indicaciones que se cablearan

No.	INDICACION DE LA ALARMA	EQUIPO
L21	TEMPERATURA MUY ALTA ACEITE TRANSFORMADOR PRINCIPAL	26TQH2X
L22	NIVEL BAJO ACEITE TRANSFORMADOR PRINCIPAL	71TQ2LX
L23	TEMPERATURA ALTA DEVANADO DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL	26TWH2X
L24	OPERACION RELÉ BUCHHOLZ	96BZX
L25	DISPOSITIVO DE ALIVIO DE PRESION OPERADO TRANSFORMADOR PRINCIPAL	63TX
L26	DISPARO CIRCUITO DE CONTROL DE LOS VENTILADORES DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL	49FX
L27	CAMBIO DE TAP INCOMPLETO TRANSFORMADOR PRINCIPAL	ILM
L41	OPERACIÓN RELÉ DIFERENCIAL DE GRUPO	87TX
L42	OPERACIÓN SOBRECORRIENTE NEUTRO TRANSFORMADOR PRINCIPAL	51NX
L31	BAJO VOLTAJE BARRA DEL GENERADOR	27GX
L32	ALTO VOLTAJE BARRAS DEL GENERADOR	59GX
L33	FALLA A TIERRA ESTATOR	64NX
L34	SOBRECALENTAMIENTO DEL ESTATOR DEBIDO A SOBRECORRIENTE	26GX
L35	OPERACIÓN RELÉ SOBRECORRIENTE DEL GENERADOR	51GX
L36	OPERACIÓN RELÉ DIFERENCIAL DEL GENERADOR	87GX
L37	TIERRA EN EL CAMPO DEL GENERADOR	64ETX
L38	OPERACIÓN RELÉ SECUENCIA NEGATIVA	46GX
L39	FALLA SERIA EN TIRISTORES DE EXCITACIÓN	54EFLX
L40	PERDIDA DE EXCITACIÓN	40GX
L-T10	FUEGO EN EL TRANSFORMADOR PRINCIPAL	
LT-23	OPERACIÓN DE PROTECCION DE BARRAS	
LT-29	OPERACIÓN DE PROTECCION DE LINEAS	
	ALARMAS EN SUBESTACION	
LA-1	BAJA PRESIÓN DE SF6	
LA-2	INTERRUPTOR DE SF6 BLOQUEADO	
LA-3	SECCIONADOR EN FALSA POSICION	
LA-4	FALLA DE ENERGIA C.C.	
LA-5	BLOQUEO FALLA ENCLAVAMIENTO	
LA-6	CONTROL LOCAL	

Se deberá realizar la identificación de los puntos 30 para apertura o cierre de interruptores, los que controlaran la parte de potencia.

En la tabla XXXI se puede observar el listado de alarmas que estarán entre lazadas, así como los equipos de los cuales se deberá tomar la indicación de cada una de las cinco maquinas y se deberá transferir al momento de una falla, cabe destacar que estas deberán de estar ya cableadas desde el inicio.

En la descripción de la tabla, existen algunas alarmas las cuales no aparecen equipos a los cuales se conectaran, pero es por que estas alarmas dan disparo directo de la unidad, es decir la identificación de estos puntos convergen directamente con el 86-1 que es el relé de disparo directo de la unidad por fallas eléctricas.

El equipo mediante el cual se pretende realizar la conmutación tanto de protecciones como de señales de alarma del equipo sedera su funcionamiento al transformador de reserva y a toda la nueva instalación que se realizara, es decir la simplificación de todas las señales de control y mando en un solo panel y desde el cual se podrá obtener tanto información por medio de mediciones en parámetros así como de secuencias que se deben de tener en cuenta para el paso de las protecciones.

6.1.1 Control remoto-manual

Como parte del control remoto-manual se quedaran definidos un grupo de conmutadores, con los cuales se definirá de que unidad se desean seleccionar el grupo mediante el 43R sea activado de las protecciones para que todas estas sean enganchadas a la unidad de reserva, mediante un conexionado eléctrico ya establecido en la sala de relés de las señales antes descritas en la tabla

XXXI, así como de las señales provenientes de los equipos de la subestación, y de los cuales también se tomara señal en la sala de relés que se encuentra contiguo a la sala de mando y en la que se pretende agrupar todos los grupos de las señales necesarias tanto de protección como de medición de las cinco unidades, cableado que converge en ese punto.

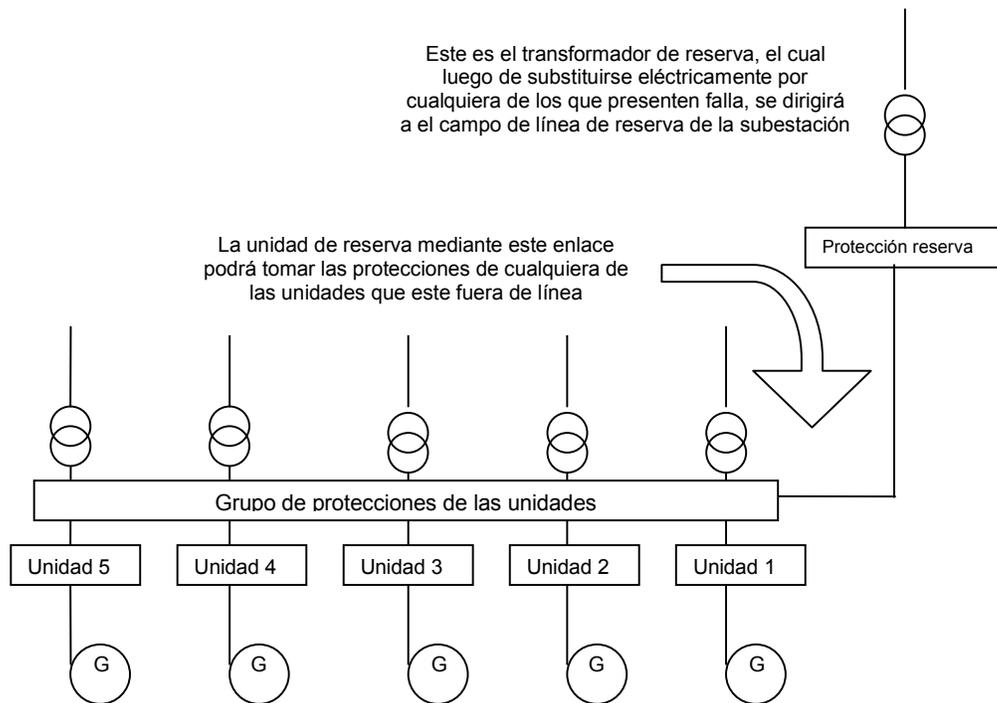
Por medio de esto se permitirá la continuidad del servicio confiable y la protección de todos los sistemas existentes, los cuales solo se conmutaran al sistema de la transferencia mediante los permisivos siguientes:

- La unidad deberá contar con la indicación de disponibilidad.
- Esta unidad deberá estar totalmente aterrizada.
- Se conmutaran los 43R hasta que se cuente con la confirmación de que los trabajos hayan sido concluidos.
- Al realizar la conmutación del 43R, se deberá encender la indicación luminosa de que las protecciones han sido transferidas de la unidad seleccionada hacia la unidad de reserva.

Lo anterior mencionado puede ser complementado con las descripciones posteriores de cada uno de los diagramas eléctricos, que es en los cuales se puede obtener la verdadera idea de lo que se pretende realizar y donde serán expuestos datos puntuales

Con esto se facilitará a los encargados la conmutación de todo el grupo de protecciones que la nueva implementación tendrá, disminuyendo de esta manera el tiempo de respuesta ante cualquier eventualidad, mediante el siguiente diagrama se pretende explicar lo anterior en forma esquemática.

Figura 43. Descripción de transferencia en protecciones



6.1.2 Alarmas

El grupo de las ochenta alarmas con que cuenta la unidad, seguirán de la misma forma, el único indicador que estas tendrán es una lámpara cercana a esta en la que dará información de que dicha unidad esta enganchada a la barra de transferencia.

