



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

**FACULTAD DE INGENIERÍA
COLEGIO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**“MANUAL DE OPERACIÓN DE LA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ESTADIO,
TOLUCA ESTADO DE MÉXICO”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO Y ELÉCTRICO

PRESENTA:

GERARDO GARCÍA RUIZ

ASESOR:

M.C. JORGE ROMERO LOPEZ

PUEBLA, PUE.

ENERO DE 2017



BUAP

Oficio No. S.AC. 0293/17

ASUNTO: ACEPTACIÓN TEMA TESIS

**C. GERARDO GARCÍA RUÍZ
PASANTE DE LA CARRERA DE
INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
DE LA B.U.A.P.
PRESENTE.**

En atención a la autorización del Tema de Tesis que puso Usted a consideración de esta Facultad, se turnó la misma al:

**M. en C. GUILLERMO FLORES MARTÍNEZ
COORDINADOR DEL COLEGIO DE
INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

Habiendo autorizado el tema denominado:

**“MANUAL DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ESTADIO, TOLUCA
ESTADO DE MÉXICO”**

Por lo anterior hacemos de su conocimiento que se asigna como Asesor de esta tesis a: **M. JORGE ROMERO LÓPEZ.**

Sin otro particular de momento, me es grato quedar de usted.

ATENTAMENTE

“PENSAR BIEN PARA VIVIR MEJOR”

H. Puebla de Z., 24 de enero de 2017

**M.I. FERNANDO DANIEL LAZCANO HERNÁNDEZ
DIRECTOR**

C.c.p.- Mesa de Exámenes Profesionales

Asesor

Archivo

MFDLH/MAJT* rba.

60
AÑOS DE
AUTONOMÍA
UNIVERSITARIA

Facultad
de Ingeniería

Bldv. Valsequillo y Av. San Claudio
s/n, edif. ING 4, Col. San Manuel,
Ciudad Universitaria,
Puebla, Pue. C.P. 72570
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610

Asunto: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN

**M.I. FERNANDO DANIEL LAZCANO HERNÁNDEZ
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA B.U.A.P.
Presente.**

**El suscrito: MTRO. JORGE ROMERO LÓPEZ Asesor del Tema de Tesis
denominado:**

**"MANUAL DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ESTADIO, TOLUCA
ESTADO DE MÉXICO"**

Presentado por el **C. GERARDO GARCÍA RUIZ, Pasante de la Carrera de
Ingeniería Mecánica y Eléctrica**, y en atención al oficio No. S.AC.
0293 de fecha 24 de enero del presente año, me permito informar a
usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido
temático, la metodología, la redacción y la ortografía **de la Tesis, no
tengo inconveniente en autorizar la impresión de la misma.**

Lo que hago de su conocimiento para los efectos legales a que haya
lugar.

Asimismo, solicito tenga a bien autorizar el Jurado para su Examen
Profesional.

ATENTAMENTE
H. Puebla de Z., 25 de enero de 2017

**MTRO. JORGE ROMERO LÓPEZ
ASESOR**

C.c.p.- Exámenes Profesionales
Interesado
Archivo

DEDICATORÍA

Agradezco a mis padres por mantener su confianza y ser constantes en mi educación para enseñarme los valores, que hoy en día me han convertido en el hombre que soy.

A mi esposa por el apoyo que me da y su impulso al no dejar inconclusa mi educación, por darme al mejor regalo de la vida que es mi hijo.

A mis asesores por su tiempo, constancia y paciencia que me tuvieron a lo largo de este proyecto.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
HIPÓTESIS	2
OBJETIVO GENERAL	2
OBJETIVO ESPECÍFICO.....	2
METODOLOGÍA.....	2
CAPÍTULO 1	
HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD	3
1.1 Inicio de la Comisión Federal de Electricidad en México.....	3
1.2 Comisión Federal de Electricidad en el Valle de México.....	5
1.3 La Reforma Energética y su Impacto en CFE.....	7
CAPÍTULO 2	
DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ESTADIO	9
2.1 Capacidad de transformación y arreglo de la subestación eléctrica Estadio.	9
2.2 Localización geográfica y situación de la subestación dentro del Sistema Eléctrico Nacional	10
2.3 Maniobras.	12
2.4 Simbología de Equipo Eléctrico.	12
2.5 Nomenclatura.....	14
2.6 Diagramas Unifilares.....	19
CAPÍTULO 3	
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	23
3.1 Inventario de equipo eléctrico primario instalado.....	23
3.2 Memorias de equipo eléctrico primario	35
CAPÍTULO 4	
PROTECCIONES	43
4.1 Definición De Sistema De Protección	43

4.2 Características de un sistema de protección	43
4.3 Protecciones principales y protecciones de respaldo	44
4.4 Protecciones De Transformadores.....	47
4.5 Protección Diferencial 87T	51
4.6 Protección Sobrecorriente de Transformadores	54
4.7 Protección de Líneas de Transmisión	56
4.8 Protección Diferencial 67	61
4.9 Protección Diferencial de Barras 87B	63
4.11 Protección de alimentadores 23 KV	67
4.12 Registrador de Eventos o Disturbios de 230 KV (PMU)	68

CAPÍTULO 5

CONTROL	71
5.1 Departamento de Control	71
5.2 Comunicaciones del Servidor Scada	71
5.3 Control Supervisorio (Sistema Scada)	71
5.4 Arquitectura del Sicle.	74
5.5 Medio de Comunicación.....	75
5.6 MCAD.....	76
5.7 Distribuidor de Fibra Óptica (ODF)	78
5.8 Switch.....	79
5.9 Consola de Control Local (CCL)	80
5.10 GPS.....	81
5.11 Concentrador de Información (CII).....	82
5.12 Servidor de Puertos	82
5.13 Convertidor de medios SEL- 3530	83
5.14 Inversor	84
5.15 Cargadores de Baterías.	84

CAPÍTULO 6

COMUNICACIONES	86
6.1 Sistemas que Integran los Equipos de Comunicaciones	86
6.2 Elementos que Componen a un Sistema Oplat.....	86

6.3 Sistemas de Microondas	88
6.4 Sistemas de Comunicación Vía VHF-FM.....	90
6.5 Sistemas de fibra óptica.....	94
6.6 Sistemas de Comunicaciones.....	97
6.7 Equipo de Transporte OTN Siemens	99
6.8 Equipos de Comunicaciones Unificadas.....	100
6.9 Servicios.....	103

CAPÍTULO 7

EVENTOS INCORRECTOS EN LA SUBESTACIÓN ESTADIO.....	107
7.1 Disparo Banco EST-T1 31 Agosto 2010	107
7.2 Disparo Banco EST-T2 25 de Enero 2011	108
7.3 Disparo Banco EST-T3, Bus 1 y Bus 2 de 230 kV 07 de Septiembre de 2014	108
CONCLUSIONES	113
REFERENCIAS	114
ANEXOS	116

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como objetivo realizar un manual de operación de la subestación eléctrica Estadio, ubicada en Toluca Estado de México, debido a que en las instalaciones del Valle de México que tenía a cargo la extinta compañía de Luz y Fuerza del Centro (LYF) no se contaba con un manual de operación actualizado, por lo que la nomenclatura y arreglos de las subestaciones eléctricas son diferentes a los que actualmente usa Comisión Federal de Electricidad.

Para esta tesis en el primer capítulo, se da una introducción de lo que actualmente es la Comisión Federal de Electricidad.

En el segundo capítulo, se presenta la descripción de la subestación eléctrica Estadio, así como la ubicación geográfica y nomenclatura del Equipo Eléctrico Primario.

En el capítulo tres se contemplan las características eléctricas principales del equipo eléctrico primario (transformadores, transformadores de corriente, transformadores de potencial, apartarrayos, interruptores de potencia, cuchillas, bancos de baterías), instalado en la subestación Estadio, así como el inventario del mismo nomenclatura, diagramas unifilares y configuración.

El capítulo cuatro trata sobre las protecciones instaladas y una breve descripción de la operación de los relevadores, equipo que se encarga de librar las fallas, así como de la función de estas protecciones.

Respecto al capítulo cinco se habla del telecontrol con el que cuenta la subestación eléctrica por medio de mandos a distancia, remotos y locales.

En el capítulo seis se hace referencia al equipo de comunicaciones con los cuales cuenta la subestación Estadio; medio importante para mantener una comunicación constante.

Por último en el capítulo siete se da una breve explicación de los eventos que han sido ocasionados por error humano y que han causado pérdidas en factor económico como en la integridad del personal.

HIPÓTESIS

Con la elaboración de un manual de operación es posible reducir se reducen los disparos incorrectos causados por factor humano que son descuidos u omisiones en el momento de realizar maniobras en la Subestación Eléctrica Estadio.

OBJETIVO GENERAL

Mostrar los beneficios del manual de operación en la subestación eléctrica Estadio donde no se contaba con uno, resaltando la modernización de equipos con más de 30 años de antigüedad que ponían en riesgo el suministro de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), reduciendo así el número de fallas por errores humanos y por equipo antiguo.

OBJETIVO ESPECÍFICO

Demostrar la eficiencia de la CFE dentro del Valle de México, instalando equipo de tecnología de punta, auxiliado de un manual de operación para realizar el buen manejo del equipo instalado y no tener falla en los mismos ni en el personal.

METODOLOGÍA

El presente manual tiene su elaboración a causa de la investigación de estadísticas de falla por factor humano que se presentaron en los años 2009 y 2010 cuando se empezó a reconocer las instalaciones y ver las necesidades dentro de cada una.

El inicio fue considerando las estadísticas de fallas y necesidades, en las instalaciones importantes dentro del Valle de México para dar soluciones.

CAPÍTULO 1

HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

1.1 Inicio de la Comisión Federal de Electricidad en México

El servicio que ofrece la Comisión Federal de Electricidad, comprende la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, así como la generación, conducción, transformación, distribución y comercialización de energía eléctrica para el servicio público, en conformidad con lo dispuesto en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la Ley Federal de las Entidades Paraestatales, Secretaría de Hacienda y Crédito Público y demás ordenamientos aplicables, así como la colaboración con diversas instituciones educativas y de investigación, para mejorar los lineamientos y la metodología de protección ambiental, como parte de la Responsabilidad social.

En 1937, México tenía 18.3 millones de habitantes; de los cuales, únicamente siete millones (38%) contaban con servicio de energía eléctrica, proporcionado con serias dificultades por tres empresas privadas, The Mexican Light and Power Company, en el centro; el consorcio The American and Foreign Power Company, con tres sistemas interconectados en el norte y, la Compañía Eléctrica de Chapala, en el occidente de México. La oferta no satisfacía la demanda, las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas. Además, esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar en sus planes de expansión a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62% de la población.

Para dar respuesta a esas situaciones que no permitían el desarrollo económico del país, el Gobierno Federal que tenía como presidente a Lázaro Cárdenas decidió crear, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad. Los primeros proyectos de CFE se emprendieron en Teloloapan, Guerrero; Pátzcuaro, Michoacán; Suchiate y Xía, en Oaxaca, Ures y Altar, en Sonora.

En 1938, la empresa tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que, en ocho

años, aumentó hasta alcanzar 45,594 kW. Entonces, las compañías privadas dejaron de invertir y nuestra empresa se vio obligada a generar energía para que éstas la revendieran.

En 1960, de los 2,308 MW de capacidad instalada en el país, CFE aportaba 54%; la Mexican Light, 25%; la American and Foreign, 12%, y el resto de las compañías, 9%; sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para esas fechas apenas 44% de la población contaba con electricidad. Tal situación del Sector Eléctrico Mexicano motivó al entonces Presidente Adolfo López Mateos a nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960.

Para 1961, la capacidad total instalada en el país ascendía a 3,250 MW. CFE vendía 25% de la energía que producía y su participación en la propiedad de centrales generadoras de electricidad pasó de cero a 54%. En poco más de 20 años, la empresa había cumplido uno de sus más importantes cometidos: ser la entidad rectora en la generación de energía eléctrica. Al finalizar los 70, se superó el reto de sostener el mismo ritmo de crecimiento, al instalarse entre 1970 y 1980 centrales generadoras por el equivalente a 1.6 veces, para llegar a una capacidad instalada de 17,360 MW. En la década de los 80, el crecimiento fue menos espectacular, principalmente por la disminución en la asignación de recursos. No obstante, en 1991 la capacidad instalada ascendía a 26,797 MW.

Actualmente, la capacidad instalada en el país es de 48,260 MW*, de los cuales 46.12% corresponde a generación termoeléctrica de CFE; 21.39% a *productores independientes de energía (PIE); 22.11% a hidroelectricidad; 5.39% a centrales carboeléctricas; 1.99% a geotérmica; 2.83% a nucleoelectrica, y 0.18% a eoloeléctrica.

En sus inicios, la industria eléctrica mexicana operó varios sistemas aislados, con características técnicas diferentes; llegando a coexistir casi 30 voltajes de distribución, siete de alta tensión para líneas de transmisión y dos frecuencias eléctricas de 50 y 60 Hertz. Ello dificultaba el suministro de electricidad a todo el país, por lo que CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado.

Luego, unificó la frecuencia a 60 Hertz en todo el país e integró los sistemas de transmisión, en el Sistema Interconectado Nacional.

Otro rubro con logros contundentes, se refiere a la red de transmisión de electricidad, el cual se compone actualmente de: 47,884 kilómetros de líneas de 400, 230 y 161 kV; 327 subestaciones de potencia con una capacidad de 137,522 MVA, y 47,134 kilómetros de líneas de subtransmisión de 138 kV y tensiones menores.

Por su parte, el sistema de distribución (que también estaba en ceros en 1937) cuenta actualmente con 1,583 subestaciones con 41,663 MVA de capacidad; 6,798 circuitos de distribución con una longitud de 371,041 kilómetros; 998,587 transformadores de distribución con una capacidad de 32,748 MVA; 237,546 kilómetros de líneas secundarias de baja tensión y 606,051 kilómetros de acometidas.

Al 2016, 128,446 localidades tienen electricidad y sus habitantes reciben una atención más rápida y cómoda en las 951 oficinas de atención al público y los 1,980 cajeros CFEmático, en los que se puede pagar el recibo de luz a cualquier hora, los 365 días del año.

1.2 Comisión Federal de Electricidad en el Valle de México

Luz y Fuerza del Centro (LyFC) fue un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que transmitió, distribuyó y comercializó energía eléctrica en la zona central de México: a toda la Ciudad de México, a 80 municipios del Estado de México, dos de Morelos, dos de Puebla y cinco de Hidalgo. El 11 de octubre de 2009, por decreto presidencial, se dispuso su extinción; con lo que se inició su proceso de liquidación administrativa, en tanto la operación eléctrica se transfirió a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Para principios del siglo XXI, “Luz y Fuerza del Centro” no pudo remontar el estancamiento económico de su anterior proceso de liquidación, además de la compra de energía en bloque a la CFE, y al deficiente cobro a grandes usuarios como industrias, bancos, municipios, universidades y dependencias oficiales, a los que se les mantenía el servicio aún con deudas millonarias; debido a esto no se llevó a cabo ningún intento por modernizar la empresa. Se presume que desde 2003, el presi-

dente Vicente Fox Quezada elaboró un proyecto de liquidación para terminar con ese Contrato Colectivo de Trabajo; sin embargo, decidieron aplazar la medida por cuestiones políticas y electorales.

Durante la última elección interna, la planilla contrincante acusó Martín Esparza de haber cometido un fraude electoral favoreciendo su reelección; por ello, el 5 de octubre de 2009 el secretario del Trabajo y Previsión Social negó la toma de nota de la nueva dirigencia y congeló las cuentas bancarias sindicales.

El 10 de octubre, el Presidente de México, Felipe Calderón Hinojosa, decretó la final extinción y liquidación de “Luz y Fuerza del Centro” a partir del primer minuto del día 11, bajo argumentos contrastados con los buenos resultados de la Comisión Federal de Electricidad, en que los recursos recibidos por Luz y Fuerza son cada vez más onerosos sin que se refleje una mejora en la calidad del servicio, con costos cada vez más elevados.

Por lo anterior, desde las 23:00 del día 10, la Policía Federal comenzó un operativo que duró unas dos horas para tomar las instalaciones de Luz y Fuerza del Centro en el Distrito Federal, Necaxa, Cuernavaca, Pachuca, Pedregal y Lechería. Y en los primeros minutos del día 11, la autoridad liquidadora nombró a la Comisión Federal de Electricidad para garantizar la operación del suministro de energía eléctrica.

El 7 de noviembre de 2009, una juez federal concedió la suspensión definitiva al Sindicato Mexicano de Electricistas para que la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje se abstenga de resolver sobre la terminación de la relación colectiva de trabajo entre la extinta compañía y el sindicato.

El 5 de julio de 2010, la Suprema Corte de Justicia de la Nación avaló la constitucionalidad del decreto de extinción de Luz y Fuerza del Centro, al reconocer y respaldar las facultades del Presidente de México para emitir el acto administrativo que desapareció ese organismo descentralizado.

El 13 de octubre de 2009, la Secretaría de Energía confirma que la Comisión Federal de Electricidad se hace cargo de las operaciones tales como generar, suministrar y comercializar la energía eléctrica en la zona centro del país que abarca Hidalgo,

Puebla, Morelos, Estado de México y el Distrito Federal.

Después de la extinción de LyFC, se presentaron diversos apagones en el Estado de México y Distrito Federal. Sin embargo, la CFE se ha encargado de reparar las fallas eléctricas, mientras que los gobiernos locales han culpado a los ex trabajadores de estos problemas.

1.3 La Reforma Energética y su Impacto en CFE

La CFE pasó de ser organismo descentralizado a “empresa productiva del Estado”, cuya operación se sustentará en criterios de eficacia, eficiencia, honestidad, productividad y transparencia con base en las mejores prácticas de su sector respectivo.

Organismos Descentralizados: Son las personas jurídicas creadas conforme a lo dispuesto por la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y cuyo objeto sea la realización de actividades correspondientes a las áreas estratégicas o prioritarias, la prestación de un servicio público o social o la obtención o aplicación de recursos para fines de asistencia o seguridad social.

Empresa Productiva del Estado: Es una empresa cuyo dueño es el Estado y participa en el mercado como el resto de las empresas privadas. Tiene como objetivo generar valor económico. Las ganancias que se obtienen de sus actividades se entregan al estado mexicano y sirven para re-invertir en la propia empresa.

La CFE deberá establecer normas de administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación así como el régimen de remuneraciones de su personal para garantizar eficacia, honestidad, productividad, transparencia y rendición de cuentas.

La nación conservará el control exclusivo del Sistema Eléctrico Nacional, el cual será operado por el órgano correspondiente, así como el servicio público de transmisión y distribución en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que la nación pueda celebrar contratos con particulares en los términos que habrá de establecer la legislación secundaria. Se quitan las palabras “generar”, “conducir”, “transformar” y “abastecer” energía eléctrica como potestades exclusivas de la nación.

La generación y la comercialización de energía eléctrica serán abiertas a la participación de particulares, quienes por cuenta propia podrán llevar a cabo, entre otras tareas, la instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de transmisión y distribución de la energía eléctrica que produzcan.

La Secretaría de Energía establece los términos de estricta separación legal en la electricidad para fomentar el acceso abierto del sector, y el Congreso debe ajustar e marco regulatorio en el cual operará la Comisión Reguladora de Energía.

El Centro Nacional de Control de Energía, estará encargado del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, de operar el mercado mayorista, y del acceso abierto a las redes de transmisión y distribución. CFE deberá transferir los recursos materiales y humanos al Centro para la operación del sistema y éste será independiente de la CFE.

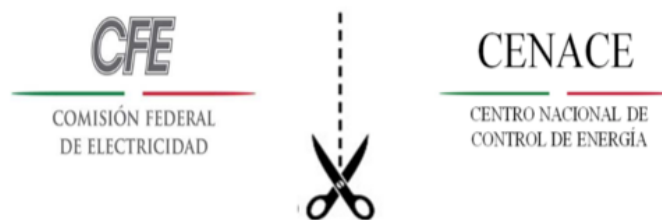


Fig. 1.1 Separación de la CFE y del Centro Nacional de Control de Energía

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA ESTADIO

2.1 Capacidad de transformación y arreglo de la subestación eléctrica Estadio.

Dentro de las subestaciones que se encontraban a cargo de la Extinta Compañía de Luz y Fuerza del Centro, la subestación Estadio es una subestación de transmisión que actualmente cuenta con las siguientes características:

Cuatro Transformadores Trifásicos de 60 MVA, dando una capacidad de transformación total de 240 MVA, dos líneas de 230 KV, una línea proveniente de subestación San Bernabé (BRN) L.T BRN-93560-EST y otra línea proveniente de la subestación Deportiva (DVA) L.T DVA-93720-EST.

Cuenta con un arreglo de interruptor y medio en la zona de 230 KV que conecta a los transformadores EST-T1 (*T-221A) y EST-T2 (*T-221B), un arreglo de doble interruptor con doble alimentación para el transformador EST-T3 (*T-221C) y un arreglo radial que alimenta al transformador EST-T4 (*T-221D), el transformador EST-T4 por sus características de conexión se considera el más vulnerable, ya que si por algún disturbio en el Bus de lado baja de 23 KV, este no tiene posibilidad de respaldo alguno de alimentación alternativa dejando sin energía eléctrica a los cuatro circuitos del propio banco que tienen su salida por módulos Metal Clad en 23 KV que alimenta. En la zona de 23 KV para los alimentadores que son abastecidos por los transformadores EST-T1, EST-T2 y EST-T3 se tiene un arreglo de interruptor y medio, con cuatro circuitos de 23 KV cada uno, estos transformadores al presentar algún disturbio en su bus de 23 KV o propiamente en los transformadores tienen la factibilidad de respaldar la carga por medio de los interruptores de enlace del arreglo de interruptor y medio en la zona de 23 KV, se repartirá la carga de dos circuitos a un transformador y propiamente los otros dos circuitos restantes al siguiente transformador, esto es para no rebasar su capacidad del transformador.

2.2 Localización geográfica y situación de la subestación dentro del Sistema Eléctrico Nacional

La subestación Estadio se ubica en la siguiente dirección:

Calle: Venustiano Carranza S/N, esquina boulevard Solidaridad Las Torres Colonia Guadalupe Toluca Edo. De México.

Características del sitio.

Altitud [msnm]	2680,0
Temperatura máxima promedio [°C]	23,0
Temperatura máxima extrema [°C]	40,0
Temperatura mínima promedio [°C]	13,0
Temperatura mínima extrema [°C]	-7,0
Días con heladas por año	140,0
Humedad relativa promedio Mensual del mes más alto [%]	0,0
Intensidad de lluvia [mm/h]	332,0
Velocidad máxima de viento	150,00
Coeficiente sísmico para terreno firme tipo I [g]	0,14
Coeficiente sísmico para terreno intermedio tipo II [g]	0,30
Coeficiente sísmico para terreno blando tipo III [g]	0,36
Nivel de contaminación [conforme a la publicación IEC 60815]	ALTO

En la figura 2.1 se visualiza la subestación Estadio desde una vista aérea para tener una referencia de la extensión del terreno y la ubicación.



Fig. 2.1 Vista aérea de la S.E estadio

En la figura 2.2 se indica la localización precisa de la Subestación Estadio.

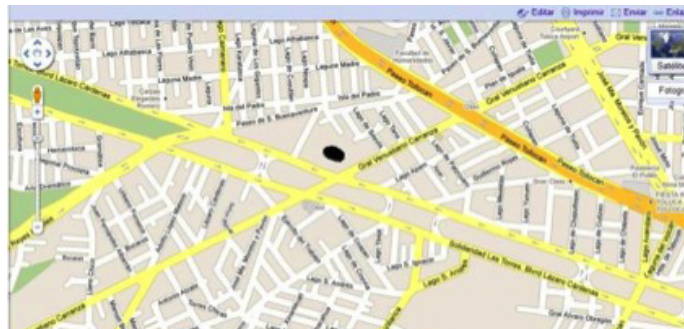


Fig. 2.2 Localización de la S.E estadio

En la figura 2.3 el sistema eléctrico nacional donde se muestran las centrales generadoras, subestaciones, líneas de 400 kV, líneas de 230 kV y líneas de 138 kV. Así como la zona de la Ciudad de México que actualmente opera y da mantenimiento la CFE.

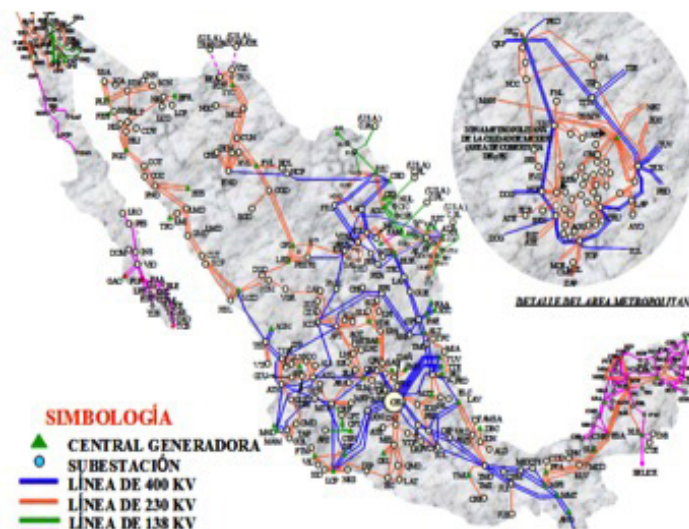


Fig. 2.3 Sistema eléctrico nacional

2.3 Maniobras.

En una Subestación Eléctrica la correcta ejecución de las maniobras son necesarias para librar al equipo eléctrico primario, es un factor importante para mantener la confiabilidad del Sistema Eléctrico.

Un accidente fatal o un sobre voltaje, pueden ser una de las posibles causas originadas por la mala ejecución de una maniobra en una Subestación eléctrica. El sobre voltaje afecta considerablemente al aislamiento de los transformadores de potencia y de instrumentos, además de la estabilidad del sistema, por lo que no es deseable su presencia.

Con la finalidad de evitar la posibilidad de existencia de riesgos como los antes expuestos, es necesario que el operador de Subestación, quien es el responsable directo de toda maniobra realizada dentro de la Subestación, considere el correcto procedimiento, el Reglamento Legal Código de Red y su experiencia, para ejecutar de forma segura y lógica las maniobras necesarias en el equipo eléctrico primario y auxiliar.

Con la combinación de las maniobras que se describirán a continuación así como con el Reglamento Legal Código de Red, se pretende brindar al operador de la Subestación Estadio una herramienta básica de apoyo para la ejecución correcta de las maniobras del equipo eléctrico primario.

2.4 Simbología de Equipo Eléctrico.

Para la operación correcta y segura de las subestaciones, la nomenclatura para identificar voltajes, estaciones y equipos, será uniforme en toda la República Mexicana. Deberá además, facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación.

La entidad encargada de normar la nomenclatura obligatoria de las subestaciones y líneas de transmisión es el centro nacional de control de energía (CENACE).

1.- Gerencia De Control Regional Central

- 2.- Gerencia De Control Regional Oriental
- 3.- Gerencia De Control Regional Occidental
- 4.- Gerencia De Control Regional Norte
- 5.- Gerencia De Control Regional Noroeste
- 6.- Gerencia De Control Regional Noreste
- 7.- Gerencia De Control Regional Baja California
- 8.- Gerencia De Control Regional Peninsular

Así mismo los Centros De Control para los sistemas aislados de Baja California Sur y Mulegé.

- 1.- Centro de Control La Paz
- 2.- Centro de Control Santa Rosalía

Cada uno de los dispositivos eléctricos de que consta una subestación de potencia se debe representar por medio de un símbolo simplificado como se muestra.

En la figura 2.4 se muestra la simbología del equipo eléctrico el cual se plasma en un diagrama unifilar y así poder identificarlo y tener una referencia uniforme.

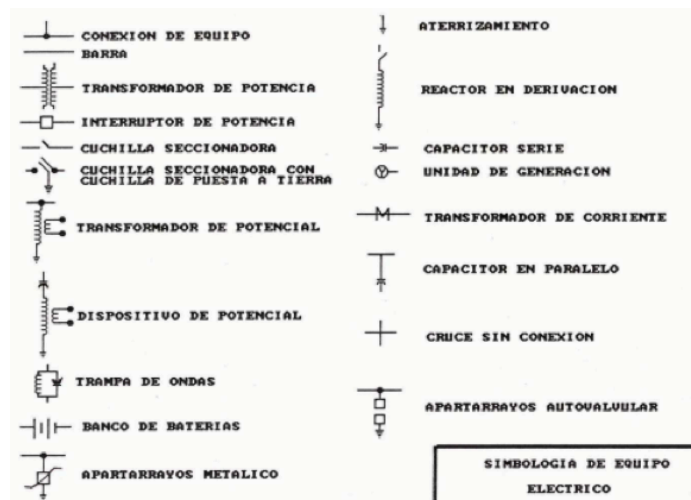


Fig.2.4 Simbología de equipo eléctrico.

2.5 Nomenclatura

La nomenclatura sirve para identificar cada equipo por tensión de operación esto indica el nivel de voltaje en el cual opera el equipo, el tipo de equipo el cual se refiere al equipo etc, el numero asignado al equipo estos números son la combinación de equipos los equipos cercanos y por último el tipo de dispositivo el cual especifica el equipo del cual se trata. En los siguientes subcapítulos se describirán más a detalle cada uno de ellos.

2.5.1 Voltaje Por Colores

Las tensiones de operación (voltajes) se identificarán por la siguiente tabla de colores:

400 kv	Azul
230 kv	Amarillo
de 161 hasta 138 kv	Verde
de 115 hasta 60 kv	Morado magenta
de 44 hasta 13.2 kv	Blanco
menor de 13.2 kv	Naranja

Este código de colores se aplicará en tableros mímicos, dibujos, unifilares y monitores de computadora.