Tabla XXXII Tablero de alarmas

CUADRO GENERAL DE ALARMAS DE UNIDAD

L- 1	L- 2	L- 3	L- 4	L- 5	L- 6	L- 7	L- 8	L- 9	L- 10	L- 11	L- 12	L- 13	L- 14	L- 15	L- 16
EMERGENCIA PARO MANUAL	SOBREVELOCIDAD	TIEMPO PROLONGADO DE ARRANQUE	OPERACION ANORMAL REGULADOR	DEFLECTOR SIN CERRAR AL OPERAR 86-1 Y 86-2	APERTURA PARCIAL VALVULA ESFERICA	TOBERA DE FRENO NO CIERRA	TEMPERATURA MUY ALTA COJINETE DE LA TURBINA	APERTURA PARCIAL DEFLECTORES DE CHORRO	FLUJO BAJO ACEITE COJINETE TURBINA	FALLA SISTEMA SELLO EJE-TWD	FALLA REGULADOR	NIVEL ANORMAL ACEITE REGULADO	PRESION ANORMAL ACEITE REGULADOR	PARO MANUAL RAPIDO REGULADOR	FALLA CONTROL CONJUNTO JPC
1EX	12	48T	48GT	48ET	33SPVX	33BNZX	38TBX	33DFSX	80QBTX	71TWHX	65SPX	71QGX	63QGTLX	1E-SHVX	65JPSX
L- 17	L- 18	L- 19	L- 20	L- 21	L- 22	L- 23	L- 24	L- 25	L- 26	L- 27	L- 28	L- 29	L- 30	L- 31	L- 32
TEMPERATURA ALTA AIRE ENTRADA ENFRIADORES DEL GENERADOR	TEMPERATURA ALTA AIRE SALIDA ENFRIADORES DEL GENERADOR	TEMPERATURA ALTA COJINETES DEL GENERADOR	TEMPERATURA ALTA TRANSFORMADOR DE EXCITACION	TEMPERATURA ALTA DE ACEITE TRANSFORMADOR PRINCIPAL	NIVEL BAJO DE ACEITE TRANSFORMADOR PRINCIPAL	TEMPERATURA ALTA DE DEVANADO TRANSFORMADOR PRINCIPAL	OPERACION RELE BUCCOLZ	DISPOSITIVO ALIVIO DE PRESION TRANSFORMADOR PRINCIPAL	DISPARO CIRCUITO VENTILADORES TRANSFORMADOR PRINCIPAL	CAMBIO DE TAP INCOMPLETO TRANSFORMADOR PRINCIPAL	FALLA FLUJO DE AGUA SELLO EJE OPERACION COMO CONDENSADOR	RESERVA	FALLA ENERGIA DE SERVICIOS AUXILIARES	BAJO VOLTAJE EN BARRAS DEL GENERADOR	ALTO VOLTAJE EN BARRAS DEL GENERADOR
49AIH2X	49AOH2X	48T	26ET-TX	26TQH2X	71QL2X	26TWH2X	96BZ	63TX	:					27G	59G
L- 33	L- 34	L- 35	L- 36	L- 37	L- 38	L- 39	L- 40	L- 41	L- 42	L- 43	L- 44	L- 45	L- 46	L- 47	L- 48
FALLA A TIERRA ESTATOR GENERADOR	SOBRE CALENTAMIENTO ESTATOR DEBIDO A SOBRECORRIENTE	OPERACION RELE SOBRECORRIENTE DEL GENERADOR	OPERACION RELE DIFERENCIAL DEL GENERADOR	TIERRA EN EL CAMPO DEL GENERADOR	OPERACION RELE DE FASE DE SEC. NEGATIVA DEL GENERADOR	FALLA SERIE EN TIRISTORES DE EXCITACION	PERDIDA DE EXCITACION	OPERACION RELE DIFERENCIAL DE GRUPO	OPERACION RELE SOBRE CORRIENTE NEUTRO TRANSF. PRINCIPAL	FALLA TIRISTORES DE EXCITACION	TEMPERATURA ALTA TRANSFORMADOR DE EXCITACION	TURBINA EN OPERACION AISLADA	FALLA GENERAL EN EL CONTROL DE LA VALVULA ESFERICA	TEMPERATURA ALTA COJINETE DE LA TURBINA	NIVEL BAJO DE ACEITE COJINETE DE LA TURBINA
64N	26G	51G	87G	64E	46G	54EFL	40G	87T	51N		26ET-A	65ISX	e1.d1,d15	f2721/3-1	e2730/1
L- 49	L- 50	L- 51	L- 52	L- 53	L- 54	L- 55	L- 56	L- 57	L- 58	L- 59	L- 60	L- 61	L- 62	L- 63	L- 64
FLUJO BAJO DE ENFRIAMIENTO COJINETE TURBINA	NIVEL ALTO DE AGUA POR FALLA SELLO DE EJE	VIBRACION EXCESIVA DE LA TURBINA	FILTRO OBSTRUIDO SISTEMA DE ACEITE DEL REGULADOR	TEMPERATURA ALTA SELLO DEL EJE	FILTRO SUJIO DEL AGUA DE SELLO DE EJE DE LA TURBINA	FALLA SISTEMA DE DEPRESION DE AGUA	NIVEL ANORMAL DE ACEITE SUMIDERO DEL REGULADOR	TEMPERATURA ALTA DEL ACEITE EN EL SUMIDERO DEL REGULADOR	NIVEL ALTO DE ACEITE TANQUE DE FUGA DEL REGULADOR	AGUA EN ACEITE COJINETE TURBINA	APERTURA INCOMPLETA VALVULA PRINCIPAL TANQUE PRESION	RESERVA	ALARMA GENERAL TRANSFORMADOR PRINCIPAL	RESERVA	FALLA DEL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO
e2727	b2739	b2189/1	e1085,86,87	b2272/1	e2638		b1081/1,9	f1180/3	b2421/3	b2737	b1124/9				
L- 65	L- 66	L- 67	L- 68	L- 69	L- 70	L- 71	L- 72	L- 73	L- 74	L- 75	L- 76	L- 77	L- 78	L- 79	L- 80
RESERVA	TEMPERATURA ALTA DEVANADO DEL GENERADOR	TEMPERATURA ALTA AIRE ENTRADA ENFRIADORES DEL GENERADOR	TEMPERATURA ALTA AIRE SALIDA ENFRIADORES DEL GENERADOR	TEMPERATURA ALTA DEL AGUA DE LOS ENFRIADORES DEL GENERADOR	DESCARGA DE CO2 DEL GENERADOR	TEMPERATURA ALTA COJINETE DEL GENERADOR	TEMPERATURA ALTA DE LOS COJINETES DEL GENERADOR	NIVEL BAJO DE ACEITE COJINETE DEL GENERADOR	NIVEL ALTO DE ACEITE COJINETE DEL GENERADOR	VIBRACION EXCESIVA DEL GENERADOR	FLUJO BAJO AGUA DE ENFRIAMIENTO DEL GENERADOR	FLUJO BAJO AGUA DE ENFRIADORES DEL GENERADOR	TEMPERATURA ALTA AIRE SALIDA ENFRIADORES DEL GENERADOR	TEMPERATURA ALTA AGUA COJINETE DEL GENERADOR	SOBRECORRIENTE TRANSFORMADOR SERVICIOS AUXILIARES
		49AI/1	49AO/1			38DU		71QBIL	71QBII	39G	80WBU	80WA	RTD		51S
		49AI/2	49AO/2			38DT									

ALARMA

DISPARO

6.1.3 Medición

Los siguientes instrumentos de medición referentes a la subestación, están instalados en casa de maquinas:

Para las unidades se tiene medidores de corriente al lado del transformador principal de 230 kV en cada unidad, un instrumento de rango de 0 – 200 amperios esta instalado en los tableros de las unidades y en los tableros en sala de mando.

Para las líneas de transmisión, en los tableros en sala de mando y en estos están instalados los siguientes equipos de medición:

- Potencia activa 0 – 350 MW
- Potencia reactiva 200 – 0 – 200 MVar
- Tensión 0 – 300 kV
- Corriente 0 – 800 amperios
- Frecuencia 55 – 65 Hz

Los siguientes registradores se encuentran instalados también en estos paneles.

- Potencia activa 0 – 400 MW
- Potencia reactiva 250 – 0 – 250 MVar

Los contadores para la energía activa y reactiva de cada línea están también instados aquí, con sus respectivos contadores de respaldo.

Tablero de mando, para el acoplamiento de barras para 230 Kv, se encuentran instalados los siguientes instrumentos:

- Tensión de cada barra 0 – 300 kV
- Corriente de acoplamiento 0 – 800 amperios

Tipos a disposición y características: los medidores de indicación eléctrica se han mejorado progresivamente, incorporando nuevos principios y mecanismos con el avance de nuevas tecnologías. Al mismo tiempo han ido creciendo las demandas, de forma que los medidores este tipo se han ido diversificando para dar alcance al progreso de la automatización e instrumentación.

Las funciones primarias de los medidores de indicación eléctrica son verificar rápida y exactamente el suministro de la fuerza eléctrica y las condiciones de operación de las maquinas eléctricas y otros equipos.

Los medidores de indicación eléctrica Mitsubishi ofrecen una amplia variedad. Están diseñados para ser montados en diferentes clases de paneles y cuadros de mando tienen escalas de clara y fácil lectura y aseguran una indicación clara y un extenso periodo de servicio.

Características de los medidores de indicación, suspensión de barra tirante, la mayor parte de las series son medidores con barra de suspensión tirante, en la que la bobina móvil esta suspendida por dos bandas metálicas.

Para tener información más precisa de cada uno de los medidores, se especifican a continuación, parte de su funcionamiento, así como parte de sus componentes más importantes.

a) Amperímetros CA:

A demás de los medidores de escala ordinaria, Mitsubishi también fabrica tipos de escala prolongada. El estándar es expansión triple pero también los hay de 2 y de 5. Los medidores de escala prolongada son apropiados para aplicar a circuitos sujetos momentáneamente a sobrecarga de corriente, como los circuitos de motor.

La evaluación de la medición se lee en el punto máximo de la escala en los medidores de escala ordinaria. En los medidores de escala prolongada se lee siempre en el mismo punto, independientemente de la múltiple expansión.

b) Amperímetro tipo rectificador:

En los medidores tipo rectificador, la indicación se efectúa por medio de un medidor CD de tipo bobina móvil después de la rectificación de CA. Los medidores tipo rectificador son operados por medio del valor de la corriente, aunque la escala esta graduada en valores RMS; por lo tanto, algún error es inherente. Cuando la corriente sobrepasa 200 mA, y no hay necesidad de rectificador, se recomiendan medidores de tipo acero móvil.

c) Sincronoscópios de tipo inducción:

Las características de los sincronoscópios son las siguientes:

- La aguja indica sincronismo (centro de la escala) cuando el lado del generador y el de la barra corresponden en términos de frecuencia y ángulo de fase.

- La dirección de la rotación de la aguja muestra si el generador actúa demasiado rápida o demasiado lenta.
- Si la frecuencia del generador y la frecuencia de la barra son iguales, la aguja indica un ángulo de fase entre ellos.

6.1.4 Señalización

Es indispensable que todos los dispositivos de control y supervisión, así como todos los cables estén señalizados, y parte de esa señalización sea tener conocimiento de ellos, de tal forma que existen normas que rigen la manera de poder enumerarlos para que cualquier persona los pueda reconocer, de tal forma que resumidamente se describen.

Los dispositivos en los equipos de control automáticos, semiautomáticos y manuales deben identificarse por un número o un código de letras, cuando sea necesario de acuerdo con las funciones que realizan, este sistema de identificación se utilizará en todos los diagramas eléctricos, manuales de instrucciones y especificaciones. El número del dispositivo se colocara sobre o adyacente a cada dispositivo del equipo instalado para facilitar su identificación. La centena en un número de dispositivo es para identificar dispositivos similares en diferentes tensiones la ANSI C37.2 – 1970 realizó esta unificación.

Tabla XXXIII. Señalización de dispositivos normada

14	Dispositivo de baja velocidad es un dispositivo que funciona cuando la velocidad de la maquina cae por debajo del valor especificado
15	Dispositivo sincronizador de velocidad o frecuencia es un dispositivo que funciona para hacer coincidir y mantener la velocidad y mantener la velocidad y frecuencia de una maquina o de un sistema, igual o aproximadamente igual a la de otra maquina o el sistema
21	Relé de distancia es un relé que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia de un circuito aumenta o disminuye mas de los limites predeterminados
25	Dispositivos de sincronización es un dispositivo que actúa cuando dos circuitos de CA se encuentran dentro de los limites deseados de frecuencia, ángulo de fase o voltaje para permitir o producir el paralelismo entre los mismos
26	Dispositivo térmico es un dispositivo que funciona cuando la temperatura del arrollamiento en derivación o devanado amortiguador excede su valor
27	Relé de baja tensión es un relé que funciona cuando existe un cierto valor de bajo voltaje
31	Dispositivo de excitación independiente es un dispositivo que conecta un circuito con el campo en derivación de un convertidor sincrónico a una fuente independiente de excitación durante la secuencia de arranque; o uno que activa los circuitos de excitación e ignición de un rectificador de potencia
34	Dispositivo maestro de secuencia es un dispositivo como un conmutador a motor de contactos múltiples o equivalentes, o un dispositivo programable como una computadora, que establece o determina la secuencia de operación de los dispositivos mayores en un equipo durante el arranque o detención o durante operaciones de conmutación que sigan la secuencia predeterminada
42	Interruptor de marcha es un dispositivo cuya función principal es conectar la máquina a su fuente de voltaje de marcha u operación. Esta función también puede ser utilizada por un dispositivo como un contactor, utilizado en serie con un interruptor automático u otros mecanismos de protección, primariamente para abrir o cerrar el circuito con mucha frecuencia
43	Dispositivo selector o de transferencia manual es un dispositivo operado manualmente que transfiere los circuitos de control en orden de modificar el plan de operación del equipo conmutador o de alguno de los dispositivos
46	Relé de inversión de fase o de balance de corriente de fase es un relé que funciona cuando las corrientes polifásicas poseen una secuencia de fase invertida o cuando no están balanceadas o cuando contienen componentes negativas
47	Relé de voltaje de fase en secuencia es un relé que funciona para un valor predeterminado del voltaje polifásico en la secuencia de fase deseada
51	Relé de sobre corriente con tiempo CA es un relé con una característica de tiempo definida o inversa que funciona cuando la corriente en un circuito de CA supera el valor predeterminado
52	Disyuntor CA es una dispositivo usado para cerrar e interrumpir un circuito de CA bajo condiciones normales o interrumpirlo en condiciones de emergencia o falla
57	Dispositivo de conexión a tierra o cortocircuito es un dispositivo conmutador primario que funciona para cortocircuitar o conectar a tierra un circuito en respuesta a algún medio manual o automático

58	Relé de falla de rectificación es un dispositivo que funciona si uno o mas ánodos de un rectificador de potencia falla al encender a para detectar un retroarco o una falla en la operación de un diodo en su conducción
59	Relé de sobre tensión es un relé que funciona con un dado valor de sobre tensión
64	Relé de protección a tierra es un relé que funciona cuando ocurre una falla en el aislamiento de la maquina, transformador u otro aparato a tierra, o cuando ocurre una descarga de tensión de la maquina de corriente continua a tierra
65	Regulador es un conjunto de equipos de control por fluidos, eléctricos o mecánicos usados para regular el flujo del agua, vapor y otros medios a la maquina motriz para tales fines como arranque, velocidad, carga o detención
69	Dispositivos de control permisivo es generalmente un interruptor operado manualmente en dos posiciones una permite el cierre de un disyuntor o la puesta de un equipo en operación, y en la otra posición previene la operación del disyuntor o del equipo en cuestión
83	Relé con selección automática para control o transferencia, es un relé que opera seleccionando automáticamente entre ciertas fuentes o condiciones de un equipo, o realiza una operación de transferencia automáticamente
85	Relé receptor de hilo piloto o onda portadora es un relé operado o restringido por una señal usada en conexión con los relés de falla direccional de la onda portadora o hilo piloto de CC
87	Relé diferencial de protección es un relé de protección que funciona sobre un porcentaje, ángulo de fase u otra cantidad diferencia de dos corrientes o alguna otra cantidad o magnitud eléctrica
89	Seccionador de línea es un seccionador usado para desconectar, interrumpir la carga o aislar un circuito de potencia de CA o CC cuando este dispositivo se opera eléctricamente o posee accesorios eléctricos como conmutadores, cierres magnéticos

Como parte de la simbología, ya aplicada a elementos explícitos que se utilizan en el equipo de la planta Hidroeléctrica de Chixoy, se describen los siguientes:

Tabla XXXIV. Señalización de dispositivos mas empleados en Chixoy

26ET	Indicador de temperatura del devanado
26QT	Indicador de temperatura del aceite
26G	Relé de sobrecarga
27G	Relé de sobretensión
27SY	Relé de detección de tensión
40G	Relé de pérdida de campo
41	Interruptor de campo
46G	Relé de secuencia negativa
49ST	Indicador temperatura transformador servicios auxiliares
50-51 S	Relé de sobrecorriente instantánea y temporizada en servicios
51E	Relé de sobrecorriente de excitación
51G	Relé de sobrecorriente con restricción de tensión
52F	Relé falla disyuntor
52S	Disyuntor de 13.8 kV
59G	Relé de sobretensión
64E	Relé de falla a tierra de campo
63T	Relé de alivio de presión
64N	Relé de falla a tierra de estator
86-1	Relé de disparo con bloqueo por fallas eléctricas
86-2	Relé de disparo con bloqueo por fallas mecánicas
86-E	Relé de disparo de emergencia
86-HS	Relé de disparo con bloqueo por fallas en servicios
87G	Relé diferencial del generador
87T	Relé diferencial del grupo transformador generador
89	Seccionadores de 13.8 kV
152	Interruptores de unidad 230 kV
#	Numero de la unidad
NGR	Puesta a tierra del neutro
AVR	Regulador automático de tensión

Relés maestros de arranque y parada, estos están señalizados como 4A, 4B, 4C, 4D, 4E, 4F, 4G, y son los dispositivos que en la forma de operación automática controlan la operación de los motores de los servicios auxiliares, el sistema de excitación, el equipo de regulación.

Las bobinas de estos relés están conectadas en paralelo para energizarse simultáneamente. Los contactos normalmente cerrados de los relés de parada con bloqueo 86-1, 86-2, 86-E, están conectados en serie con las bobinas antes

mencionadas, para interrumpir el arranque de la unidad hasta que los relés de parada estén repuestos manualmente, luego de las fallas estén investigadas y corregidas.

7. DIAGRAMACIÓN

Para obtener mejor información al respecto los se presentan los diagramas unificares de las instalaciones actuales, así como posteriormente se muestran las implementaciones propuestas, para que se puedan divisar las variaciones.

Para la realización del presente capítulo se diseñaron los diversos diagramas unificares en Autocad 2005, estos planos contienen información referente a la situación actual de la planta Hidroeléctrica de Chixoy, y los cambios propuestos para la puesta en marcha del proyecto.

7.1 Diagramas de protección implementada

Se presenta el diagrama unifilar de protecciones de la planta del lado de alta tensión, en este diagrama se simplifican todos los equipos, pero se hace un especial énfasis en los relés de protección de las barras como se puede apreciar para cada una de las unidades existen unos transformadores de corriente con relación de 800/5, los cuales se toman los parámetros para comparación entre las barras y la línea, con lo que se pretende que si en determinado momento uno de estos presentara variaciones considerables respecto de los otros, el relé de protección de la barra tomara la decisión de aislarlo inmediatamente del resto del sistema, ya sea que una falla externa quisiera ingresar del lado de las líneas a la central, o cualquiera de las unidades intentara introducir alguna falla al sistema por medio de la línea.