La nomenclatura de las estaciones se definirá con las siguientes normas:

- **La abreviatura del nombre de las instalaciones más conocidas**, por ejemplo:

Querétaro QRO

- **Las tres primeras letras del nombre**, por ejemplo:

Pitirera PIT

- **Las iniciales de las tres primeras sílabas**, ejemplo:

Mazatepec MZT

Para los nombres de dos palabras se utilizarán las dos primeras letras de la primera palabra, y la primera letra de la segunda palabra, o la primera letra de la primera palabra y las dos primeras de la segunda:

Rio Bravo RIB

Pto. Escondido PES

Se tomarán otras letras para evitar repeticiones en el caso de agotarse las posibilidades anteriores.

Manzanillo MNZ

2.5.2 Identificación de equipo.

El orden que ocuparán los dígitos de acuerdo a su función, se hará de izquierda a derecha.

Primero Tensión de operación

Segundo Tipo de equipo

Tercero y cuarto Número asignado al equipo (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinado del 0 al 9 del cuarto dígito. En el caso de agotar las combinaciones, el tercer dígito será reemplazado por letras en orden alfabético.

Quinto Tipo de dispositivo

2.5.3 Tensión de operación

Tensión de operación: Está definido por el primer carácter alfanumérico de acuerdo a lo siguiente:

Tensión en kv

Desde	hasta	numero asignado
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2
4.17	6.99	3
7.00	16.50	4
16.60	44.00	5
44.10	70.00	6
70.10	115.00	7
115.10	161.00	8
161.10	230.00	9

230.10	499.00	A
500.10	700.00	B

2.5.4 Tipo de equipo

Tipo de equipo: Está definido por el segundo carácter numérico de acuerdo a lo siguiente:

No.	Equipo
1	Grupo generador-transformador (unidades generadoras)
2	Transformadores o autotransformadores
3	Líneas de transmisión o alimentadores
4	Reactores
5	Capacitores (serie o paralelo)
6	Equipo especial
7	Equipo de interruptor de transferencia o comodín
8	Esquema de interruptor y medio
9	Esquema de interruptor de amarre de barras
0	Esquema de doble interruptor lado barra número 2

2.5.5 Número asignado al equipo

Número asignado al equipo: El tercero y cuarto dígito, definen el número económico del equipo de que se trate y su combinación permite tener del 00 al Z9.

2.5.6 Tipo de dispositivo

Para identificarlo se usa el quinto dígito numérico que especifica el tipo de dispositivo de que se trata.

No.	Dispositivo
0	Interruptor
1	Cuchillas a barra uno
2	Cuchillas a barra dos
3	Cuchillas adicionales
4	Cuchillas fusibles

5	Interruptor en gabinete blindado (extracción)
6	Cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras
7	Cuchillas de puesta a tierra
8	Cuchillas de transferencia
9	Cuchillas lado equipo (línea, transformador, generador, reactor-capacitor)

Las barras se identifican en la forma siguiente:

B1	Tensión en kV
B2	Tensión en kV
BT	Tensión en kV

Por ejemplo:

B1	115 kv que significa barra uno de 115 kv
B2	115 kv que significa barra dos de 115 kv
BT	115 kv que significa barra de transferencia de 115 kv.

Para identificar los equipos se utiliza la siguiente nomenclatura:

U	Unidad
T	Transformador (todo equipo de transformación)
AT	Auto transformador
R	Reactor
C	Capacitor
CEV	Compensador Estático de Var's (Potencia Reactiva)

Cuando se trata de grupo generador y transformador, se debe identificar con el mismo número; por ejemplo si el generador se identifica como U 10, el transformador se identifica como T 10.

Como se ve en el ejemplo anterior, no se usan guiones entre letra y número, sino un espacio.

Un esquema de interruptor y medio, para designar el tercer dígito del interruptor medio, se toma el cuarto dígito del interruptor que conecta a la barra uno, y para designar el cuarto dígito del interruptor medio se toma el cuarto dígito del interruptor que conecta a la barra dos.

En todo caso esta regla se aplicará a juicio de la Gerencia De Control Regional en lo particular.

La cuchilla en esquema de interruptor y medio, se identifica de acuerdo a la barra a la cual se conectan.

En un esquema de barra seccionada, cada sección se identifica con letra para formar la nomenclatura de las cuchillas de enlace entre secciones de barra, se consideran: el segundo dígito como caso especial (seis); el tercer dígito es considerando que las secciones se numeran y se utilizan del 1 al 9; el cuarto dígito se forma con el número de la sección que conecta la cuchilla y el quinto dígito será seis.

Para la identificación de los interruptores en el esquema de barras en anillo, se utilizarán los cuatro dígitos de las líneas o equipos adyacentes como tercero y cuarto dígito de su nomenclatura, el segundo dígito invariablemente será ocho.

La identificación de cuchillas en esquemas de barras en anillo, se numeran de acuerdo al movimiento de las manecillas del reloj, empezando con el dígito tres (cuchilla adicional) para un extremo del interruptor y con el dígito seis (cuchilla de enlace entre alimentadores y/o barras), para el otro extremo del interruptor de que se trata.

Para la identificación de equipo encapsulado en hexafloruro de azufre, con elementos múltiples de puesta a tierra.

Todo el equipo se identificara por el código alfanumérico antecedido por la abreviatura de la instalación de que se trata, por ejemplo: VAE 92120, excepto para líneas, las cuales se identifican además con la abreviatura de la instalación a la cual llega dicha línea, por ejemplo: VAE-A3120-TUL

La nomenclatura en el campo, debe hacerse pintando el fondo color amarillo con letras y números en color negro y de tamaño tal, que puedan ser vistos a una distancia prudente. Así como se anexe la fase correspondiente.

2.6 Diagramas Unifilares

Un diagrama unifilar es el que muestra en forma sencilla mediante una sola línea, las conexiones entre dispositivos, componentes o partes de un circuito eléctrico o de un sistema, utilizando símbolos normalizados.

Los diferentes diagramas unilaterales que podemos encontrar son por alta tensión (400, 230 115 y 85 kV) y baja tensión distribución (23 y 6.6 kV)

Diagramas para alta tensión:

- 1.- Interruptor y medio
- 2.- Doble barra con interruptor de amarre
- 3.- Barra sencilla con cuchilla de enlace

Arreglos para baja tensión (Distribución):

- 1.- Barra sencilla con cuchilla de enlace
- 2.- Doble barra con barra de transferencia
- 3.- Barra seccionada
- 4.- Anillo (Doble Anillo)
- 5.- Doble interruptor
- 6.- Doble barra con interruptor auxiliar

En la figura 2.5 se muestra el diagrama unifilar de la zona de 230 kV, en la cual se encuentran las líneas de transmisión de 230 kV, los buses de 230 kV, los transformadores reductores de 230 kV/23 kV, interruptores, cuchillas, transformadores de potencial de la misma tensión.

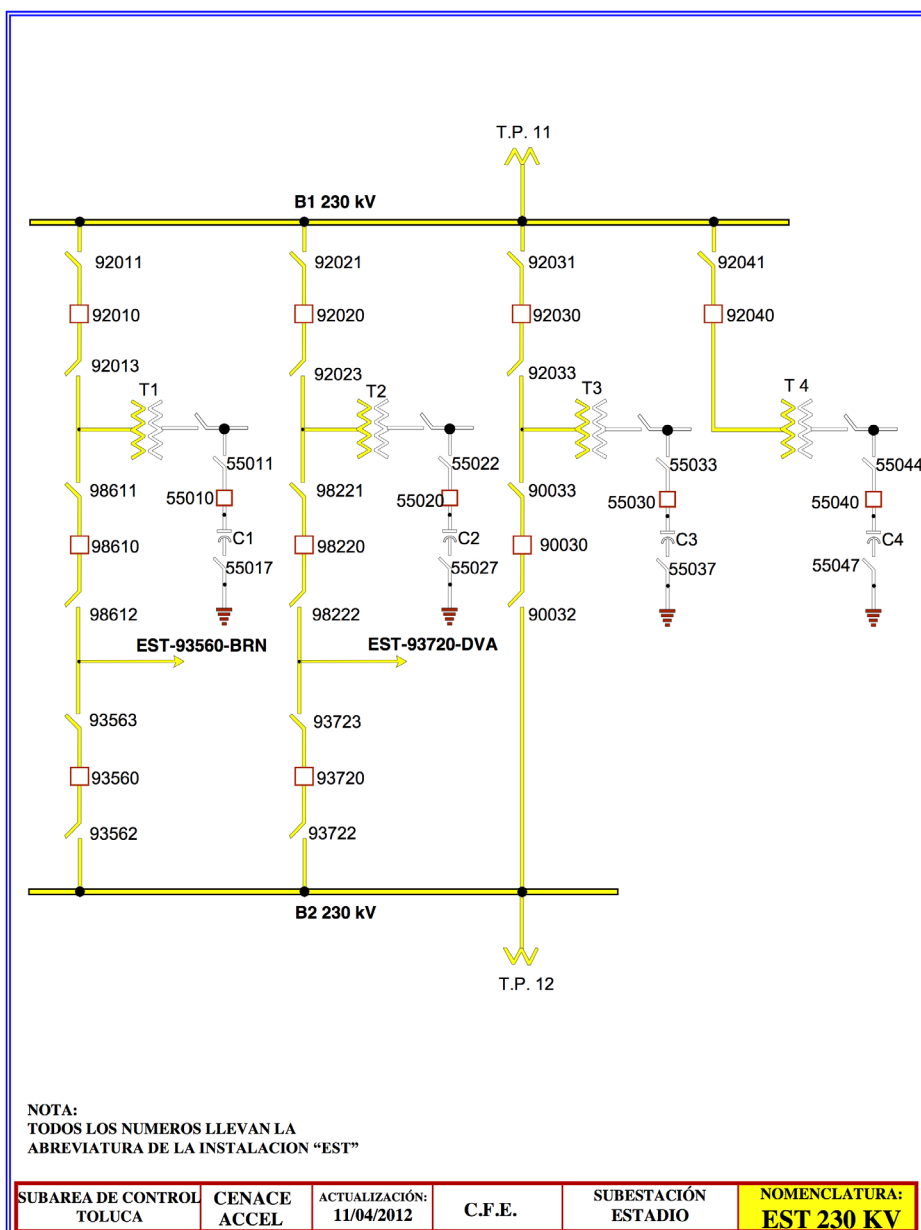


Fig. 2.5 Diagrama unifilar 230 KV.

En la figura 2.6 se muestra el diagrama unifilar de la zona de 23 kV, en el cual se encuentra los interruptores de 23 kV, cuchillas, buses, bancos de capacitores, transformadores de potencial de la tensión de 23 kV, así como la conexión de los transformadores de servicios propios.

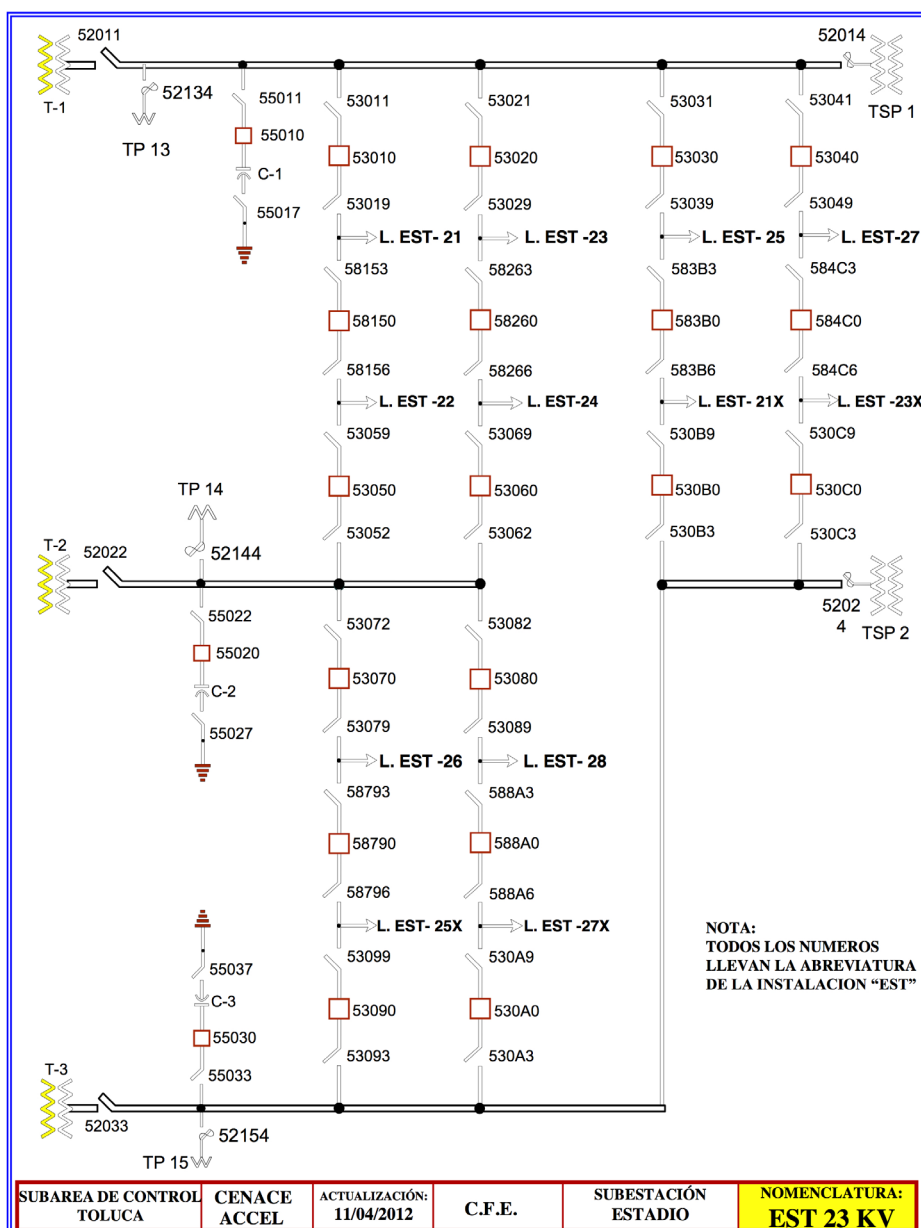


Fig. 2.6 Diagrama unifilar 23 KV.

En la figura 2.7 se muestra el diagrama unifilar de 23 kV asociado al transformador EST-T4, al cual se encuentran asociados los interruptores de del tipo metal clad de 23 kV.

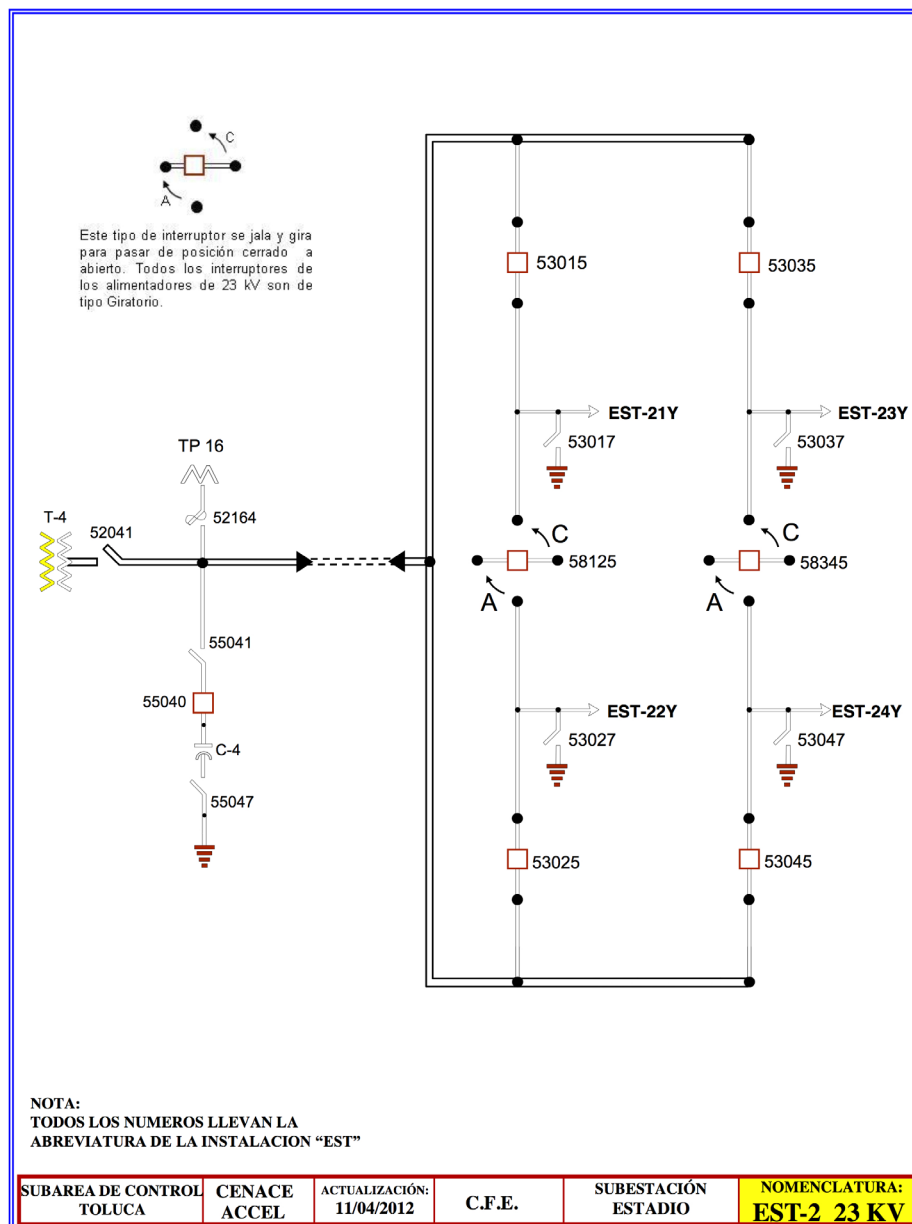


Fig. 2.7 Diagrama unifilar 23 KV Metal Clad.

CAPÍTULO 3

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

3.1 Inventario de equipo eléctrico primario instalado

En este Subcapítulo se pondrá el inventario de cada uno de los equipos instalados en la subestación Estadio. Estos datos son tomados de los datos de placa de cada equipo. Así mismo en el subcapítulo 3.2 memorias de equipo eléctrico primario se dará una breve descripción de cada uno de ellos.



Fig. 3.1 Transformadores de potencia

EQUIPO	TIPO DE TRANSFORMADOR	NOMENCLATURA CFE	NOMENCLATURA LYF	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN
TRANSFORMADOR	COLUMNA	T-4	T-221-D	230/23/10 KV
TRANSFORMADOR	COLUMNA	T-1	T-221-A	230/23/10 KV
TRANSFORMADOR	COLUMNA	T-2	T-221-B	230/23/10 KV
TRANSFORMADOR	COLUMNA	T-3	T-221-C	230/23/10 KV

CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN	FASE DE CONEXIÓN	MARCA DEL TRANSFORMADOR	AÑO DE FABRICACIÓN	NO. DE SERIE
36/45/60 MVA	Y-Y- Δ	IEM	2001	24-72-60
36/45/60 MVA	Y-Y- Δ	FUJI ELECTRIC	02/1981	AUG9082T-46-2
36/45/60 MVA	Y-Y- Δ	IEM	2000	24-72
36/45/60 MVA	Y-Y- Δ	FERRANTI-PACKARD	1997	TP-263



Fig. 3.2 Interruptores de potencia

NOMENCLATURA CFE	NOMENCLATURA LYF	CORRIENTE NOMINAL	MARCA DEL INTERRUPTOR	TIPO DE INTERRUPTOR	MECANISMO DEL INT.
EST-93720	93720	2000 amp	ENERGOMEX	SFEL-14	RESORTE
EST-93560	93530	2000 amp	ENERGOMEX	SFEL-14	RESORTE
EST-98610	98610	2000 amp	ENERGOMEX	SFEL-14	RESORTE
EST-98220	98220	2000 amp	ENERGOMEX	SFEL-14	RESORTE
EST-90030	53-L-T-221-C	2000 amp	ENERGOMEX	SFEL-14	RESORTE
EST-92030	53-T-221-A	2000 amp	ENERGOMEX	SFEL-14	RESORTE
EST-92010	53-T-221-B	2000 amp	SIEMENS	3AP1-F1-245	RESORTE
EST-92020	53-1-T-221-C	2000 amp	ENERGOMEX	SFEL-14	RESORTE
EST-92040	53-T-221-D	2000 amp	SIEMENS	3AP1-F1-245	RESORTE

MEDIO EXTINCIÓN INT.	TENSION NOMINAL (Ur)	AÑO DE FABRICACIÓN	NO. DE SERIE	CORRIENTE INTERRUPTIVA DE CORTO CIRCUITO
GAS SF6	245 kV	10/2010	11-316	40 kA
GAS SF6	245 kV	10/2010	11-317	40 kA
GAS SF6	245 kV	10/2010	11-321	40 kA
GAS SF6	245 kV	10/2010	11-308	40 kA
GAS SF6	245 kV	10/2010	11-324	40 kA
GAS SF6	245 kV	10/2010	11-322	40 kA
GAS SF6	245 kV	09/2006	43211703	50 kA
GAS SF6	245 kV	10/2010	11-307	40 kA
GAS SF6	245 kV	08/2004	43211240	50 kA



Fig. 3.3 Cuchillas 230 kv

NOMENCLATURA DEL EQUIPO	CORRIENTE NOMINAL	MARCA	TIPO DE EQUIPO	TIPO DE OPERACIÓN DE CUCHILLA	MECANISMO DE OPERACIÓN	TENSIÓN DEL SISTEMA (Un)
EST-93562	2000 amp	ALSTOM	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	245 kV
EST-93722	2000 amp	GENERAL ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	230 kV
EST-93563	2000 amp	ALSTOM	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	245 kV
EST-93723	2000 amp	ALSTOM	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	245 kV
EST-98612	2000 amp	ALSTOM	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	245 kV
EST-98222	2000 amp	ALSTOM	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	245 kV
EST-90032	2000 amp	MERLIN GERIN	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	230 kV
EST-90033	2000 amp	MERLIN GERIN	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	230 kV
EST-92033	2000 amp	ALSTOM	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	245 kV
EST-98221	2000 amp	ALSTOM	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	245 kV
EST-92023	2000 amp	ALSTOM	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	245 kV
EST-98611	2000 amp	ALSTOM	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	245 kV
EST-92013	2000 amp	ALSTOM	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	245 kV
EST-92031	2000 amp	ALSTOM	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	245 kV
EST-92021	2000 amp	ALSTOM	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	245 kV
EST-92011	2000 amp	ALSTOM	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	245 kV
EST-92041	2000 amp	COELME	CUCH.DESC. TRIPOLAR	HORIZONTAL	DOBLE APERTURA LATERAL	230 kV



Fig. 3.4 Transformadores de potencial

NOMENCLATURA DEL EQUIPO	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	MARCA	TIPO DE EQUIPO	TENSIÓN DEL SISTEMA (Un)
EST-TP-B1	138000:115/69(2000:1)	ARTECHE	UTF-245	230 kV
EST-TP-B1	138000:115/69(2000:1)	ARTECHE	UTF-245	230 kV
EST-TP-B1	138000:115/69(2000:1)	ARTECHE	UTF-245	230 kV
EST-TP-B2	138000:115/69(2000:1)	ARTECHE	UTF-245	230 kV
EST-TP-B2	138000:115/69(2000:1)	ARTECHE	UTF-245	230 kV
EST-TP-B2	138000:115/69(2000:1)	ARTECHE	UTF-245	230 kV

FASE DE CONEXIÓN	NIVEL BASICO DE IMPULSO	NO. DE SERIE	AÑO DE FABRICACIÓN
A	1050 amp	11018328-2	02/2012
B	1050 amp	11018328-3	02/2012
C	1050 amp	11018328-4	02/2012
A	1050 amp	11018328-5	02/2012
B	1050 amp	11018328-6	02/2012
C	1050 amp	11018328-7	02/2012



Fig. 3.5 Transformadores de corriente

NOMENCLATURA DEL EQUIPO	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	MARCA	TIPO DE EQUIPO	TENSIÓN DEL SISTEMA (Un)
EST-TP-B1	138000:115/69(2000:1)	ARTECHE	UTF-245	230 kV
EST-TP-B1	138000:115/69(2000:1)	ARTECHE	UTF-245	230 kV
EST-TP-B1	138000:115/69(2000:1)	ARTECHE	UTF-245	230 kV
EST-TP-B2	138000:115/69(2000:1)	ARTECHE	UTF-245	230 kV
EST-TP-B2	138000:115/69(2000:1)	ARTECHE	UTF-245	230 kV
EST-TP-B2	138000:115/69(2000:1)	ARTECHE	UTF-245	230 kV

FASE DE CONEXIÓN	NIVEL BASICO DE IMPULSO	NO. DE SERIE	AÑO DE FABRICACIÓN
A	1050 amp	11018328-2	02/2012
B	1050 amp	11018328-3	02/2012
C	1050 amp	11018328-4	02/2012
A	1050 amp	11018328-5	02/2012
B	1050 amp	11018328-6	02/2012
C	1050 amp	11018328-7	02/2012



Fig. 3.6 Transformadores de corriente

NOMENCLATURA DEL EQUIPO	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	MARCA	TIPO DE EQUIPO	TENSIÓN DEL SISTEMA (Un)	NO. DE SERIE	AÑO DE FABRICACIÓN
TC-92011	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	CAN-245	230 kV	11016056-55	03/2012
TC-92013	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016055-224	05/2012
TC-98611	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016055-237	05/2012
TC-98612	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016056-85	03/2012
TC-93563	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016055-260	05/2012
TC-93562	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016055-252	05/2012
TC-92021	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016055-238	05/2012
TC-92023	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016055-234	05/2012
TC-98221	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016056-89	03/2012
TC-98222	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016055-72	03/2012
TC-93723	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016055-61	03/2012
TC-93722	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016055-258	05/2012
TC-92031	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016055-200	05/2012
TC-92033	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016055-267	05/2012
TC-90033	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016055-159	05/2012
TC-90032	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016056-10	03/2012
TC-92041	800/1000X1600/2000:5	ARTECHE	UTF-245	230 kV	11016055-64	03/2012

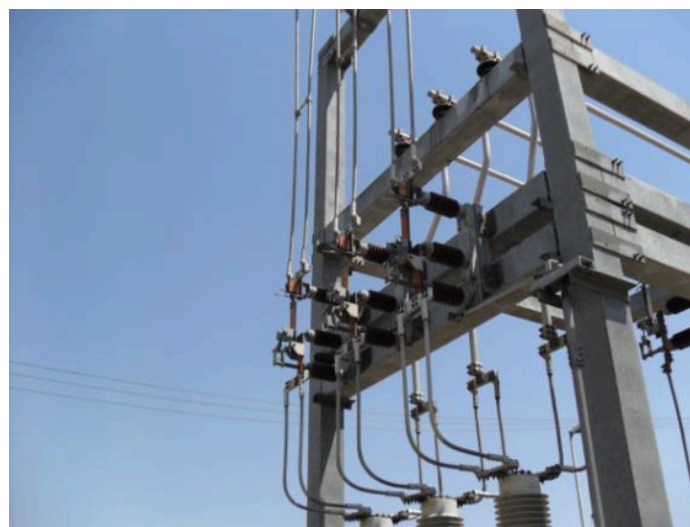


Fig. 3.7 Cuchillas 23 kv

NOMENCLATURA DEL EQUIPO	CORRIENTE NOMINAL	MARCA	TIPO DE EQUIPO	TIPO DE OPERACIÓN DE CUCHILLA	MECANISMO DE OPERACIÓN	TENSIÓN DEL SISTEMA (Un)
EST-52033	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-55033	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53093	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-530A3	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-530A9	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53099	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-58796	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-588A6	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-58793	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-588A3	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53079	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53089	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53072	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53082	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-52022	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-55037	25 kA	MEMCO MFG. INC.	CUCH. DESC. MONOPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-55017	25 kA	MEMCO MFG. INC.	CUCH. DESC. MONOPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-55022	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-55027	25 kA	MEMCO MFG. INC.	CUCH. DESC. MONOPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53052	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53059	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53062	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53069	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-530B3	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-530B9	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-530C3	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-530C9	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-52024	25 kA	S/M	FUSIBLES	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-58156	25 kA	S/M	CUCH. DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-58153	25 kA	S/M	CUCH. DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-52011	25 kA	S/M	CUCH. DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-58263	25 kA	S/M	CUCH. DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-58266	25 kA	S/M	CUCH. DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-583B3	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-583B6	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV

EST-584C6	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-584C3	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-52014	25 kA	S/M	FUSIBLES	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53049	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53041	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53031	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53039	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53021	25 kA	S/M	CUCH. DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53029	25 kA	S/M	CUCH. DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53011	25 kA	S/M	CUCH. DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-53019	25 kA	S/M	CUCH. DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-55011	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-52041	25 kA	S/M		VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-55041	25 kA	TAKAOKA ELECTRIC	CUCH.DESC. TRIPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV
EST-55047	25 kA	MEMO MEG.INC	CUCH. DESC. MONOPOLAR	VERTICAL	MANUAL	23 kV



Fig. 3.8 Interruptores 23 kv

NOMENCLATURA DEL EQUIPO	CORRIENTE NOMINAL	MARCA DEL INTERRUPTOR	TIPO DE INTERRUPTOR	MECANISMO DEL INT.	MEDIO EXTINCION INT.	TENSION NOMINAL (Ur)
EST-55030	1250 amp	ELMEX	EMX-24	RESORTE	VACIO	23 kV
EST-53090	1250 amp	SIEMENS	SDV6	RESORTE	VACIO	38 kV
EST-530A0	1250 amp	SIEMENS	SDV6	RESORTE	VACIO	38 kV
EST-58790	1250 amp	SIEMENS	SDV6	RESORTE	VACIO	38 kV
EST-588A0	1250 amp	SIEMENS	SDV6	RESORTE	VACIO	38 kV
EST-53070	1250 amp	GEC ALSTHOM	EMX-24-BLV2	RESORTE	VACIO	23 kV
EST-53080	1250 amp	GEC ALSTHOM	EMX-24-BLV2	RESORTE	VACIO	23 kV
EST-55020	2000 amp	AREVA	VOX	RESORTE	VACIO	38 kV
EST-53050	1250 amp	SIEMENS	8HH	RESORTE	VACIO	23 kV
EST-53060	1250 amp	SIEMENS	8HH	RESORTE	VACIO	23 kV
EST-530B0	1250 amp	SIEMENS	SDV6	RESORTE	VACIO	23 kV
EST-530C0	1250 amp	SIEMENS	SDV6	RESORTE	VACIO	38 kV
EST-58150	2000 amp	AREVA	VOX	RESORTE	ACEITE	38 kV
EST-58260	2000 amp	AREVA	VOX	RESORTE	ACEITE	38 kV

NO. DE SERIE	FECHA DE FABRICACIÓN	CORRIENTE INTERRUPTIVA DE CORTO CIRCUITO
7084/92/X-357-3-11/72	11/1993	25 kA
BI-11/759803-70-5	2011	31.5 kA
BI-11/768784-10-4	2011	31.5 kA
BI-11/768784-10-5	2011	31.5 kA
&207594X-1-45/108	11/2010	40 kA
97/X-400-1-12/30	1998	25 kA
97/X-565-2-11/32	1998	25 kA
&207594X-1-36/108	11/2010	40 kA
3AH3/8027	2006	25 kA
3AH3/8028	2006	25 kA
M1973	1991	25 kA
BI-11/759803-10-6	2011	31.5 kA
&207594X-1-35/108	11/2010	40 kA
&207594X-1-42/108	11/2010	40 kA
&207594X-1-47/108	11/2010	40 kA
&207594X-1-48/108	11/2010	40 kA
97/X-400-1-18/30	1998	25 kA
M1972	1991	25 kA
3AH3/10213	2008	25 kA
3AH3/10214	2008	25 kA
100/94/X-1153-3-7/10	07/1995	25 kA
100/99/X-760-1-34/60	05/2000	25 kA

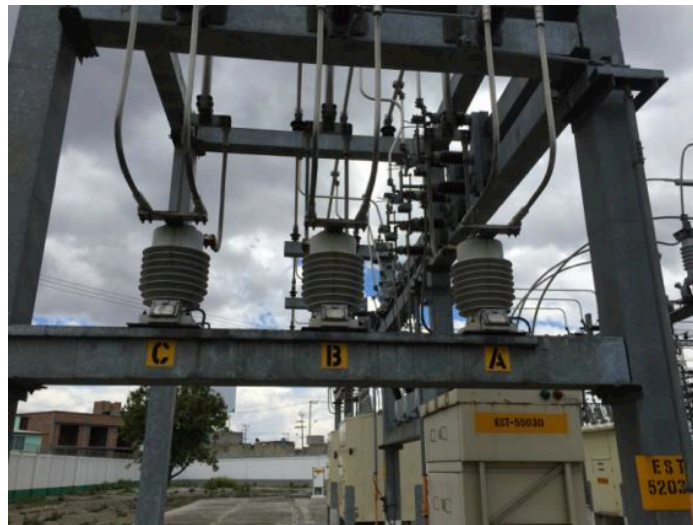


Fig. 3.9 Transformadores de corriente 23 kv

NOMENCLATURA DEL EQUIPO	RALCION DE TRANSFORMACIÓN	MARCA	TIPO DE EQUIPO	UBICACIÓN DEL EQUIPO	TENSIÓN DEL SISTEMA (Un)
TC'S MEDICIÓN BANCO T-3	2000/5	ALSTOM	SD-36	BUS BANCO T221-C	23 kV
TC'S MEDICIÓN BANCO T-2	2000/5	ALSTOM	SD-36	BUS BANCO T221-B	23 kV
TC'S MEDICIÓN BANCO T-1	2000/5	ALSTOM	SD-36	BUS BANCO T221-A	23 kV
TC'S MEDICIÓN BANCO T-4	2000/5	ALSTOM	SD-36	BUS BANCO T221-D	23 kV



Fig. 3.10 Planta de emergencia

PLANTA DE EMERGENCIA	POTENCIA	MODELO	MARCA	VOLTAJE DE OPERACIÓN	NO. DE SERIE	RENDIMIENTO DE DIESEL
PE-EST	175 kW	DSHAD-5221169	CUMMINS POWER GENERATION	220 V	J120399546	208 L/hr



Fig. 3.11 Bancos de baterías



Fig. 3.12 Bancos de baterías

EQUIPO	MODELO	MARCA	NUMERO DE CELDAS	CAPACIDAD	VOLTAJE NOMINAL	REGIMEN DE DESCARGA
BANCO DE BATERIAS	2E-HGS-7	EXIDE IROCLAD	56	216 Ah	125	8 hrs
BANCO DE BATERIAS	2-PLX-7	EXIDE	24	50 Ah	48	8 hrs



Fig. 3.13 Transformadores de servicios propios



Fig. 3.14 Transformadores de servicios propios

EQUIPO	NOMENCLATURA	RELACION DE TRANSFORMACIÓN	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN	FASE DE CONEXIÓN	MARCA DE TRANSFORMADORES
TRANSFORMADOR	TSP-1	23000/220/127	225 KVA	Δ- Y	GENERAL ELECTRIC
TRANSFORMADOR	TSP-2	23000/220/127	225 KVA	Δ- Y	GENERAL ELECTRIC



Fig. 3.15 Módulos metal clad 23 kv

NOMENCLATURA DEL EQUIPO	CAPACIDAD INTERRUPTOR	CORRIENTE NOMINAL	MARCA DEL INTERRUPTOR	TIPO DEL INTERRUPTOR	MECANISMO DEL INT
EST-53045	25 kA	1250 amp	SIEMENS	3AH3264-2	RESORTE
EST-58345	25 kA	1250 amp	SIEMENS	3AH3264-2	RESORTE
EST-53035	25 kA	1250 amp	SIEMENS	3AH3264-2	RESORTE
EST-53025	25 kA	1250 amp	SIEMENS	3AH3264-2	RESORTE
EST-58125	25 kA	1250 amp	SIEMENS	3AH3264-2	RESORTE
EST-53015	25 kA	1250 amp	SIEMENS	3AH3264-2	RESORTE

MEDIO EXTINCIÓN INT.	TENSIÓN NOMINAL (Ur)	NO. DE SERIE	FECHA DE FABRICACIÓN	CORRIENTE INTERRUPTIVA DE CORTO CIRCUITO
GAS SF6	23 kV	A3173	2002	25 kA
GAS SF6	23 kV	A3170	2002	25 kA
GAS SF6	23 kV	A3183	2002	25 kA
GAS SF6	23 kV	A3132	2002	25 kA
GAS SF6	23 kV	A3085	2002	25 kA
GAS SF6	23 kV	A2917	2002	25 kA



Fig. 3.16 Bancos de capacitores 23 kv

NOMENCLATURA	CORRIENTE NOMINAL	MARCA	NUMERO DE CELDAS	TENSION DEL SISTEMA	CAPACIDAD DEL BANCO
C3	11.5 amp	COPER POWER SYSTEM	28ø	23 kV	12.6 MVAR
C1	11.5 amp	COPER POWER SYSTEM	28ø	23 kV	12.6 MVAR
C2	11.5 amp	COPER POWER SYSTEM	28ø	23 kV	12.6 MVAR
C4	11.5 amp	COPER POWER SYSTEM	28ø	23 kV	12.6 MVAR



Fig. 3.17 Transformador de potencial 23 kv

NOMENCLATURA DEL EQUIPO	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	MARCA	TIPO DE EQUIPO	TENSIÓN DEL SISTEMA (Un)
TP'S 3ø	60/1	GEC ALSTHOM	UPE-34.5	23 kV
TP'S 2ø	60/1	GEC ALSTHOM	UPE-34.5	23 kV
TP'S 3ø	60/1	GEC ALSTHOM	UPE-34.5	23 kV
TP'S 3ø	60/1	BALTEU	UPE-34.5	23 kV
TP'S 2ø	60/1	BALTEU	UPE-34.5	23 kV
TP'S 3ø	60/1	BALTEU	UPE-34.5	23 kV
TP'S 2ø	60/1	RIZ INSTRUMEN TRANSFORMER'S WC	VEF-24-03	23 kV
TP'S 2 ø	60/1	RIZ INSTRUMEN TRANSFORMER'S WC	VEF-24-03	23 kV



Fig. 3.18 Sistema contra incendio

TANQUE CAPACIDAD TOTAL	PRESIÓN MÁXIMA DE SERVICIO	VOLUMEN DE AGUA	OPERACIÓN DE COMPRESORAS PRESIÓN DE ARRANQUE	OPERACIÓN DE COMPRESORES PRESIÓN DE PARO	PRUEBA HIDROSTÁTICA
30 m ³	7 Kg/cm ²	20m ³	6.5 Kg/cm ²	7 Kg/cm ²	10.5 Kg/cm

3.2 Memorias de equipo eléctrico primario

En este subcapítulo se describirán brevemente cada uno de los equipos instalados en la subestación Estadio.

3.2.1 Transformador

Se define como Transformador aquella maquina estática capaz de reducir o elevar los parámetros eléctricos de voltaje y corriente sin afectar los parámetros de frecuencia y potencia.

En un transformador los circuitos están aislados eléctricamente, y eslabonados magnéticamente. En sistemas de potencia los transformadores se usan principalmente para cambiar el voltaje de un circuito a otro.

Un transformador está básicamente formado por un núcleo laminado (Las laminaciones son hechas de acero al silicio), rodeado por dos o más devanados; el flujo en el núcleo de acero sirve para concentrar y dirigir el flujo magnético.

En la figura 3.19 se muestran partes principales de un Transformador de Potencia:

1. Tanque conservador.
2. Tubo de Sello (de vidrio)
3. Indicador de Nivel.
4. Indicador de Flujo.
5. Indicadores de Temperatura.
6. Boquilla de alta Tensión.
7. Boquilla de baja Tensión.
8. Enfriadores o Radiadores.
9. Equipo Inertaire.
10. Apartarrayos.

11. Cambiador de Derivación.
12. Caja de engranes del de derivación.
13. Relevador Buchholz.
14. Bomba de Circulación de aceite.
15. Placa de Datos.
16. Válvulas de mariposa de paso de aceite enfriado.
17. Dispositivo de alivio.
18. Carcaza.
19. Aceite de enfriamiento.

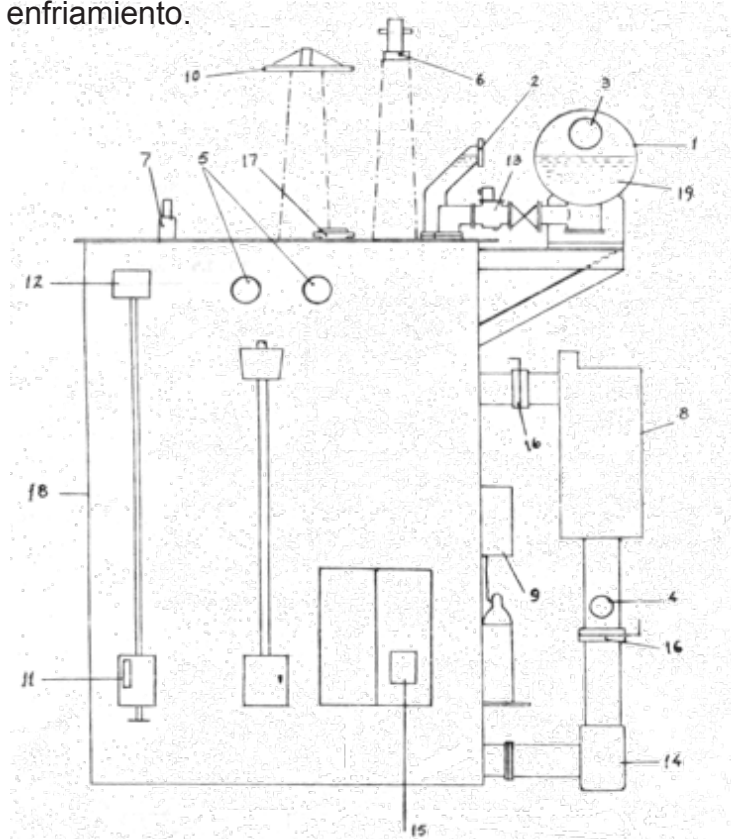


Fig. 3.19 Parte principales de un transformador

Tanque conservador: Permite la expansión del aceite por cambios de temperatura.

Tubo de Sello o Cuello de Ganso: Funciona como una válvula de sobrepresión, ya que cuenta con una mirilla, que en caso de fallo libera la presión producto de una falla interna.

Indicador de Nivel: Como su nombre lo indica, muestra el nivel de aceite del tanque y de este mismo instrumento proporciona dos contactos que pueden ser utilizados como alarmas o alguna lógica.

Bomba de Circulación de aceite: Su función, es la de hacer circular el aceite caliente de la parte inferior del tanque del transformador para que pase por los radiadores.

Indicadores de Flujo: Se encuentran a la salida de las bombas, su función es indicar la correcta dirección del flujo y puede indicar en forma indirecta si la bomba está funcionando o no.

Indicador de Temperatura: Existen dos tipos, uno indica la temperatura de aceite y otro indica la temperatura de devanado, como su nombre lo dice nos muestra la temperatura y proporcionan contactos auxiliares para alarmas, arranque del sistema de enfriamiento (Bombas, Ventiladores), y lógicas de disparo.

Enfriadores o Radiadores: Permiten disipar el calor, ya que en estos circula el aceite proveniente de las bombas y que será de nuevo depositado en la parte superior del tanque del transformador.

Boquilla de Alta Tensión: Permite la conexión con los conductores que llevaran el potencial en alta tensión, proveniente de los devanados del transformador, si se trata de un transformador elevador.

Boquilla de Baja Tensión: Permite la conexión con los conductores que traen el bajo voltaje para introducirlo a los devanados del transformador.

Apartarrayos: Evita que el transformador absorba descargas atmosféricas.

Relevador Buchholz: Relevador de flujo y gas que monitorea turbulencias o flujo al tanque conservador.

Cambiador de Derivaciones: Permite cambiar la relación de Transformación, a través de taps internos.

Equipo Inertaire: Es el encargado de evitar que el tanque del transformador absorba humedad del medio ambiente, ya que por medio de este sistema se inyecta nitrógeno a la bolsa que tiene el tanque conservador.

Dentro de los transformadores se producen variaciones de presión debido a que, la temperatura del aceite puede bajar o subir y con esto también subir o bajar el volumen.

Es necesario mantener una presión mínima de 0.5 psig, y máxima de 8 psig, dentro del tanque del transformador. Si la presión cae a menos de 0.5 psig, se deberá inyectar nitrógeno puro y seco para permitir la entrada de aire húmedo con oxígeno, (el oxígeno es un elemento que al igual que la humedad reduce la rigidez dieléctrica).

Si la presión aumentara a más de 8 psig, en el tanque del transformador se escaparía a la atmósfera junto con parte de aceite a través de la válvula de alivio.

3.2.2 Transformador de Corriente

Un transformador de corriente es un aparato cuya función es reducir a valores no peligrosos las características de corriente de un sistema eléctrico, permitiendo así el uso de aparatos de medición o relevadores que pueden manipularse sin peligro.

En condiciones normales de operación, la corriente que circula en su circuito secundario será prácticamente proporcional a la corriente primaria y estará defasada de ésta un ángulo cercano a cero.

Un transformador de corriente es un transformador que opera con su secundario en corto circuito: está formado por una o dos vueltas en su lado primario, un número elevado de vueltas en su lado secundario y un núcleo que enlaza (dona).

Esta situación es similar a la prueba de corto circuito en los transformadores comunes, la cual se caracteriza por alcanzar el valor nominal, de corriente en el secundario con un valor de voltaje pequeño en la alimentación (lado primario).

Por lo general, los bornes del lado primario (P1 y P2) se conectan en serie con el circuito que se va a monitorear, medir, o proteger. El lado secundario (bornes S1 y S2) se conecta al circuito de corriente del aparato de medición o relevador en serie.

En la figura 3.20 se muestran las partes principales de un Transformador de Corriente:

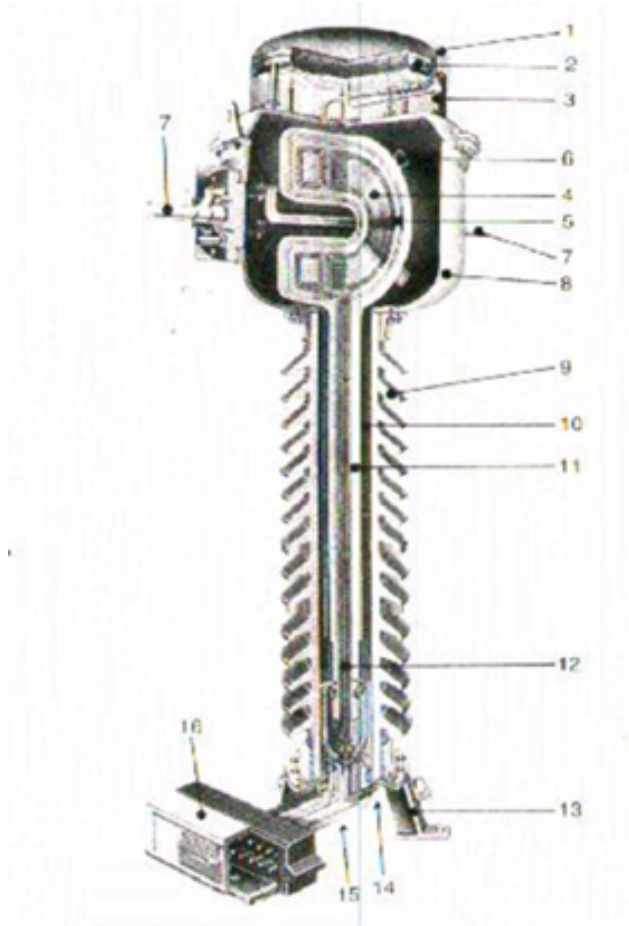


Fig. 3. 20 Transformador de Corriente

- 1.- Cubierta
- 2.- Compensador de expansión de aceite
- 3.- Indicador de nivel de aceite
- 4.- Núcleos
- 5.- Arrollamientos secundarios
- 6.- Arrollamientos secundarios
- 7.- Terminales primarias
- 8.- Cabeza metálica

- 9.- Porcelana
- 10.- Aceite
- 11.- Papel aislante
- 12.- Conductores secundarios
- 13.- Base de anclaje
- 14.- Toma medida tangente delta
- 15.- Válvula de vaciado y toma de muestra
- 16.- Caja de terminales secundarias

3.2.3 Transformadores de Potencial

Es un dispositivo primario que modifica o reduce el potencial para reflejar las condiciones primarias en magnitud y ángulo del circuito de potencia al que está conectado para llevarlo a los esquemas de protección, sincronización y señalización.

Es un transformador convencional que tiene arrollamientos primario y secundario. El arrollamiento primario está conectado al circuito de potencia ya sea entre fases o fase y tierra.

En general es un dispositivo usado para censar tensiones a través de Devanados acoplados electromagnéticamente y donde la tensión secundaria es prácticamente proporcional a la tensión primaria y con un desfaseamiento de un ángulo cercano a cero.

3.2.4 Cuchillas Desconectoras

La cuchilla o seccionador es un dispositivo que se utiliza como su nombre lo dice, para seccionar eléctricamente una instalación o circuito eléctrico de la red ya sea de un interruptor, transformador, generador, línea eléctrica, ramal o parcializar un tramo completo de línea.

Existen varios tipos y formas de seccionadores, así mismo son aplicables para cualquier voltaje.

Por ser un dispositivo de ruptura lenta, puesto que depende de la manipulación de un operario ya sea de forma remota a distancia o de forma local manual, esta ópera

por un mando motor o manual en algunos casos, por sus características debe ser utilizado siempre sin carga o en vacío. Es decir, el proceso de desconexión debe ser después de abrir el interruptor, por lo que no debe haber flujo de corriente eléctrica antes de abrir este equipo.

3.2.5 Apartarrayos

Son aparatos automáticos conectados entre la fase y la tierra, destinados a proteger las instalaciones contra las sobretensiones de origen atmosférico o producido por maniobras. Deben ser instalados en la proximidad de los equipos o instalaciones a proteger. Cuando operan conducen a tierra las ondas de sobretensión, limitando su magnitud a valores que no sean perjudiciales al aislamiento del equipo de la instalación. Esta función la realizan por medio de dos electrodos que al operar ponen en comunicación la línea con la tierra a través de una resistencia. Los más utilizados son los de óxido de zinc.

3.2.6 Interruptores de Potencia

Es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla. En algunos casos deben de tener la característica de recierre, cuando sea una función requerida por el sistema al cual se van a instalar.

Las tareas fundamentales de los interruptores son:

1. Cerrado, debe ser un conductor ideal.
2. Abierto, debe ser un aislador ideal.
3. Cerrado, debe ser capaz de interrumpir la corriente a que fue diseñado, rápidamente y en cualquier instante, sin producir sobretensiones peligrosas.
4. Abierto, debe ser capaz de cerrar rápidamente en condiciones normales y/o de falla en cualquier instante; sin producir sobretensiones peligrosas.

Se clasifican por:

- a) Medio de extinción
- b) Mecanismos de accionamiento
- c) Ubicación de las cámaras

El medio de extinción es aquel elemento del interruptor donde se desarrolla la dinámica del arco, básicamente existen tres formas de extinción que son:

1. Los interruptores en los que el arco se alarga y se enfría aumentando gradualmente su resistencia sin utilizar energía externa lo que reduce el valor de la corriente hasta que el arco desaparece o se extingue.
2. Los interruptores en los que se aprovecha la energía desprendida por el arco mismo para extinguirlo.
3. Los interruptores en los que se utiliza una energía para soplar y extinguir el arco.

El principio de operación de un interruptor es cuando los contactos se separan, se forma un arco eléctrico entre ellos, el cual está constituido de un medio gaseoso de conducción de corriente, durante el tiempo que permanezca bajo las condiciones particulares adquiridas al iniciarse la separación. Esta sección gaseosa conductora de la corriente se conoce como arco eléctrico, con la función de permitir que la corriente que abandona su trayectoria metálica en uno de sus contactos, pase a ella y nuevamente encuentre su trayectoria original en el otro contacto. Es en esta sección donde el circuito es vulnerable (pasa de conductor a aislador), ya que la corriente abandona su trayectoria metálica segura para formar un arco en el medio gaseoso, logrando que la conductividad de esta trayectoria gaseosa pueda variarse a tal grado, que la corriente deje de fluir.

CAPÍTULO 4

PROTECCIONES

4.1 Definición De Sistema De Protección

El objetivo de los sistemas de protección es interrumpir del servicio lo más rápido posible cualquier equipo del sistema de potencia que comienza a operar en una forma anormal. El propósito, es también, limitar el daño causado a los equipos de potencia, y tener fuera de servicio el equipo en falla lo más rápido posible para mantener la integridad y estabilidad del sistema eléctrico.

Dado que la estabilidad transitoria está relacionada con la habilidad que tiene el sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando está sometido a grandes perturbaciones, el comportamiento satisfactorio de los sistemas de protección es importante para asegurar la estabilidad del mismo.

4.2 Características de un sistema de protección

Para que un sistema de protección pueda realizar sus funciones en forma satisfactoria debe cumplir con las siguientes características:

4.2.1 Sensibilidad

Detectar pequeñas variaciones en el entorno del punto de equilibrio, de ajuste, o de referencia, con mínima zona muerta o de indefinición.

4.2.2 Selectividad

Detectar un tipo de anomalía en un determinado componente o equipo del sistema de potencia y no operar ante otro tipo de anomalía o ante anomalías en otros equipos.

Detectar un tipo de anomalía en un determinado componente o equipo del sistema de potencia y no operar ante otro tipo de anomalía o ante anomalías en otros equipos

4.2.3 Rapidez

Limitar la duración de las anomalías, minimizando los retardos no deseados.

4.2.4 Confiabilidad

Probabilidad de cumplir la función encargada sin fallar, durante un período de tiempo.

4.2.5 Confianza

Probabilidad de que la protección opere correctamente, o sea que opere cuando corresponde que lo haga.

4.2.6 Seguridad

Probabilidad de que la protección no opere incorrectamente, habiendo o no falla o condición anormal en el sistema eléctrico de potencia, o sea que no opere cuando no corresponda que lo haga.

Las protecciones aportan a las siguientes características deseables en un sistema de potencia:

- a) **Su disponibilidad** (porcentaje del tiempo estipulado, en que el equipo o parte del sistema de potencia está disponible para ser operado o utilizado)
- b) **La confiabilidad** (probabilidad de que un equipo o sistema pueda operar sin fallas durante un tiempo estipulado)
- c) **La estabilidad** (capacidad de recuperar un estado estable de operación, caracterizado por la operación sincrónica de los generadores, luego de una perturbación)

4.3 Protecciones principales y protecciones de respaldo

Hay dos razones por las cuales se deben instalar protecciones de respaldo en un sistema de potencia. La primera es para asegurar que en caso de que la protección principal falle en despejar una falla, la protección de respaldo lo haga. La segunda es para proteger aquellas partes del sistema de potencia en donde la protección principal no protege, debido a la ubicación de sus transformadores de medida.

La necesidad de respaldo remoto, respaldo local o falla interruptor dependen de la consecuencia de esa falla para el sistema de potencia.

- a) **Respaldo remoto:** Las protecciones de respaldo remoto se ubican en las estaciones adyacentes o remotas.
- b) **Respaldo local y falla interruptor:** El respaldo local está ubicado en la misma estación.

El objetivo de las protecciones de respaldo es abrir todas las fuentes de alimentación a una falla no despejada en el sistema. Para realizar esto en forma eficiente las protecciones de respaldo deben:

1. Reconocer la existencia de todas las fallas que ocurren dentro de su zona de protección.
2. Detectar cualquier elemento en falla en la cadena de protecciones, incluyendo los interruptores.
Iniciar el disparo en una mínima cantidad de interruptores necesarios para eliminar la falla.
3. Operar lo suficientemente rápido para mantener la estabilidad del sistema, prevenir que los equipos se dañen y mantener la continuidad del servicio.

En la tabla 4.1 se enlistan y describen los dispositivos y relevadores establecidos y que son utilizados dentro de la subestación Estadio.

ANSI	DESCRIPCIÓN
21	Relevador de distancia
25	Relevador de sincronismo
27	Relevador de bajo voltaje
49	Relevador térmico de máquinas o transformadores
50	Relevador instantáneo de sobre corriente
51	Relevador de sobre corriente alterna con retardo de tiempo
52	Relevador de potencia de corriente alterna
59	Relevador de sobre voltaje
63	Relevador de presión o flujo de líquidos o gases
67	Relevador direccional de sobre corriente alterna
68	Relevador de bloqueo de disparo o cierre
79	Relevador de recierre de corriente alterna

81	Relevador de frecuencia
86	Relevador de bloqueo sostenido de reposición manual
87	Relevador de protección diferencial.

Tabla 4.1: Números de los principales dispositivos y descripción de relevadores establecidos por la norma IEEE C37.2-1979

En la tabla 4.2 se enlistan las protecciones primarias que en primera instancia deben de operar y deben de operar en caso de falla.

PROTECCIONES PRIMARIAS		RESTABLECER
87T	Transformador	De forma manual, girar la manigueta de la 87T correspondiente, pasándola de ABIERTO a RESTABLECER
87L, 21/21N, 85L	Línea de Transmisión	Directamente en el equipo de protección sea 87L, 21/21N o 85L, pulsar botón RESET hasta que la alarma en el display desaparezca
50/51	Alimentadores de 23 kV	Directamente en el equipo de protección sea 50/51 correspondiente, pulsar botón RESET hasta que la alarma en el display desaparezca
87B, 86B	Bus	De forma manual , girar la manigueta de la 86 a reset lado derecho
50/51	Banco de Capacitores	Directamente en el equipo de protección sea 50/51, pulsar botón RESET hasta que la alarma en el display desaparezca

Tabla 4.2 Protecciones Primarias

En la siguiente tabla 4.3 se enlistan las protecciones secundarias que en caso de que no llegara a opera una protección primaria estas operaran.

PROTECCIONES SECUNDARIAS		RESTABLECER
51H, 51NT, 51T, 50 FI	Transformador	Directamente en el equipo de protección botón target reset
67/67N, 50FI	Línea de Transmisión	Directamente en el equipo de protección botón escape

Tabla 4.3 Protecciones Secundarias

Para la tabla 4.4 se enlistan las protecciones adicionales que como su nombre lo indica son adicionales a las protecciones primarias y secundarias, estas son para tener más confiabilidad.

PROTECCIONES ADICIONALES		RESTABLECER
79, 25/27	Línea de Transmisión	De forma manual , girar la perilla desbloqueo – bloqueo
79	Alimentadores de 23 kV	Directamente en el equipo de protección sea 79 correspondiente, pulsar botón RESET hasta que la alarma en el display desaparezca.
PROTECCIONES MECÁNICAS		RESTABLECER
63, 49	Transformador	Con anterioridad haciendo todos los procedimientos mencionados y una vez que este para normalizar. Directamente en el equipo de protección sea el correspondiente, pulsar botón RESET hasta que la alarma en el display desaparezca.

Tabla 4.4: Protecciones Adicionales

4.4 Protecciones De Transformadores

La finalidad de un sistema de protección es preservar y mantener la continuidad del servicio que proporciona un sistema eléctrico de potencia. Para lograrlo, los elementos de la protección actuarán cuando se presente una falla, para separar y aislar el equipo dañado del resto del sistema. Así, el sistema podrá continuar prestando servicio.

En la tabla 4.5 se enlistaran las protecciones con las cuales cuenta cada transformador de la subestación Estadio.

Los elementos de que se vale la protección son básicamente: relevadores, interruptores, transformadores de corriente y transformadores de potencial. Los interruptores están colocados adecuadamente para separar un elemento o en un caso extremo, todo un conjunto de elementos del sistema de potencia.