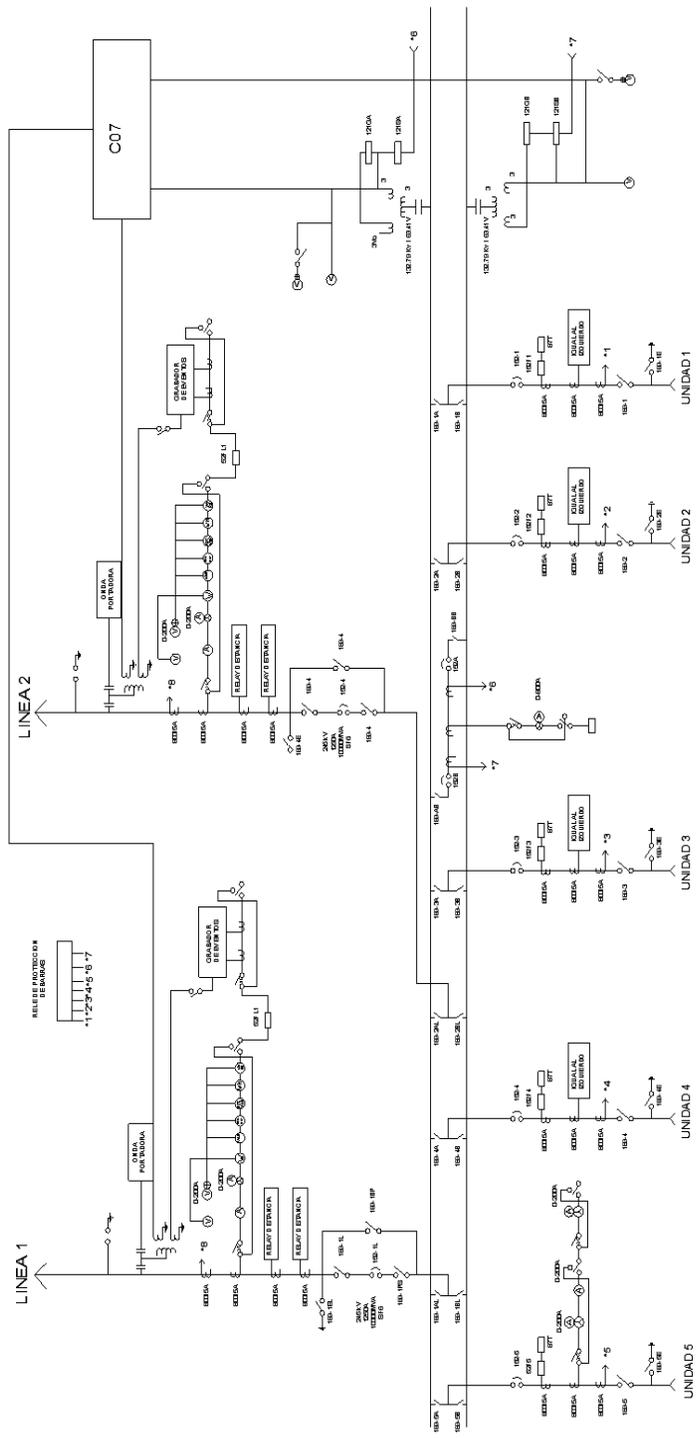
Es por esta razón que al momento de agregar una nueva instalación, es decir la unidad que será descrita como r al sistema en el siguiente diagrama con el título de unifilar de protecciones completo de la central.

En este unifilar se observa como existe ahora la unidad en mención, con su campo de línea completo, su conexión a cualquiera de las dos barras mediante los seccionadores, su transformador de corriente, del que se manda una señal al relé de protección de barra, señal que ingresa como *r.

El siguiente diagrama que se presenta es el unifilar de protecciones tomado en cuenta tanto al generador como al transformador, en este punto se es mas preciso con el tipo de conexiones que se deberán de realizar, pues de los transformadores de corriente instalados en el generador los r1C que pertenecen a la salida A deben de ser conectados a las protecciones 87T en cada una de las fases, estos son los relés diferenciales.

También la conexión del 51N de sobre corriente en el neutro del transformador, es preciso mencionar que todas estas conexiones están en la sala de relés en el C03, que es el número con el cual se identifica el gabinete.

De los puntos presentados en el unifilar de protecciones, es de donde se sacara el cableado paralelo de las unidades para la unidad de reserva, con los cuales se pretende sustituir unas y de otras tomar las referencias para el funcionamiento.



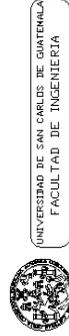
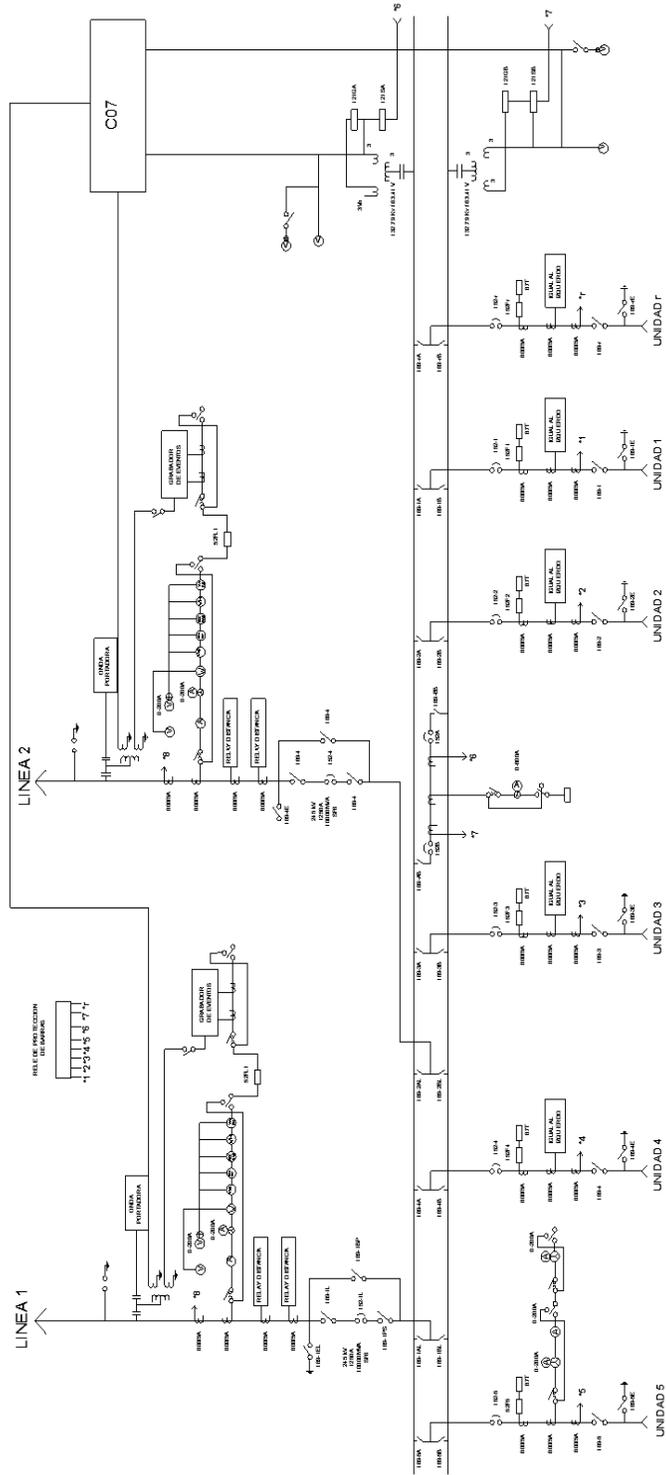


UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA

TRANSFERENCIA HIDROELECTRICA CHIXOY
EJERCICIO PROFESIONAL SUPERVISADO

NOMBRE DEL ALUMNO	CARRERA	CATEDRA	FECHA
NOMBRE DEL TUTOR		FECHA	
UNIFILAR DE PROTECCIONES DE PLANTA			

UNIFILAR DE PROTECCIONES DE PLANTA HIDROELECTRICA CHIXOY



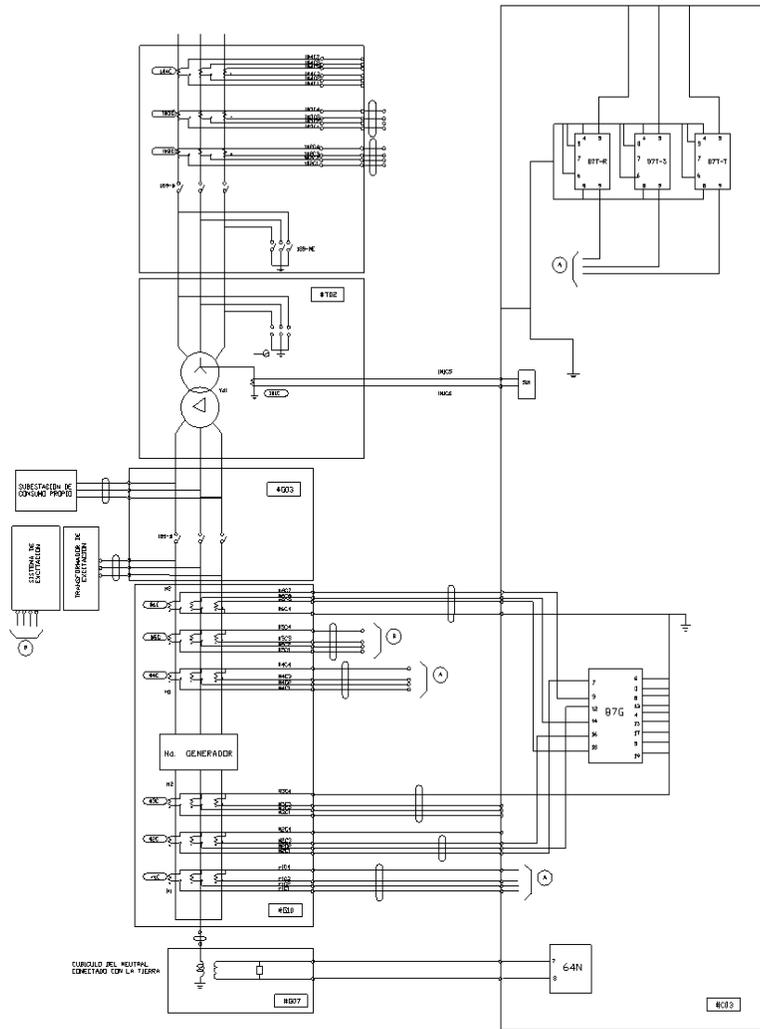
UNIFILAR DE PROTECCIONES CON DUCTO DE TRANSFERENCIA IMPLEMENTADO DE PLANTA HIDROELECTRICA CHIXOY