EQUIPO	RELE.	MARCA	SERIE	MODELO O TIPO	TAB.
T-001	87T	ZIV	90859	8IDV	TRAFO. EST-T1 (T221-A) 230/23
	51H/51NTH	SEL	2000095070	SEL-501-2	
	50 FI	SEL	2000334030	352	
	50 FI	SEL	2000334082	352	
T-002	87T	ZIV	90940	8IDV	TRAFO. EST-T2 (T221-B) 230/23
	51H/51NTH	SEL	2000095084	SEL-501-2	
	50 FI	SEL	2000091070	352	
	50 FI	SEL	2001201048	352	
T-003	87T	ZIV	90861	8IDV	TRAFO. EST-T3 (T221-C) 230/23
	51H/51NTH	SEL	2000095065	SEL-501-2	
T-004	87T	ARTECH E	3630015	PD250-H04Z1BUB04	TRAFO. EST-T4 (T221-D) 230/23
	50/51	SEL	2000095017	SEL-351	
	50TT	ARTECH E	8290004	PL50IM-Z0104D/O	
	50FI	ARTECH E	8320054	PL300	

Tabla 4.5 Tableros de Protecciones para Transformadores

En la siguiente figura 4.1 se muestra el tablero de protección del transformador EST-T1, sus relevadores los cuales son los que operan con falla y en su display se pueden ver las corrientes de falla y protecciones operadas. Este mismo caso se presenta para las figuras 4.2, 4.3 y 4.4 los cuales son los tableros correspondientes para los bancos EST-T2, EST-T3 y EST-T4.

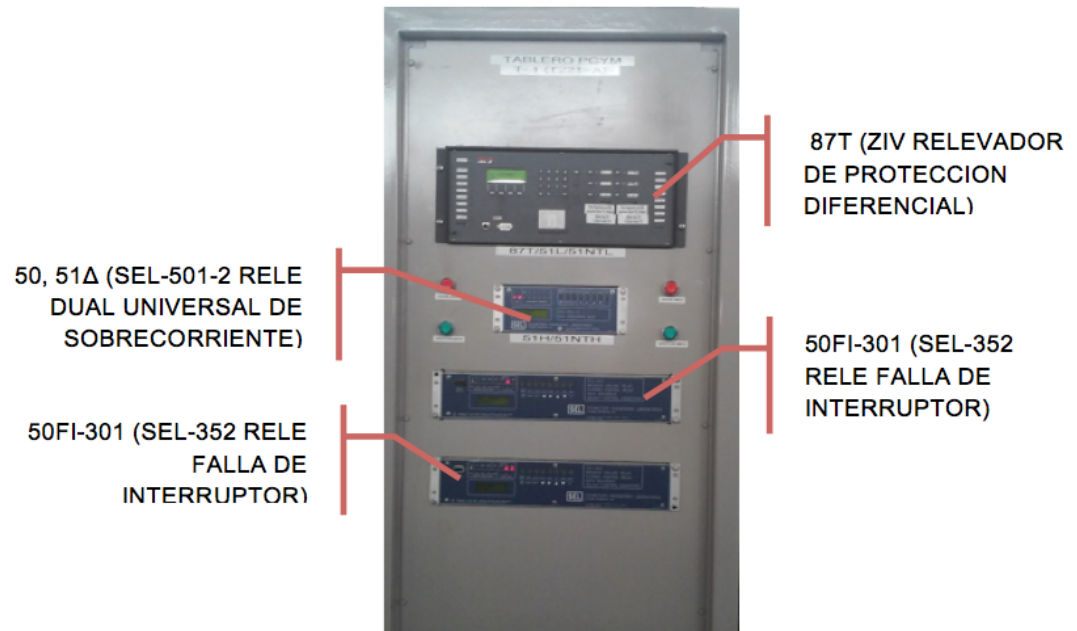


Fig. 4.1 Esquema de protección del transformador est-t1 230/23 kv

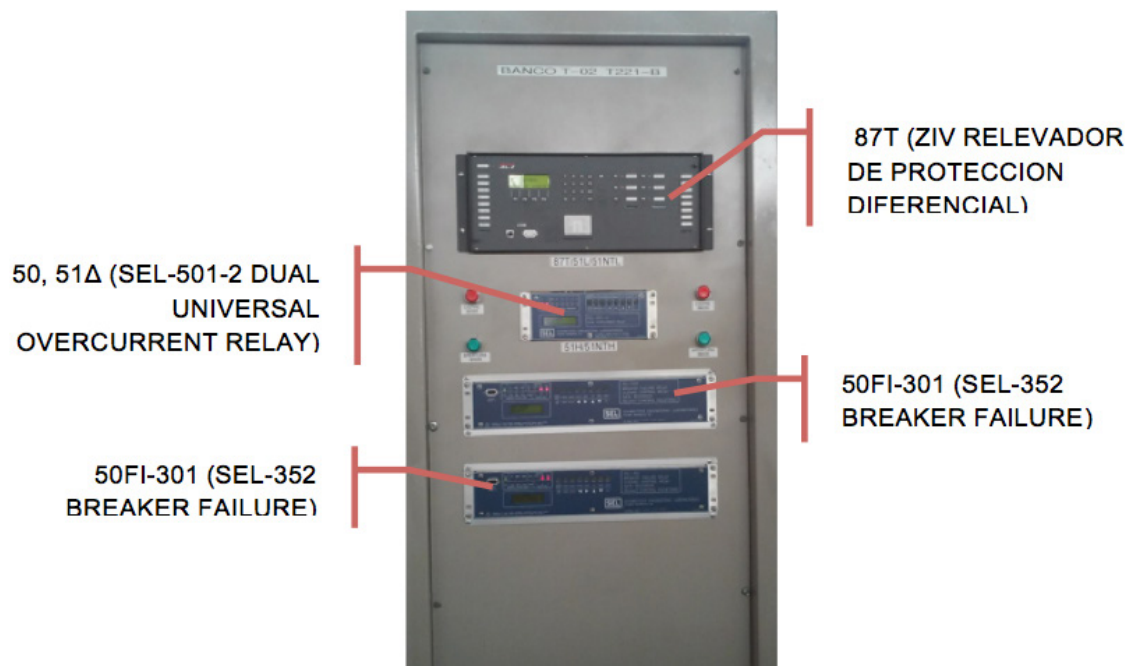


Fig. 4.2 Esquema de protecciones transformador est-t2 230/23 kv

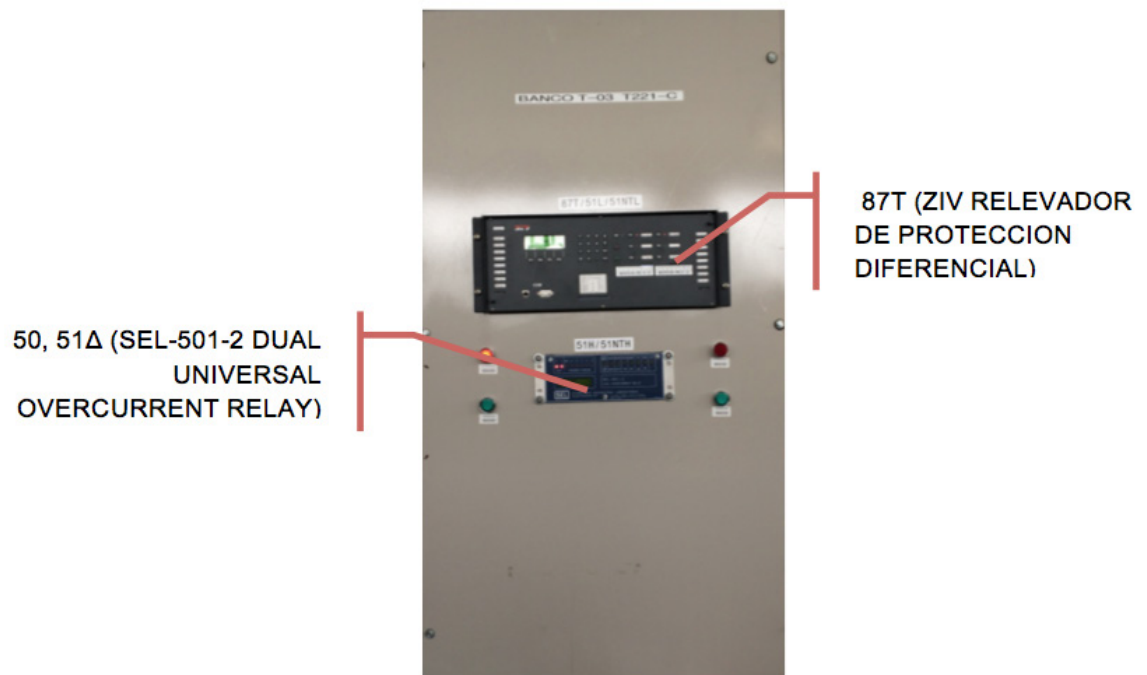


Fig. 4.3 Esquema de protecciones transformador est-t3 230/23 kv



Fig. 4.4 Esquema de protecciones transformador est-t4 230/23 kv

4.5 Protección Diferencial 87T

El relevador 87T que es una protección diferencial del transformador, es un dispositivo microprocesador de protección contra cortocircuitos internos del transformador que se conecta a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (TC's) situados en ambos lados del elemento transformador y su principio se basa en comparar la magnitud y ángulo de fase de las corrientes que entran y salen del transformador de potencia por medios de sus TC's de alta y baja (Fig. 4.5).

En condición normal de operación siempre habrá igualdad de magnitudes de corrientes en donde las corrientes que llegan al ajuste de operación del 87 se anulan dando cero corriente en su bobina de operación, es decir no habrá diferencia de corriente que hagan operar a la protección diferencial.

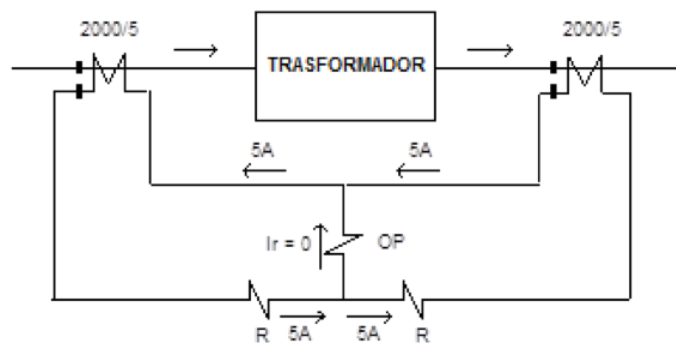


Fig. 4.5: Esquema Diferencial de Transformador 87T

Sucede el mismo caso cuando existen fallas externas al transformador pero cualquier falla que ocurra dentro de la zona de protección provocará una corriente diferencial que hará operar el 87T.

Al disparar este relevador se energiza un relevador auxiliar 86 de contactos múltiples y de reposición manual que tiene los contactos necesarios para disparar el interruptor y bloquear el cierre de los mismos de manera que eviten un cierre imprudencial.

Este relevador cuenta con elementos de sobrecorriente de fases para detectar cortocircuitos internos y/o externos y también de neutro para identificar fallas a tierra, cuenta con valores de ajuste de temperatura para sobrecargas, elementos de sobretensión y variaciones de frecuencia. Los ajustes del pick-up de los elementos de sobrecorriente y la característica de operación son independientes del ajuste del elemento diferencial. La mayoría de los elementos pueden ser controlados en el momento de operación.

Las pruebas que se realizan a esta protección para la verificación de su óptimo funcionamiento son:

- a) Simular en condiciones normales de carga y observando que el relevador no llegue a operar verificando sus mediciones balanceadas y la nula presencia de corriente diferencial, así como el cableado a través de los fasores que da como dato el propio relevador y en caso de existir alguna mala conexión al momento de simular las condiciones normales se generan corrientes de secuencia negativa y errores en los ángulos de las corrientes del lado de alta y baja las cuales pueden provocar operaciones incorrectas en el relevador.
- b) Simular condiciones de falla y ver la operación del relevador y su corriente diferencial, verificar la prueba de la característica de la pendiente del relevador a través de una librería del software de un equipo de prueba, la cual lo hace en forma automática llenando correctamente los datos de ajuste solicitados por el programa.

En las figuras 4.6 y 4.7 se muestran los relevadores de protección diferencial de los transformadores EST-T1, EST-T2 y EST-T3 los cuales cuentan con un relevador ZIV, para el transformador EST-T4 se tiene un relevador Arteché.



Fig. 4.6 Relevador de Protección Diferencial ZIV 387 8IDV (Protección 87T, EST-T1, EST-T2 Y EST-T3)

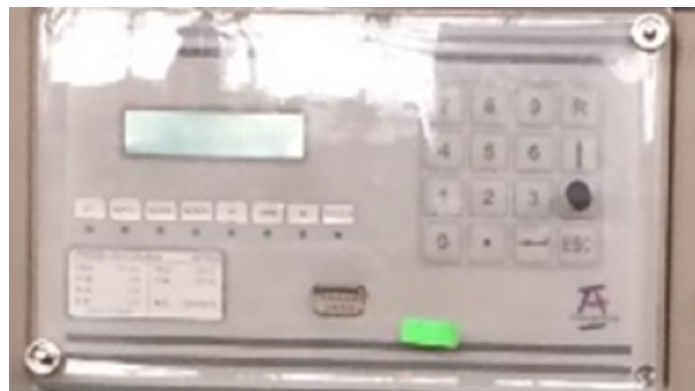


Fig. 4.7: Relevador de Protección Diferencial TEAM-ARTECHE PD250 (EST-T4)

4.5.1 Revisión de relevadores Diferencial de Transformadores

En estas figuras 4.8 y 4.9 se describen las maneras en las cuales se puede visualizar las operaciones de los relevadores diferenciales y tener una interpretación en caso de falla.



Fig. 4.8 Relevador diferencial ZIV (EST-T1, EST-T2 Y EST-T3)

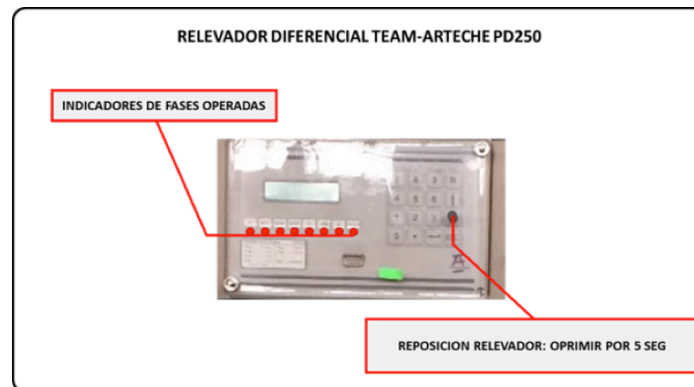


Fig. 4.9 Relevador diferencial SEL-587

4.6 Protección Sobrecorriente de Transformadores

Se utiliza como protección de respaldo para transformadores y líneas de transmisión. Esto debido a sus características de simplicidad, seguridad y confiabilidad.

Una falla en el sistema eléctrico de potencia externa a los transformadores, puede dañarlos si no se libra rápidamente, ya que una falla puede sobrecargar un transformador. En las figuras 4.10 y 4.11 se muestran los relevadores de sobrecorriente de los transformadores EST-T1, EST-T2, EST-T3 y EST-T4

Para esto se emplean relevadores de sobrecorriente para aislar el transformador de la línea o alimentador con fallado, antes de que el transformador resulte dañado.

En transformadores pequeños, los relevadores pueden proteger también contra fallas internas; en transformadores grandes, los relevadores de sobrecorriente pueden emplearse para proporcionar protección de respaldo a relevadores diferenciales y de presión.

Los relevadores de sobrecorriente pueden proporcionar un esquema de protección económico, simple y confiable para transformadores; sin embargo, no es posible usar ajustes sensibles dicho esquema proporciona protección limitada para fallas internas en el transformador. La insensibilidad del relevador es resultado del alto pick-up, el cual es necesario para permitir utilizar la capacidad de sobrecarga del transformador.

La operación rápida no es posible puesto que los relevadores 51 del transformador se deben de coordinar con protecciones similares de líneas tanto del lado de alta tensión, como de baja tensión del transformador. En términos generales, cuando se emplean relevadores 51 como protección primaria es de esperar un daño considerable cuando se presenten fallas internas.

Para las fallas a tierra también se utilizan relevadores de sobrecorriente en conexión diferencial o directamente toman la señal del transformador de corriente ubicado en el neutro del banco de transformación, la conexión del relevador 51N depende de las condiciones de la ubicación de los transformadores de corriente, las conexiones de los transformadores de potencia, las fuentes de secuencia cero, etc.



Fig. 4.10 Relevador de Sobrecorriente direccional y Recierre.

(Mod. SEL-351 para EST-T4 Protecciones 50/51 de alta)



Fig. 4.11 Relevador de sobrecorriente dual.

(Mod. SEL-501-2 para T-001, T-002, T-003 de S.E. EST Protecciones 50/51 Delta)

4.6.1 Revisión de Relevadores de Sobrecorriente de Transformadores

Para el caso de las imágenes 4.12 y 4.13 se muestran los relevadores de sobrecorriente de los transformadores y la manera de interpretar las fallas de una forma rápida

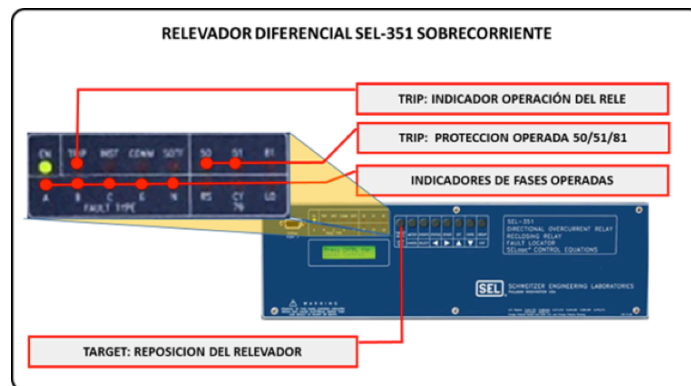


Fig. 4.12 Relevador Diferencial SEL-351 sobrecorriente (EST-T1 y EST-T2)



Fig. 4.13 Relevador de sobrecorriente SEL-501-2 (EST-T1, EST-T2 y EST-T3)

4.7 Protección de Líneas de Transmisión

El elemento más susceptible en una red eléctrica es la línea de transmisión, ya que está expuesta, por su longitud y sitios por donde atraviesa, a las condiciones climatológicas y ambientales adversas.

El 95 % de las fallas ocurren en una de las fases a tierra, bien por descargas atmosféricas, por problemas de aislamiento, como contaminación, por problemas de hilo

de guarda y conductores caídos.

4.7.1 Requerimientos Para La Protección De Línea:

- a) Deberá ser selectiva, operar únicamente la protección del tramo de la línea afectada por la falla.
- b) Deberá ser de operación rápida.
- c) Deberá tener flexibilidad para que pueda seguir operando debidamente aun con los cambios en la configuración del sistema de potencia.

Uno de los aspectos importante del estudio de la estabilidad transitoria es la evaluación del comportamiento de los sistemas de protección durante el período transitorio, particularmente los relés de protección utilizados en las líneas de transmisión.

4.7.2 Factores que se deben tener en cuenta al momento de elegir el sistema de protección para una línea de transmisión:

- a) Tipo de circuito: cable, línea aérea, una línea, líneas en paralelo, etc.
- b) Función e importancia de la línea: Qué efecto tiene la línea en la continuidad del servicio, tiempo que se requieren para despejar una falla, nivel de tensión.
- c) Otros requerimientos: compatibilidad con el equipamiento existente en las líneas y sistemas adyacentes.

4.7.3 Protecciones usadas para proteger las líneas o cables de transmisión.

- a) Relé de sobrecorriente
- b) Relé diferencial de línea
- c) Relé de distancia
- d) Relé de distancia con comunicación

A continuación en la tabla 4.6 se muestra el inventario de los relevadores que se encuentran instalados en las líneas de la subestación.

EQUIPO	RELE	MARCA	SERIE	MODELO TIPO	Ó TAB.
93560	21/67N	SEL	2004089167	SEL-311L	EST-93560-BRN
	50FI	SEL	2002051050	SEL-352	EST-93560-BRN
	87L/67N	SIEMENS	BF100110099	7SD522	EST-93560-BRN
93720	87L	SEL	2004090128	SEL-311L	EST-93720-DVA
	67/67N	SEL	2000095016	SEL-351	EST-93720-DVA

Tabla 4.6 Tableros de Protecciones para Líneas

En la 4.14 y 4.15 se muestran los relevadores que se encuentran instalados en los tableros de protección de las líneas EST-93560-BRN y EST-93720-DVA.



Fig. 4.14 Línea de transmisión est-93560-brn 230 kv



Fig. 4.15 Línea de Transmisión EST-93720-DVA 230 KV

4.7.4 Protección Diferencial de Línea 87L

Todas las técnicas diferenciales confían en el hecho que bajo condiciones normales, la suma de las corrientes que entran en cada fase de una línea de transmisión es igual a la corriente de carga para esa fase. Más allá del principio diferencial fundamental, las tres consideraciones técnicas más importantes son;

- La consolidación de datos
- La característica de restricción
- Verificación de datos en la sincronización.

Los relevadores que se tienen para la protección diferencial de línea, son relevadores digitales con una interface de comunicación (por lo general por fibra óptica) el relevador (Fig.4.16 y Fig.17) hace la medición de la corriente local por medio de las señales que toma de los transformadores de corriente y a través del canal de comunicación recibe la información de la magnitud y desfase de la corriente del extremo remoto, haciendo la comparación en magnitud y ángulo de ambas corrientes. Si el nivel de corriente diferencial alcanza el valor de ajuste estos relevadores pueden operar en un tiempo de 0.5 a 1.0 ciclo.

En caso de que se pierda el canal de comunicación el relevador se bloquea para dar paso a otras características de operación, que por lo general se transforman en esquemas de protección de distancia.



Fig. 4.16 Relevador 87I sel-311, (est-93720-dva).



Fig. 4.17 Relevador 87I siemens 7sd52 (est-93560-brn)

4.7.5 Revisión de Relevadores de Diferencial de Líneas.

En la figuras 4.18 y 4.19 se muestra la manera en como se visualiza cuando el relevador opera por falla.



Fig. 4.18: Relevador diferencial de línea sel-311l (est-93720-dva)

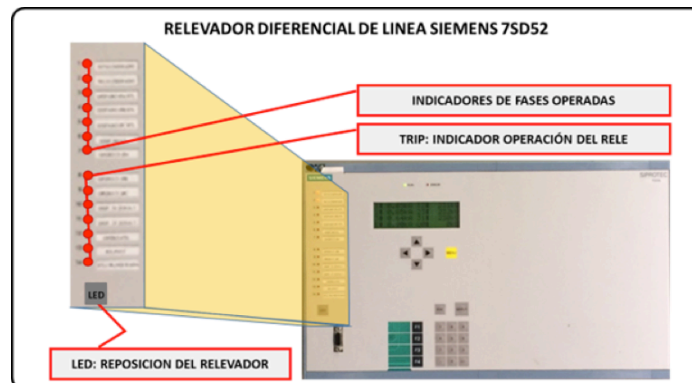


Fig. 4.19 Relevador diferencial de línea siemens 7sd52 (est-93720-brn)

4.8 Protección Diferencial 67

Para estos esquemas para detectar fallas dentro de la línea que protegen, comparan el flujo de potencia en ambas terminales. Para fallas internas la potencia (corriente) que entra a la línea por ambos extremos, se tiene un disparo simultáneo de alta velocidad.

En fallas externas la información de que una de las corrientes fluye hacia afuera de la línea, es utilizada para bloquear el disparo en ambos extremos.

Estos esquemas de comparación direccional, trabajan con detectores que miden magnitudes de falla de secuencia positiva y detectores direccionales de sobrecorriente de secuencia negativa, de aquí comparan la dirección donde se encuentra la falla.

Estos detectores trabajan en conjunto con las características de operación y de bloqueo. Las cuales van a determinar si la falla está dentro o fuera de la zona de operación del relevador.

El relevador al detectar que la falla se encuentra dentro de la línea, en ambos extremos actúa de acuerdo a las características de distancia de fase o las unidades de sobrecorriente para fallas a tierra dependiendo del tipo de falla y se transmite una señal por el canal de comunicación para confirmar al otro extremo que la falla es interna. (Fig. 4.20 y 4.21).



Fig. 4.20 Relevador 67I direccional de sobrecorriente sel-351 (est-93720-dva)



Fig. 4.21 Relevador 21/21n/67n sel-311, (est-93560-brn)

4.8.1 Revisión de Relevadores Direccionales de Líneas.

Se mostrara en la figura 4.22 y 4.23 la forma en la cual se visualiza la operación de estos relevadores.

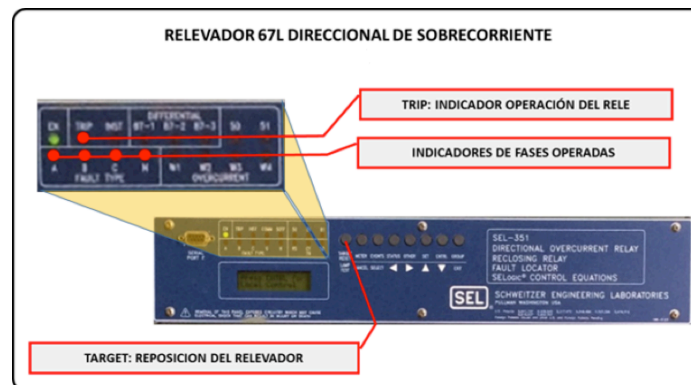


Fig. 4.22 Relevador 67I de protección direccional (est-93720-dva)

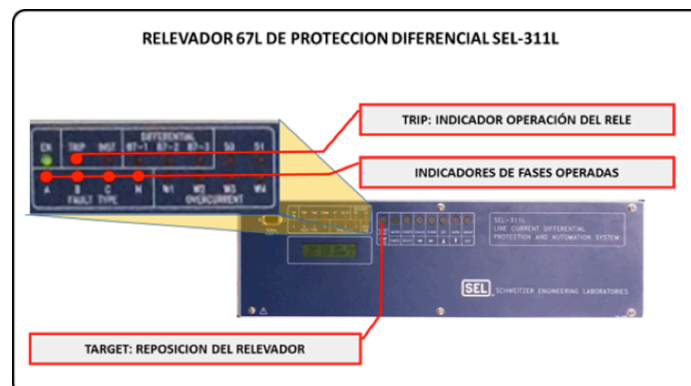


Fig. 4.23 Relevador 67I de proteccion diferencial (est-93560-brn)

4.9 Protección Diferencial de Barras 87B

La protección diferencial (87B) es el método de protección de bus más confiable. El relevador diferencial se conecta a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente situados a ambos lados del elemento a proteger, se basa en el principio de comparación de la magnitud y ángulo de fase de las corrientes que entran y salen de una determinada zona de operación.

Cuando la corriente diferencial sobrepasa un determinado porcentaje regulable de la corriente total que circula a través del elemento a proteger, se energiza la bobina de operación del relevador mandando el disparo a través de un relevador auxiliar de contactos múltiples y reposición manual, que cuentan con los contactos que se emplean para disparar todos los interruptores conectados a la barra con falla.

En la tabla 4.7 se enlistan los relevadores instalados en la subestación y que protegen las barras de algunas falla, de igual manera en la figura 4.24 se muestra la protección diferencial que se tiene instalada para proteger los buses de 230 kV.

EQUIPO	RELE	MARCA	SERIE	MODELO
230KV B1-1	87B	SEL	1122720360	SEL-487B
230KV B1-2	87B	SEL	1122720359	SEL-487B
230KV B1-3	87B	SEL	1122720358	SEL-487B

Tabla 4.7 Tableros de protecciones para buses

En la figura 4.24 se ilustra la forma en cual se visualizan los indicadores del relevador y para qué sirve cada uno de ellos.



Fig. 4.24: Relevador diferencial de barras sel-481b (b1 y b2 de 230kv)

4.9.1 Revisión de Relevador Diferencial de Barras

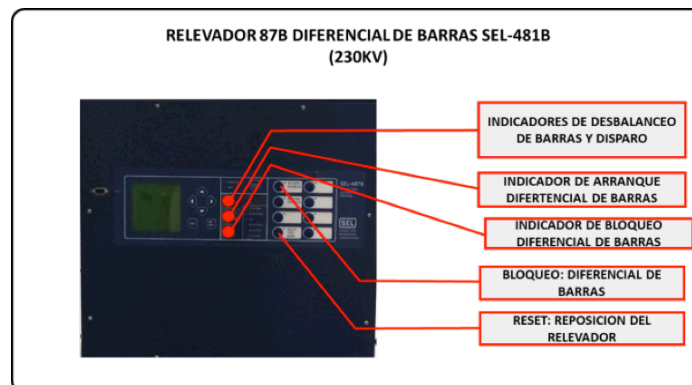


Fig. 4.25 Relevador diferencial de barras sel-481b (b1 y b2 de 230kv)

está calibrada para operar al instante si los valores de amperaje rebasan un valor previamente establecido (aproximadamente de 3.5 a 4 veces la corriente nominal permitida).

El relevador 59 (figura 4.27) opera con un sobrevoltaje en el sistema, esto ocurre cuando se funden los fusibles por alguna falla. En la tabla 4.8 se enlistan las protecciones de sobrecorriente y sobrevoltaje que se encuentran instaladas en cada banco de capacitores de la subestación Estadio.

EQUIPO	RELE	MARCA	SERIE	MODELO
C-001 (55010)	59	GE	224368	5033B210G00C
	59	GE	224348	5033B210G00C
	50/51	SEL	96120040	SEL-501
C-002 (55020)	59	GE	224408	5033B210G00C
	59	GE	224396	5033B210G00C
	50/51	SEL	97170031	SEL-501
C-003 (55030)	59	GE	224340	5033B210G00C
	59	GE	224364	5033B210G00C
	50/51	SEL	96120036	SEL-501
C-004 (55040)	59	ARTECHE	3330066	PL50
	50/51	SEL	20000097087	SEL-501
	59	ARTECHE	3330118	PL50

Tabla 4.8 Tableros de protecciones para bancos de capacitores



Fig. 4.26 Relevador de sobrecorriente dual.
(Mod. Sel-501-2 para est-c1, est-c2, est-c3 y est-c4)



Fig. 4.27 Relevador de sobre voltaje 59 para est-c1, est-c2, est-c3 y est-c4

En la figura 4.27 se muestra una brevemente los indicadores del relevador SEL-501 cuando este llega a operar. Asi mismo en la figura 4.28 se muestran los medidores de los bancos de capacitores.

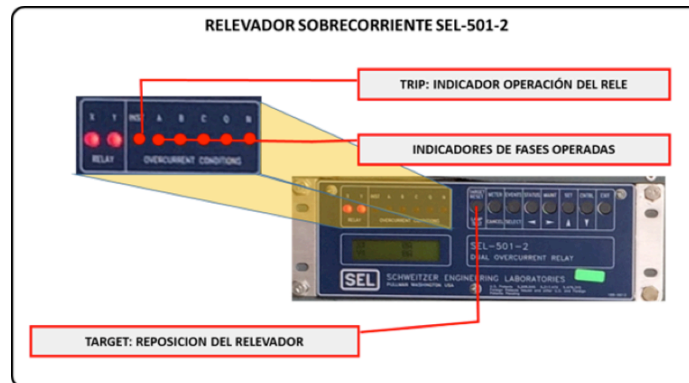


Fig. 4.28 Relevador de sobre corriente dual



Fig. 4.29 Medidor (mod. Sel-501-2 para est-c1, est-c2, est-c3 y est-c4

4.11 Protección de alimentadores 23 KV

En seguida se enlistan en la tabla 4.9 las protecciones que se encuentran instaladas en cada alimentador de 23 kV.

EQUIPO	RELE	MARCA	SERIE	MODELO
53015	50/51	SEL	2002191033	SEL-351
53025	50/51	SEL	2002212064	SEL-351
53035	50/51	SEL	2002114176	SEL-351
53045	50/51	SEL	2002114172	SEL-351
53010	50/51	SEL	2004091110	SEL-351
53050	50/51	SEL	2008295139	SEL-351
53020	50/51	SEL	2000333033	SEL-351
53060	50/51	SEL	2000333018	SEL-351
53090	50/51	SEL	2004091103	SEL-351
53070	50/51	SEL	98099052	SEL-351
530A0	50/51	SEL	2004091091	SEL-351
53080	50/51	SEL	2004091105	SEL-351
530B0	50/51	SEL	2000101016	SEL-351
53030	50/51	SEL	2004091079	SEL-351
53040	50/51	SEL	2010250224	SEL-351A
530C0	50/51	SEL	2008246179	SEL-351

Tabla 4.9 Tableros de protección para alimentadores de 23 kv

Los relevadores SEL-351 (figura 4.30) son los relevadores que se encuentran instalados en los alimentadores de 23 kV, actúan como protección de sobre corriente instantáneos y de tiempo. En la figura 4.31 se muestra la forma en la cual se pueden observar los indicadores de este relevador para su interpretación en caso de falla.



Fig.4.30 Relevador 50/51 direccional de sobrecorriente sel-351

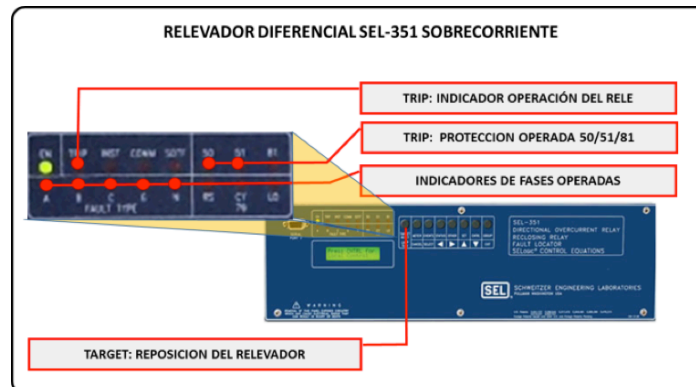


Fig. 4.31 Relevador 50/51 direccional de sobrecorriente sel-351

4.12 Registrador de Eventos o Disturbios de 230 KV (PMU)

En los equipos que se tienen instalados para monitorear las condiciones de las líneas de transmisión de 400KV y 230 KV, Transformadores, bajo condiciones de falla, los registradores de disturbios son los encargados de grabar las condiciones eléctricas bajo una falla, esto es, graba instantes antes de la falla, momento de la falla y condiciones posteriores a la falla. En los registradores de disturbios encontramos la pre-falla, falla y post-falla. (figura 4.32 se muestra una oscilografía de un registrador)

Además de las condiciones eléctricas de los equipos monitoreados los registradores de disturbios tienen la capacidad de grabar las condiciones de los estados de interruptor de potencia, es decir nos muestra el tiempo desde que recibe la orden de disparo hasta que éste libra la falla. De igual forma tiene la capacidad de grabar los tiempos de operación de las protecciones, ordenes de disparo y operación de relevadores auxiliares.

Todas éstas condiciones en conjunto son de gran utilidad para realizar un análisis

completo del tipo de falla ocurrido, arrojando resultados para determinar la fase o fases con falla, distancia a la que ocurrió la falla, algunas condiciones de operación de los relevadores de protección, tiempos de apertura de interruptores y ordenes de disparo a los interruptores de potencia. Estos datos son de gran utilidad sobre todo como apoyo al departamento de Líneas de Transmisión, ya que es más fácil determinar el punto donde se originó la falla y poder sustituir el aislamiento correspondiente en caso de que este se halla contaminado.

En la actualidad con la instalación de los GPS se tendrán sincronizados tanto los relevadores como los registradores de disturbios, con esto se logra que los registros tengan el mismo horario y se comparan entre sí. Esta es una gran herramienta para un análisis muy completo de las fallas. . En las figuras 4.33 y 4.34 se muestran los registradores de disturbios que se tienen instalados en la subestación Estadio.

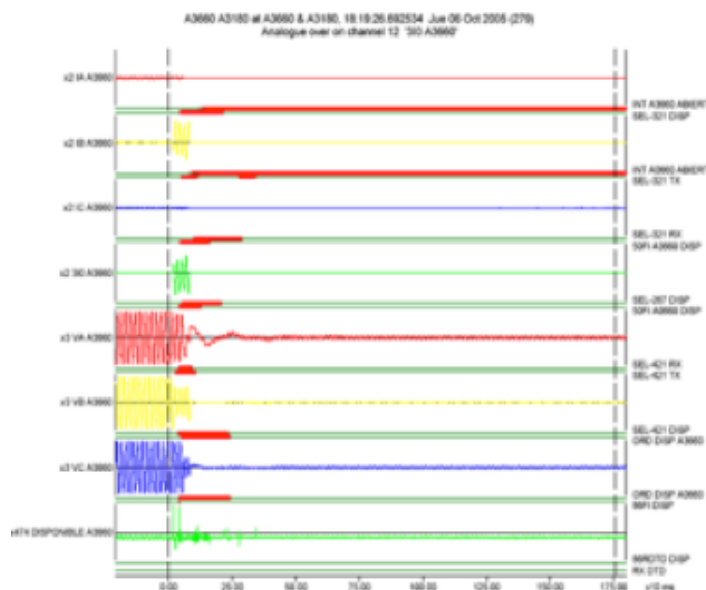


Fig. 4.32 Ejemplo de la oscilografía que se obtiene de los registros de disturbios

4.12.1 Equipos instalados en la subestación

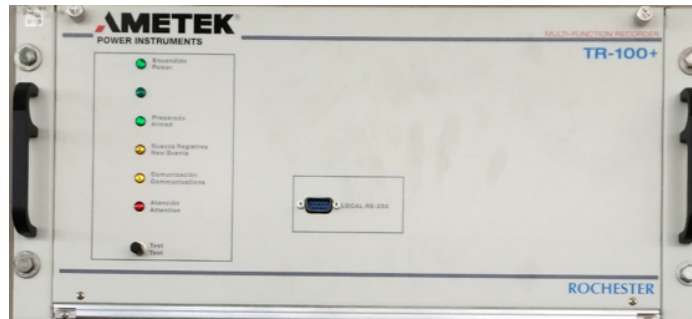


Fig. 4.33 Ametek registrador de disturbios pmu modelo tr-100+.



Fig. 4.34 Qualitrol registrador de fallas modelo: tws fl-8

CAPÍTULO 5

CONTROL

5.1 Departamento de Control

El departamento de control se encarga de obtener toda la información de los equipos eléctricos primario, equipo de protecciones, comunicaciones para ser monitoreada a través de unidades terminales remotas.

La obtención de la información puede ser de manera digital, o analógica a través de un sistema SCADA y proveer el medio para la conexión con los diferentes centros de despacho de energía eléctrica CENACE. El llevar a cabo la instalación de un Sistema de Control Supervisorio en las instalaciones de CFE otorga claramente al personal operativo las siguientes ventajas:

- Libera al hombre de tareas complicadas, repetitivas ó peligrosas.
- Disminuye errores humanos.
- Logra que el proceso eléctrico se opere de manera óptima.
- Abarata los costos de Operación.
- Centraliza información confiable y oportuna para que el operador tome decisiones adecuadas.

5.2 Comunicaciones del Servidor Scada

El SICLE es monitoreado a través de las maestras de Marca ABB para la Gerencia de Control Regional de Transmisión Central, Zona de Operación de Transmisión Toluca, Marca SEL para el Centro de Control de Distribución Toluca; así como de Marca OSI – del Sistema MONARCH, en tiempo real, que permite monitorear remotamente las subestaciones como los estados, indicaciones, eventos y mediciones de los equipos que se encuentran.

5.3 Control Supervisorio (Sistema Scada)

Un Sistema SCADA, se compone de Uniddes Terminales Remotas (UTR's), y Uni-

dades Terminales Maestra (UTM's), así como un medio de Comunicación entre estas. La UTM es la encargada de preguntar por los estados de Interruptores Cuchillas, Mediciones así como Dispositivos inteligentes (DEI's) a cada una de las UTR's y si es el caso también hacer Mandos en dispositivos como: Interruptores, cuchillas, cambiadores de taps.

En el caso de las redes eléctricas, se requiere del supervisorio para monitorear las condiciones de la red y así mismo poder dirigir señales de mando a los dispositivos a controlar por medio de estaciones remotas ubicadas en las subestaciones y centrales generadoras, ya que estos sitios están geográficamente dispersos y se requiere de sistemas de comunicaciones para concentrar toda esta información en un centro de control situado en un lugar estratégico.

En este centro de control, un sistema de cómputo se encarga del procesamiento, almacenamiento y presentación de la información al operador.

5.3.1 Unidad Terminal Maestra (UTM)

Es el conjunto de hardware, software, sistema de comunicaciones y mobiliario que se encuentra en las Gerencias de Control y Zonas de Operación de Transmisión, cuya función es monitorear, concentrar y procesar toda la información proveniente de las subestaciones eléctricas para operar el sistema eléctrico con la mayor eficiencia posible. En la figura 5.1 se ilustra la conexión a nivel superior de la subestación Estadio.

En el Nivel Supervisorio los sistemas antes mencionados, efectúan tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como tratamiento de datos y control de procesos.

La comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo se ejecuta normalmente en tiempo real y están diseñados para dar al operador la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos de manera remota.

Actualmente se manejan dos software a nivel supervisorio para el control remoto en circuitos de 230 kV y 23 kV:

MONARCH: Utilizado por C.F.E. (con su respectiva nomenclatura)

SITRACEN: Utilizado por C.F.E. (con su respectiva nomenclatura)

ZOTT: Utilizado por C.F.E. (con su respectiva nomenclatura)

CCD: Utilizado por C.F.E. (con su respectiva nomenclatura)



Fig. 5.1 Topología generica de conexión a nivel supervisorio s.e estadio.

5.3.2 Servidor Scada

Es un equipo constituido por módulos de control con capacidad de enlace entre equipos eléctricos principales (interruptores, cuchillas, transformadores, relevadores de protección), acceso a parámetros de medición, protección y control, así como controlar y supervisar el estado de los equipos instalados en una subestación vía remota, estableciendo enlace a los diversos equipos de control a nivel superior. En las figuras 5.2 y 5.3 se muestran los servidores scada con vista frontal y trasera de sus componentes.

La D400, se encarga de recopilar información, de cada uno de los MCAD's de campo.

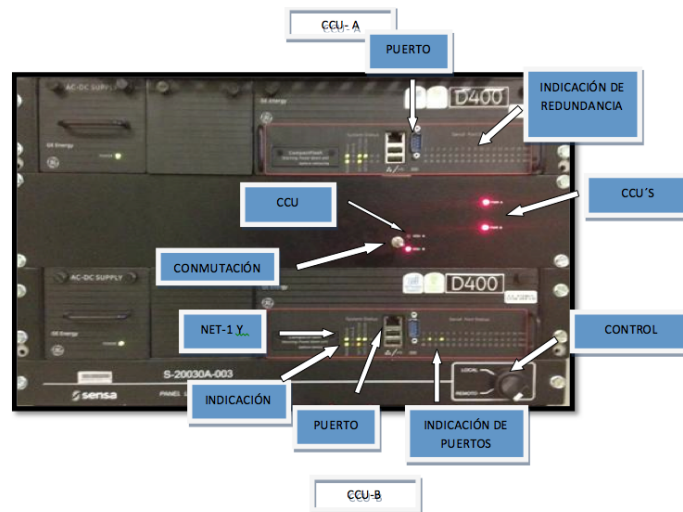


Fig. 5.2. Servidor Scada (Parte frontal)

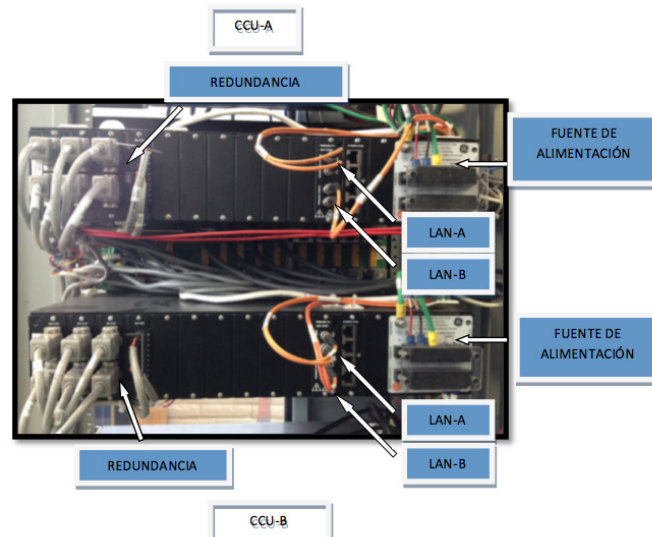


Fig. 5.3. Servidor Scada (Parte trasera)

5.4 Arquitectura del Sicle.

Sistema de Información y Control Local de Estación: (figura 5.4) es un concepto que busca integrar dentro de un equipo (de arquitectura modular) el total de la información disponible en una instalación de transmisión tanto a nivel local como remota.



Fig. 5.4. Arquitectura de comunicaciones del Sicle.

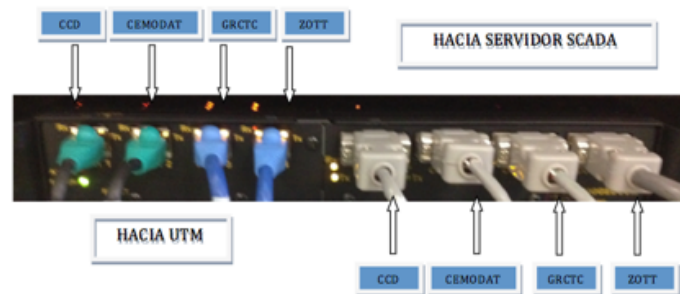


Fig. 5.5. Switch RS-400.

5.5 Medio de Comunicación

Marca y Modelo: RUGGEDCOM – RS400. Dispositivo que convierte de RS-232/RS-485 a Ethernet.

Este dispositivo cuenta con 4 puertos Ethernet y 4 puertos RS-232/RS-485. Este módulo (figura 5.5) cumple con la finalidad de manejar la tarea de Transmisión y Recepción de mensajes hacia/desde la Maestra, así como verificar su integridad. Este dispositivo permite que se reporte a diferentes UTM's con diferentes segmentos de la red.

5.6 MCAD

Dispositivo (figura 5.6, 5.7 y 5.8) que contiene uno o más procesadores con la capacidad de recibir y/o enviar información de a una fuente externa: En esta especificación se refieren a los relevadores de protección, medidores multifunción y registradores de disturbio.

Para ésta Subestación, todos los dispositivos que monitorean el Equipo Primario, Alarmas, Protecciones y Mediciones, son marca Sensa; y estos se encuentran en Campo y en la Caseta Principal.



Fig. 5.6. MCAD (Vista frontal).

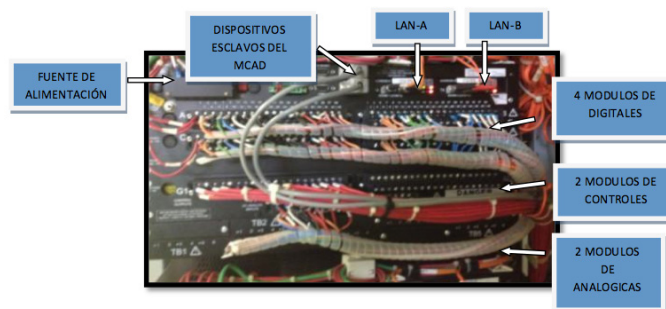


Fig. 5.7 MCAD (Vista trasera).

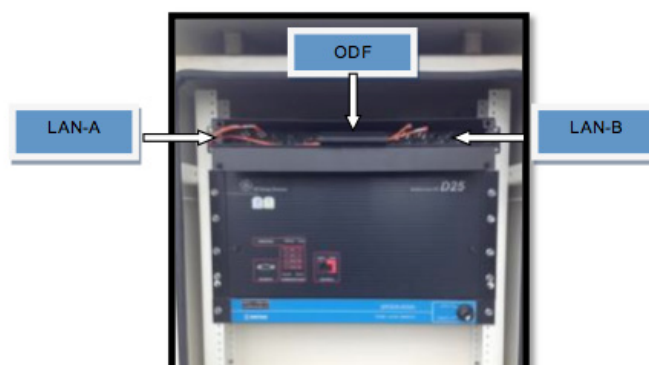


Fig. 5.8 MCAD de campo SENSAS

En la Subestación Estadio se cuenta con MCAD´s en Campo y en Caseta Principal, distribuidos de la siguiente manera:

8 MCAD´s en la Zona de 230 kV.

4 MCAD´s en la Zona de 230/23 kV.

7 MCAD´s en la Zona de 23 kV.

1 MCAD en Caseta Principal (Servicios Propios).

3 SEL-2440 en Caseta Principal.

1 SEL-3530 en Caseta Principal.

Marca y modelo: SEL-2440 DPAC (figura 5.9, 5.10 y 5.11) Controlador Discreto de Automatización Programable, (DPAC, por sus siglas en inglés), es un controlador discreto de automatización programable de 48 puntos, cuenta con módulos de entradas y salidas flexibles, procesamiento determinístico en tiempo y alta confiabilidad. El DPAC SEL-2440 incluye DNP3, Modbus, comunicaciones Mirrored Bits y Fast Messages de SEL: el IEC 61850 es opcional.



Fig. 5.9 Relevadores SEL-2440 en caseta principal (Vista frontal).

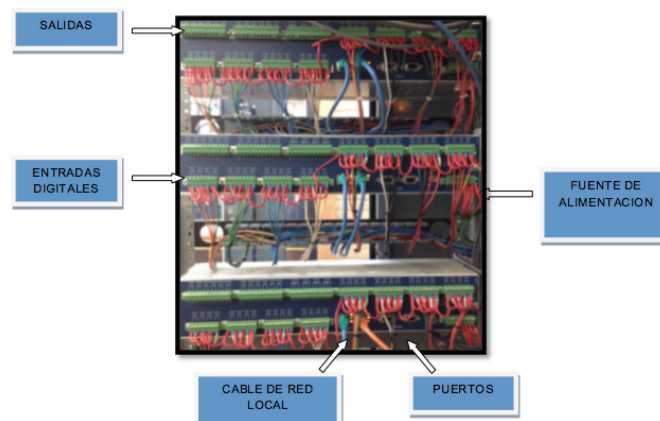


Fig.5.10. Relevadores SEL-2440 en caseta principal (Vista trasera)

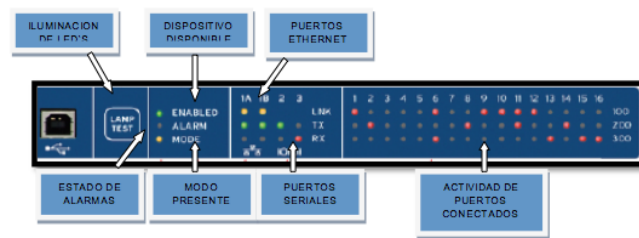


Fig.5.11. Relevador SEL-2440 panel frontal (Zoom)

5.7 Distribuidor de Fibra Óptica (ODF)

Los distribuidores ópticos (figura 5.12) están diseñados para aceptar baja o alta densidad de cables de fibra óptica, con la utilización de las placas que contienen los acopladores.

La versatilidad de estas placas permiten combinar diferentes tipos de conectores, en un mismo distribuidor o bloquear los espacios no utilizados con una placa ciega. En estas placas pueden ser acoplados cualquier tipo de conectores, ST, FC, SC MT-RJ o LC, también aceptan los acopladores SC Dúplex, lo que proporciona una gran versatilidad a éste tipo de distribuidores ópticos



Fig. 5.12. ODF'S caseta principal y en MCAD'S de campo.

Los ODF's se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

Caseta Principal

- 4 ODF's (llegada de los 19 ODF's de los MCAD's de Campo)

Zona de 230 kV

- 8 ODF's

Zona de 230/23 kV

- 4 ODF's

Zona de 23 kV

- 7 ODF's

5.8 Switch

Marcas: Kionerix, Ruggedcom, Garrettcom

Dispositivo de características digitales que se necesita para interconectar redes de ordenadores (figura 5.13 y 5.14). El switch opera en el nivel del cruzamiento o combinación de datos y tiene como finalidad principal garantizar la interconexión de un mínimo de dos segmentos de red.

El switch, por su utilidad, actúa como un filtro y optimiza el rendimiento de las redes de área local (conocidas como LAN por Local Area Network).



Fig.5.13. SWITCHES LAN-A GARRETTCOM

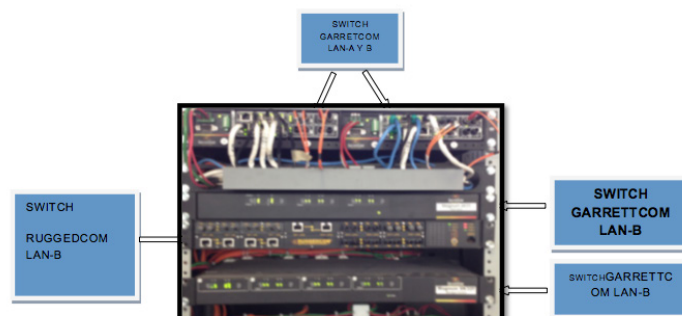


Fig.5.14. Switches lan-b garrettcom, ruggedcom

Los switches se encuentran en la Caseta Principal, comunicados con Jumpers de los 4 ODF's que se encuentran en el mismo gabinete; Relevadores que se interrogan con cable de red con conector RJ-45

- 2 switches GarrettCom que son para LAN- A
- 2 switches GarrettCom que son para LAN- B
- 2 switches 6k16 Garrettcom para LAN-A y LAN-B

5.9 Consola de Control Local (CCL)

En la pantalla de la consola se visualiza lo siguiente:

Mediciones de:

- a) Líneas de Transmisión en MW y MVAR, en las dos barras de 230kV y 23 kV.
- b) Transformadores 230 / 23 kV
- c) Unifilares: de 230 kV y 23 kV
- d) Estados Reales: Interruptores, Cuchillas, etc.



Fig. 5.15. Consola de control local y consola de ingeniería.

La CCL de marca: Sensa o IHM (figura 5.15), la cual nos permite interactuar entre el operador y el sistema. Haciendo posible la consulta de diagramas unifilares, visualización de eventos y mediciones de los equipos a nivel local local (figura 5.16).



Fig. 5.16. Diagrama unifilar en consolas.

5.10 GPS

El GPS marca y modelo: 1084B Arbiter Systems (figura 5.17), es un reloj Satelital, mejor conocido como GPS, el cual su función principal es la de reflejar el horario exacto de acuerdo al posicionamiento y a la zona horaria que se encuentre. Se utiliza para sincronizar este horario con los equipos que pueda y sean requeridos en la subestación, que cuenten con protocolo IRIG-B o por protocolo SMP.

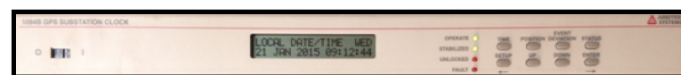


Fig.5.17. Equipo ARBITER SYSTEMS

5.11 Concentrador de Información (CII)

EL CII obtiene los datos de los Multimedidores conectados por medio de un canal serial, ya sea mediante el estándar de comunicación RS232 y/o RS485, o Ethernet mediante TCP/IP, ambos utilizando el protocolo DNP 3.0. En las figuras 5.18 y 5.19 se muestra el equipo SEL-3354 que es el concentrador de información instalado en las subestación Estadio.

Una vez obtenidos estos datos son almacenados en una BD local y retransmitidos a una BD remota, en este caso a la localizada en el Nodo Secundario.



Fig. 5.18 Relevador SEL-3354 (Vista frontal)



Fig.5.19. Relevador SEL- 3354 (Vista trasera)

5.12 Servidor de Puertos

El servidor de puerto SEL-3610 (figura 5.20 y 5.21) es un servidor de puerto cripto-gráfico serial a serial y Ethernet a serial. Incrementa la cantidad de puertos seriales disponibles a procesadores de comunicaciones y computadoras instaladas en la subestación, y permite que los productos seriales se comuniquen de manera segura a través de redes Ethernet.

Las comunicaciones establecen vínculos virtuales entre uno o más puertos lógicos Ethernet y uno o más puertos seriales físicos, proporciona mapeos de puerto seria-

les y Ethernet altamente flexibles y puede filtrar con base en cuáles conexiones reciben o transmiten.

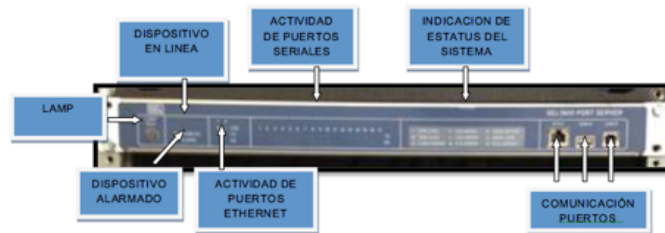


Fig. 5.20 Relevador Sel-3610 (Vista frontal)

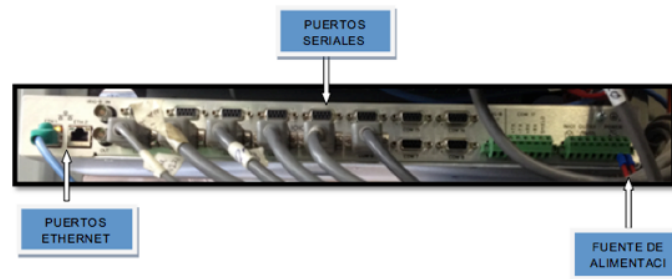


Fig. 5.21. Relevador SEL- 3610 (Vista trasera)

5.13 Convertidor de medios SEL- 3530

Marca y modelo: SEL-3530 (figura 5.22 y 5.23) Real Time Automation Controller (RTAC, por sus siglas en ingles), es un equipo que utiliza de plataforma un sistema operativo propio, con capacidad de comunicación con otros equipos mediante diversos protocolos de comunicación, con capacidad de programación flexible, capaz de almacenar una basta cantidad de datos y todo esto en conjunto para actuar como un controlador de automatización en tiempo real.

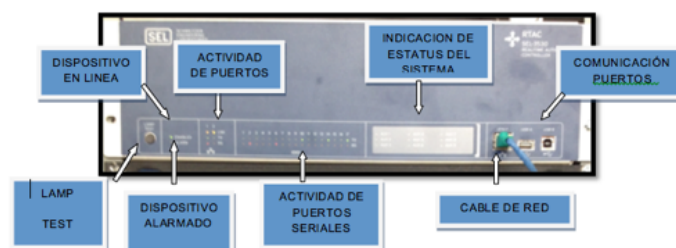


Fig. 5.22 Relevador SEL-3530RTAC (Vista frontal)

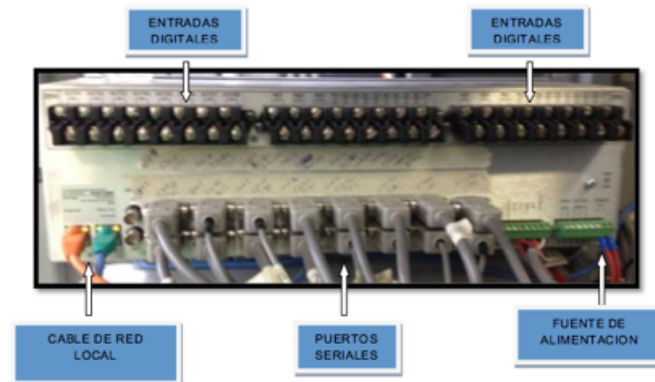


Fig.5.23 Relevador SEL-3530 RTAC (Vista trasera)

5.14 Inversor

El inversor Marca MJ TECH (figura 5.24) tiene la función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador.



Fig.5.24 Inversor MJ TECH

5.15 Cargadores de Baterías.

a) Cargador de Baterías.

Equipo electrónico con alimentación de corriente alterna, que entrega corriente directa a una demanda continua o intermitente y además suministra corriente para cargar las baterías.

b) Banco de Baterías.