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA

ASIGNATURA: TRANSFERENCIA HIDROELECTRICA CHIXOY
CARRERA: INGENIERIA EN ELECTRICIDAD
EJERCICIO PROFESIONAL SUPERVISADO
FECHA DE ENTREGA: 15/05/2023

ALUMNO: [Nombre del Alumno]
CARRERA: INGENIERIA EN ELECTRICIDAD
GRUPO: [Grupo del Alumno]
FECHA DE ENTREGA: [Fecha de Entrega]

CONTENIDO:
GRUPO DE MANEJO Y CONTROL DE SIMULACION



PROTECCION GRUPO GENERADOR
TRANSFORMADOR



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA

PROFESOR TITULAR: INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ING. CARLOS RAMIREZ
CARRERA: INGENIERIA PROFESIONAL SUPERVISADO
PROF. CARLOS RAMIREZ

ESTUDIANTE: INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ING. CARLOS RAMIREZ
CARRERA: INGENIERIA PROFESIONAL SUPERVISADO
PROF. CARLOS RAMIREZ

UNIFILAR DE PROTECCIONES
GENERADOR TRANSFORMADOR

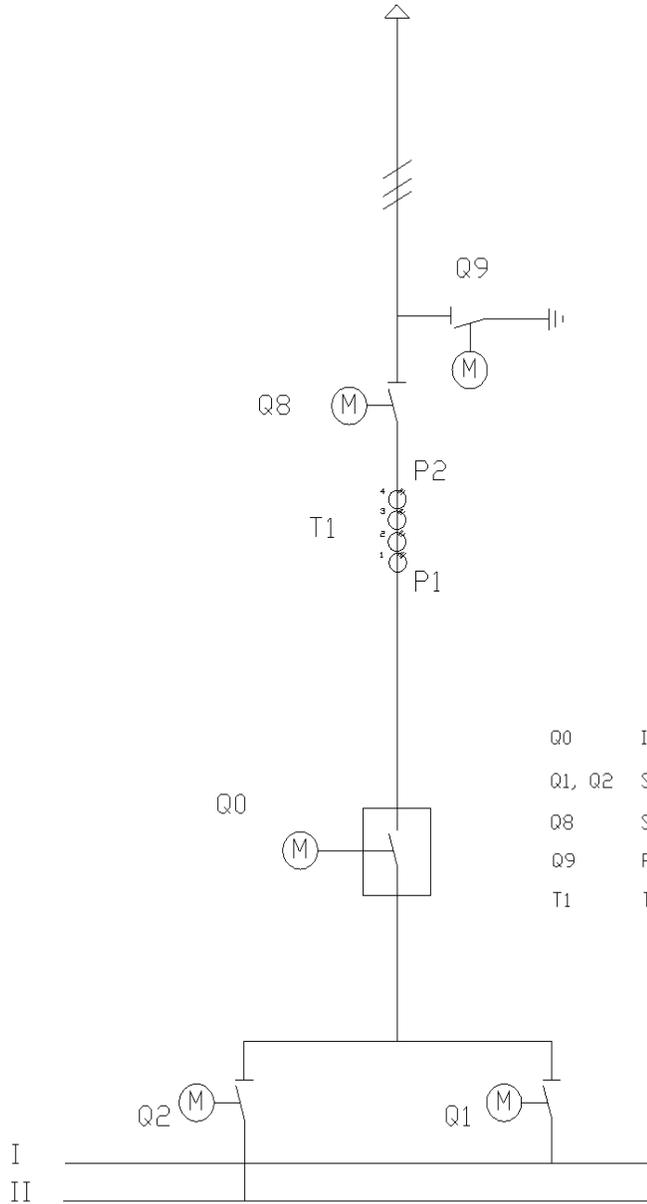
7.2 Diagramas de subestación implementado

En el primer diagrama se presenta el campo de línea de reserva planteado para la subestación de la central Hidroeléctrica de Chixoy, del que constan los seccionadores Q8 que es el seccionador de línea, el Q9 que es el seccionador de puesta a tierra, el Q0 que es el disyuntor de SF6, así como T1 el transformador de corriente; los Q1 y Q2 representan los seccionadores de barras, que son los que conectaran a la unidad de reserva ya sea en la barra A o en la barra B de la subestación.

En el siguiente unifilar se presenta el completo de la central, en el que se puede distinguir los tres transformadores de servicios propios que dan la alimentación necesaria para que la planta funcione, en el siguiente unifilar titulado unifilar con ducto de transferencia, se puede apreciar como la barra que se instalara en paralelo a las de salida de los generadores mediante cuchillas estará disponible para cada una de las cinco unidades.

En este diagrama ya se presenta el enlace que llevara la tensión del lado de 13.8 KV hasta el transformador de reserva ubicado como el primero de derecha a izquierda como realmente se encuentra; así como sus respectivos pararrayos que serán instalados en el transformador, los seccionadores 189-r y 189-rE de línea así como de puesta a tierra del campo, el 152-r el disyuntor de SF6 del campo y sus 189-rA y 189-rB que son los seccionadores de barra.

CAMPOS DE ENTRADA



- Q0 INTERRUPTOR SF6
- Q1, Q2 SECCIONADORES DE BARRAS
- Q8 SECCIONADOR DE LINEA
- Q9 PUESTA A TIERRA DE LINEA
- T1 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

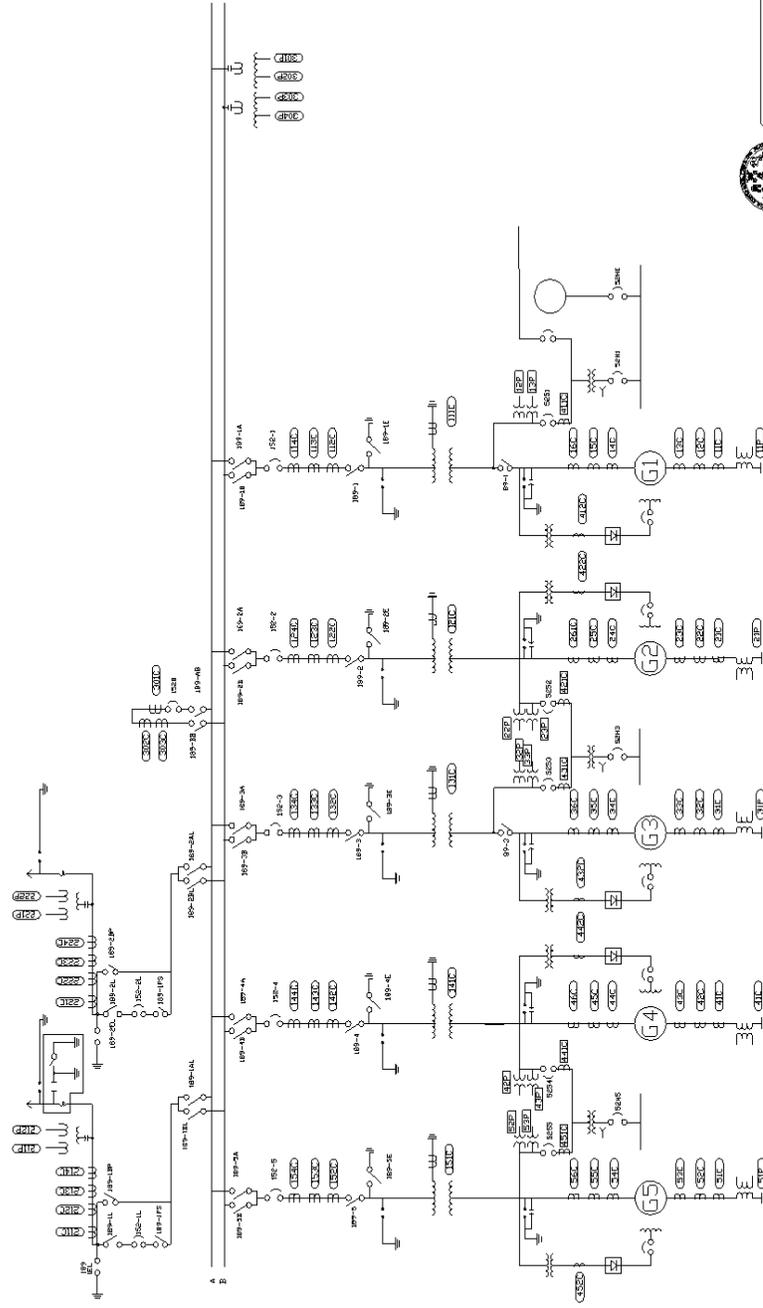
UNIFILAR DE CAMPO DE LINEA SUBESTACION



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA

TRANSFERENCEncia HIDROELECTRICA CHIXI	TITULO: <u> </u>
EJERCICIO PROFESIONAL SUPERVISADO	
FECHA: <u> </u>	
LUGAR: <u> </u>	
AUTORIA: <u> </u>	
FECHA DE ENTREGA: <u> </u>	
FECHA DE RECEPCION: <u> </u>	
FECHA DE CALIFICACION: <u> </u>	
FECHA DE DEFENSA: <u> </u>	
FECHA DE GRADUACION: <u> </u>	

UNIFILAR CAMPO DE LINEA DE SUBESTACION



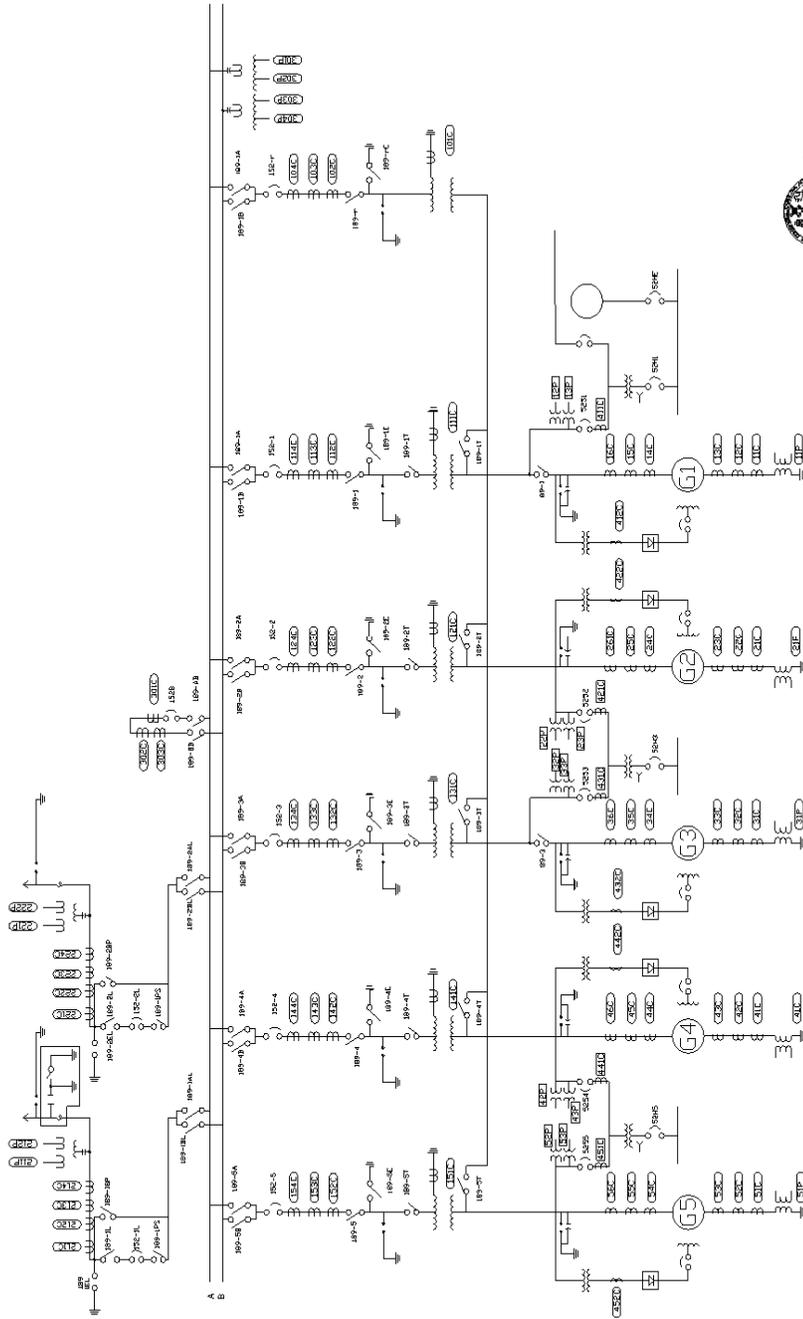
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA

INSTITUTO DE INGENIERIA HIDROELECTRICA CHIXOY
CARR. TRANSFERENCIA HIDROELECTRICA CHIXOY, ZONA 1, CAYAMULA
CARR. EJERCICIO PROFESIONAL SUPERVISADO, ZONA 1, CAYAMULA

PROYECTO: ESTACION DE TRANSFORMACION
NOMBRE DEL PROYECTO: ESTACION DE TRANSFORMACION
AUTOR: [Blank]
FECHA: [Blank]

CONTENIDO: DIAGRAMA UNIFILAR INICIAL DE LA PLANTA HIDROELECTRICA DE CHIXOY

UNIFILAR INICIAL DE LA PLANTA
HIDROELECTRICA DE CHIXOY



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA

PROFESOR: TRANSFERENCIA HIDROELECTRICA CHIXOY DORA DORA
 SEMESTRE: MARZO 2017
 MATERIA: EJERCICIO PROFESIONAL SUPERVISADO

ALUMNO:	FECHA:
ALUMNO:	FECHA:
ALUMNO:	FECHA:

CONTEXTO: DIAGRAMA UNIFILAR DUCTO DE TRANSFERENCIA INCLUIDO

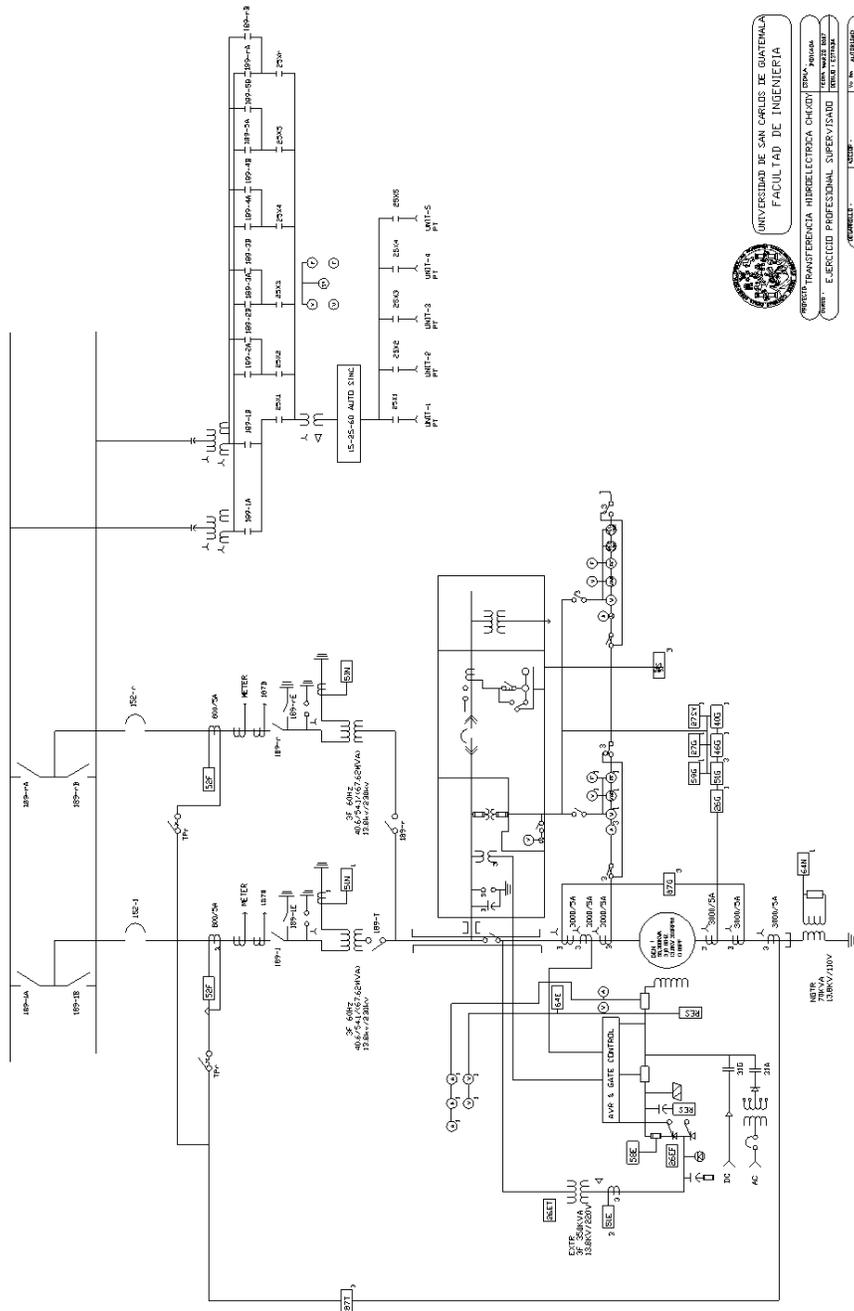
UNIFILAR CON EL DUCTO DE TRANSFERENCIA DE LA PLANTA HIDROELECTRICA DE CHIXOY

7.3 Diagramas de mando, control y alarma implementada

En este unifilar se complementa tanto el control el mando y las alarmas; debido a que el control de las unidades se logrará con un nuevo cableado en los 25Xr que son los que controlaran la sincronización de la unidad luego de realizados todos los cambios en esta, ya que como se puede observar se toma referencia de que si esta unidad presenta fallas, ya se abran conmutado los TPr que son las cuchillas que suplantarán los 87T que son los relés diferenciales del grupo transformador generador, luego de realizar los cambios en el lado de baja tensión 189T, los que tendrán retroalimentación para que solo este conectado uno solo a la vez, estos pueden ser ubicados anteriores a los transformadores de potencia, estos son los que tendrán a bien desconectar por completo esa unidad y conmutar todas las señales a el transformador de reserva.

Este unifilar contrasta con el anterior, en que de forma comparativa se le adiciono a la unidad numero 1 la implementación del transformador de reserva.

Con esta acción, los medidores de reserva iniciaran su funcionamiento al momento que a la unidad le sea introducida la llave de sincronización, con la cual la unidad entrara a línea.



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA

PRESTADO TRANSFERENCIA HIDROELECTRICA CHAYUT
PERIODO: 2015-2016
MATERIA: EJERCICIO PROFESIONAL SUPERVISADO
CARRERA: INGENIERIA EN ELECTRICIDAD

PROFESOR: MSc. ESTUARDO MORALES
ESTUDIANTE: MSc. RAFAEL
FECHA DE ENTREGA: 15/05/2016

ENTONCES: TRANSPARENCIA DE MANEJO Y CONTROLES
PARA SIMULACION DE IMPLEMENTACION

CONCLUSIONES

1. El sistema general de aislamiento del transformador de reserva se encuentra en condiciones aceptables para operar en servicio, previo a darle mantenimiento a los bushings de alta tensión, así como al transformador completo.
2. Los resultados de las pruebas de factor de potencia de aislamiento para los devanados de alta y baja tensión, y entre los devanados, están abajo del valor de referencia recomendado, lo cual refleja que el estado del sistema de aislamiento en general se encuentra en condiciones aceptables para operar en servicio.
3. Los resultados de las pruebas para el aislamiento principal C1, de los bushings de alta tensión de las fase H1 (I), H2 (II), H3 (III) y H0 (N), indican que los valores de capacitancia y factor de potencia al compararlos con unidades similares, se encuentran dentro del rango de lo recomendado, por lo cual se considera que el aislamiento principal C1, esta en condiciones aceptables operar en servicio.
4. Los resultados de las pruebas para el aislamiento del tap de prueba C2, de los bushings de alta tensión de las fases H1 (I), H2 (II), H3 (III) y H0 (N), indican que los valores de factor de potencia y capacitancia al compararlos con unidades similares, se encuentran dentro del rango recomendado, por lo cual se considera que el aislamiento del tap de prueba C2, esta en condiciones aceptables para operar en servicio.