Conjunto de baterías conectadas en arreglo serie y/o serie/paralelo para lograr la tensión de corriente continua requerida.

c) Batería.

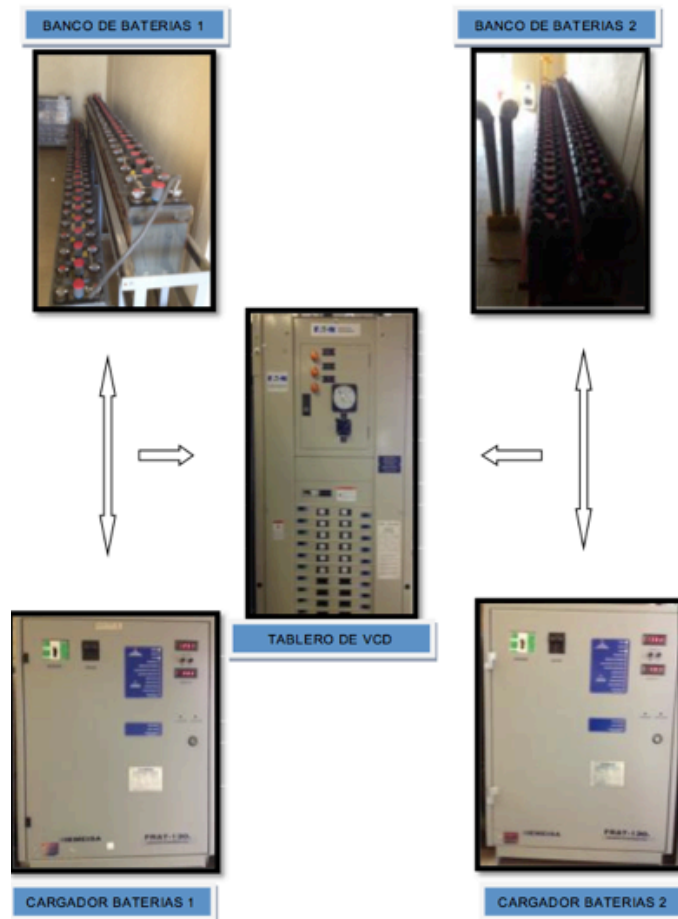


Fig. 5.25 Arreglo de baterías, cargadores y tablero de VCD

CAPÍTULO 6

COMUNICACIONES

6.1 Sistemas que Integran los Equipos de Comunicaciones

- a) Sistemas Oplat
- b) Sistemas de microondas
- c) Sistemas de VHF-FM
- d) Sistemas de Fibra Óptica
- e) Sistemas Oplat

6.2 Elementos que Componen a un Sistema Oplat

- a) Trampa de onda
- b) Dispositivo de potencial
- c) Filtro de acoplamiento
- d) Cable de R.F.
- e) Equipo Oplat
- f) Equipo de tele protección

6.2.1 Trampa de Onda

Es una bobina que impide el flujo de señales de frecuencias de R.F. en una dirección no deseada o hacia la subestación, las trampas de onda no oponen ninguna resistencia considerable al transporte de la energía eléctrica en la línea de alta tensión.

6.2.2 Dispositivo de Potencial

Es un equipo de transformación de tensión que se conecta a las líneas de alta tensión y que a través de capacitores de acoplamiento suministra una señal de baja tensión para la operación de instrumentos y equipos.

6.2.3 Unidad de Acoplamiento AKE

Su función principal es la de acoplar la señal de R.F. a la línea de alta tensión, a través de condensadores de acoplamiento suficientemente resistentes a la tensión

que maneja la línea de transmisión.

6.2.4 Cable de Radio Frecuencia

Este se utiliza como línea de transmisión para que viaje la señal de R.F. hacia los equipos Oplat, el cual debe estar bien protegido con un blindaje especial para evitar inducciones, ruido y atenuación de la señal, la cual no debe ser mayor a 2 DB.

6.2.5 Oplat

Las siglas Oplat significan, onda portadora por línea de alta tensión señales de radio frecuencias que viajan a través de líneas de alta tensión (ejemplo: 115 kv, 230 kV, 400 kV) uso:

- a) Telefonía
- b) Datos (Control Supervisorio)
- c) Tele protección
- d) Rango de frecuencia: 35 khz a 500 khz

En la figura 6.1 se ilustra un diagrama esquemático del sistema Oplat.

Tipos de acoplamiento

- a) Fase a tierra
- b) Fase a fase

Modelos de equipos Oplat:

- a) ESB 400
- b) ESB 500
- c) ESB 2000
- d) ESB 2000i

Modulación que maneja:

- a) Amplitud modulada
- b) Unidad de medida: DB

Potencia que manejan los equipos Oplat:

- a) 80 watts

- b) 40 watts
- c) 20 watts

6.2.6 Tipos de Equipos de Teleprotección

- a) SWT 400 F6
- b) SWT 500 F6
- c) SWT 2000 F6

Todos habilitados para 4 disparos de los cuales solo se utilizan dos en el departamento de comunicaciones.

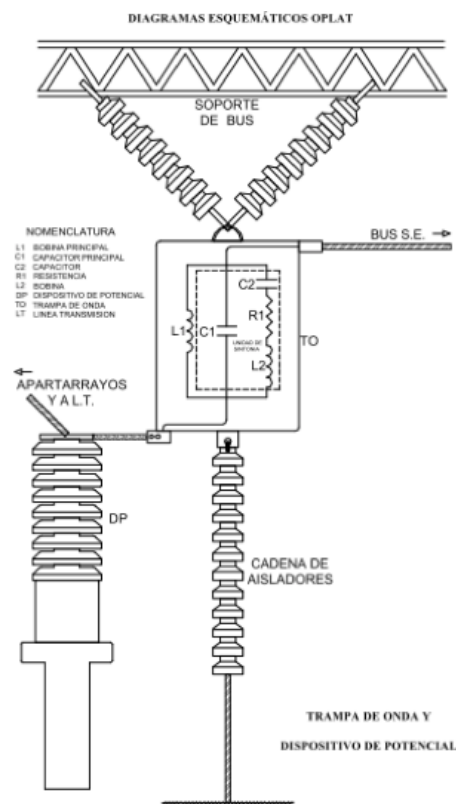


Fig. 6.1 Diagrama esquemático de un sistema oplat

6.3 Sistemas de Microondas

- a) Antena
- b) Línea de Transmisión
- c) Equipo Transreceptor
- d) Equipo Múltiplex

6.3.1 Radiocomunicaciones

Comprende toda transmisión, emisión o recepción de signos, señales, escritos, imágenes, sonidos o información de cualquier naturaleza por hilo, radioeléctrico, medios ópticos u otros sistemas electromagnéticos.

6.3.2 Antena

Es un dispositivo que nos sirve para radiar la frecuencia de trabajo (R.F. o B.B) en transmisión y en recepción, se caracterizan por su altura sobre la tierra,

Tipos de antenas

- a) Antena de rejilla
- b) Antena de plato

La línea de transmisión es el medio por el cual se transporta la señal de R.F. o B.B, entre la antena y el equipo transreceptor.

Tipos de líneas de transmisión:

- a) Cable RG 8
- b) Cable Foam Heliax
- c) Guía de Onda

El Equipo transreceptor está compuesto por una etapa transmisora que contiene un amplificador y un modulador. Una receptora que contiene un demodulador y un amplificador de bajo ruido, en C.F.E se maneja los equipos UH4 y HL7.

Un equipo Múltiplex se usa para la división de uno o más subcanales, dividiendo la banda de frecuencias en bandas más delgadas o asignando un canal común a varios dispositivos transmisores uno a la vez.

La modulación es el corrimiento de frecuencias de audio (B.F), a frecuencias mucho más elevadas. la modulación nos sirve para resolver el problema técnico al radiar la información y al utilizar una radiofrecuencia diferente para cada estación al efectuar su modulación permite ser identificada.

La Portadora es la señal de radiofrecuencia que va a ser modulada, oscilador principal de 1,824 kHz. Partiendo de un oscilador de cuarzo termo compensado de 3,648 kHz (cuya frecuencia puede ser ajustada finamente con un potenciómetro anexo desde la parte frontal de la unidad) y un divisor por 2 se obtiene la frecuencia de 1,824 kHz, misma que es aplicada a un amplificador a través de un interruptor electrónico para obtener un correcto nivel de salida.

En la figura 6.2 se muestra los componentes de sistema de microondas (Antena, Línea de transmisión, Equipo Transreceptor y el Equipo Multiplex)

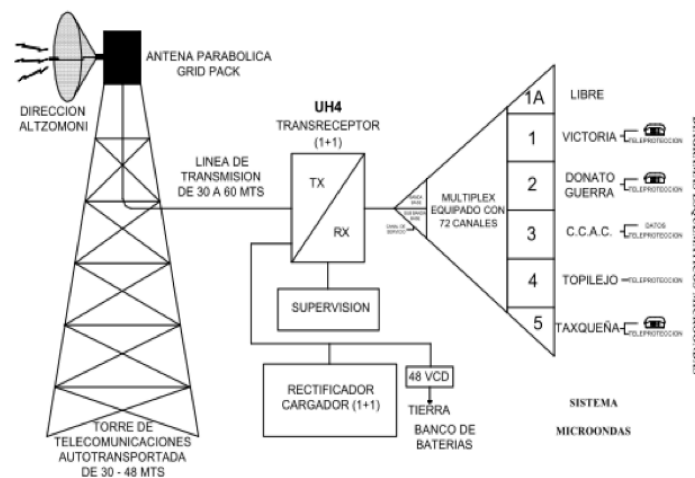


Fig. 6.2 Diagrama esquemático microondas

6.4 Sistemas de Comunicación Vía VHF-FM

El manejo de la prioridad del servicio en el área de VHF-FM es:

- Mantenimiento de centrales de generación, subestaciones y líneas de alta tensión.
- Coordinación administrativa
- Supervisión de instalaciones
- Coordinación de actividades de construcción
- Coordinación de personal y operación.

6.4.1 Banda de Frecuencias

- UHF ultra alta frecuencia, de 300 MHz a 3 GHz, de 1 m a 10 cm
- SHF súper alta frecuencia, de 3 GHz a 30 GHz, de 10 cm a 1 cm

- c) EHF = extremadamente alta frecuencia, por encima de 30 GHz. por debajo de 1 cm
- d) VLF= muy baja frecuencia, por debajo de 30 kHz, longitud de onda: superior a 10 km
- e) LF = baja frecuencia, de 30 kHz a 300 kHz, de 10 a 1000 m
- f) MF= frecuencia media, de 300 kHz a 3 MHz, de 1000 m a 100 m
- g) HF = alta frecuencia, de 3 MHz a 30 MHz, de 100m a 10 m
- h) VILF = muy alta frecuencia de 30 MHz a 300 MHz de 10 m a 1 m

6.4.2 Clasificación de las ondas electromagnéticas

- a) VLF= radiodifusión telegráfica a larga distancia
- b) LF = servicio punto a punto de larga distancia, ayudas a la navegación, difusión de sonido, sistemas de portadora por línea
- c) MF = difusión de sonido, servicios costeros para embarcaciones, sistemas de portadora por línea
- d) HF = servicios punto a punto para distancias media y larga, difusión de sonido, sistemas de portadora por línea
- e) VHF = comunicación a corta distancia, difusión de tv y de sonido, radar.
- f) UHF = servicios aire-aire y tierra-aire
- g) SHF = sistemas de comunicación de microondas punto a punto, radar

6.4.3 Telecomunicación

Es el proceso de llevar energía de información a largas distancias por medios eléctricos. La energía de información se hace llegar a su destino, bien por cables conductores debidamente aislados llamados líneas de transmisión (líneas físicas), a través de la atmósfera sin el uso de conductores (enlaces de radiofrecuencia), o por medios ópticos.

6.4.4 Elementos que componen un sistema VHF-FM

- I) Antena
- II) Línea de transmisión
- III) Etapa transmisora
- IV) Micrófono
- V) Etapa receptora
- VI) Bocina

I) Antena

Este es un accesorio externo al equipo de comunicación, pero es la parte en la cual se radian y se reciben las señales de radiofrecuencia del espacio, por medio de un cable de R.F, llega al equipo de radio, existen diferentes tipos de antenas de acuerdo a su utilización:

- a) Fijas
- b) Móviles
- c) Portátiles

Se clasifican por:

- 1) Su forma de radiación
 - a) Direccionales: cuando transmiten y reciben hacia y desde cierto punto determinado.
 - b) omnidireccionales: cuando transmiten y reciben hacia y desde, todas direcciones
- 2) Su ganancia
 - a) Ganancia unitaria
 - b) Ganancia de 3, 6, 10 DB etc.

II) Línea de Transmisión:

Sirven para transferir energía eléctrica a varias frecuencias, con pérdidas mínimas de un punto a otro los cables que se utilizan deben trabajar en la banda de VHF-FM y sirven para conectar el equipo transmisor receptor a la antena.

Tipos de líneas de transmisión

- a) Cable RG 8
- b) Cable RG 58
- c) Cable Foam Heliax

Características principales de una línea de transmisión:

- a) Su impedancia característica
- b) Su relación de onda ir estacionaria (VSWR o ISWR)

III) Etapa transmisora:

Tiene la función de pasar las señales de voz a una frecuencia portadora en el rango de 148 a 174 MHz

IV) Micrófono:

Es donde se transforman las señales audibles en eléctricas y al momento de transmitir cierra un contacto PTT con el fin de cambiar la antena del modo de recepción al modo de transmisión y por otro lado, hace que se genere la frecuencia portadora por medio de un oscilador de canal.

V) Etapa receptora:

Es la que recibe las señales de radiofrecuencia y las convierte a frecuencias de audio, exactamente como fueron enviadas por el equipo transmisor colateral

VI) Bocina:

Es la última parte del receptor, convierte las señales eléctricas a señales audibles. Existen varios tipos de radios de comunicación VHF-FM.

a) Bases:

Se instalan en lugares fijos como edificios, subestaciones, centrales eléctricas, etc., estos equipos tienen mucho más alcance que los otros por contar con antenas de alta ganancia y más altura.

b) Móviles:

Se instalan en algún lugar de cualquier tipo de vehículo y se alimentan, con la batería del mismo, la potencia del transmisor varía desde 30 hasta 100 watts y la antena se instala en algún lugar donde exista buen plano de tierra sobre el vehículo.

c) Portátiles:

Se utilizan para comunicarse a cortas distancias (5 km) y las ventajas que se obtienen de él son, la facilidad de su transportación y el realizar comunicaciones de lugares donde sería imposible para una estación base o móvil por cuestión de dimensiones, manejan potencia de 2 a 5 watts.

d) Repetidores

Existen dos tipos de repetidores:

a) El doble o automático (RA)

Este consiste de dos equipos transmisor-receptor, en donde uno de ellos recibe la señal y la envía al transmisor del otro para retransmitirla.

b) El sencillo (RT):

Trabaja en forma similar excepto que la señal del receptor la envía al transmisor del propio equipo.

Cuando se necesita la comunicación a una distancia alejada que no es posible hacerla en forma directa, se recurre a este equipo el cual tiene la función de recibir la señal de un lugar y retransmitirla hacia otro punto en igual forma como la recibe, el receptor generalmente se instala en un punto muy alto con el fin de obtener mayor cobertura de comunicación, adicionalmente tiene los siguientes accesorios

a) Llaveador (PTT y audio):

Tiene la función de hacer transmitir al equipo en el momento en que sea recibida una señal en el receptor y también ajusta el nivel de audio entre el receptor y el transmisor para que pueda ser enviado al aire en forma correcta.

b) Duplexer (para usar una antena para TX/RX):

Es un equipo que acopla el transmisor y el receptor a una misma antena pero con la característica de no mezclar ambas señales ya que en el caso de un repetidor sencillo el transmisor y receptor trabajan simultáneamente.

6.5 Sistemas de fibra óptica

Elementos que componen un sistema de fibra óptica

a) Equipo transreceptor

Compuesto principalmente por transductor digital / luz, diodo láser, modula-

dor PCM.

b) Equipo múltiplex

Es un equipo usado para la división de uno o más subcanales, dividiendo la banda de frecuencias en bandas más delgadas o asignando un canal común a varios dispositivos transmisores a la vez.

c) Equipo de tele protección

Está diseñado para hacer llaveos de frecuencia cuando existe un cambio de estado en su entrada TX y salida RX.

d) Cable de fibra óptica

Es el camino que sigue la señal para llegar al colateral, también se conoce como línea de trasmisión. La fibra óptica es un filamento de vidrio largo y flexible de pequeña sección transversal (circular) de dimensiones comparables al cabello humano. Consta de un núcleo de vidrio transparente rodeado por un material transparente llamado revestimiento cuya función es atrapar, concentrar y transportar por la fibra en su núcleo, la luz que es transmitida. El conjunto del núcleo más el revestimiento forma lo que se denomina propiamente la fibra óptica.

6.5.1 Fundamentos de la Fibra Óptica

La fibra óptica se usó inicialmente en las plataformas principales de las redes de telecomunicaciones, hoy se está instalando rápidamente en las redes de distribución. Mientras la tecnología que soporta la fibra óptica es compleja, y su proceso industrial muy sofisticado, el propio producto final es sorprendentemente amistoso al usuario. Con prácticas normales de campo y equipo no muy complicado, el proceso de instalación de un sistema óptico es simple, rápido, y de bajo costo; y las pruebas después de la instalación son sencillas. El hecho es que, hoy la tecnología de fibra óptica supera de lejos a la del cobre, pero realmente es más fácil trabajar con ella.

La transmisión de fibra óptica involucra el cambio de las señales eléctricas en pulsos de luz, usando un transmisor optoelectrónico, y enviando los pulsos hacia el núcleo

de una fibra óptica, ya que el núcleo y el cladding circundante tienen composiciones diferentes, la luz es atrapada dentro del núcleo. al extremo opuesto, un receptor cambia los pulsos regresándolos a señales eléctricas.

La fibra óptica está compuesta por dos capas de vidrio, cada una con distinto índice de refracción. El índice de refracción del núcleo es mayor que el del revestimiento, razón por la cual y debido a la diferencia de índices de refracción, la luz introducida al interior de la fibra se mantiene y propaga a través del núcleo. Se produce por ende el efecto denominado de reflexión total.

La luz inyectada en el núcleo choca en las interfaces núcleo-cladding con un ángulo mayor que el ángulo crítico reflejándose hacia el núcleo. Desde que los ángulos de incidencia y reflexión son iguales, El rayo de luz continúa en zigzag sobre toda la longitud de la fibra, la luz es atrapada en el núcleo, la luz que golpea las interfaces núcleo-cladding con un grado menor al ángulo crítico se pierde en el cladding.

6.5.2 Ventajas de la Fibra Óptica

Las ventajas de la fibra óptica son

- a) Aislamientos libres de diferenciales de potencial.
- b) Protección contra alta tensión
- c) Ninguna interferencia electromagnética
- d) Dimensiones pequeñas y buena flexibilidad
- e) Gran estabilidad con la temperatura
- f) Resistente a la corrosión y a la radiación
- g) Atenuación baja
- h) Ancho de banda prácticamente infinito
- i) Libre de diafonía
- j) Comunicaciones seguras
- k) Materia prima prácticamente infinita
- l) Potencialmente bajo costo

6.5.3 Aplicaciones de la fibra óptica

- a) Para todo tipo de comunicaciones digitales
- b) Enlaces troncales digitales

- c) Planta de suscriptores
- d) Distribución de tv.
- e) RDSI (Red Digital de Servicios Integrados)
- f) Militares

6.5.4 Tipos de fibra óptica

- a) Fibra multimodal

En este tipo de fibra viajan varios rayos ópticos reflejándose a diferentes ángulos.

- b) Fibra monomodal

Esta fibra óptica es la de menor diámetro y solamente permite viajar al rayo óptico central. no sufre del efecto de las otra pero es más difícil de construir y manipular. Es también más costosa pero permite distancias de transmisión mayores.

6.6 Sistemas de Comunicaciones

Con el fin de administrar y controlar la operación del sistema eléctrico, la CFE crea el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y le confiere por ley la responsabilidad de supervisar la red eléctrica en todo el país.

Debido a la gran extensión de la red del sistema eléctrico y dependiendo a su distribución geográfica en el territorio nacional, el CENACE a su vez cuenta con las Gerencias Regionales de Control en puntos estratégicos, las cuales a su vez se encuentran divididas con Zonas de Operación.

El sistema eléctrico nacional (SEN) a través del CENACE tiene como finalidad primordial proporcionar energía eléctrica a todo tipo de usuarios de manera continua y confiable.

Debido a las necesidades de canales de comunicación para la adecuada operación del sistema eléctrico nacional y por las relaciones técnico-administrativas que se mantienen entre las distintas dependencias de la CFE, en la Subestación Estadio con el fin de atender estas necesidades de comunicación, se instalaron distintos sistemas de comunicaciones para su correcta operación.

- a) VOZ: Comunicar los centros nacionales de control de energía con las instalaciones del sistema de potencia para coordinar la adecuada operación de los sistemas y su mantenimiento.
- b) DATOS: Transmisión de datos hacia las distintas dependencias de la CFE para la adecuada toma de decisiones en condiciones de operación normal y de emergencia, así como el acceso remoto a los distintos sistemas de la subestación.
- c) SEÑALES DE TELEMANIOBRA: Permiten la operación telecontrolada de la subestación desde un punto remoto del sistema de potencia.
- d) SEÑALES DE PROTECCIÓN: De la confiabilidad y seguridad de estas señales en conjunto con los esquemas de protección se asegura la protección de los distintos equipos de la subestación fortaleciendo la continuidad del servicio eléctrico.

El propósito de una red de comunicaciones es transmitir información desde un equipo otro, para lograr esto, primero se debe decidir cómo se van a codificar los datos que serán enviados. En otras palabras, la representación informática, esta variará según el tipo de datos, los cuales pueden ser:

- a) Datos de audio
- b) Datos de texto
- c) Datos gráficos
- d) Datos de video

Para que ocurra la transmisión de datos, debe haber una línea de transmisión entre los dos equipos, denominada canal de transmisión, los cuales son compuestos por varios segmentos que permiten la transmisión de datos en forma de ondas electromagnéticas, eléctricas, luz y hasta ondas acústicas.

A fin de que sea posible el intercambio de datos, se debe elegir una codificación para transmitir las señales. Esto depende básicamente del medio físico que se utilice para transmitir datos de la garantía de la integridad de los mismos y de la velocidad de transmisión.

6.7 Equipo de Transporte OTN Siemens

Los equipos OTN600 son un medio de transporte de datos a 600mbps enlazados ópticamente formando entre si un anillo conformado por 6, entre las subestaciones del sector Toluca perteneciente a la Zona de Transmisión Valle de México Sur, cada uno se encuentra identificado por un numero de dirección, de esta manera forman el anillo que se encuentra en nuestras instalaciones de le denomina anillo 5 en la Subgerencia Regional de Transmisión Valle de México.

El equipo de transporte OTN de la subestación Estadio se conecta a sus colaterales que se encuentran en la subestación Atenco y la Zona de Operación de Transmisión Toluca.

El equipo de transporte OTN de la subestación Estadio se conecta a sus colaterales que se encuentran en la subestación Atenco y la Zona de Operación de Transmisión Toluca.



Fig. 6.3 Equipo Multiplexor PDH RFI IMUX2000 (Vista frontal)



Fig. 6.4 Equipo Multiplexor PDH RFI IMUX2000 (Vista trasera)

El equipo IMUX2000 (figura 6.3 y 6.4) es un equipo multiplexor de inteligente el cual puede ser configurado como multiplexor terminal o de extracción/inserción, ambas configuraciones pueden ser adaptadas con interfaz eléctrica o con adaptadores de interfaz óptica.

Las interfaces ópticas permiten que el equipo opere sobre un cable de fibra óptica monomodo o multimodo. Este multiplexor opera a una velocidad de transmisión de (2.048 mbps), brinda servicios de voz y de datos a baja velocidad, utilizando la tecnología de multiplexacion por división de tiempo.

Actualmente se encuentra una cadena de equipos IMUX2000 en el sector Toluca por los cuales existen canales para la transmisión de datos de las UTR'S hacia la Zona de Operación de Transmisión Toluca. (figura 6.5).

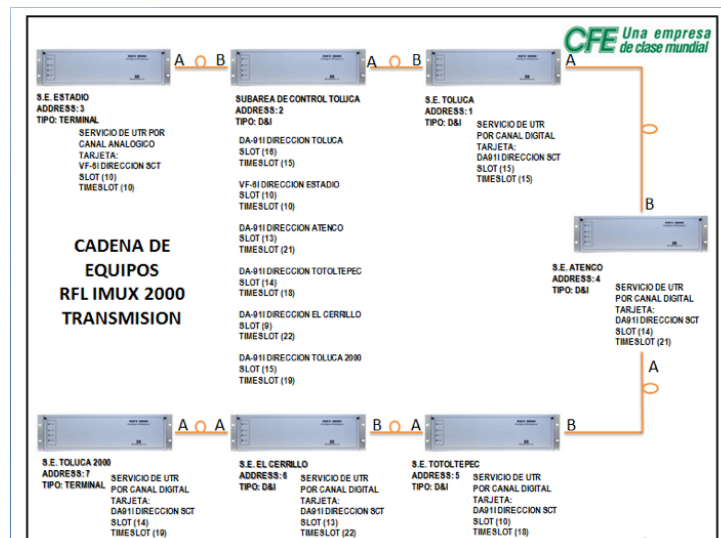


Fig. 6.5 Conexión de equipos IMUX2000 en el Sector Toluca

6.8 Equipos de Comunicaciones Unificadas

Las redes de transmisión de datos están conformadas por distintos dispositivos físicos y lógicos que comparten distintos recursos formando redes LAN las cuales a su vez forman redes WAN.

En la subestación Estadio se instalaron equipos que forman las comunicaciones unificadas siendo estos un switch, un router y un firewall, respaldados en su alimentación por un equipo convertidor de CD/AC (figura 6.6).

- a) **SWITCH:** Es un dispositivo digital de lógica de interconexión de redes de computadoras que opera por lo general en la capa 2 (capa de enlace de datos) del modelo OSI. Su función es interconectar dos o más segmentos de red, pasando datos de un segmento a otro de acuerdo con la dirección MAC de destino de las ramas en la red. Los switches se utilizan cuando se desea conectar múltiples redes, fusionándolas en una sola, mejorando el rendimiento y la seguridad de las LANS, proporciona además funcionalidades como la creación de VLAN'S.
- b) **ROUTER:** El enrutador o ruteador es un dispositivo de hardware para

interconexión de red de ordenadores que opera en la capa 3 (capa de red) del modelo OSI. Un enrutador es un dispositivo para la interconexión de redes informáticas que permite asegurar el enrutamiento de paquetes entre redes o determinar la mejor ruta que debe tomar el paquete de datos.

c) **FIREWALL:** Es una parte de un sistema o una red que está diseñada para bloquear el acceso no autorizado, permitiendo al mismo tiempo comunicaciones autorizadas. Se trata de un dispositivo o conjunto de dispositivos configurados para permitir, limitar, cifrar, descifrar, el tráfico entre los diferentes ámbitos sobre la base de un conjunto de normas y otros criterios. Los firewall pueden ser implementados en hardware o software, o una combinación de ambos. Los firewall se utilizan con frecuencia para evitar que los usuarios de internet no autorizados tengan acceso a redes privadas conectadas a internet, especialmente intranets. Todos los mensajes que entren o salgan de la intranet pasan a través del firewall, que examina cada mensaje y bloquea aquellos que no cumplen los criterios de seguridad especificados.

Al interconectar estos equipos de comunicaciones forman lo que se denomina las comunicaciones unificadas (figura 6.7) quien proporcionara los servicios de la red alámbrica e inalámbrica de los cuales se tiene acceso a los programas institucionales de la CFE como son el MySap, el correo electrónico lotus,sicle,entre otros.

Así mismo esta plataforma ofrece una diversidad de servicios a equipos que trabajen bajo el protocolo TCP/IP. Como son la telefonía VOIP, accesos remotos, equipos de medición.

Es a través de las comunicaciones unificadas, como esta implementado el canal Ethernet para enlazar la UTR de la subestación Estadio con la UTM del Gerencia de Regional de Control de Transmisión.



Fig. 6.6 Rack de comunicaciones unificadas

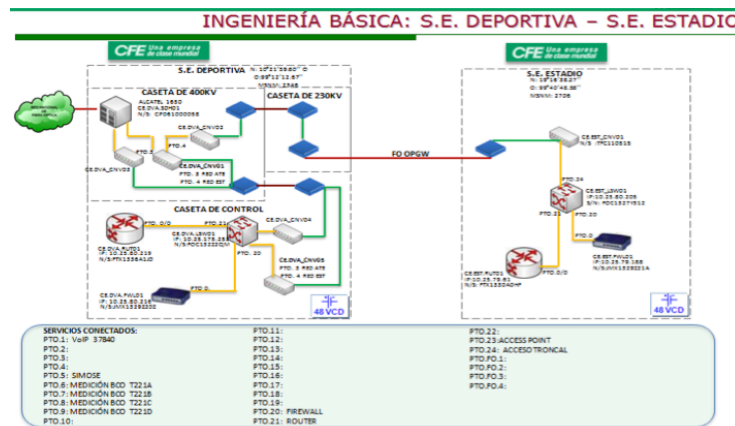


Fig. 6.7 Ingeniería básica del enlace de las comunicaciones unificada

6.9 Servicios

6.9.1 Canal Digital V.24 (RS-232)

La interfaz RS-232 es un estándar para el intercambio en serie de datos binarios entre un DTE (Equipo Terminal de Datos) y un DCE (Equipo de Comunicación de Datos). El conector RS-232 consiste en un conector tipo DB-25 (de 25 pines), aunque es normal encontrar la versión de 9 pines (DB-9).

6.9.2 Telefonía Voip

Voz sobre protocolo de internet, también llamado voz ip, vozip, voip (por sus siglas en ingles), es un grupo de recursos que hacen posible que la señal de voz viaje a través de internet empleando un protocolo IP (protocolo de internet). Esto significa que se envía la señal de voz en forma digital, en paquetes, en lugar de enviarla en forma analógica, a través de circuitos utilizables sólo para telefonía como una compañía telefónica convencional o PSTN (Red Telefónica Pública Conmutada) (figura 6.8).

El tráfico de voz sobre IP puede circular por cualquier red IP, incluyendo aquellas conectadas a internet, Voip es el conjunto de normas, dispositivos, protocolos, en definitiva la tecnología que permite comunicar voz sobre el protocolo IP.

El servicio de voz implementado en la subestación Estadio es a través de esta tecnología



Fig. 6.8 Medios de comunicación de la subestación estadio

6.9.3 Red Inalámbrica

El término red inalámbrica es un término que se utiliza para designar la conexión de

nodos sin necesidad de una conexión física (cables), ésta se da por medio de ondas electromagnéticas. Una de sus principales ventajas es notable en los costos, ya que se elimina todo el cable Ethernet y conexiones físicas entre nodos, pero también tiene una desventaja considerable ya que para este tipo de red se debe de tener una seguridad mucho más exigente y robusta para evitar a los intrusos. En la subestación Estadio fue instalado un equipo acces point para la implementación de la red inalámbrica a través del switch de comunicaciones unificadas utilizando servidor DHCP.

6.9.4 Sistemas de Fuerza

Los equipos de comunicaciones están alimentados por un sistema de fuerza integrado por un banco de baterías de 48 VCD con 24 celdas de 2.1VCD c/u a una capacidad de 216 Ah y dos rectificadores de 48 VCD a 50 Amp utilizando un tablero de VCD con capacidad de 6 térmicos de 30 Amp.

Un cargador de baterías (figura 6.9) es un equipo electrico-electronico con alimentación de corriente alterna, que entrega corriente directa a una demanda continua.



Fig. 6.9 Cargador de baterías

6.9.5 Sistema de Radiocomunicación VHF-FM

El sistema de comunicación VHF-FM es la banda de frecuencias del espectro electromagnético en el rango de 30-300 MHz.

En la actualidad contamos con la implementación de equipos de radiocomunicación en cada una de las subestaciones como en la subestación Estadio ubicado en el escritorio de la caseta de control, así como en cada uno de los vehículos oficiales y personal técnico de todas las especialidades.

En la subestación estadio se instaló un equipo de radio base VHF marca Motorola, modelo 7100 con potencia de salida de 45w (figura 6.10). Acoplado a una antena direccional, que nos garantiza el funcionamiento y confiabilidad del sistema.



Fig. 6.10 Equipo radio base marca Motorola Modelo 7100

El canal de frecuencia asignado al sector Toluca es el repetidor palmas con frecuencia de transmisión 161.400 y recepción 158.650, en el equipo de radio VHF se encuentran programadas las frecuencias de los repetidores instalados en ubicaciones específicas de la Subgerencia Regional de Transmisión Valle de México, cuando exista la necesidad de comunicación a diferentes Zonas, hay que seleccionar en nombre del canal en el radio por ubicación geográfica mencionada en la tabla 6.1:

Nombre de canal o repetidor	Zona geográfica que cubre el repetidor o canal
Palmas	Toluca
Chiquihuite I	Ciudad de México
Cerro Gordo	Teotihuacán y Texcoco
Coyotepec I y II	Norte de México, Pachuca
Chichinautzin	Cuernavaca y Morelos
Distribución	Zona de Distribución Toluca
Directo	Entre Móviles y Portátiles

Tabla. 6.1 Canales de frecuencia usados en la subestación Estadio

CAPÍTULO 7

EVENTOS INCORRECTOS EN LA SUBESTACIÓN ESTADIO

En este capítulo se dará una breve explicación de los eventos incorrectos más destacados que se han presentado en la subestación Estadio, esto derivado a las diversas causas por las cuales se produce un disparo, esto basado en el diagrama Causa-Efecto, las diversas causas pueden ser.

- a) Mano de Obra
- b) Métodos y Procedimientos
- c) Materiales
- d) Maquinaria y Equipos
- e) Medio Ambiente

Los eventos que a continuación se presentaran hacen relevancia a los eventos ocasionados por las causas de Mano de Obra, así como Métodos y Procedimientos, esto para hacer conciencia dentro del personal de la falta de atención y de conocimiento al momento de estar laborando. Este tipo de eventos son lo que se pueden evitar con una buena planeación de los trabajos para evitar accidentes en la integridad del personal que es lo más importante dentro de la CFE.

7.1 Disparo Banco EST-T1 31 Agosto 2010

El día 31 de Agosto de 2010 a las 13:15 hrs, se presenta disparo en el banco EST-T1. Se tenía licencia en el circuito EST-53040, para realizar mantenimiento a los interruptores EST-53040 y EST-584C0. Personal contratista que se encontraba realizando dicho mantenimiento no delimita o acordona el área de trabajo, esto ocasiona que el personal se equivoque de interruptor subiendo al interruptor que se encontraba junto al que se estaba trabajando, esto provoca la operación de la protección diferencial de banco. Personal contratista sufre quemaduras de tercer grado en ambas brazos perdiendo las extremidades y sufre quemaduras en el 70% de su cuerpo.

7.2 Disparo Banco EST-T2 25 de Enero 2011

El día 25 de Enero de 2011 a las 16:43 hrs, se presenta disparo en el banco EST-T2. Se procedía a realizar maniobras en el circuito EST-53050 para realizar mantenimiento a los interruptores EST-53050 y EST-58150, al realizar maniobras para librar el Interruptor EST-53050 se tenía la indicación de abrir las cuchillas EST-53052, operador de la subestación Estadio procede a abrir las cuchillas sin fijarse de la nomenclatura así como de la señalización del interruptor que indique su estado abierto, erróneamente se abren cuchillas del interruptor EST-53060 que se encuentra junto al interruptor que se iba a trabajar, se abren erróneamente cuchillas con carga EST-53062 operando protección diferencial de banco abriendo interruptores de 230 kV y a su vez cerrando interruptores de enlace de 23 kv y abriendo interruptores asociados al bus 2 de 23 kv.

7.3 Disparo Banco EST-T3, Bus 1 y Bus 2 de 230 kV 07 de Septiembre de 2014

El día 07 de Septiembre de 2014 a las 12:33 hrs, se presenta disparo en el banco EST-T3, bus 1 y bus 2 de 230 kV, esto debido a la omisión de retiro de una tierra física en el TP de Bus 1 de 230 kV.

7.3.1 Antecedentes Antes del Disparo

Al realizar maniobras para normalizar el bus 1 de 230 kV, se omite retirar la puesta a tierra de la fase a del bus 1 de 230 kV, y al energizar el mismo a través del cierre del interruptor EST-92030, se ocasiona la falla a tierra, operando las protecciones 51H, 87T, 86X y 86R del transformador EST-T3, 87B1 y 87B2 de 230 kV, dejando sin potencial los dos buses y el transformador EST-T3 sin que opere el cierre automático de enlaces de los circuitos, debido a la operación de la protección 86R. Se afectan 23 MW de carga.

Las dos bahías del transformador EST-T3 y de las líneas EST-93720-DVA y EST-93560-BRN tienen una relación de transformación de 1200/5 y de acuerdo con esto soportan una corriente de 24000 amp.

La condición de la subestación de tener el Bus 1 desenergizado, ocasiona que al

momento de la falla toda la corriente de aportación de la línea EST-93720-DVA de subestación Deportiva (25888 amp) y de la línea EST-93560-BRN de subestación San Bernabe (4126 amp) un total de 30014 amp. Pasen por las dos bahías del EST-T3 saturando sus TC'S que únicamente soportan una corriente de 24000 amp. Esto hace que las corrientes de cada uno de los TC'S del circuito de las protecciones 87T y 50H no sean iguales y tengamos una resultante que detectan estas protecciones y las hace operar incorrectamente.

De igual manera, con la aportación de la línea EST-93720-DVA de 25888 amp. Se superan los 24000 amp que soporta el TC de esta línea lo que provoca que se sature y haga operar la protección 87B2 erróneamente.

7.3.2 Factores Causales

Como factor causal se tiene la Mano de Obra, la causa principal que lo propicia es el Error Humano de los trabajadores, como causa secundaria se da un 30% del valor total al Error de Maniobra, un 10% al error de aplicación y 20% al procedimiento.

El otro factor causal son los Métodos y Procedimientos, la causa principal que lo propicia es la debilidad de la organización, como causa secundaria se da un 40% a la planeación y a la supervisión.

Como determinación de acciones para evitar la recurrencia de este evento se determinan las siguientes acciones.

- a) Concientizar al personal de la relevancia de las maniobras a ejecutar durante la RIJ y la RIM.
- b) Implementar revisión cruzada entre especialidades.
- c) Reforzar pláticas a personal Técnico del reglamento de operación y capítulo 800.
- d) Reforzar pláticas con el CENACE comunicación de 2 vías.
- e) Falta de asignación de un responsable en actividades críticas.
- f) Falta de formalización de maniobras del manual de operación con la Zona de Operación de Transmisión Toluca.

7.3.3 Conclusiones

- a) Durante los trabajos de normalización del Bus 1 de 230 kV el personal de subestaciones omite el retiro de una tierra física ubicada en la fase “A” del TPI y al momento del cierre del primer interruptor asociado a este bus (EST-92030) se operan las protecciones 87B1, 87B2 en 230 kV y 51H, 87T, 86X y 86R del transformador T3, con una afectación de 23 MW.
- b) De acuerdo a la ubicación de la falla únicamente debió operar la 87B1 de 230 kV,
- c) Derivado de tener una falla franca en un bus 1 de 230 kV y totalmente asimétrica se eleva al doble la corriente de falla esperada de acuerdo al estudio de corto circuito, lo que ocasiona la saturación del TC de línea EST-93720-DVA que alimenta la protección 87B2 ocasionando una mala operación de esta protección.
- d) La condición de la subestación de tener en muerto el bus 1 y energizarlo con una falla franca a tierra a través del interruptor EST-92030, ocasiona que toda la corriente de falla pase por los TC'S de las protecciones 87T y 50H del transformador T3 obteniendo como resultado la saturación de los mismos y la operación errónea de sus protecciones.
- e) Realizar un programa para cálculo de nuevos ajustes de protecciones, cambio de relación de transformación y reajuste de protecciones de toda la subestación para soportar estas fallas tan severas.
- f) Debemos realizar pláticas periódicamente de concientización en el uso de los procedimientos y concentración durante las maniobras y trabajos de relevancia.
- g) No poner a personal de nuevo ingreso a cargo de maniobras sin supervisión de otro personal, esto debido a que personal que estaba encargado de retirar las tierras tiene 2 meses en la categoría de electricista y se le encomiendan 2 tareas a la vez.

7.3.4 Análisis Económico

Para este evento se realizara el cálculo con la carga que tenía el banco al momento de disparo, así mismo se analizaran a diferentes cargas del transformador (10 MW, 20 MW, 30MW, 40 MW, 50 MW y 60 MW).

- a) Datos de la falla

Hora inicio de disparo (H): 12:33 hrs

Restablecimiento (H): 12:38 hrs. (Con este horario se cierra en forma remota los interruptores de enlace)

Tiempo de duración (H): 0.05 hrs

Carga a la hora del evento (kW): 23,000 kW

Demanda facturable perdida del evento (kW): 1916.66 (kW)

Formula: $C.E \times T = D.F$

$23,000 \times 5/60 = 1916.66 \text{ kW}$

b) Costos de energía

Costo kW de la demanda (\$): \$106.28

Costo kW de energía punta (\$): \$2.3926

Los cálculos fueron realizados en base a las tarifas aplicadas por la CFE lo cual se puede consultar en las páginas:

http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp?Tarifa=HT&Anio=2014&mes=7

REGIÓN	CARGO POR KILOWATT DE DEMANDA FACTURABLE	CARGO POR KILOWATT - HORA DE ENERGÍA DE PUNTA	CARGO POR KILOWATT - HORA DE ENERGÍA INTERMEDIA	CARGO POR KILOWATT - HORA DE ENERGÍA DE BASE
* Baja California	\$ 201.67	\$ 2.4612	\$ 1.1616	\$ 0.9896
Baja California Sur	\$ 179.52	\$ 1.9810	\$ 1.6110	\$ 1.2019
Central	\$ 106.18	\$ 2.3926	\$ 1.1285	\$ 1.0162
Noreste	\$ 106.18	\$ 2.3926	\$ 1.1285	\$ 1.0162
Noroeste	\$ 106.18	\$ 2.3926	\$ 1.1285	\$ 1.0162
Norte	\$ 106.18	\$ 2.3926	\$ 1.1285	\$ 1.0162
Peninsular	\$ 106.18	\$ 2.3926	\$ 1.1285	\$ 1.0162
Sur	\$ 106.18	\$ 2.3926	\$ 1.1285	\$ 1.0162

c) Costo del evento Banco EST-T3

Costo total de demanda facturable perdida: \$203,510.959

Formula: $C.KW.H \times D.F = C.T.D$

$106.18 \times 1916.66 = \$203,510.959$

Costo total de la energía perdida en el evento: \$4,583.98234

Formula: $T \times C.E \times C.KWH = C.T.E$

$5/60 \times 23,000 \times 2.3926 = \$4,583.98234$

d) Costo total de la pérdida del evento:

Costo total de la demanda perdida + Costo total de energía perdida = C.T.E

$\$203,510.959 + \$4,583.98234 = \$208,094.94134$

DATOS DE LA FALLA	10 MW	20 MW	30 MW	40 MW	50 MW	60 MW
HOARARIO DEL DISPARO (H)	12:33	12:33	12:33	12:33	12:33	12:33
RESTABLECIMIENTO DE LA LINEA (H)	12:38	12:38	12:38	12:38	12:38	12:38
CARGA A LA HORA DEL EVENTO (KW)	10000	20000	30000	40000	50000	60000
TIEMPO DE DURACIÓN DEL EVENTO (H)	0,08333333	0,08333333	0,08333333	0,08333333	0,08333333	0,08333333
DEMANDA FACTURABLE PERDIDA POR EL EVENTO (KW)	833.33	1666.66	2,500.00	3,333.33	4,166.66	5,000.00
COSTOS DE ENERGIA						
COSTO KW DEMANDA \$	\$106,18	\$106,18	\$106,18	\$106,18	\$106,18	\$106,18
COSTO KWH ENERGIA PUNTA \$	\$2,3926	\$2,3926	\$2,3926	\$2,3926	\$2,3926	\$2,3926
COSTO DE EVENTO EST-T3						
COSTO TOTAL DE DEMANDA FACTURABLE PERDIDA:	\$88,482.97	\$176,965.95	265,450.00	\$353,932.97	\$442,415.95	\$530,000.00
COSTO TOTAL DE ENERGÍA PERDIDA EN EL EVENTO	\$1,993.83	\$3,987.666	\$5,981.5	\$7,975.33	\$9,969.16	\$11,963.00
COSTO TOTAL POR LA PÉRDIDA EN EL EVENTO						
COSTO TOTAL DE DEMANDA PERDIDA + COSTO TOTAL DE ENERGÍA PERDIDA	\$90,476.8	\$180,953.6	\$271,431.5	\$361,908.3	\$452,385.1	\$541,963.00

CONCLUSIONES

Resaltar la importancia de la modernización dentro de las instalaciones del Valle de México con la intervención de CFE, lo cual da mayor estabilidad al Sistema Eléctrico Nacional con la Puesta en Servicio de nuevas subestaciones y con esto dar mayor capacidad a los nodos más saturados de la red y al mismo tiempo cuidando la infraestructura de la propia subestación, de la red del Sistema Eléctrico Nacional y de lo más valioso de esta CFE, su personal.

Así mismo con la implementación de un manual de operación en una subestación donde no se contaba con uno, se reducen considerablemente los disparos incorrectos por factor humano, ya que desde el 07 de Septiembre de 2014 al presente no se han tenido eventos por esta causa. Los eventos que se han tenido después de esta fecha en la subestación Estadio han sido causados por factores externos, llámese fauna (gatos, cacomixtle, aves, globos metálicos).

Con los nuevos equipos instalados en la subestación Estadio la atención a fallas es casi instantánea, mejorando tiempos en la interpretación de los resultados así como en su extracción de osciligramas para su estudio, todo esto se debe al esfuerzo y dedicación de todo el personal de la CFE.

REFERENCIAS

CFE. (03/11/2014). Mantenimiento a Equipo Eléctrico de Subestaciones (Revisión 7). Ciudad de México: N/A.

CFE. (01/09/2011). Interruptores de Potencia de 72.5 kV a 400 kV (Especificación 022-CFE --2010). Ciudad de México: N/A.

Ing. José Pérez Escobar, Ing. Manuel Alexander Maldonado Ruz. (2004). Transformadores de Instrumentos, Dirección de Operación, CENAC Celaya. Ciudad de México: N/A.

CFE. (07/2012). Banco de Capacitores de 13.8 KV a 34.5 KV, para subestaciones de distribución (Especificación CFE-V8000-52). Ciudad de México: N/A.

CFE. (08/2012). Banco de Capacitores de 69 KV a 161 KV, para subestaciones (Especificación CFE-V8000-53). Ciudad de México: N/A.

CFE. (08/2016). Capacitores de Potencia (Unidades Capacitivas) para Sistemas Eléctricos de Distribución y Transmisión (Especificación CFE-V8000-67). Ciudad de México: N/A.

Diario Oficial de la Federación. (08/04/2016). Reglamento Legal Código de Red. Ciudad de México: N/A.

B. Ravindranath y M Chander. (2005). Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores. Ciudad de México: McGraw-Hill.

CFE. (03/2003). Manual de Interruptores de Potencia. CFE-OCT-Gerencia de Subestaciones Y Líneas: Instituto de Investigaciones Eléctricas

CFE. (18/06/2004). Manual de Operación tomo I “Conceptos fundamentales y operacionales de los sistemas de energía eléctrica.”. Ciudad de México: Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Manuales, Procedimientos e Instructivos Técnicos
Especificación CFE-L1000-32

ANEXOS

En este anexo se enlistan todas las maniobras que se pueden realizar en la subestación Estadio, para librar un equipo que este en servicio energizado (Parte del capítulo 2 Descripción de la Subestación Eléctrica Estadio Subcapítulo 2.3 Maniobras). Estas maniobras están para visto bueno de la Zona de Operación de Transmisión Toluca.



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Maniobras para librar Banco de Capacitores EST-C1

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:	Recibe Lic.
----------------------	--------------------

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR ESTADO DEL INT-55010 (ABIERTO O CERRADO)	
2	A / INT-55010	
3	A / CUCH-55011	
4	BLOQUEO / CUCH-55011	
5	C / CUCH-55017	
6	ESPERAR 10 MINUTOS ANTES DE COMENZAR LOS TRABAJOS ESTO ES PARA LA DESCARGA DEL BANCO DE CAPACITORES DE CELDAS CAPACITIVAS.	
7	SE OTORGA LICENCIA.	
8	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO A / INT-55010	
2	A / CUCH-55017	
3	DESBLOQUEO / CUCH-55011	
4	C / CUCH-55011	
5	C / INT-55010	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Maniobras para librar Banco de Capacitores EST-C2

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:	Recibe Lic.
----------------------	--------------------

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTP (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR ESTADO DEL INT-55020 (ABIERTO O CERRADO)	
2	A / INT-55020	
3	A / CUCH-55022	
4	BLOQUEO / CUCH-55022	
5	C / CUCH-55027	
6	ESPERAR 10 MINUTOS ANTES DE COMENZAR LOS TRABAJOS ESTO ES PARA LA DESCARGA DEL BANCO DE CAPACITORES DE CELDAS CAPACITIVAS.	
7	SE OTORGA LICENCIA.	
8	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO A / INT-55020	
2	A / CUCH-55027	
3	DESBLOQUEO / CUCH-55022	
4	C / CUCH-55022	
5	C / INT-55020	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Maniobras para librar Banco de Capacitores EST-C3

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR ESTADO DEL INT-55030 (ABIERTO O CERRADO)	
2	A / INT-55030	
3	A / CUCH-55033	
4	BLOQUEO / CUCH-55033	
5	C / CUCH-55037	
6	ESPERAR 10 MINUTOS ANTES DE COMENZAR LOS TRABAJOS ESTO ES PARA LA DESCARGA DEL BANCO DE CAPACITORES DE CELDAS CAPACITIVAS.	
7	SE OTORGA LICENCIA.	
8	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO A / INT-55030	
2	A / CUCH-55037	
3	DESBLOQUEO / CUCH-55033	
4	C / CUCH-55033	
5	C / INT-55030	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Maniobras para librar Banco de Capacitores EST-C4

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:	Recibe Lic.
----------------------	--------------------

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR ESTADO DEL INT-55040 (ABIERTO O CERRADO)	
2	A / INT-55040	
3	A / CUCH-55041	
4	BLOQUEO / CUCH-55041	
5	C / CUCH-55047	
6	ESPERAR 10 MINUTOS ANTES DE COMENZAR LOS TRABAJOS ESTO ES PARA LA DESCARGA DEL BANCO DE CAPACITORES DE CELDAS CAPACITIVAS.	
7	SE OTORGA LICENCIA.	
8	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO A / INT-55040	
2	A / CUCH-55047	
3	DESBLOQUEO / CUCH-55041	
4	C / CUCH-55041	
5	C / INT-55040	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”

Maniobras para librar Banco EST-T1

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:	Recibe Lic.
----------------------	--------------------

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADO INT-93560	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-55010	
3	VERIFICAR LOS SERVICIOS PROPIOS (HACER LA TRANSFERENCIA Y REALIZAR LA TRANSFERENCIA SI ES QUE SE REQUIERE)	
4	C / INT-58150	
5	A / INT-53010	
6	C / INT-58260	
7	A / INT-53020	
8	C / INT-583B0	
9	A / INT-53030	
10	C / INT-584C0	
11	A / INT-53040	
12	A / INT-98610	
13	A / INT-92010	
14	A / CUCH-92011	
15	BLOQUEO / CUCH-92011	
16	A / CUCH-92013	
17	BLOQUEO / CUCH-92013	
18	A / CUCH-98611	
19	BLOQUEO / CUCH-98611	
20	A / CUCH-98612	
21	BLOQUEO / CUCH-98612	
22	A / CUCH-52011	
23	BLOQUEO / CUCH-52011	





**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

24	A / CUCH-55011	
25	BLOQUEO / CUCH-55011	
26	A / CUCH-53041	
27	BLOQUEO / CUCH-53041	
28	A / CUCH-53049	
29	BLOQUEO / CUCH-53049	
30	A / CUCH-53031	
31	BLOQUEO / CUCH-53031	
32	A / CUCH-53039	
33	BLOQUEO / CUCH-53039	
34	A / CUCH-53021	
35	BLOQUEO / CUCH-53021	
36	A / CUCH-53029	
37	BLOQUEO / CUCH-53029	
38	A / CUCH-53011	
39	BLOQUEO / CUCH-53011	
40	A / CUCH-53019	
41	BLOQUEO / CUCH-53019	
42	A / CUCH-52134	
43	A / CUCH-52014	
44	DESCONECTAR TERMICOS DE SECUNDARIOS DE TP'S B1 23 KV	
45	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
46	SE OTORGA LICENCIA.	
47	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	
2	VERIFICAR CERRADO INT-93560	
3	VERIFICAR ABIERTO INT-98610 Y INT-92010	
4	CONECTAR TERMICOS DE SECUNDARIOS DE TP'S B1 23 KV	
5	C / CUCH-52014	
6	C / CUCH-52134	
7	DESBLOQUEO / CUCH-53041	



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

8	C / CUCH-53041	
9	DESBLOQUEO / CUCH-53049	
10	C / CUCH-53049	
11	DESBLOQUEO / CUCH-53031	
12	C / CUCH-53031	
13	DESBLOQUEO / CUCH-53039	
14	C / CUCH-53039	
15	DESBLOQUEO / CUCH-53021	
16	C / CUCH-53021	
17	DESBLOQUEO / CUCH-53029	
18	C / CUCH-53029	
19	DESBLOQUEO / CUCH-53011	
20	C / CUCH-53011	
21	DESBLOQUEO / CUCH-53019	
22	C / CUCH-53019	
23	DESBLOQUEO / CUCH-55011	
24	C / CUCH-55011	
25	DESBLOQUEO / CUCH-52011	
26	C / CUCH-52011	
27	DESBLOQUEO / CUCH-98612	
28	C / CUCH-98612	
29	DESBLOQUEO / CUCH-98611	
30	C / CUCH-98611	
31	DESBLOQUEO / CUCH-92013	
32	C / CUCH-92013	
33	DESBLOQUEO / CUCH-92011	
34	C / CUCH-92011	
35	C / INT-92010	
36	C / INT-98610	
37	C / INT-53010	
38	A / INT-58150	
39	C / INT-53020	
40	A / INT-58260	



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

41	C / INT-53030	
42	A / INT-583B0	
43	C/ INT-53040	
44	A / INT-584C0	
45	VERIFICAR LOS SERVICIOS PROPIOS (HACER LA TRANSFERENCIA Y REALIZAR LA TRANSFERENCIA SI ES QUE SE REQUIERE PARA DEJAR COMO ESTABAN INICIALMENTE LOS SERVICIOS)	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Maniobras para librar Banco EST-T2

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADO INT-93720	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-55020	
3	C / INT-58150	
4	A / INT-53050	
5	C / INT-58260	
6	A / INT-53060	
7	C / INT-58790	
8	A / INT-53070	
9	C / INT-588A0	
10	A / INT-53080	
11	A / INT-98220	
12	A / INT-92020	
13	A / CUCH-92021	
14	BLOQUEO / CUCH-92021	
15	A / CUCH-92023	
16	BLOQUEO / CUCH-92023	
17	A / CUCH-98221	
18	BLOQUEO / CUCH-98221	
19	A / CUCH-98222	
20	BLOQUEO / CUCH-98222	
21	A / CUCH-52022	
22	BLOQUEO / CUCH-52022	
23	A / CUCH-55022	
24	BLOQUEO / CUCH-55022	



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”

25	A / CUCH-53052	
26	BLOQUEO / CUCH-53052	
27	A / CUCH-53059	
28	BLOQUEO / CUCH-53059	
29	A / CUCH-53062	
30	BLOQUEO / CUCH-53062	
31	A / CUCH-53069	
32	BLOQUEO / CUCH-53069	
33	A / CUCH-53072	
34	BLOQUEO / CUCH-53072	
35	A / CUCH-53079	
36	BLOQUEO / CUCH-53079	
37	A / CUCH-53082	
38	BLOQUEO / CUCH-53082	
39	A / CUCH-53089	
40	BLOQUEO / CUCH-53089	
41	A / CUCH-52144	
42	DESCONECTAR TERMICOS DE SECUNDARIOS DE TP'S B2 23 KV	
43	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
44	SE OTORGA LICENCIA.	
45	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	
2	VERIFICAR CERRADO INT-93720	
3	VERIFICAR ABIERTO INT-98220 Y INT-92020	
4	CONECTAR TERMICOS DE SECUNDARIOS DE TP'S B2 23 KV	
5	C / CUCH-52144	
6	DESBLOQUEO / CUCH-53082	
7	C / CUCH-53082	
8	DESBLOQUEO / CUCH-53089	
9	C / CUCH-53089	
10	DESBLOQUEO / CUCH-53072	





**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

11	C / CUCH-53072	
12	DESBLOQUEO / CUCH-53079	
13	C / CUCH-53079	
14	DESBLOQUEO / CUCH-53062	
15	C / CUCH-53062	
16	DESBLOQUEO / CUCH-53069	
17	C / CUCH-53069	
18	DESBLOQUEO / CUCH-53052	
19	C / CUCH-53052	
20	DESBLOQUEO / CUCH-53059	
21	C / CUCH-53059	
22	DESBLOQUEO / CUCH-55022	
23	C / CUCH-55022	
24	DESBLOQUEO / CUCH-52022	
25	C / CUCH-52022	
26	DESBLOQUEO / CUCH-98222	
27	C / CUCH-98222	
28	DESBLOQUEO / CUCH-98221	
29	C / CUCH-98221	
30	DESBLOQUEO / CUCH-92023	
31	C / CUCH-92023	
32	DESBLOQUEO / CUCH-92021	
33	C / CUCH-92021	
34	C / INT-92020	
35	C / INT-98220	
36	C / INT-53050	
37	A / INT-58150	
38	C / INT-53060	
39	A / INT-58260	
40	C / INT-53070	
41	A / INT-58790	
42	C/ INT-53080	
43	A / INT-588A0	



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

**LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO**

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Maniobras para librar Banco EST-T3

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADO INT-98610 Y INT-98220	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-55030	
3	VERIFICAR LOS SERVICIOS PROPIOS (HACER LA TRANSFERENCIA Y REALIZAR LA TRANSFERENCIA SI ES QUE SE REQUIERE)	
4	C / INT-58790	
5	A / INT-53090	
6	C / INT-588A0	
7	A / INT-530A0	
8	C / INT-583B0	
9	A / INT-530B0	
10	C / INT-584C0	
11	A / INT-530C0	
12	A / INT-90030	
13	A / INT-92030	
14	A / CUCH-92031	
15	BLOQUEO / CUCH-92031	
16	A / CUCH-92033	
17	BLOQUEO / CUCH-92033	
18	A / CUCH-90033	
19	BLOQUEO / CUCH-90033	
20	A / CUCH-90032	
21	BLOQUEO / CUCH-90032	
22	A / CUCH-52033	
23	BLOQUEO / CUCH-52033	



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”

24	A / CUCH-55033	
25	BLOQUEO / CUCH-55033	
26	A / CUCH-53093	
27	BLOQUEO / CUCH-53093	
28	A / CUCH-53099	
29	BLOQUEO / CUCH-53099	
30	A / CUCH-530A3	
31	BLOQUEO / CUCH-530A3	
32	A / CUCH-530A9	
33	BLOQUEO / CUCH-530A9	
34	A / CUCH-530B3	
35	BLOQUEO / CUCH-530B3	
36	A / CUCH-530B9	
37	BLOQUEO / CUCH-530B9	
38	A / CUCH-530C3	
39	BLOQUEO / CUCH-530C3	
40	A / CUCH-530C9	
41	BLOQUEO / CUCH-530C9	
42	A / CUCH-52154	
43	A / CUCH-52024	
44	DESCONECTAR TERMICOS DE SECUNDARIOS DE TP'S B3 23 KV	
45	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
46	SE OTORGA LICENCIA.	
47	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	
2	VERIFICAR CERRADO INT-98610 Y INT-98220	
3	VERIFICAR ABIERTO INT-92030 Y INT-90030	
4	CONECTAR TERMICOS DE SECUNDARIOS DE TP'S B3 23 KV	
5	C / CUCH-52024	
6	C / CUCH-52154	
7	DESBLOQUEO / CUCH-53093	





**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

8	C / CUCH-53093	
9	DESBLOQUEO / CUCH-53099	
10	C / CUCH-53099	
11	DESBLOQUEO / CUCH-530A3	
12	C / CUCH-530A3	
13	DESBLOQUEO / CUCH-530A9	
14	C / CUCH-530A9	
15	DESBLOQUEO / CUCH-530B3	
16	C / CUCH-530B3	
17	DESBLOQUEO / CUCH-530B9	
18	C / CUCH-530B9	
19	DESBLOQUEO / CUCH-530C3	
20	C / CUCH-530C3	
21	DESBLOQUEO / CUCH-530C9	
22	C / CUCH-530C9	
23	DESBLOQUEO / CUCH-55033	
24	C / CUCH-55033	
25	DESBLOQUEO / CUCH-52033	
26	C / CUCH-52033	
27	DESBLOQUEO / CUCH-90032	
28	C / CUCH-90032	
29	DESBLOQUEO / CUCH-90033	
30	C / CUCH-90033	
31	DESBLOQUEO / CUCH-92033	
32	C / CUCH-92033	
33	DESBLOQUEO / CUCH-92031	
34	C / CUCH-92031	
35	C / INT-92030	
36	C / INT-90030	
37	C / INT-53090	
38	A / INT-58790	
39	C / INT-530A0	
40	A / INT-588A0	



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

41	C / INT-530B0	
42	A / INT-583B0	
43	C/ INT-530C0	
44	A / INT-584C0	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”

Maniobras para librar Banco EST-T4

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic: _____ **Recibe Lic.** _____

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	EL BANCO EST-T4 ES UN ARREGLO RADIAL AGARRADO DIRECTAMENTE DEL BUS 1 DE 230 KV, DEBIDO A ESTE ARREGLO NO SE PUEDE RESPALDAR LA CARGA DE LOS CIRCUITOS DEL BANCO T-4 POR LOS DEMAS BANCOS, SE RESPALDA POR LA RED DE DISTRIBUCIÓN.	
2	VERIFICAR CON EL CCDTOL QUE LA CARGA DEL CIRCUITO 53015 ESTE RESPALDADA POR LA RED.	
3	VERIFICAR INTERRUPTOR 55040 ABIERTO.	
4	A / INT-53015	
5	VERIFICAR CON EL CCDTOL QUE LA CARGA DEL CIRCUITO 53025 ESTE RESPALDADA POR LA RED.	
6	A / INT-53025	
7	VERIFICAR CON EL CCDTOL QUE LA CARGA DEL CIRCUITO 53035 ESTE RESPALDADA POR LA RED.	
8	A / INT-53035	
9	VERIFICAR CON EL CCDTOL QUE LA CARGA DEL CIRCUITO 53045 ESTE RESPALDADA POR LA RED.	
10	A / INT-53045	
11	UNA VEZ VERIFICADO QUE EL TRANSFORMADOR NO TIENE CARGA Y QUE TODOS LOS CIRCUITO ESTAN RESPALDADOS POR LA RED DE DISTRIBUCIÓN.	
12	A / INT-92040	
13	A / CUCH-92041	
14	BLOQUEO / CUCH-92041	
15	A / CUCH 52041	
16	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
17	SE OTORGA LICENCIA.	
18	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	





**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

2	VERIFICAR ABIERTO INT-92040	
3	DESBLOQUEO / CUCH-92041	
4	C / CUCH-92041	
5	C / CUCH 52041	
6	C / INT-92041	
7	CONFORME EL CCDTOL VAYA RESTABLECIENDO LA CARGA DE LOS CIRCUITOS SE VAN A IR CERRANDO LOS INTERRUPTORES.	
8	C / INT-53015	
9	C / INT-53025	
10	C / INT-53035	
11	C / INT-53045	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”

Maniobras para librar Bus 1 de 230 KV

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
-----------	-----------	--------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	ANTES DE LIBRAR LA BUS 1 DE 230 KV SE TIENE QUE RESPALDAR LA CARGA DEL BANCO T4 POR LA RED DE DISTRIBUCIÓN. (VERIFICAR MANIOBRAS PARA LIBRAR BANCO T4)	
2	VERIFICAR CERRADOS INT-98610, INT-98220 Y INT-90030.	
3	A / INT-98610	
4	A / INT-98220	
5	A / INT-90030	
6	A / CUCH-92011	
7	BLOQUEO / CUCH-92011	
8	A / CUCH-92013	
9	BLOQUEO / CUCH-92013	
10	A / CUCH-92021	
11	BLOQUEO / CUCH-92021	
12	A / CUCH-92023	
13	BLOQUEO / CUCH-92023	
14	A / CUCH-92031	
15	BLOQUEO / CUCH-92031	
16	A / CUCH-92033	
17	BLOQUEO / CUCH-92033	
18	DESCONECTAR TERMICOS DE SECUNDARIOS DE TP'S B1 230 KV	
19	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
20	SE OTORGA LICENCIA.	
21	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO





**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

1	CONECTAR TERMICOS DE SECUNDARIOS DE TP'S B1 230 KV	
2	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA	
3	VERIFICAR ABIERTOS INT-92010, INT-92020 Y INT-92030	
4	VERIFICAR CERRADOS INT-98610, INT-98220 Y INT-90030	
5	DESBLOQUEO / CUCH-92031	
6	C / CUCH-92031	
7	DESBLOQUEO / CUCH-92033	
8	C / CUCH-92033	
9	DESBLOQUEO / CUCH-92021	
10	C / CUCH-92021	
11	DESBLOQUEO / CUCH-92023	
12	C / CUCH-92023	
13	DESBLOQUEO / CUCH-92011	
14	C / CUCH-92011	
15	DESBLOQUEO / CUCH-92013	
16	C / CUCH-92013	
17	C / INT-92010	
18	C / INT-92020	
19	C / INT-92030	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Maniobras para librar Bus 2 de 230 KV

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADOS INT-98610, INT-98220 Y INT-90030.	
2	A / INT-93560	
3	A / INT-93720	
4	A / INT-90030	
5	A / CUCH-93562	
6	BLOQUEO / CUCH-93562	
7	A / CUCH-93563	
8	BLOQUEO / CUCH-93563	
9	A / CUCH-93722	
10	BLOQUEO / CUCH-93722	
11	A / CUCH-93723	
12	BLOQUEO / CUCH-93723	
13	A / CUCH-90032	
14	BLOQUEO / CUCH-90032	
15	A / CUCH-90033	
16	BLOQUEO / CUCH-90033	
17	DESCONECTAR TERMICOS DE SECUNDARIOS DE TP'S B2 230 KV	
18	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
19	SE OTORGA LICENCIA.	
20	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	CONECTAR TERMICOS DE SECUNDARIOS DE TP'S B2 230 KV	
2	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA	



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

3	VERIFICAR ABIERTOS INT-93560, INT-93720 Y INT-90030	
4	VERIFICAR CERRADOS INT-98610, INT-98220 Y INT-90030	
5	DESBLOQUEO / CUCH-90033	
6	C / CUCH-90033	
7	DESBLOQUEO / CUCH-90032	
8	C / CUCH-90032	
9	DESBLOQUEO / CUCH-93723	
10	C / CUCH-93723	
11	DESBLOQUEO / CUCH-93722	
12	C / CUCH-93722	
13	DESBLOQUEO / CUCH-93563	
14	C / CUCH-93563	
15	DESBLOQUEO / CUCH-93562	
16	C / CUCH-93562	
17	C / INT-93560	
18	C / INT-93720	
19	C / INT-90030	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”

Maniobras para librar Interruptor EST-530A0

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-530A0	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-588A0	
3	VERIFICAR CERRADAS CUCH-588A3 Y CUCH-588A6	
4	C / INT-588A0	
5	A / INT-530A0	
6	A / CUCH-530A9	
7	BLOQUEO / CUCH-530A9	
8	A / CUCH-530A3	
9	BLOQUEO / CUCH-530A3	
10	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
11	SE OTORGA LICENCIA.	
12	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-530A0	
2	VERIFICAR CERRADO EL INT-588A0	
3	DESBLOQUEO / CUCH-530A9	
4	C / CUCH-530A9	
5	DESBLOQUEO / CUCH-530A3	
6	C / CUCH-530A3	
7	C / INT-530A0	
8	A / INT-588A0	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-530B0

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
-----------	-----------	--------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-530B0	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-583B0	
3	VERIFICAR CERRADAS CUCH-583B3 Y CUCH-583B6	
4	C / INT-583B0	
5	A / INT-530B0	
6	A / CUCH-530B9	
7	BLOQUEO / CUCH-530B9	
8	A / CUCH-530B3	
9	BLOQUEO / CUCH-530B3	
10	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
11	SE OTORGA LICENCIA.	
12	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-583B0	
2	VERIFICAR CERRADO EL INT-583B0	
3	DESBLOQUEO / CUCH-530B9	
4	C / CUCH-530B9	
5	DESBLOQUEO / CUCH-530B3	
6	C / CUCH-530B3	
7	C / INT-530B0	
8	A / INT-583B0	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-530C0

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:
Autoriza Lic:
Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-530C0	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-584C0	
3	VERIFICAR CERRADAS CUCH-584C3 Y CUCH-584C6	
4	C / INT-584C0	
5	A / INT-530C0	
6	A / CUCH-530C9	
7	BLOQUEO / CUCH-530C9	
8	A / CUCH-530C3	
9	BLOQUEO / CUCH-530C3	
10	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
11	SE OTORGA LICENCIA.	
12	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-530C0	
2	VERIFICAR CERRADO EL INT-584C0	
3	DESBLOQUEO / CUCH-530C9	
4	C / CUCH-530C9	
5	DESBLOQUEO / CUCH-530C3	
6	C / CUCH-530C3	
7	C / INT-530C0	
8	A / INT-584C0	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina





**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Maniobras para librar Interruptor EST-583B0

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53030 Y INT-530B0	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-583B0	
3	A / CUCH-583B3	
4	BLOQUEO / CUCH-583B3	
5	A / CUCH-583B6	
6	BLOQUEO / CUCH-583B6	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-583B0	
2	VERIFICAR CERRADO INT-53030 Y INT-530B0	
3	DESBLOQUEO / CUCH-583B3	
4	C / CUCH-583B3	
5	DESBLOQUEO / CUCH-583B6	
6	C / CUCH-583B6	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Maniobras para librar Interruptor EST-584C0

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53040 Y INT-530C0	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-584C0	
3	A / CUCH-584C3	
4	BLOQUEO / CUCH-584C3	
5	A / CUCH-584C6	
6	BLOQUEO / CUCH-584C6	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-584C0	
2	VERIFICAR CERRADO INT-53040 Y INT-530C0	
3	DESBLOQUEO / CUCH-584C3	
4	C / CUCH-584C3	
5	DESBLOQUEO / CUCH-584C6	
6	C / CUCH-584C6	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”



**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Maniobras para librar Interruptor EST-588A0

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53080 Y INT-530A0	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-588A0	
3	A / CUCH-588A3	
4	BLOQUEO / CUCH-588A3	
5	A / CUCH-588A6	
6	BLOQUEO / CUCH-588A6	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-588A0	
2	VERIFICAR CERRADO INT-53080 Y INT-530A0	
3	DESBLOQUEO / CUCH-588A3	
4	C / CUCH-588A3	
5	DESBLOQUEO / CUCH-588A6	
6	C / CUCH-588A6	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”

Maniobras para librar Interruptor EST-53010

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53010	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-58150	
3	VERIFICAR CERRADAS CUCH-58153 Y CUCH-58156	
4	C / INT-58150	
5	A / INT-53010	
6	A / CUCH-53019	
7	BLOQUEO / CUCH-53019	
8	A / CUCH-53011	
9	BLOQUEO / CUCH-53011	
10	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
11	SE OTORGA LICENCIA.	
12	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-53010	
2	VERIFICAR CERRADO EL INT-58150	
3	DESBLOQUEO / CUCH-53019	
4	C / CUCH-53019	
5	DESBLOQUEO / CUCH-53011	
6	C / CUCH-53011	
7	C / INT-53010	
8	A / INT-58150	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-53020

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
-----------	-----------	--------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53020	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-58260	
3	VERIFICAR CERRADAS CUCH-58263 Y CUCH-58266	
4	C / INT-58260	
5	A / INT-53020	
6	A / CUCH-53029	
7	BLOQUEO / CUCH-53029	
8	A / CUCH-53021	
9	BLOQUEO / CUCH-53021	
10	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
11	SE OTORGA LICENCIA.	
12	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-53020	
2	VERIFICAR CERRADO EL INT-58260	
3	DESBLOQUEO / CUCH-53029	
4	C / CUCH-53029	
5	DESBLOQUEO / CUCH-53021	
6	C / CUCH-53021	
7	C / INT-53020	
8	A / INT-58260	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-53030

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:
Autoriza Lic:
Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53030	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-583B0	
3	VERIFICAR CERRADAS CUCH-583B3 Y CUCH-583B6	
4	C / INT-583B0	
5	A / INT-53030	
6	A / CUCH-53039	
7	BLOQUEO / CUCH-53039	
8	A / CUCH-53031	
9	BLOQUEO / CUCH-53031	
10	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
11	SE OTORGA LICENCIA.	
12	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-53030	
2	VERIFICAR CERRADO EL INT-583B0	
3	DESBLOQUEO / CUCH-53039	
4	C / CUCH-53039	
5	DESBLOQUEO / CUCH-53031	
6	C / CUCH-53031	
7	C / INT-53030	
8	A / INT-583B0	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-53040

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53040	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-584C0	
3	VERIFICAR CERRADAS CUCH-584C3 Y CUCH-584C6	
4	C / INT-584C0	
5	A / INT-53040	
6	A / CUCH-53049	
7	BLOQUEO / CUCH-53049	
8	A / CUCH-53041	
9	BLOQUEO / CUCH-53041	
10	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
11	SE OTORGA LICENCIA.	
12	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-53040	
2	VERIFICAR CERRADO EL INT-584C0	
3	DESBLOQUEO / CUCH-53049	
4	C / CUCH-53049	
5	DESBLOQUEO / CUCH-53041	
6	C / CUCH-53041	
7	C / INT-53040	
8	A / INT-584C0	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-53050

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:
Autoriza Lic:
Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53050	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-58150	
3	VERIFICAR CERRADAS CUCH-58153 Y CUCH-58156	
4	C / INT-58150	
5	A / INT-53050	
6	A / CUCH-53059	
7	BLOQUEO / CUCH-53059	
8	A / CUCH-53052	
9	BLOQUEO / CUCH-53052	
10	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
11	SE OTORGA LICENCIA.	
12	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-53050	
2	VERIFICAR CERRADO EL INT-58150	
3	DESBLOQUEO / CUCH-53059	
4	C / CUCH-53059	
5	DESBLOQUEO / CUCH-53052	
6	C / CUCH-53052	
7	C / INT-53050	
8	A / INT-58150	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-53060

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53060	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-58260	
3	VERIFICAR CERRADAS CUCH-58263 Y CUCH-58266	
4	C / INT-58260	
5	A / INT-53060	
6	A / CUCH-53069	
7	BLOQUEO / CUCH-53069	
8	A / CUCH-53062	
9	BLOQUEO / CUCH-53062	
10	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
11	SE OTORGA LICENCIA.	
12	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-53060	
2	VERIFICAR CERRADO EL INT-58260	
3	DESBLOQUEO / CUCH-53069	
4	C / CUCH-53069	
5	DESBLOQUEO / CUCH-53062	
6	C / CUCH-53062	
7	C / INT-53060	
8	A / INT-58260	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-53070

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:
Autoriza Lic:
Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53070	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-58790	
3	VERIFICAR CERRADAS CUCH-58793 Y CUCH-58796	
4	C / INT-58790	
5	A / INT-53070	
6	A / CUCH-53079	
7	BLOQUEO / CUCH-53079	
8	A / CUCH-53072	
9	BLOQUEO / CUCH-53072	
10	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
11	SE OTORGA LICENCIA.	
12	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-53070	
2	VERIFICAR CERRADO EL INT-58790	
3	DESBLOQUEO / CUCH-53079	
4	C / CUCH-53079	
5	DESBLOQUEO / CUCH-53072	
6	C / CUCH-53072	
7	C / INT-53070	
8	A / INT-58790	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-53080

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:
Autoriza Lic:
Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53080	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-588A0	
3	VERIFICAR CERRADAS CUCH-588A3 Y CUCH-588A6	
4	C / INT-588A0	
5	A / INT-53080	
6	A / CUCH-53089	
7	BLOQUEO / CUCH-53089	
8	A / CUCH-53082	
9	BLOQUEO / CUCH-53082	
10	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
11	SE OTORGA LICENCIA.	
12	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-53080	
2	VERIFICAR CERRADO EL INT-588A0	
3	DESBLOQUEO / CUCH-53089	
4	C / CUCH-53089	
5	DESBLOQUEO / CUCH-53082	
6	C / CUCH-53082	
7	C / INT-53080	
8	A / INT-588A0	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-53090

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:	Recibe Lic.
----------------------	--------------------

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53090	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-58790	
3	VERIFICAR CERRADAS CUCH-58793 Y CUCH-58796	
4	C / INT-58790	
5	A / INT-53090	
6	A / CUCH-53099	
7	BLOQUEO / CUCH-53099	
8	A / CUCH-53093	
9	BLOQUEO / CUCH-53093	
10	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
11	SE OTORGA LICENCIA.	
12	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-53090	
2	VERIFICAR CERRADO EL INT-58790	
3	DESBLOQUEO / CUCH-53099	
4	C / CUCH-53099	
5	DESBLOQUEO / CUCH-53093	
6	C / CUCH-53093	
7	C / INT-53090	
8	A / INT-58790	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina





**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Maniobras para librar Interruptor EST-58150

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:	Recibe Lic.
----------------------	--------------------

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53010 Y INT-53050	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-58150	
3	A / CUCH-58153	
4	BLOQUEO / CUCH-58153	
5	A / CUCH-58156	
6	BLOQUEO / CUCH-58156	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-58150	
2	VERIFICAR CERRADO INT-53010 Y INT-53050	
3	DESBLOQUEO / CUCH-58153	
4	C / CUCH-58153	
5	DESBLOQUEO / CUCH-58156	
6	C / CUCH-58156	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”

Maniobras para librar Interruptor EST-58260

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53020 Y INT-53060	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-58260	
3	A / CUCH-58263	
4	BLOQUEO / CUCH-58263	
5	A / CUCH-58266	
6	BLOQUEO / CUCH-58266	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-58260	
2	VERIFICAR CERRADO INT-53020 Y INT-53060	
3	DESBLOQUEO / CUCH-58263	
4	C / CUCH-58263	
5	DESBLOQUEO / CUCH-58266	
6	C / CUCH-58266	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina





**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Maniobras para librar Interruptor EST-58790

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRDO INT-53070 Y INT-53090	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-58790	
3	A / CUCH-58793	
4	BLOQUEO / CUCH-58793	
5	A / CUCH-58796	
6	BLOQUEO / CUCH-58796	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	VERIFICAR ABIERTO INT-58790	
2	VERIFICAR CERRADO INT-53070 Y INT-53090	
3	DESBLOQUEO / CUCH-58793	
4	C / CUCH-58793	
5	DESBLOQUEO / CUCH-58796	
6	C / CUCH-58796	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”

Maniobras para librar Interruptor EST-90030

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADO INT-90030	
2	A / INT-90030	
3	A / CUCH-90033	
4	BLOQUEO / CUCH-90033	
5	A / CUCH-90032	
6	BLOQUEO / CUCH-90032	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-90030	
3	VERIFICAR CERRADOS INT-92030	
4	DESBLOQUEO / CUCH-90032	
5	C / CUCH-90032	
6	DESBLOQUEO / CUCH-90033	
7	C / CUCH-90033	
8	C / INT-90030	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-92010

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADO INT-98610	
2	A / INT-92010	
3	A / CUCH-92013	
4	BLOQUEO / CUCH-92013	
5	A / CUCH-92011	
6	BLOQUEO / CUCH-92011	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-92010	
3	VERIFICAR CERRADOS INT-98610	
4	DESBLOQUEO / CUCH-92011	
5	C / CUCH-92011	
6	DESBLOQUEO / CUCH-92013	
7	C / CUCH-92013	
8	C / INT-92010	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-92020

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADO INT-98220	
2	A / INT-92020	
3	A / CUCH-92023	
4	BLOQUEO / CUCH-92023	
5	A / CUCH-92021	
6	BLOQUEO / CUCH-92021	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-92020	
3	VERIFICAR CERRADOS INT-98220	
4	DESBLOQUEO / CUCH-92021	
5	C / CUCH-92021	
6	DESBLOQUEO / CUCH-92023	
7	C / CUCH-92023	
8	C / INT-92020	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-92030

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
-----------	-----------	--------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic: _____ Recibe Lic. _____

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADO INT-90030	
2	A / INT-92030	
3	A / CUCH-92033	
4	BLOQUEO / CUCH-92033	
5	A / CUCH-92031	
6	BLOQUEO / CUCH-92031	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-92030	
3	VERIFICAR CERRADOS INT-90030	
4	DESBLOQUEO / CUCH-92031	
5	C / CUCH-92031	
6	DESBLOQUEO / CUCH-92033	
7	C / CUCH-92033	
8	C / INT-92030	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-92040

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
-----------	-----------	--------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	EL INT. 92040 ES UN ARREGLO RADIAL AGARRADO DIRECTAMENTE DEL BUS 1 DE 230 KV, DEBIDO A ESTE ARREGLO NO SE PUEDE RESPALDAR LA CARGA DE LOS CIRCUITOS DEL BANCO T-4 POR LOS DEMAS BANCOS, SE RESPALDA POR LA RED DE DISTRIBUCIÓN.	
2	VERIFICAR CON EL CCDTOL QUE LA CARGA DEL CIRCUITO 53015 ESTE RESPALDADA POR LA RED.	
3	VERIFICAR INTERRUPTOR 55040 ABIERTO.	
4	A / INT-53015	
5	VERIFICAR CON EL CCDTOL QUE LA CARGA DEL CIRCUITO 53025 ESTE RESPALDADA POR LA RED.	
6	A / INT-53025	
7	VERIFICAR CON EL CCDTOL QUE LA CARGA DEL CIRCUITO 53035 ESTE RESPALDADA POR LA RED.	
8	A / INT-53035	
9	VERIFICAR CON EL CCDTOL QUE LA CARGA DEL CIRCUITO 53045 ESTE RESPALDADA POR LA RED.	
10	A / INT-53045	
11	UNA VEZ VERIFICADO QUE EL TRANSFORMADOR NO TIENE CARGA Y QUE TODOS LOS CIRCUITO ESTAN RESPALDADOS POR LA RED DE DISTRIBUCIÓN.	
12	A / INT-92040	
13	A / CUCH-92041	
14	BLOQUEO / CUCH-92041	
15	A / CUCH 52041	
16	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
17	SE OTORGA LICENCIA.	
18	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	





**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

2	VERIFICAR ABIERTO INT-92040	
3	DESBLOQUEO / CUCH-92041	
4	C / CUCH-92041	
5	C / INT-92041	
6	C / CUCH 52041	
7	CONFORME EL CCDTOL VAYA RESTABLECIENDO LA CARGA DE LOS CIRCUITOS SE VAN A IR CERRANDO LOS INTERRUPTORES.	
8	C / INT-53015	
9	C / INT-53025	
10	C / INT-53035	
11	C / INT-53045	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”

Maniobras para librar Interruptor EST-93560

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
-----------	-----------	--------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic: _____ Recibe Lic. _____

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADO INT-98610 Y INT-93720	
2	A / INT-93560	
3	A / CUCH-93563	
4	BLOQUEO / CUCH-93563	
5	A / CUCH-93562	
6	BLOQUEO / CUCH-93562	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-93560	
3	VERIFICAR CERRADOS INT-98610 Y INT-93720	
4	DESBLOQUEO / CUCH-93562	
5	C / CUCH-93562	
6	DESBLOQUEO / CUCH-93563	
7	C / CUCH-93563	
8	C / INT-93560	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Interruptor EST-93720

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
-----------	-----------	--------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADO INT-98220 Y INT-93560	
2	A / INT-93720	
3	A / CUCH-93723	
4	BLOQUEO / CUCH-93723	
5	A / CUCH-93722	
6	BLOQUEO / CUCH-93722	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-93720	
3	VERIFICAR CERRADOS INT-98220 Y INT-93560	
4	DESBLOQUEO / CUCH-93722	
5	C / CUCH-93722	
6	DESBLOQUEO / CUCH-93723	
7	C / CUCH-93723	
8	C / INT-93720	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina





**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

Maniobras para librar Interruptor EST-98220

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADO INT-93720 Y INT-92020	
2	A / INT-98220	
3	A / CUCH-98221	
4	BLOQUEO / CUCH-98221	
5	A / CUCH-98222	
6	BLOQUEO / CUCH-98222	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-98220	
3	VERIFICAR CERRADOS INT-93720 Y INT-92020	
4	DESBLOQUEO / CUCH-98222	
5	C / CUCH-98222	
6	DESBLOQUEO / CUCH-98221	
7	C / CUCH-98221	
8	C / INT-98220	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”

Maniobras para librar Interruptor EST-98610

Reg. Num.

Lic. Num.

Fecha:

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADO INT-93560 Y INT-92010	
2	A / INT-98610	
3	A / CUCH-98611	
4	BLOQUEO / CUCH-98611	
5	A / CUCH-98612	
6	BLOQUEO / CUCH-98612	
7	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
8	SE OTORGA LICENCIA.	
9	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-98610	
3	VERIFICAR CERRADOS INT-93560 Y INT-92010	
4	DESBLOQUEO / CUCH-98612	
5	C / CUCH-98612	
6	DESBLOQUEO / CUCH-98611	
7	C / CUCH-98611	
8	C / INT-98610	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



Maniobras para librar Línea EST-93560-BRN

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:
Autoriza Lic:
Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADO INT-93720, INT-98220 Y INT-92010	
2	A / INT-98610	
3	A / INT-93560	
4	A / CUCH-98611	
5	BLOQUEO / CUCH-98611	
6	A / CUCH-98612	
7	BLOQUEO / CUCH-98612	
8	A / CUCH-93563	
9	BLOQUEO / CUCH-93563	
10	A / CUCH-93562	
11	BLOQUEO / CUCH-93562	
12	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
13	SE OTORGA LICENCIA.	
14	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-98610 Y INT-93560	
3	VERIFICAR CERRADOS INT-98220, INT-93720 Y INT-92010	
4	DESBLOQUEO / CUCH-93562	
5	C / CUCH-93562	
6	DESBLOQUEO / CUCH-93563	
7	C / CUCH-93563	
8	DESBLOQUEO / CUCH-98612	





**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

9	C / CUCH-98612	
10	DESBLOQUEO / CUCH-98611	
11	C / CUCH-98611	
12	C / INT-93560	
13	C / INT-98610	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”

Maniobras para librar Línea EST-93720-DVA

Reg. Num.	Lic. Num.	Fecha:
------------------	------------------	---------------

Responsable maniobra:

Autoriza Lic:

Recibe Lic.

DE ACUERDO A LAS INSTRUCCIONES DEL INGENIERO DE LA ZOTT (ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA), O DEL CCDTOL (CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCIÓN TOLUCA) Y PARTIENDO DE CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL, REALIZAR LOS SIGUIENTES PASOS:

MANIOBRAS PARA LIBRAR		HORARIO
1	VERIFICAR CERRADO INT-93560, INT-98610 Y INT-92020	
2	A / INT-98220	
3	A / INT-93720	
4	A / CUCH-98221	
5	BLOQUEO / CUCH-98221	
6	A / CUCH-98222	
7	BLOQUEO / CUCH-98222	
8	A / CUCH-93723	
9	BLOQUEO / CUCH-93723	
10	A / CUCH-93722	
11	BLOQUEO / CUCH-93722	
12	DEMOSTRAR AUSENCIA DE POTENCIAL Y SUPERVISAR COLOCACIÓN DE TIERRAS.	
13	SE OTORGA LICENCIA.	
14	SE DEVUELVE LICENCIA.	
MANIOBRAS PARA NORMALIZAR		HORARIO
1	RETIRO DE EQUIPO DE PUESTA A TIERRA.	
2	VERIFICAR ABIERTO INT-98220 Y INT-93720	
3	VERIFICAR CERRADOS INT-98610, INT-93560 Y INT-92020	
4	DESBLOQUEO / CUCH-93722	
5	C / CUCH-93722	
6	DESBLOQUEO / CUCH-93723	
7	C / CUCH-93723	
8	DESBLOQUEO / CUCH-98222	





**GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION
CENTRAL
ZONA DE TRANSMISION VALLE DE MÉXICO
SUR**

LISTADO DE MANIOBRAS DE LA SUBESTACION
ESTADIO

HOJA 1 DE 01
FECHA DE ELABORACION

22	12	14
----	----	----

9	C / CUCH-98222	
10	DESBLOQUEO / CUCH-98221	
11	C / CUCH-98221	
12	C / INT-93720	
13	C / INT-98220	

Firma del responsable de maniobras

Vo. Bo. Jefe Oficina



“La seguridad es parte de nuestras actividades diarias”