5. Al comparar entre unidades similares y con el valor de referencia recomendado, se observa que los valores de pérdidas de la prueba de collar caliente para los bushings de alta y baja tensión de las fases H1 (I), H2 (II), H3 (III) y H0 (N), X1 (i), X2 (ii), X3 (iii), se encuentran abajo del valor de referencia por lo que se considera que el estado de la porcelana, se encuentra en condiciones aceptables para operar en servicio.
6. Las pruebas de corrientes de excitación indican que no se presentan problemas en: el núcleo magnético, espiras cortocircuitadas y cambiador de tap, reflejando un comportamiento normal del transformador.
7. Los resultados de las pruebas de relación de transformación en la posición actual del cambiador de taps, están dentro de los rangos máximo y mínimo permitido ($\pm 0.5\%$ del valor teórico), lo cual es indicador de que no se presentan espiras cortocircuitadas en los devanados de alta y baja tensión, ni problemas en el cambiador de taps.
8. Pruebas de factor de potencia de aislamiento para el aceite dieléctrico se encuentran dentro de los límites aceptables para operar en servicio.
9. La factibilidad de la instalación del ducto de transferencia esta expresada, las medidas y los planteamientos demuestran que no existe razón por la cual no pueda ser realizado.
10. En base al diseño planteado, se traza los parámetros a seguir para el diseño los cuales requieren esencialmente de adaptaciones.

RECOMENDACIONES

Previo a la energización, o cualquier maniobra que se desee realizar con este transformador, se sugiere tomar en cuenta las siguientes premisas:

1. Realizar mantenimiento de limpieza a los bushings de alta y baja tensión dos o tres veces al año, o según se especifique en los manuales de mantenimiento.
2. Limpieza a la cuba del transformador, radiadores, válvula de aceite dieléctrico, ventiladores, depósito de silicagel y flanges, como parte de un mantenimiento urgentemente necesario, debido a los altos niveles de oxidación presentes en este.
3. Corregir la condensación de agua en el visor de nivel de aceite del bushing de alta tensión de la fase H2, ya que esto es un indicativo del descuido que se le ha tenido al mismo.
4. Monitorear la fuga de aceite en el tap de prueba de los bushings de alta tensión en las fases H1, H2, H3.
5. Realizar prueba de gases disueltos y pruebas fisicoquímicas, al aceite dieléctrico para determinar su estado y así poder completar su monitoreo.
6. Realizar estas pruebas en un año para monitorear el estado del transformador y de esa manera poder llevarle el record.

7. Un tiempo prudente de energización y la realización nuevamente de las pruebas, para de tal forma poder llegar a nuevas conclusiones de que represento la energización del transformador a todos sus componentes y así poder llegar a nuevas conclusiones, que en este caso serán las definitivas.

8. Realizar un mantenimiento exhaustivo en la subestación, en las cadenas de aisladores, en las campanas tanto de los transformadores de corriente, como en los seccionadores e interruptores, ya que su estado es inseguro, tanto de cada uno de los campos como de los enlaces de barra y los circuitos de salida.

9. Tener control y mantenimiento en las barras de 13.8 kV, ya que es probable que desde su instalación estas no hallan llevado ningún tipo de mantenimiento, pues son parte indispensable en el buen funcionamiento de la planta.

BIBLIOGRAFÍA

1. MARTIN, José Raul **Diseño de Subestaciones Eléctricas**. México.
2. MORALES, Juan Fernando **Elementos de Protección de Sistemas de Potencia**. primera edición: Empresa Eléctrica.
3. INDE. Instituto Nacional de Electrificación **Manual de Operación de las Unidades Principales**. primera edición.
4. Mitsubishi Electric Corporation. **Manuales de instrucciones de servicio y mantenimiento de transformadores**. Tokio Japón.
5. Mitsubishi Electric Corporation. **Manuales de instrucciones de servicio y mantenimiento de transformadores, tableros, control y mando, protecciones**. Tokio Japón.
6. ENRÍQUEZ Harper, Gilberto **Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión**. Segunda edición, México: Editorial Limusa 1990.
7. ENRÍQUEZ Harper, Gilberto **Diseño de subestaciones eléctricas**. México

ANEXO 1

CLASIFICACIÓN DE LA CONDICIÓN DE ACEITES DIELECTRICOS, SEGÚN RESULTADOS DE PRUEBAS				
PRUEBA	ASTM	AC*	DU*	IN*
Rigidez Dieléctrica	D877/D1816	≥ 30/24	25-29/20-24	< 25/20
Color	D1524	≤ 3.5		> 3.5
No. Neutralización	D974	< 0.05	≥ 0.05 a 0.10	> 0.10
Tensión Interfacial	D971	≥ 32	< 32 a 28	< 28.0
Gravedad Especifica	D1298	0.84 A 0.91	< 0.84	> 0.91
Aspecto Visual	D1524	CLARO	OBSCURO	TURBIO
Sedimentos	D1698	LIMPIO	LIGERO	DENSOS
Factor de Potencia	D924	< 0.1	0.1 a 0.3	> 0.3
		< 3.00	3.0 a < 4.0	≥ 4.0
Contenido de Humedad	D1533			
		< 69 Kv	> 30 a < 35	≥ 35
Karl Fisher	69-288 Kv	≤ 20	> 20 a < 25	≥ 25
		>345 Kv	> 15 a < 20	≥ 20
Gases Disueltos	D3612	(Recomendaciones basadas en criterios, datos históricos y tendencias)		
Contenido de Metales		(Recomendaciones basadas en criterios, datos históricos y tendencias)		
	D4059	0 A 45	46 A 50	> 50
DBPC (Inhibidor)	D2668	≥ 0.20	< 0.20 a >0.10	≤ 0.10
Fúranos	D5837	≤ 100	>100 a 250	> 250

AC* = ACEPTABLE	DU* = DUDOSO	IN* = INACEPTABLE
Según Norma 40CFR 761		
ACEPTABLE:	El aceite presenta condiciones satisfactorias, que no causan ningún efecto de deterioro sobre los materiales de celulosa y no requieren ninguna corrección	
DUDOSO:	El aceite manifiesta señas de incipiente deterioro o alguna contaminación, lo que podrá requerir de observación en sus tendencias o corrección de acuerdo a un diagnostico global, y evitar el deterioro de la celulosa	
INACEPTABLE:	El aceite muestra signos de evidente deterioro y/o contaminación, lo que hace necesaria la observación estrecha de su tendencia o corrección inmediata de acuerdo a un diagnostico global, su condición puede ser causa de deterioro de la celulosa.	
Para otra clase de fluidos, los parámetros pueden diferir		

ANEXO 2

Transformador de potencial



Ducto de barra:

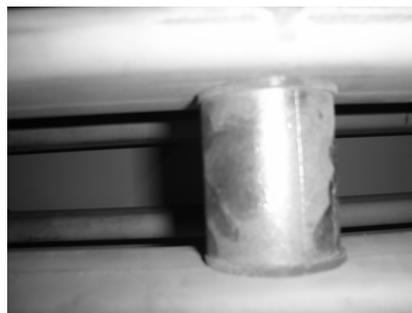
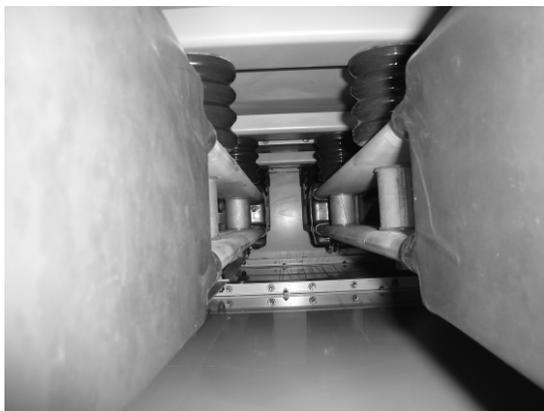


Barras conductoras

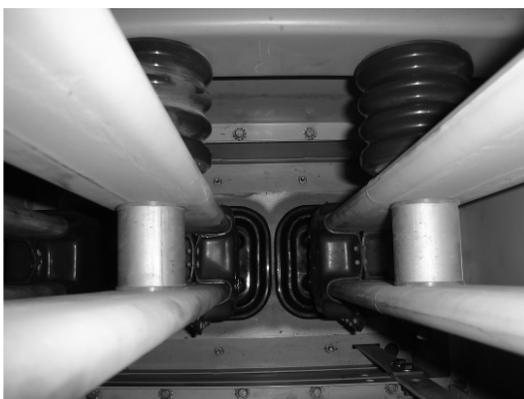




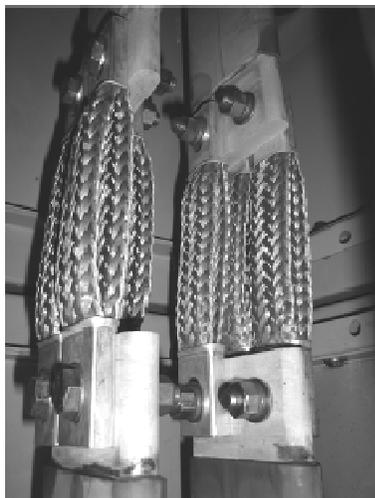
Aisladores de soporte en el ducto



Aisladores de cuatro campanas



Expansiones para soportar la dilatación de la barra



Interconexión con el transformador de potencia





ANEXO 3

PLANTEAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FINAL

Es preciso indicar con que equipo se cuenta y algún tratamiento que se le deba realizar, así como que equipo se necesario para la implementación de la transferencia, para su mayor comprensión ha sido dividido por sectores:

El transformador:

Para poder tener el transformador a punto, luego de la realización de sus pruebas físico químicas, y de los análisis pertinentes a los resultados, se requiere la instalación y verificación de los siguientes elementos y parámetros:

- Instalación de los pararrayos.
- El mantenimiento de la cuba del transformador.
- Calibración de los medidores de temperatura.
- Verificación de los ventiladores.
- Comprobación y calibración de los reles de sobre presión.
- Comprobación de las indicaciones del panel de control.
- Instalación de los sistemas contra incendios del transformador.
- Realizar la conexión de baja tensión planteada.

Equipo con el que cuenta el transformador de reserva:

- Bushings de alta y baja tensión.
- Las conexiones a tierra del equipo.
- Gabinete de control local 43A.

El ducto:

El ya se encuentra especificado, en sus dimensiones así como en las distancias correspondientes desde el punto de conexión con el transformador de reserva y la interconexión con las barras que se dirigen a los otros cinco transformadores con que cuenta la planta.

Se requieren las barras de cobre aisladas, con las especificaciones ya planteadas, así como el ducto y los soportes de la estructura

La Subestación:

- Es necesaria la instalación de la barra de transferencia, la que en la sección de diagramas se encuentra especificada en forma unifilar, no esta por demás indicar que el espacio físico se encuentra acondicionado así como los seccionadores de barra ya están instalados, se cuenta con todo el equipo requerido para la realización del campo, debido a la remodelación que en la subestación se esta realizando, se cuenta con transformadores de corriente e interruptores, y los seccionadores de línea hay en existencia para la realización de la obra.
- Elevar el cableado de alta tensión que interconectara al transformador de reserva con la subestación en un tramo comprendido de 200 metros con estructuras de apoyo sobre el edificio administrativo de la central hidroeléctrica de Chixoy.

PROCEDIMIENTO PARA PUESTA EN SERVICIO DE LA TRANSFERENCIA

Para el buen funcionamiento de los equipos se requiere que seguir detallar por pasos los procedimientos que nos llevaran a un mejor desarrollo de una tarea designada.

- Consiste la verificación de falta de tensión en las barras para proceder a realizar cualquier trabajo, se deberá aterrizar cada uno de los equipos, tanto el generador, como en la subestación.
- Realizar la desconexión del la barra que une al generador con su respectivo transformador, en el caso de que el transformador o el campo de línea presente algún inconveniente o simplemente requieran realizar algún tipo de mantenimiento.
- Conectar dichas terminales hacia el transformador de reserva, y por máxima seguridad, se deberá aislar las terminales que quedaran fuera de funcionamiento, verificar torques y la buena realización de la instalación.
- Proceder a conmutar en sala de relés las protecciones del generador y transformador de la protección de barras así como la subestación y los servicios de alimentación de los mandos del equipo, los controles de la unidad en función hacia el transformador de reserva, en el cableado ya realizado de la bornera de conexiones, que mediante el BJ8 que es un multiplicador de pares se podrá realizar sin mayor inconveniente.

- Luego de realizar la conmutación, el indicador luminoso, nos dará la pauta de que dicha unidad esta funcionando por medio de la transferencia.
- Verificar el panel anunciador de alarmas C01-01 que no tenga ninguna alarma.
- Reponer los relés de bloqueo 86-1 de fallas eléctricas, 86-2 de fallas mecánicas o el 86-E de fallas de emergencia según hubiera sido el caso en los paneles C03, C02-21, C02-22 que se encuentran en sala de relés.
- Se deberá reponer válvula de cierre rápido de la unidad, es decir operar la válvula 2130, en el panel G11-02 de la unidad.
- Reponer la válvula de cierre de emergencia 2230 en el regulador hidráulico.
- Verificar que la válvula que la válvula principal de aceite del regulador hidráulico 1124 este abierta indicación en el panel G11-03.
- Verificar que la tobera de freno este cerrada, el relé 33BRNZCX energizado en sala de relés.
- Verificar que el freno mecánico este libre, verificando que estén los contactos del relé auxiliar 33BRK1, 33BRK2, 33BRK3 cerrados en sala de relés.
- Verificar en el regulador electrónico ETR que el limitador electrónico este en cero, el relé 65LMTX energizado en el panel de la unidad.

- Verificar el seccionador de puesta a tierra este abierto, relé 189-EX2 desenergizado, indicador de conmutador en la consola de sala de mando en sala de relés.
- Verificar que el interruptor de unidad este abierto, relé 152-X2 desenergizado, indicación de conmutador en panel de sala de mando.
- Verificar que el interruptor de campo este abierto, relé 41X en sala de relés.
- Verificar que la unidad este en reposo, y los relés 62SPX-1, 62SPX-2 y 62SPX-3 estén desenergizados en sala de relés.
- En la consola de sala de mando una lamparita de color naranja indicara que la unidad esta disponible, es decir que la unidad cumple todas las condiciones de arranque.
- En consola de sala de mando seleccionar por medio del conmutador el seccionador 189 de unidad a que barra estará la unidad, mediante los seccionadores 189-A, 189-B teniendo el cuidado en el cambio; porque sale la indicación de Operación Peligrosa en Barras, y en caso de que el acoplamiento este abierto, se deberá seleccionar los seccionadores 189-AB y 189-BB y cerrar con el interruptor de acoplamiento 152-B.
- Luego de lo anterior se procederá el cierre de los seccionadores tanto de barra como de línea, y luego la sincronización mediante dispositivos 25 de sincronización de la maquina con la barra que allá sido asignada, con lo cual se logra el cierre de los disyuntores de SF6.

- Por ultimo proceder a seleccionar la protección de barras que se encuentra en la sala de relés, protección que manda a disparo el disyuntor que protege a la unidad como un único dispositivo.

ANEXO 4

ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO

Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla.

La magnitud de la corriente que fluirá a través de un cortocircuito depende principalmente de dos factores:

- 1) Las características y el número de fuentes que alimentan al cortocircuito.
- 2) La oposición o resistencia que presente el propio circuito de distribución.

Los efectos de las corrientes de cortocircuitos son muy variados, pero los más importantes son el debido al efecto Joule (calentamiento de los equipos eléctricos debido a la gran circulación de corriente), esfuerzos electromecánicos en las máquinas eléctricas y destrucción física del lugar de la falla cuando se producen grandes arcos eléctricos. De los efectos de las fallas por cortocircuito, la interrupción del suministro eléctrico debido a la necesaria apertura del circuito eléctrico por parte de los dispositivos de protección para despejar la falla y evitar mayores daños en el sistema.

La asimetría de la corriente de cortocircuito surge debido a que bajo las condiciones explicadas anteriormente, la corriente que fluye tiene dos componentes: el componente de corriente alterna (componente ac) y un componente de corriente directa (componente dc) tal como ocurre en los

circuitos RL de corriente alterna. Este componente dc decrece a medida que pasa el tiempo ya que su energía se disipa en forma de calor por la resistencia del circuito (efecto Joule).

Tipos de fallas por cortocircuitos en sistemas de potencia

Se produce un cortocircuito en un sistema de potencia, cuando entran en contacto, entre sí o con tierra, conductores energizados correspondientes a distintas fases. Normalmente las corrientes de cortocircuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla. Los cortocircuitos se pueden clasificar en simétricas (balanceadas) y asimétricas (no balanceadas). En las fallas simétricas la corriente de las tres fases del sistema son iguales en el instante del cortocircuito. Entre ellas tenemos:

- Cortocircuito trifásico: Se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema. Es el cortocircuito más severo en la mayoría de los casos.
- Cortocircuito trifásico a tierra: Se ponen en contacto las tres fases y tierra en un mismo punto del sistema.

En las fallas asimétricas la corriente en las tres fases del sistema no son iguales en el instante del cortocircuito. Entre ellas tenemos:

-Cortocircuito bifásico (fase a fase): Entran en contacto dos fases cualesquiera del sistema.

-Cortocircuito bifásico a tierra (dos fases a tierra): Entran en contacto dos fases cualquiera y la tierra del sistema.

-Cortocircuito monofásico (fase a tierra): Ocurre al ponerse en contacto una fase cualquiera con la tierra del sistema. Es el cortocircuito más frecuente.

Falla simple línea a tierra (fase a tierra):

$$I_a = \frac{3 V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0}, \quad I_b = I_c = 0$$

- Falla línea a línea (entre las fases b y c):

$$I_b = -I_c = \frac{\sqrt{3} V_f}{Z_1 + Z_2}, \quad I_a = 0. \quad \text{Si } Z_1 = Z_2, \text{ entonces } I_b = 0.866 I_{cc3\phi}$$

- Falla doble línea a tierra (entre las fases b, c y tierra):

$$I_b = -I_c = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 Z_0 / (Z_2 + Z_0)}, \quad I_a = 0.$$

donde:

I_a, I_b, I_c = Corrientes de cortocircuito en las fases a, b y c.

V_f = Tensión de prefalla entre fase y neutro

$I_{cc3\phi}$ = Corriente de cortocircuito trifásica

Z_1, Z_2, Z_0 = Impedancias equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero.