

87
2ej.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN**

**“ANALISIS DE LA SUBESTACION ELECTRICA DE
ALTA TENSION ENCAPSULADAS A 230 KV PARA LA
ALIMENTACION DE LA LINEA 8 DEL S.T.C. DE
LA CIUDAD DE MEXICO (SEAT ESTRELLA)”**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A :
JUAN EMILIO PEREZ HERNANDEZ

ASESOR: ING. MARIA DE LA LUZ GONZALEZ QUIJANO
COASESOR: ING. JAVIER MILLAN RAMOS

CUAUTITLAN IZCALLI, ESTADO DE MEXICO 1998

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

269791



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN
UNIDAD DE LA ADMINISTRACIÓN ESCOLAR
DEPARTAMENTO DE EXÁMENES PROFESIONALES

U. N. A. M.
FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES CUAUTITLÁN

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

DR. JUAN ANTONIO MONTARAZ CRESPO
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLÁN
PRESENTE

DEPARTAMENTO DE
EXÁMENES PROFESIONALES

AT'N. Q. Ma. del Carmen García Mijares
Jefe del Departamento de Exámenes
Profesionales de la FES Cuautitlán

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS:

"Análisis de la subestación eléctrica de alta tensión encapsulada a 230 KV para la alimentación de la línea 8 del S.T.C. de la Ciudad de México (SEAT Estrella)".

que presenta el pasante: Juan Emilio Pérez Hernández
con número de cuenta: 8911107-9 para obtener el TITULO de:
Ingeniero Mecánico Electricista

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO

ATENTAMENTE.
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cuautitlán Izcalli, Edo. de Méx., a 30 de Junio de 199 8

PRESIDENTE	<u>Ing. Esteban Corona Escamilla</u>	<i>E. Corona</i>
VOCAL	<u>Ing. María de la Luz González Quijano</u>	<i>M. L. Quijano</i>
SECRETARIO	<u>Ing. Oscar Cervantes Torres</u>	<i>O. Cervantes</i>
PRIMER SUPLENTE	<u>Ing. Victor Hugo Landa Orozco</u>	<i>V. H. Landa</i>
SEGUNDO SUPLENTE	<u>Ing. Anselmo Angoa Torres</u>	<i>A. Angoa</i>

AGRADECIMIENTOS:

A Dios:

*Por permitirme llegar hasta aquí con muchos esfuerzos y sacrificios,
sabiendo que no me abandonará al desarrollarme en mi profesión y como ser humano.*

A mis padres:

Por todo el gran apoyo y cariño que desde siempre me han dado

A la Universidad Nacional Autónoma de México:

Por brindarme un lugar dentro de esta casa de estudios.

Al personal de la FES - Cuautitlán:

Tanto al docente como al administrativo, por sus conocimientos y servicios que me brindaron. De forma especial a la Ing. Ma. de la Luz González Quijano por asesorarme en este trabajo.

Al personal de la SEAT Estrella:

Por las asesorías y la información acerca de la subestación. En forma especial a los ingenieros: Javier Millán Ramos y Raúl Pérez Hernández.

A mis familiares y amigos:

Por sus actos y palabras que fueron de gran ayuda.

Las gracias les doy a todos y cada una de las personas que me ayudaron a lograr este objetivo.

DEDICATORIAS:

Sr. Andrés Hernández González †

Abuelito... porque me has dejado un gran ejemplo a seguir; todo se logra a base de esfuerzo, dedicación y empeño. Con un poco de paciencia y un mucho de honradez se logra hacer realidad un sueño. Así como tú, quiero un día irme dejando a mi familia un buen nombre, limpio, sin que nada lo manche y una base sólida para que siga adelante con los mismos principios que tú me inculcaste.

Sr. Emilio Pérez Saavedra

Sra. Ma. Teresa Hernández Rodríguez

Papá, mamá... Este logro es de ustedes más que mío, ya que me han sabido orientar durante tantos años. Por todo el apoyo, cariño y paciencia que me han tenido hoy les pago un poquito. Se que el amor solo con amor se paga y yo los amo tanto como ustedes a mí.

Srita. Bárbara Pérez Hernández

Hermanita... Por el cariño que te tengo, porque como hermanos que somos compartimos nuestros sentimientos, hoy comparto contigo la alegría de alcanzar un objetivo.

Familiares y amigos:

A todos ustedes también les dedico este trabajo porque han sido, son y serán siempre parte de mi vida que con han contribuido en la formación de éste su amigo y servidor.

Juan Emilio Pérez Hdez.

INDICE

	Página
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1. GENERALIDADES	1
1 1 Subestación eléctrica	2
1 1 1 Subestaciones de potencia. Clasificación y tipos	3
1.2 Elementos principales y secundarios de una subestación	8
1.3 Selección de una subestación eléctrica	10
1 4 Interconexión del Sistema Eléctrico Nacional	11
1 4 1 Las áreas de control	13
1 4 2 Alimentación al Sistema de Transporte Colectivo (S.T.C.) "Metro"	13
1 4.2a Sistema Radial	16
1 4.2b Sistema Centralizado	16
1 5 Características de las subestaciones encapsuladas en SF ₆	18
1 6 El hexafluoruro de azufre (SF ₆)	18
1 6.1 Propiedades químicas, físicas y eléctricas del SF ₆	18
1.7 Componentes de una subestación en gas	21
1.8 La Subestación Eléctrica de Alta Tensión "Estrella"	24
1.8.1 El sistema de 230 KV de la SEAT	24
1 8.1a Conductores de 230 KV	24
1 8.1b La subestación de 230 KV, "GIS"	28
1.8 2 Elementos de la subestación 230 / 23 KV	34
CAPITULO 2. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	40
2.1 Características generales de los transformadores	41
2 1.1 Parte activa	41
2 1 2 Parte pasiva	44
2.1.3 Accesorios	45
2.2 Conexiones de los transformadores	50
2.3 Los transformadores a 230/23 KV de 30 MVA de la SEAT	55
2 3 1 Características de los transformadores de potencia de 230/23 KV	55
2 3 2 Componentes de los transformadores de 230/23 KV , 30 MVA	56

2.4 Protecciones de los transformadores de potencia de la SEAT Estrella	59
2.4.1 Alarmas de los transformadores	60
2.4.2 Protecciones que disparan el interruptor del circuito alimentador de cada transformador	62
CAPITULO 3. DISTRIBUCIÓN A 23 KV	64
3.1 Cables de enlace	65
3.2 Buses de llegada	66
3.2.1 La celda de llegada	66
3.2.1.1 Cajón MT y compartimiento BT	66
3.2.1.2 El interruptor Fluarc FG4 2500 A	67
3.2.2 Celda de barras	70
3.3 Ductos de barras	70
3.4 Buses de tracción	70
3.4.1 Celdas de llegada de los buses de tracción	71
3.4.1.1 Cajón MT y compartimiento BT	71
3.4.1.2 Interruptor Fluarc FG4, 1250 A	72
3.4.2 Celda de salidas de tracción	72
3.4.3 Celda de transformador de potencial	72
3.4.3.1 Cajón metálico	73
3.4.3.2 Compartimiento BT	73
3.5 Buses de alumbrado y fuerza	73
3.5.1 Celdas de llegada de los buses de alumbrado y fuerza	74
3.5.2 Celdas de salida de alumbrado y fuerza	74
3.5.3 Celdas de transformador de potencial	76
3.5.4 Celdas de alimentación del transformador auxiliar	76
3.6 Distribución para la tracción	76
3.7 Distribución para alumbrado y fuerza de la línea 8	79
CAPITULO 4. PROTECCIONES	81
4.1 Introducción	82
4.2 TC's y TP's	86
4.2.1 Transformadores de corriente	86
4.2.1.1 Parámetros de los TC's	87
4.2.2 Transformadores de potencia	89

4 2 2 1	Parámetros de los TP's	89
4 3	Interruptores de potencia	91
4 3 1	Parámetros de los interruptores	92
4 3 2	Tipos de interruptores	93
4 3 2 1	Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de interruptores	95
4 4	Seccionadores	99
4 5	Fusibles	100
4.6	Relevadores	102
4.6 1	Características de los relevadores	103
4 6 2	Clasificación de los relevadores	103
4 6 3	Tiempos de operación de los relevadores	107
4.6 4	Relevadores utilizados en la Subestación de Alta Tensión Estrella	107
4 7	Sistema de tierras	109
4 8	El nivel de aislamiento	112
4.9	Protecciones principales en subestaciones	115
4 10	Principales funcionalidades y protecciones de las instalaciones de la SEAT	116
4.10 1	Fallas que accionan las alarmas y disparos de los interruptores de 230 KV	121
4 10 2	Principales protecciones en la red de 23 KV	128
4.10.3	Fallas en los circuitos auxiliares	132
4 10 4	Sistema de lucha contra el fuego	133

CAPITULO 5. EQUIPOS AUXILIARES **134**

5.1	El sistema auxiliar	135
5 1.1	Transformadores de servicio	135
5 1 2	Tableros	136
5 1 3	Baterías	137
5.1 4	Cargadores de baterías	138
5.1.5	Planta de emergencia	139
5 1 6	Alumbrado	139
5 1.7	Sistema contra incendio	139
5.1 7 1	Separación entre los bancos de transformadores	141
5.1 7 2	Muros no combustibles	141
5 1.7 3	Fosas	141
5 1 7 4	Sistemas fijos Polvo químico	141
5.1 7 5	Sistemas fijos A base de halón	142
5 1 7 6	Sistemas fijos. A base de bióxido de carbono (CO ₂)	142

5 1 7 7	Sistemas fijos A base de agua pulverizada	142
5 1 8	Aire acondicionado	143
5 2	Medidores	143
5 3	Mando y control	146
5 4	Alarmas	147
5 5	Los auxiliares de la SEAT	148
5 5.1	Los auxiliares 220 V CA	148
5 5.1.1	Armarios de auxiliares 220 V	150
5.5 2	Los auxiliares 125 V CD	153
5.5 2 1	Las baterías	153
5.5 2.2	Los cargadores de las baterías	154
5.5 2 3	Armarios de acoplamiento y distribución de 125 V DC	155
5.5 2 3.1	Los armarios de alimentación	155
5.5 2.3.2	Armario de acoplamiento	155
5 6	Sistema contra incendio de la SEAT	156
5 6 1	Detección y extinción de incendio para los transformadores	157
5 6 2	Detección en la Sala GIS	159
5 6 3	Detección de fuego en la Sala 23 KV	159
5.6 4	Detección y extinción de fuego en la Sala computador	159
5.6 5	La central TS14	160
5.7	Mando y control de la SEAT	160
5.7 1	El mando y control de la SEAT en modo distancia	161
5.7 1 1	TCO 230 KV	161
5.7.1.1 1	Campo (tramo) de llegada L1	162
5 7 1.1.2	Tramo de llegada L2	164
5.7.1.1 3	Tramo transformador 1	164
5 7 1 1 4	Tramo transformador 2	165
5.7.1 1.5	Tramo de seccionamiento	165
5.7.1 2	TCO 23 KV	165
5.7.1 2 1	Mando y control de los buses de llegada	166
5.7 1.2.1a	Celda de llegada, ISTR 1A y 1B	166
5 7.1.2 1b	Celda de barras	166
5 7 1 2 2	Mando y control de las celdas de buses de tracción y buses de alumbrado y fuerza	167
5 7.1.2 3	Mando y control de las salidas de tracción	167
5 7 1 2 4	Celdas de transformadores de potencial de los buses de tracción y de alumbrado y fuerza	168
5 7 1.2.5	Mando y control de las celdas de salidas de alumbrado	168

5.7.1.2.6 Mando y control de las ceidas de transformadores de auxiliar	169
5.7.2 El mando y control desde los aparatos mismos, mando local	169
5.7.2.1 Mando y control local del GIS	169
5.7.2.1.1 Mando eléctrico de los aparatos de cada tramo del GIS desde los armarios locales	170
5.7.2.1.2 Mando y control manual de los seccionadores	170
5.7.2.1.3 Mando y control manual de los polos de los interruptores	170
5.7.2.2 Mando y control local de los transformadores de potencia	170
5.7.2.3 Mando y control local de los interruptores 23 KV	171
5.7.2.3.1 Mando y control local eléctrico	171
5.7.2.3.2 Mando y control local manual	171
5.7.3 Señalizaciones y mediciones	172
5.8 Sistemas de alarma de estación	172
5.9 Sistema de software de supervisión CEE	175
CAPITULO 6. CONCLUSIÓN	179
BIBLIOGRAFÍA	182

INTRODUCCION

Introducción

Existen actualmente diversos tipos de subestaciones eléctricas, las cuales se pueden clasificar de acuerdo a la forma de construcción, de mando y control y de uso. Todas ellas contienen en su conjunto una serie de elementos clasificados como primarios y secundarios de acuerdo con la importancia de su uso. Por lo común estos son casi siempre los mismos, pero con las características apropiadas para cada tipo específico de subestación eléctrica. Así pues las características de dichos elementos serán analizadas para una subestación tipo encapsulada en gas (GIS). Donde el gas es hexafluoruro de azufre (SF_6)

La *SEAT ESTRELLA* es de tipo GIS, ya que por el espacio físico que ocupa (el cual es pequeño), la tensión de alimentación a 230 KV que la hace ser muy confiable en cuanto a calidad y continuidad en la distribución a 23 KV y por las características del SF_6 , hacen que sea muy propicio el uso de este tipo de subestación eléctrica en la alimentación de energía para la línea 8 del Metro

La subestación en estudio se divide en siete partes principales

- El Sistema 230 KV.
- El Transformador de Potencia
- Red 23 KV
- Los Auxiliares.
- El Mando y Control.
- Sistema Software de Supervisión.
- Sistemas de Alarmas de Estación

El Sistema 230 KV se compone a su vez de

- Los conductores de 230 KV que enlazan a las subestaciones Santa Cruz e Iztapalapa (las cuales pertenecen a Luz y Fuerza del Centro - LyFC -) con la SEAT.
- La subestación de 230 KV tipo GIS.

Los transformadores de potencia son la parte principal de la subestación, ya que van a transformar la tensión de transmisión de 230 KV a la tensión de distribución de 23 KV, cada uno con una potencia nominal de 30 MVA

La Red 23 KV es el enlace entre los transformadores de potencia y los buses de llegada que alimentan a los buses de tracción y los buses de alumbrado y fuerza

Como Auxiliares se hace referencia a las baterías que suministran 125 V de corriente directa y a los transformadores de servicio 23 KV / 220 V de corriente alterna con sus tres fases y neutro.

El Mando y Control de los elementos se realiza comúnmente a distancia desde la Sala de Mando y Control, aunque también se pueden operar localmente en forma eléctrica o manual. En esta sala se encuentran dos tableros de control óptico, los cuales permiten mandar aperturas o cierres de los equipos representados en su mímico, además de localizar fallas en dichos equipos

El Sistema Software de Supervisión se encarga de mantener vigiladas cada una de las subestaciones rectificadoras con el fin de prevenir y corregir fallas en alguna de ellas

El Sistema de Alarmas de Estación permite la supervisión desde una pantalla o monitor, del estado de los equipos de las instalaciones fijas en estaciones e interestaciones de la línea 8, detectando aparición y desaparición de averías o defectos y previniendo accidentes más graves. Se supervisan los equipos pertenecientes a los módulos de 1) Baja tensión, 2) Instalaciones mecánicas, 3) Telecomunicaciones y 4) Señalización.

Las cuatro últimas secciones de la subestación se engloban en los capítulos 4 y 5 de este trabajo. Cada una de las secciones de la subestación cuenta con elementos específicos, los cuales serán analizados durante el transcurso del mismo.

Para comenzar, es preciso referirnos a los detalles más básicos de una subestación eléctrica de cualquier tipo, para irnos adentrando y familiarizando con los conceptos técnicos que se estarán tratando

CAPITULO 1

GENERALIDADES

1.1 Subestación eléctrica.

El Sistema Eléctrico de Potencia se compone de varias secciones, las cuales son

- 1) Las plantas generadoras
- 2) Las subestaciones de potencia
- 3) El sistema de transmisión
- 4) el sistema de distribución

Dentro de este sistema, una subestación de potencia también llamada subestación eléctrica se puede definir como.

El conjunto de dispositivos necesarios para poder cambiar o regular la tensión eléctrica y/u operar los elementos de protección en un Sistema Eléctrico de Potencia

Las principales funciones que se realizan en la subestaciones son las siguientes

- a) Cambio de voltaje, mediante transformadores.
- b) Conexión y desconexión de algunas partes del sistema, mediante la operación de interruptores
- c) Generación o absorción de potencia reactiva, mediante bancos de capacitores, condensadores síncronos o reactores en paralelo

Estas funciones ayudan a que en la última sección del Sistema Eléctrico de Potencia exista una continuidad en el servicio, regulación de tensión y control de la frecuencia óptimos en la calidad del suministro de energía eléctrica.

1.1.1 Subestaciones de potencia Clasificación y tipos.

Las subestaciones se pueden clasificar de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres tipos

a) Variadoras de tensión

- Elevadoras. Aumentan el voltaje
- Reductoras. Disminuyen el voltaje.
- Rectificadoras. Convierten la corriente alterna en directa.

b) De maniobra o seccionadoras de circuito.

- De enlace o interconexión. Enlazan dos líneas de transmisión que operan al mismo potencial. Si en algún momento alguna de ellas sale de servicio por algún motivo, la carga del sistema queda enlazada a la otra línea de transmisión.

c) Mixtas. Mezcla de las dos anteriores

Por la potencia y tensión que manejan, las subestaciones se clasifican en

- a) De transmisión. Arriba de 230 KV.
- b) De subtransmisión. Entre 230 y 115 KV.
- c) De distribución primaria. Entre 115 y 23 KV.
- d) De distribución secundaria. Abajo de 23 KV.

Por su forma física de construcción, las subestaciones se agrupan en:

a) Convencional. Se construyen respetando las distancias mínimas de no flameo a tierra y las distancias de seguridad del personal para que al circular por la subestación no reciba una descarga eléctrica. Existen de tipo a la intemperie y de tipo interior.

b) Blindada Solo respeta las distancias mínimas de no flameo a tierra Está forrada de lámina para su protección y del personal Hay que desenergizarla para poder penetrar en ella y evitar una descarga.

c) Compacta Son pequeños gabinetes agrupados en tres grupos: el primero, permite la recepción de la energía y su conexión y desconexión, el segundo, transforma el voltaje primario a la tensión adecuada para ser distribuida, y el tercero contiene el control y protección de la distribución de la energía Existen de tipo interior e intemperie

d) Encapsulada Todas las partes vivas de la subestación se encuentran encapsuladas en gas a presión El gas que comúnmente se utiliza es el hexafluoruro de azufre

Este tipo de subestación es muy pequeña en comparación con una convencional.

Por la forma en que operan y son controladas, las subestaciones se pueden dividir en:

a) Convencional Existen operadores o personal fijo haciendo las operaciones y maniobras de la subestación

b) Telecontrolada. Se opera a control remoto desde un centro de control

c) Mixta. Es una combinación de las dos anteriores

d) Rural No hay personal fijo ni se controla a distancia Son pequeñas y de poca importancia.

Por el arreglo que tiene su barra colectora y conexiones, las subestaciones se pueden clasificar en.

a) Anillo (Ver Fig. 1.1a)

b) Interruptor y medio. (Ver Fig 1 1b)

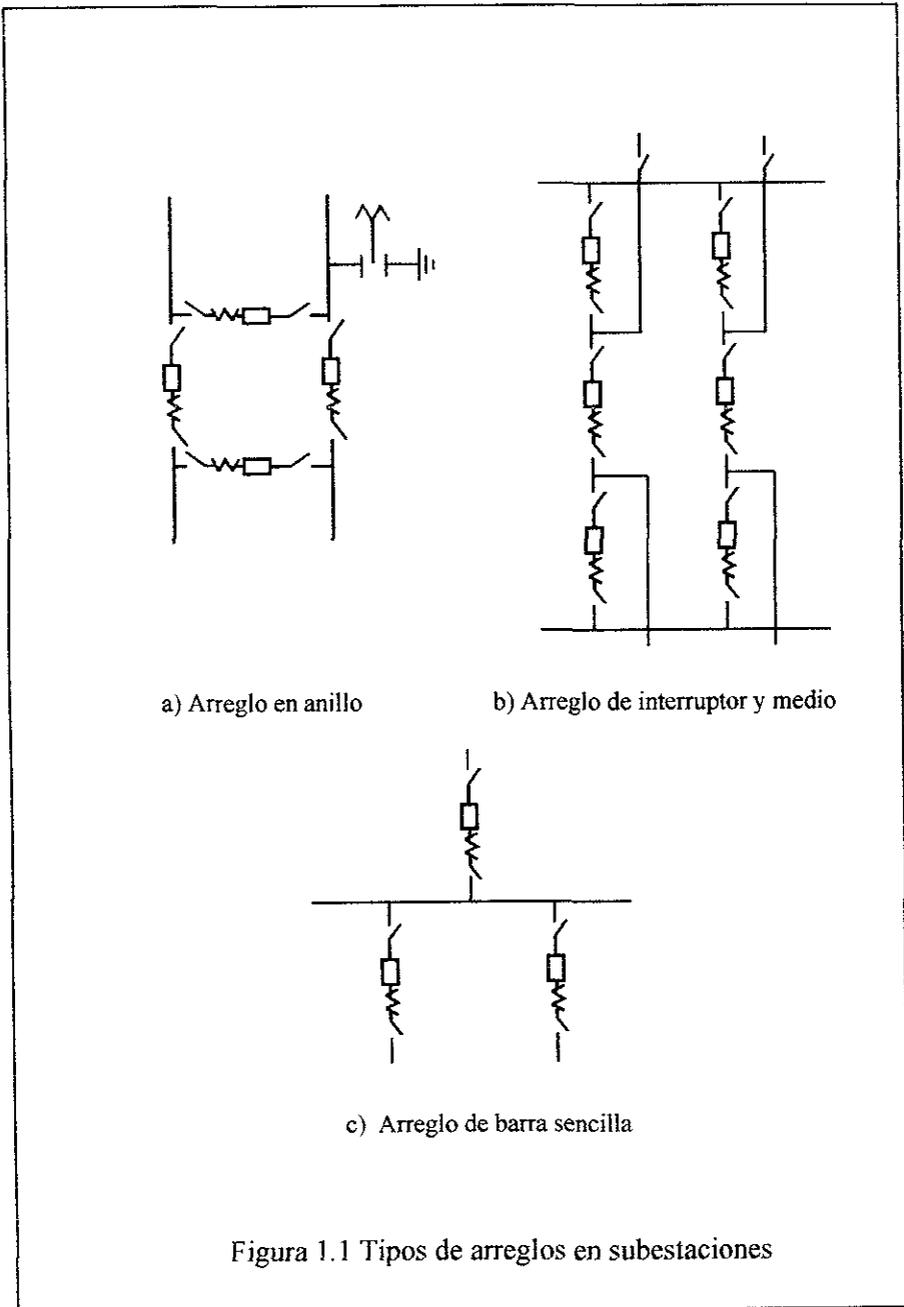
c) Barra sencilla. (Ver Fig. 1.1c)

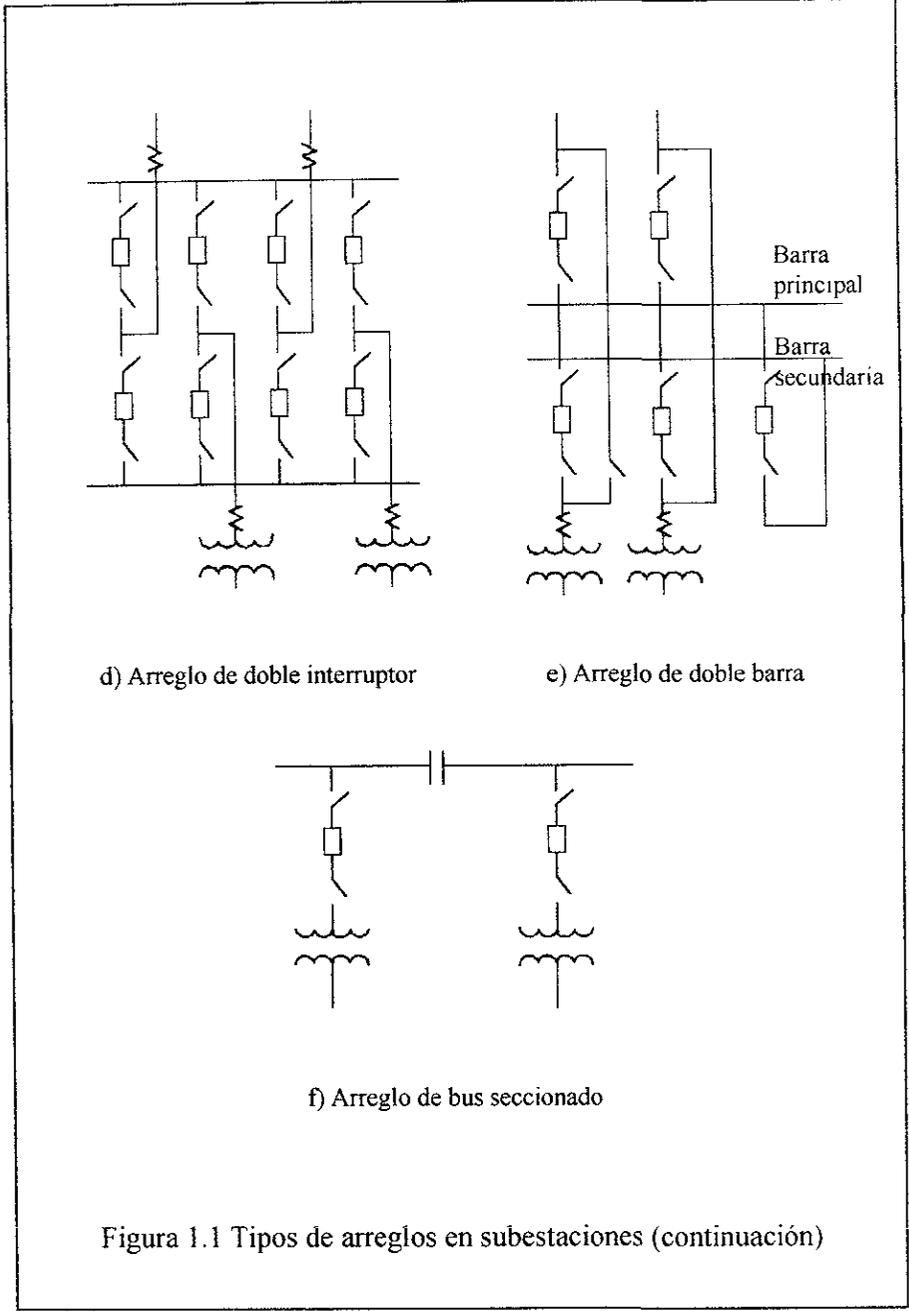
d) Doble interruptor (Ver figura 1 1d)

e) Doble barra (Ver Fig 1 1e)

f) Bus seccionado (Ver Fig 1 1f)

Los arreglos anteriores pueden encontrarse en el lado de alta tensión, de baja tensión o ambos





d) Arreglo de doble interruptor

e) Arreglo de doble barra

f) Arreglo de bus seccionado

Figura 1.1 Tipos de arreglos en subestaciones (continuación)

1.2 Elementos principales y secundarios de una subestación.

Por su funcionalidad, los elementos de una subestación aunque todos tienen gran importancia, se clasifican en

a) Principales

- Transformador
- Reguladores
- Interruptores de potencia
- Cuchillas desconectoras
- Pararrayos
- Banco de capacitores
- Tableros de control
- Transformadores de instrumentos
- Equipos de medición
- Equipos de protección
- Buses o barras
- Servicios auxiliares
- Baterías y cargadores
- Hilo piloto u onda portadora

b) Secundarios

- Cables de potencia
- Cables de control
- Alumbrado
- Estructuras y herrajes
- Equipo contra incendio
- Sistema de tierras
- Intercomunicación
- Trincheras
- Ductos
- Drenajes
- Reactores

Los elementos mínimos con los que debe contar una subestación se enlistan a continuación:

Transformadores Son en la mayor parte de las subestaciones los aparatos principales. Dependiendo del diseño de la subestación, las características del transformador van a variar; entre las características principales destacan los aspectos tales como las conexiones, la impedancia de los devanados, las derivaciones, tipos de construcción y el enfriamiento.

Interruptores y desconectores Los interruptores cumplen con la función de desconectar y conectar circuitos y son una parte muy importante del sistema de protección automática. Para seleccionar algún tipo de interruptor hay que tener en cuenta los siguientes aspectos

- a) La intensidad de corriente que en condiciones normales o de emergencia el interruptor puede soportar

b) La magnitud de la corriente de cortocircuito que debe interrumpir

c) La velocidad de interrupción de la corriente de cortocircuito

Los desconectores o seccionadores realizan la desconexión o conexión de circuitos también, pero con la característica de no tener carga alimentada conectada, es decir, que no circule corriente a través de ellos

Compensadores de potencia reactiva Bajo este nombre se incluyen los bancos de capacitores en paralelo, los reactores en paralelo, los condensadores síncronos y los condensadores estáticos Tienen por objeto producir o absorber potencia reactiva, contribuyendo con ello a la regulación del voltaje.

Sistema de protección contra sobrevoltajes. Este sistema lo conforman los pararrayos, cables de guarda y el sistema de tierra. El sistema está íntimamente relacionado con la selección de los niveles de aislamiento de la subestación

Sistema de protección contra sobrecorrientes Incluye relevadores de protección automáticos y los transformadores de corriente y de potencial necesarios para proporcionar las corrientes y voltajes que accionan a los relevadores.

Sistema de medición y control. Incluye los transformadores de corriente y de potencial que alimentan los aparatos de medición y los sistemas de indicación, alarma y control necesarios para operar la subestación

Barras colectoras y conexiones Son todos aquellos conductores necesarios para interconectar los aparatos Generalmente están aislados por aire y en los puntos de soporte por aisladores de porcelana Aunque ya existen subestaciones en las que las barras colectoras y conexiones así como otras partes de la instalación se encuentran encapsuladas en hexafluoruro de azufre, el cual también puede servir como medio de interrupción en los interruptores.

1.3 Selección de una subestación eléctrica

Se requiere de una subestación eléctrica cuando el centro de consumo o carga necesita de un servicio continuo de energía eléctrica a una tensión adecuada con un mínimo de interrupciones; cuando la magnitud de la carga es considerable; cuando signifique un beneficio económico en el pago de la energía eléctrica amortizando la inversión realizada

Los criterios que se siguen para la definición de la subestación a utilizar son

1) Continuidad en el servicio. La alimentación a la carga debe ser tal que si existe alguna falla en el sistema, ésta no perjudique en lo más mínimo al sistema, ya que una interrupción de energía puede causar grandes trastornos y pérdidas económicas considerables, así que en una subestación eléctrica se instalan los dispositivos de protección y control necesarios para asegurar la continuidad del servicio

2) La regulación del voltaje Como la carga a través de todo un día varía en su magnitud, también varía el voltaje alimentador, por lo que es necesario aumentar o disminuir éste de tal forma que la alimentación sea constante. Esto se realiza en las plantas generadoras, pero también se puede realizar en una subestación mediante el cambio de la relación de transformación de los transformadores de potencia, lo que se logra en forma automática por medio de los reguladores de voltaje de los transformadores. Dichos reguladores deben hacer el cambio bajo carga.

3) Control de la frecuencia La frecuencia a la cual trabajan muchos dispositivos tiene por lo común un pequeño rango de tolerancia, por lo que una variación de la frecuencia puede ocasionar graves problemas. La regulación de ésta se lleva a cabo desde las plantas generadoras, pero en situaciones de emergencia cuando el desequilibrio entre generación y carga es muy grande, para salvar al resto del sistema hay que desconectar selectiva y rápidamente parte de la carga, lo cual se logra mediante relevadores que responden a la variación de la frecuencia y que están localizados en las subestaciones

4) Flexibilidad de operación y facilidad para dar mantenimiento al equipo. Debe preverse el como va a operar la subestación, si de forma manual, automática o semiautomática o en combinación, y la facilidad para dar mantenimiento, seccionando y aterrizando las partes a trabajar evitando así riesgos de choque eléctrico

5) Superficie disponible y cantidad de equipo. La superficie con que se cuenta y la cantidad de equipo nos hace pensar en el tipo de subestación que se va a utilizar. Además es necesario realizar un estudio de planeación, previniendo el crecimiento de la demanda eléctrica en KVA de la carga durante los siguientes 10 años, con ello en mente se busca el terreno adecuado, no sin antes tomar en cuenta los siguientes aspectos climatológicos de la región:

- a) Temperaturas máxima y mínima.
- b) Velocidad máxima del viento.
- c) Altura sobre el nivel del mar
- d) Nivel isocerámico
- e) Nivel sísmico
- f) Nivel pluviométrico
- g) Grado de contaminación

También hay que tener en cuenta si la llegada de los circuitos alimentadores y de distribución pueden ser por medio de líneas de transmisión o de distribución o bien por medio de cables subterráneos.

6) Ampliación de estructuras. Una vez realizado el estudio de planeación, se deja libre el lugar que ocupará la ampliación de la subestación y del equipo que será necesario. Es importante que al acomodar ese equipo no se afecte a la alimentación ya existente en lo más mínimo.

1.4 Interconexión del Sistema Eléctrico Nacional.

Las distintas líneas del Sistema de Transporte Colectivo se alimentan a distintos niveles de voltaje, a niveles de mediana tensión. 23 y 85 KV, y a nivel de alta tensión. 230 KV. Los niveles restantes de alta tensión del Sistema Eléctrico Nacional son 115 y 400 KV.

El Sistema Eléctrico Nacional está integrado por un conjunto de instalaciones que interconectan y forman parte de las centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, redes de distribución y en general de la infraestructura propiedad de la Comisión Federal de Electricidad.

A través del país existe una red llamada "troncal" que transmite 400, 230 y 115 KV, la cual tiene una estructura en forma de malla que permite rutas alternativas al transporte de energía (Fig 1.2).

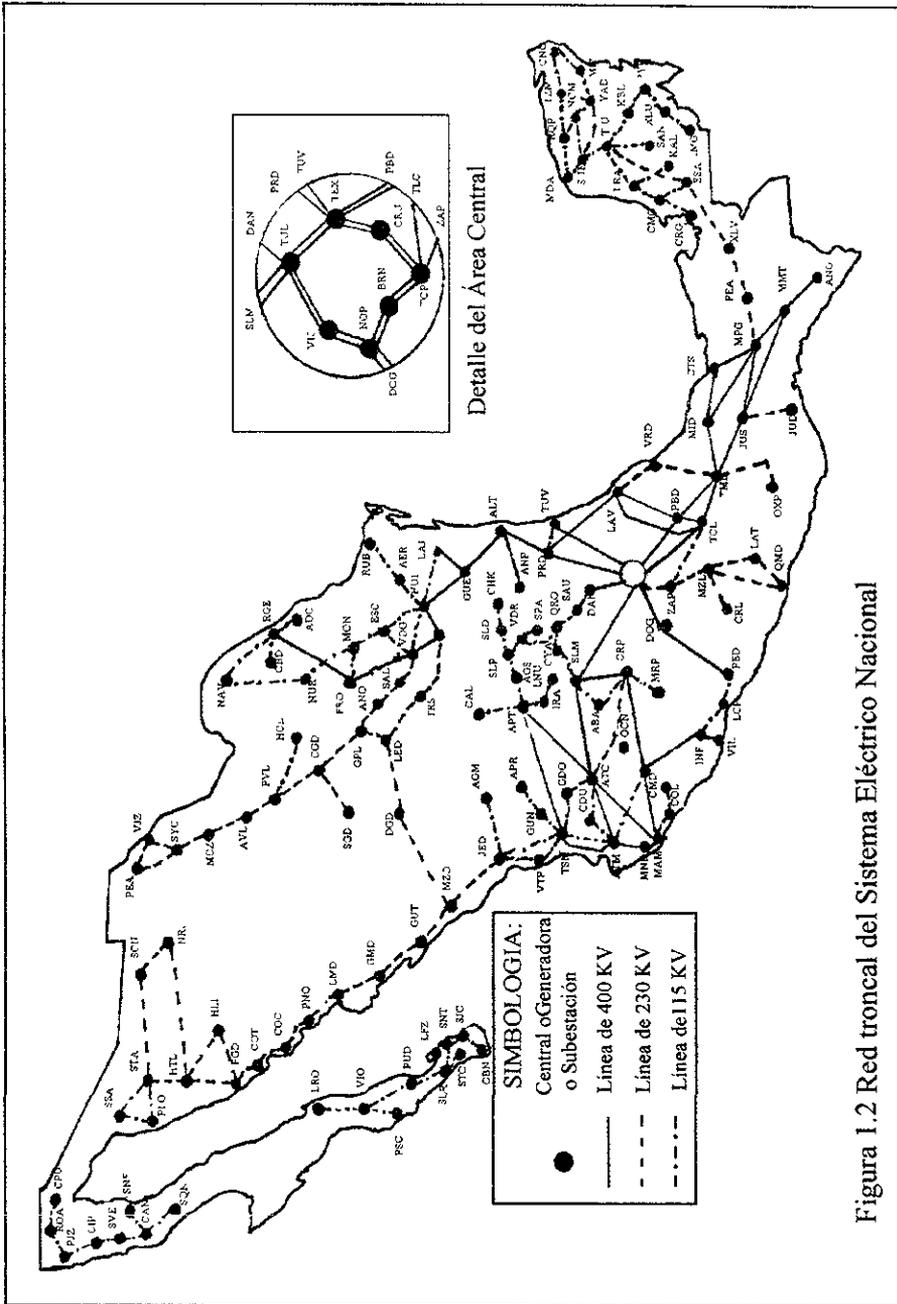


Figura 1.2 Red troncal del Sistema Eléctrico Nacional

1.4.1 Las áreas de control

Con el fin de tener el control de todas las instalaciones, líneas y accesorios que permiten la transmisión y distribución de la energía y con el objetivo de mantener una buena calidad en el servicio, la C F E creó el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

El CENACE ha delegado dicha operación y supervisión a áreas de la red eléctrica configuradas por zonas geográficas determinadas

La República Mexicana cuenta con ocho zonas de operación y supervisión , de las cuales siete están interconectadas entre sí, solo la zona de México opera independientemente de las demás Estas zonas son las siguientes (Fig 1.3):

ZONAS	UBICACIÓN DE SU CENTRO DE CONTROL
1 - Área Central	México, Distrito Federal
2 - Área Oriental	Puebla, Puebla
3 - Área Occidental	Guadalajara, Jalisco
4 - Área Noroeste	Hermosillo, Sonora
5 - Área Norte	Gómez Palacio, Durango
6.- Área Noreste	Monterrey, Nuevo León
7.- Área Baja California	Mexicali, B C.N, La Paz, B C S
8.- Área Peninsular	Mérida, Yucatán

1.4.2 Alimentación al Sistema de Transporte Colectivo (S T C.) "Metro".

La zona central es la encargada de suministrar energía al Valle de México Esta zona es operada por Luz y Fuerza del Centro Debido a la alta densidad de carga ha sido necesaria la construcción de circuitos que ofrezcan continuidad, por lo que la transmisión y subtransmisión forma anillos que están dentro y en la periferia de la Ciudad de México Los anillos tienen los siguientes niveles de tensión (Fig. 1.4) :

El Primero	400 KV
El Segundo	230 KV
El Tercero	85 KV

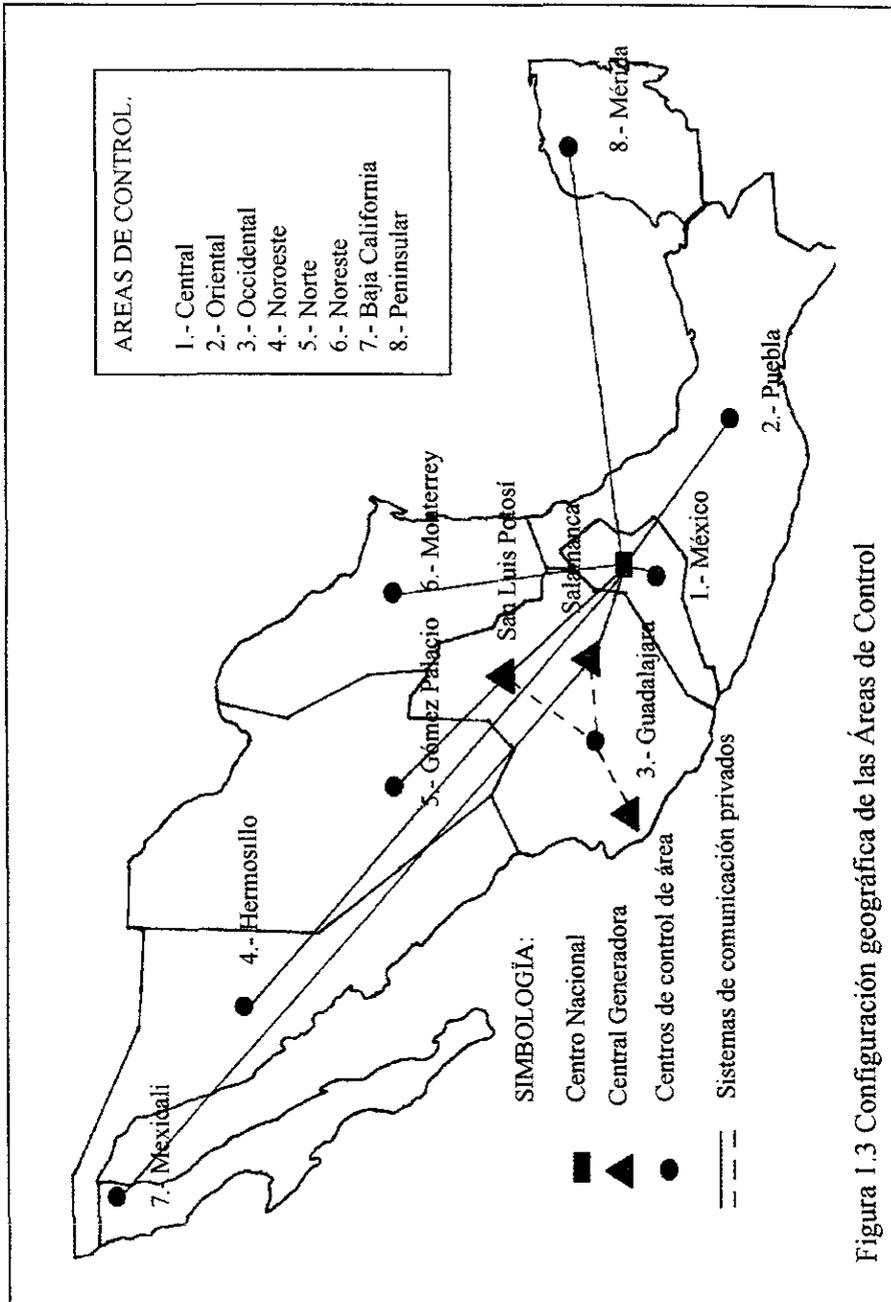
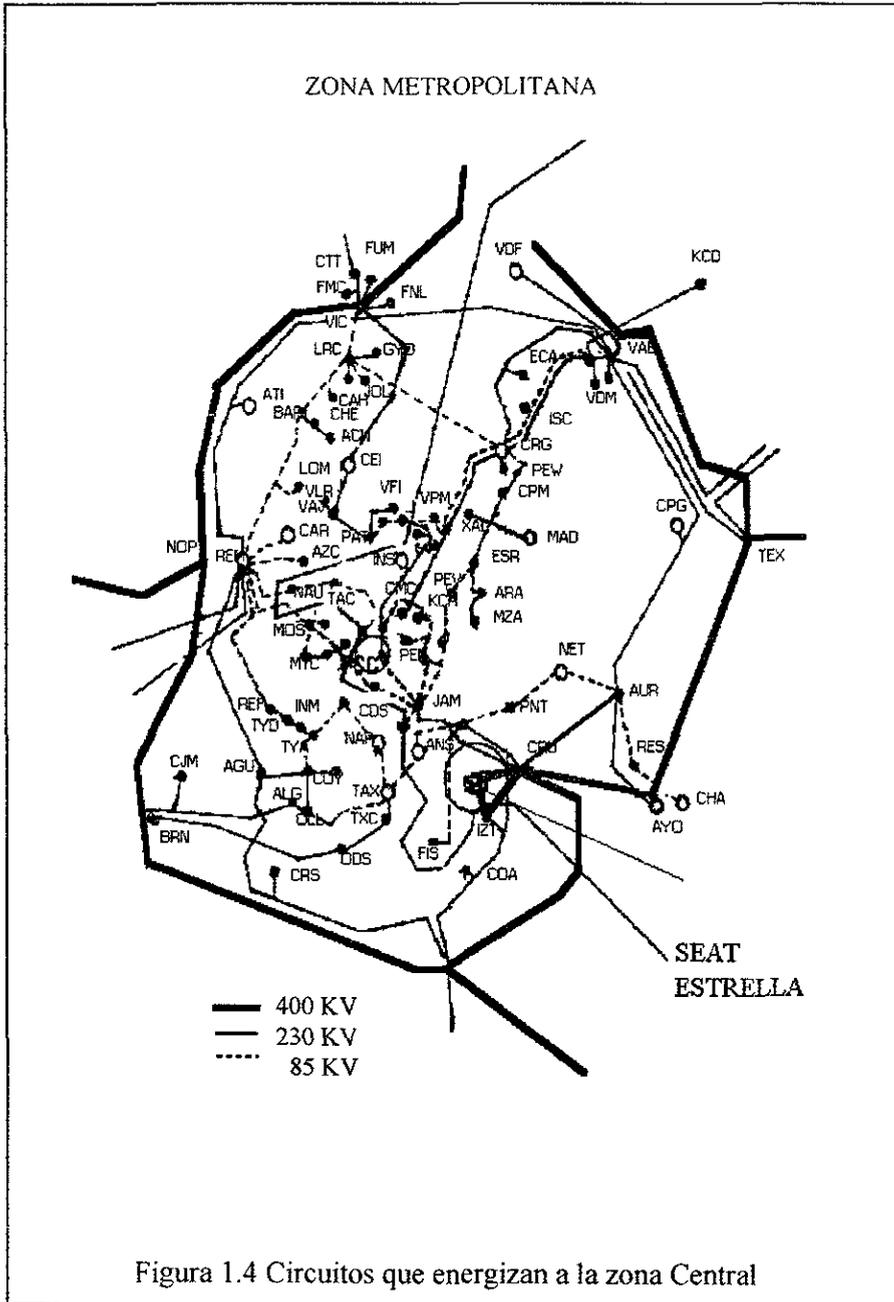


Figura 1.3 Configuración geográfica de las Áreas de Control



El S T C toma la alimentación de las subestaciones que componen los anillos de 85 y 230 KV y en 23 KV de las subestaciones más próximas a las trayectorias de las líneas.

Para la distribución de la energía eléctrica en el S.T.C Metro, existen dos sistemas a los cuales se les denomina, a uno radial, y al otro centralizado

1.4 2a Sistema Radial

Sistema radial se llama a todas las acometidas de LyFC que entregan la energía en 23 KV. El suministro se hace por medio de dos alimentadores o circuitos que provienen de dos subestaciones de Luz y Fuerza diferentes y muy cercano a la instalación del Metro. Un circuito es preferente y otro emergente, con un interruptor de transferencia automática para asegurar el suministro cuando falla alguno de ellos. Este tipo de alimentación es para cada una de las Subestaciones de Rectificación del S.T.C, así como para las cabeceras de alumbrado y fuerza de cada línea, las cuales se ubican en sus terminales. Las líneas alimentadas con este sistema son. 4, 5, 6, 7, 9 y "A", y las ampliaciones de las líneas 1, 2 y 3. Un diagrama característico del sistema radial se muestra en la figura 1 5.

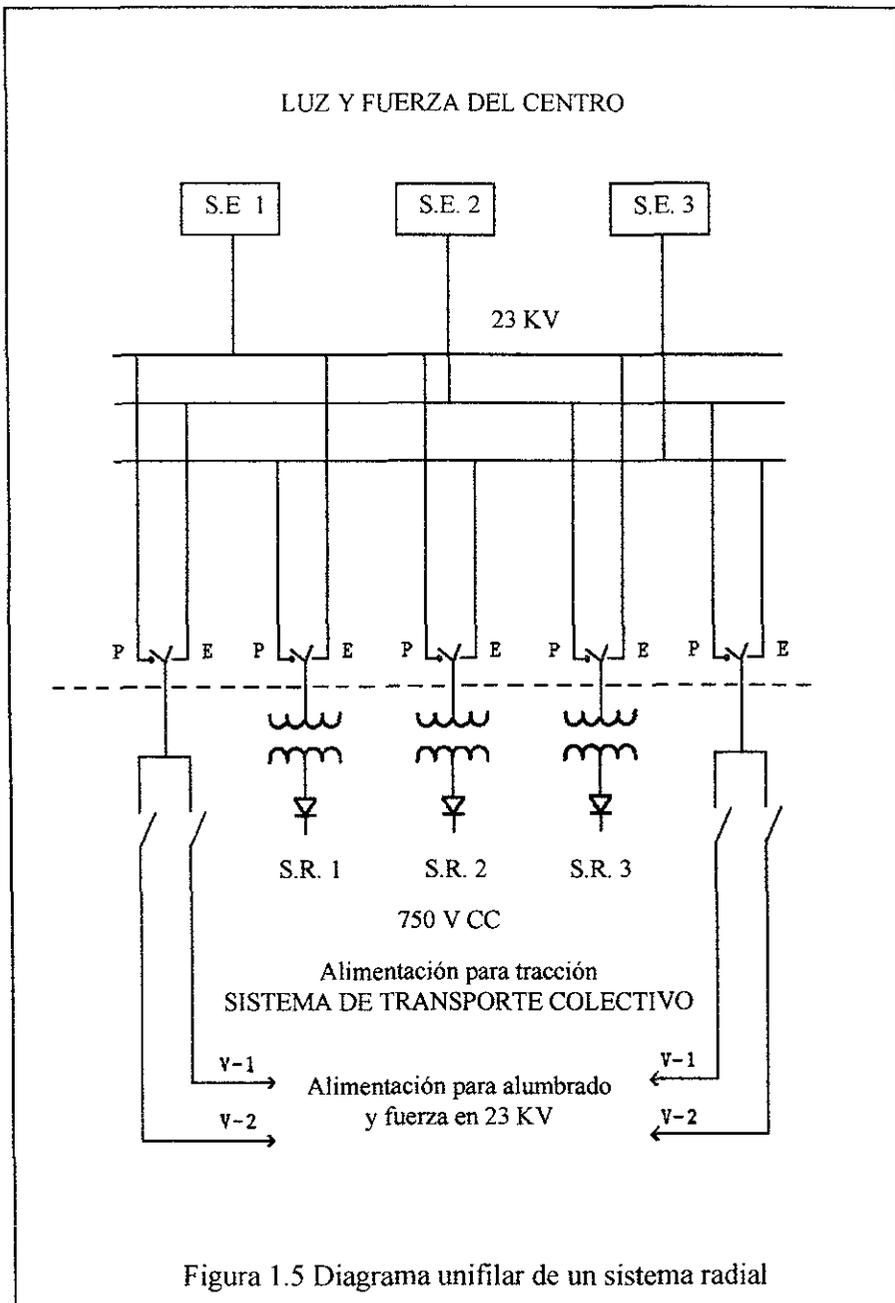
1.4.2b Sistema Centralizado.

Sistema centralizado se llama a las Subestaciones de Potencia que reciben de LyFC la energía en 85 o 230 KV. El suministro también se hace por medio de dos cables que provienen de dos subestaciones diferentes de LyFC. Para estos sistemas, el S T C Metro cuenta con una Subestación de Potencia donde se reduce la tensión de 85 a 15 KV y de 230 a 23 KV respectivamente.

De la subestación de 85/15 KV se alimentan las líneas 1, 2 y 3 en su primera etapa y de la subestación de 230/23 KV, actualmente la línea 8 y en un futuro, las líneas nuevas del Metro que se ubiquen al sur-orienté del Valle de México

El control y la distribución de la energía eléctrica en el sistema centralizado se hace por medio de un bus (barras de alimentación), tipo anillo (cerrado), del cual toman la energía dos buses para alumbrado y fuerza y otros dos para tracción o Subestaciones de Rectificación de tal forma, que el suministro de energía a los trenes es independiente a la de los equipos de estaciones, talleres y edificios del Metro. Con lo anterior, se logra separar incidentes que ocurren en

la



alimentación a los trenes, con respecto a los equipos de estación y viceversa. El diagrama eléctrico característico del sistema centralizado se aprecia en la figura 1.12.

1.5 Características de las subestaciones encapsuladas en SF₆.

Como subestaciones en gas se conocen a todas aquellas subestaciones cuyas partes vivas se encuentran dentro de envolventes metálicas y con un gas a presión. En cuanto al equipo de alta tensión que utilizan, son análogas a las convencionales, con la diferencia de que todas las partes y equipos que soportan tensión están contenidas dentro de envolventes metálicas que forman módulos fácilmente enchufables entre sí. Los módulos se encuentran en una atmósfera de gas seco y a presión que en la gran mayoría de las veces es hexafluoruro de azufre, el cual entre sus características tiene la ventaja de reducir enormemente la distancia de aislamiento en comparación con el aire, por lo que este tipo de subestaciones tiene dimensiones mucho menores que las convencionales.

Antes de entrar de lleno a las características de las subestaciones veamos las características del hexafluoruro de azufre.

1.6 El hexafluoruro de azufre (SF₆).

Es un gas que pertenece a los gases alógenos, el cual se fabrica comercialmente por electrólisis a partir del azufre fundido y el fluor. El producto que se obtiene se purifica por lavado, cracking y secado. Luego se licúa por compresión para eliminar los elementos que no se condensan, el oxígeno y nitrógeno del aire, o el tetrafluoruro de carbono, antes de conservarlo bajo presión en recipientes de acero.

Se fabricó por primera vez en París, Francia en el año de 1900 por los señores Moisson y Leban. Se comenzó a aplicar en equipos eléctricos en 1950 por la Westinghouse (EEUU). Ya para 1953 aparece en el mercado el primer interruptor de potencia. En subestaciones se comenzó a utilizar como medio aislante para el año de 1965.

1.6.1 Propiedades químicas, físicas y eléctricas del SF₆.

Las propiedades generales más importantes para su aplicación en equipos de alta tensión como aislante eléctrico son:

- a) Alta rigidez dieléctrica
- b) Estabilidad química
- c) Estabilidad térmica
- d) Baja temperatura de licuefacción.
- e) No flamable
- f) Alta conductividad térmica
- g) Inerte fisiológico.
- h) Habilidad para extinguir el arco eléctrico.

El SF₆ se comporta en estado gaseoso a temperatura y presión ambiente, y tiene una densidad a 20° C y 760 mm de Hg de 6 139 Kg/m³ (es cinco veces más denso que el aire) Su peso molecular es de 146.06 grs. Se licúa a -62° C a presión atmosférica y a 0° C a una presión de 12 Kg/m²

En estado de pureza es una gas inodoro, no tóxico, no flamable e incoloro Como su temperatura crítica es de 45.6° C, puede licuarse por compresión a temperatura ambiente; normalmente se transporta como líquido en cilindros de acero. La presión crítica que soporta es de 37 8 bars y la masa específica crítica o densidad crítica es de 730 Kg/cm³

Es muy frecuente que se utilice a temperaturas superiores a la temperatura crítica y por consiguiente se debe tener en cuenta que la presión desarrollada en el equipo depende de la densidad de llenado (masa del SF₆ / volumen del equipo) La densidad de llenado debe ser inferior a la densidad crítica En la práctica, la densidad de llenado es del orden de 10 a 50 Kg/cm³.

La conductividad térmica del SF₆ es inferior a la del aire, lo que hace que tenga cualidades excepcionales para la extinción del arco eléctrico por enfriamiento térmico

La velocidad del sonido en el gas SF₆ representa alrededor de un tercio a la velocidad en el aire, lo que le hace un buen aislante acústico

La estructura molecular del hexafluoruro de azufre contiene seis átomos de azufre y uno de fluor. Los enlaces entre ellos son del tipo covalente, lo que explica la estabilidad excepcional del gas:

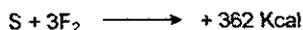
- a) Puede calentarse sin descomponerse hasta los 500° C.
- b) No es flamable.
- c) Es insoluble en agua.

- d) No es atacado por los ácidos.
- e) El hidrógeno y el oxígeno no ejercen acción sobre él

La presencia de ciertos metales a temperaturas superiores a 200° C hacen que disminuyan las propiedades dieléctricas de éste. Afortunadamente los metales usados en equipos eléctricos (cobre, bronce, acero inoxidable, aluminio y plata) tienen efecto mínimo sobre el gas. La única excepción es el acero al silicio, que tienen el mayor efecto catalítico sobre el gas.

Es un gas electronegativo (tiende a atraer electrones libres); tiene buenas propiedades dieléctricas, sus pérdidas dieléctricas son demasiado pequeñas y su rigidez es alta. Puede interrumpir corrientes del orden de 100 veces a las que interrumpe el aire. Su alta resistencia dieléctrica a 4.5 bars y 20° C alcanza a la del aceite, duplica a la del nitrógeno y triplica a la del aire.

La ecuación exotérmica (libera calor) es la siguiente:



Por sus características es utilizado en.

- a) Interruptores.
- b) Buses de fase aislada.
- c) Minisubestaciones.
- d) Transformadores de instrumento.
- e) Cuchillas desconectoras.
- f) Cables subterráneos de energía.
- g) Pararrayos.
- h) Tubos de microondas.

El gas no debe absorber humedad ni del sistema ni de la piel ya que puede producir quemaduras o escozor y con el hidrógeno del agua produce ácido fluorídrico (HF). Bajo la acción del arco eléctrico se producen fluoruros de azufre de grados inferiores o compuestos de azufre-fluor-oxígeno en forma gaseosa, y en forma sólida fluorinas. Estas últimas son químicamente muy activas y al combinarse con el metal adyacente producen fluoruros metálicos los cuales se depositan sobre los aisladores y envolventes en forma de polvo blanco. Este polvo en cantidades considerables puede deformar el campo eléctrico produciendo descargas.

1.7 Componentes de una subestación en gas.

Una subestación en gas se componen de

Barras colectoras Son el conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación. Están formadas por los siguientes elementos: a) Conductores eléctricos (cables, tubos o soleras), b) Aisladores (sirven como elemento aislante y soporte mecánico del conductor) y c) Conectores y herrajes (unen los diferentes tramos conductores y para sujetar el conductor al aislador)

Si las barras son monofásicas, están formadas por un conductor de aluminio o de cobre donde según la capacidad de corriente es el calibre del conductor; Este es soportado por medio de aisladores repartidos espaciosamente a lo largo de una cubierta tubular llena con gas SF₆ a presión. Todas las juntas de la cubierta de aluminio están soldadas y forman una sección. Las secciones se van conectando entre sí por medio de bridas selladas y atornilladas, hasta formar el conjunto de barras de la subestación. Los conductores internos unen una sección con la siguiente por medio de contactos con dedos tipo tulipán, que permiten buena presión de contacto, absorben la expansión térmica entre secciones y desalineamientos angulares ligeros, evitando así la transmisión de esfuerzos a los aisladores.

Aisladores. Son del tipo de disco, hechos de resina sintética y efectúan diferentes funciones, así como aislar eléctricamente, soportar las barras en el centro del cilindro, separar los compartimientos de gas y soportar los esfuerzos electrodinámicos originados en los cortocircuitos.

Envoltentes. Para envoltentes trifásicos se utiliza acero o aluminio indistintamente, para los monofásicos debe ser solo aluminio, se debe de evitar el uso de los materiales magnéticos que producirían muchas pérdidas.

El aluminio disminuye el peso de la subestación, resiste la polución y la descomposición del SF₆ por el arco eléctrico; produce mejor reparto del campo eléctrico pero requiere un mayor espesor para soportar más que el acero la perforación por el arco eléctrico.

Para compensar las dilataciones térmicas y las tolerancias de montaje, las subestaciones de este tipo tienen entre las envoltentes juntas de expansión tipo fuelle, que permite las expansiones sin permitir el escape del gas interno.

Hermetismo del gas. El aislante entre las partes vivas y la envolvente es el gas hexafluoruro de azufre a una presión de entre 3.5 y 4.5 bars, aunque en los interruptores se eleva la presión de las cámaras por medio de un émbolo hasta unos 6 bars, para provocar la extinción del arco. El hermetismo se mejora utilizando el menor número de soldaduras posible y con sellos de hule especial que se instala entre las bridas.

Cuchillas seccionadoras. Se encuentran dentro de la envolvente de aluminio. Su conexión es de tipo telescópico y sus contactos son de tipo tulipán en el lado fijo; en el lado móvil, es un contacto concéntrico que se acciona por medio de un mecanismo que puede ser del tipo cremallera, que en la mayor parte de los casos está motorizado y es operado local o remotamente.

Cuentan con un indicador de posición (abiertas o cerradas) y un grupo de contactos auxiliares para la señalización y bloqueo. El bloqueo asegura de no operar las cuchillas bajo condiciones de carga.

Cuchillas de puesta a tierra. Estas cuchillas se utilizan en las subestaciones en gas, cumpliendo con la función de seguridad para el personal de mantenimiento. Se pueden considerar dos tipos de cuchillas de puesta a tierra:

- Cuchillas de operación manual. Sirven para aterrizar la parte de la subestación que va a estar en proceso de mantenimiento, en combinación con cuchillas seccionadoras.

- Cuchillas de operación motorizada rápida. Soportan el cierre sobre una línea viva y actúan como un elemento de protección rápida. Este tipo de cuchillas se instala a las entradas de la energía de la subestación o entradas a los transformadores de potencia, debido a que no se puede tener la certeza de que los interruptores de los otros extremos de las líneas puedan ser cerrados por algún motivo.

Interruptores. Se encuentran instalados dentro de la envolvente metálica. Sus cámaras de extinción son del mismo tipo que las de los interruptores en SF₆ de tipo convencional, es decir, pueden ser de una o de dos presiones. Estas últimas han sido desechadas por caras y voluminosas. En el caso de las cámaras de una sola presión, éstas inyectan el gas por medio de un émbolo acoplado mecánicamente al contacto móvil, el cual comprime el mismo gas que rodea al interruptor a una presión de dos o tres veces mayor, lo que origina el soplado, alargamiento y enfriamiento del arco y su extinción.

Transformadores de potencial Este equipo suele ir instalado dentro de una envolvente metálica en uno de los extremos de las barras colectoras y conectada a ésta por medio de bridas. Puede ser del tipo capacitivo o del tipo inductivo. El tipo inductivo se utiliza para tensiones menores a 230 KV y el tipo capacitivo, más económico y menos voluminoso, para tensiones superiores a 230 KV.

Transformadores de corriente Son de tipo toroidal, montados sobre las barras conductoras. Se pueden obtener con diferentes relaciones y clases de precisión. Son montados generalmente en ambos lados de los interruptores y en la parte inferior de las boquillas de entrada a la subestación, para utilizarse en la protección.

Boquillas. Las boquillas que se utilizan en instalaciones de SF₆ pueden ser de dos tipos.

- **Boquillas aire-gas.** Estas usan porcelana de tipo convencional en los dos extremos de la boquilla, pero el cemento que sella la unión entre las porcelanas y la brida debe ser de tipo especial para evitar que humedad ambiente entre en contacto con el cemento, se pueda transminar por capilaridad y hacer contacto con el gas, lo cual produciría ácido fluorhídrico, que ataca los silicatos que traen algunos cementos, lo cual a su vez produciría fuga de gas. Estas boquillas se utilizan para recibir energía de una línea aérea en su parte superior; su parte inferior se sumerge dentro del gas de la subestación.

- **Boquillas gas-aceite.** Estas boquillas se utilizan para la alimentación de los transformadores que reciben la energía de una subestación en gas. La parte superior de la porcelana queda dentro del gas, que a su vez queda dentro de un ducto de la subestación, lo que ocasiona la conexión directa entre la subestación y el transformador, a través de una junta de expansión que absorbe las dilataciones térmicas, las vibraciones del transformador y ciertos desajustes geométricos derivados del montaje del equipo.

Pararrayos. Los pararrayos sumergidos en el gas son de construcción especial y por lo tanto un costo mayor que los de tipo convencional.

Gabinete de control. Es un tablero donde se reúnen los elementos de mando y la indicación de los alimentadores, así como el control de los interruptores y sus cuchillas laterales. Este control se efectúa a través de los adecuados contactos de bloqueo, además de las señales de supervisión del gas.

1.8 La Subestación Eléctrica de Alta Tensión "Estrella".

La SEAT Estrella se encuentra ubicada en la calle de Arneses No 11 esquina con el eje 8 Sur (Ermita Iztapalapa) colonia Minerva, en el Distrito Federal (Fig 1 6), ocupa un predio con una superficie de alrededor de 3000 m².

La figura 1 7 muestra las divisiones que conforman a la SEAT

La función de esta subestación es que a partir de un nivel de tensión confiable transforme y distribuya la energía bajo una tensión adecuada a las instalaciones de la línea 8, a fin de transportar a los usuarios bajo condiciones óptimas de seguridad y continuidad

La alimentación a la subestación se deriva de uno de los niveles de voltaje más confiables en nuestro país, el anillo de 230 KV que rodea a la zona metropolitana Esa energía llega a la SEAT en dos acometidas que provienen de las subestaciones Santa Cruz e Iztapalapa de Luz y Fuerza del Centro (Fig. 1.8).

1 8.1 El sistema de 230 KV de la SEAT

Este sistema está formado por dos conjuntos

- a) Los conductores de 230 KV que enlazan a LyFC con la SEAT
- b) La subestación de 230 KV "GIS".

1.8.1a Conductores de 230 KV.

La alimentación a la SEAT es a través de dos circuitos independientes, a partir del anillo de 230 KV Las subestaciones son

- Subestación Santa Cruz (Cable Estrella 1)
- Subestación Iztapalapa (Cable Estrella 2)

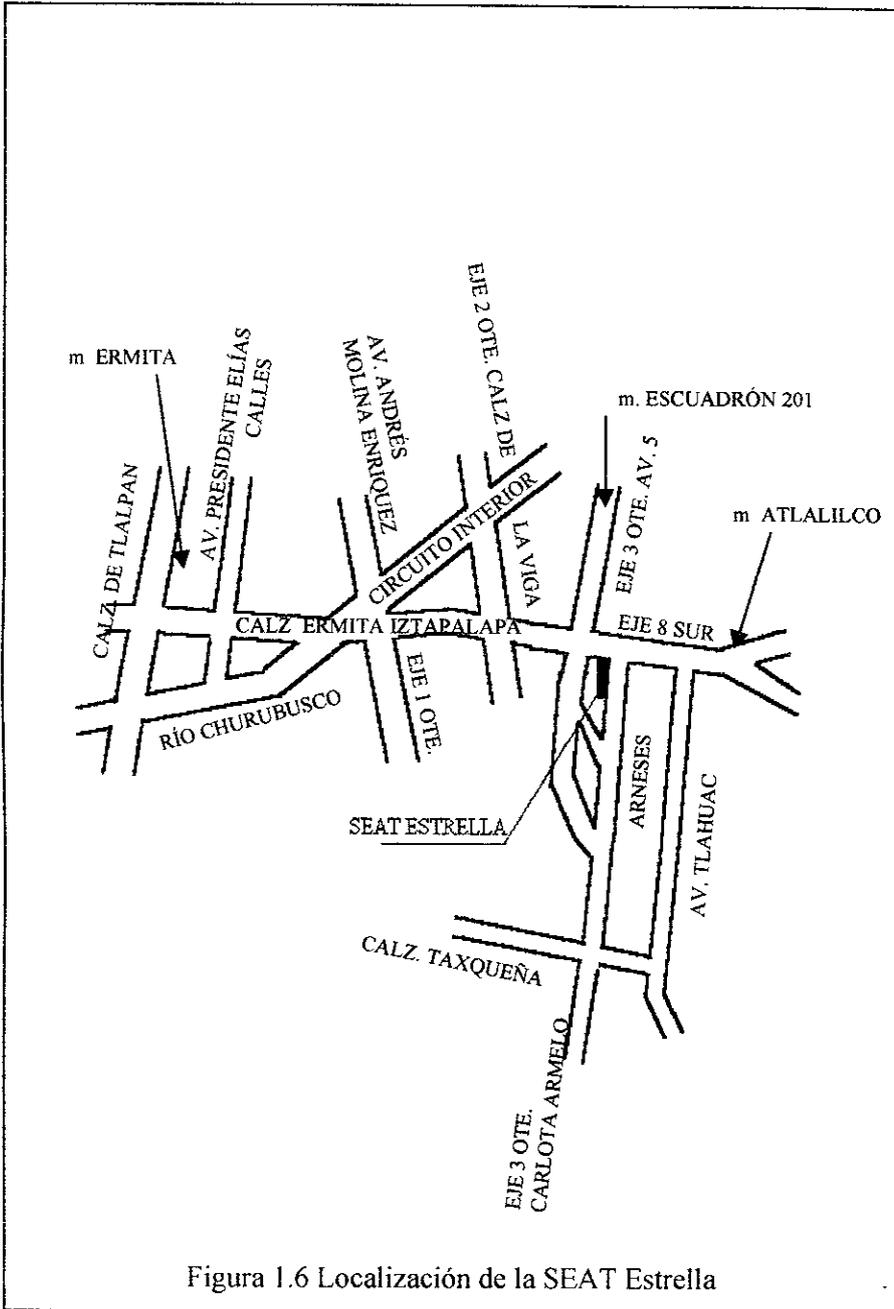
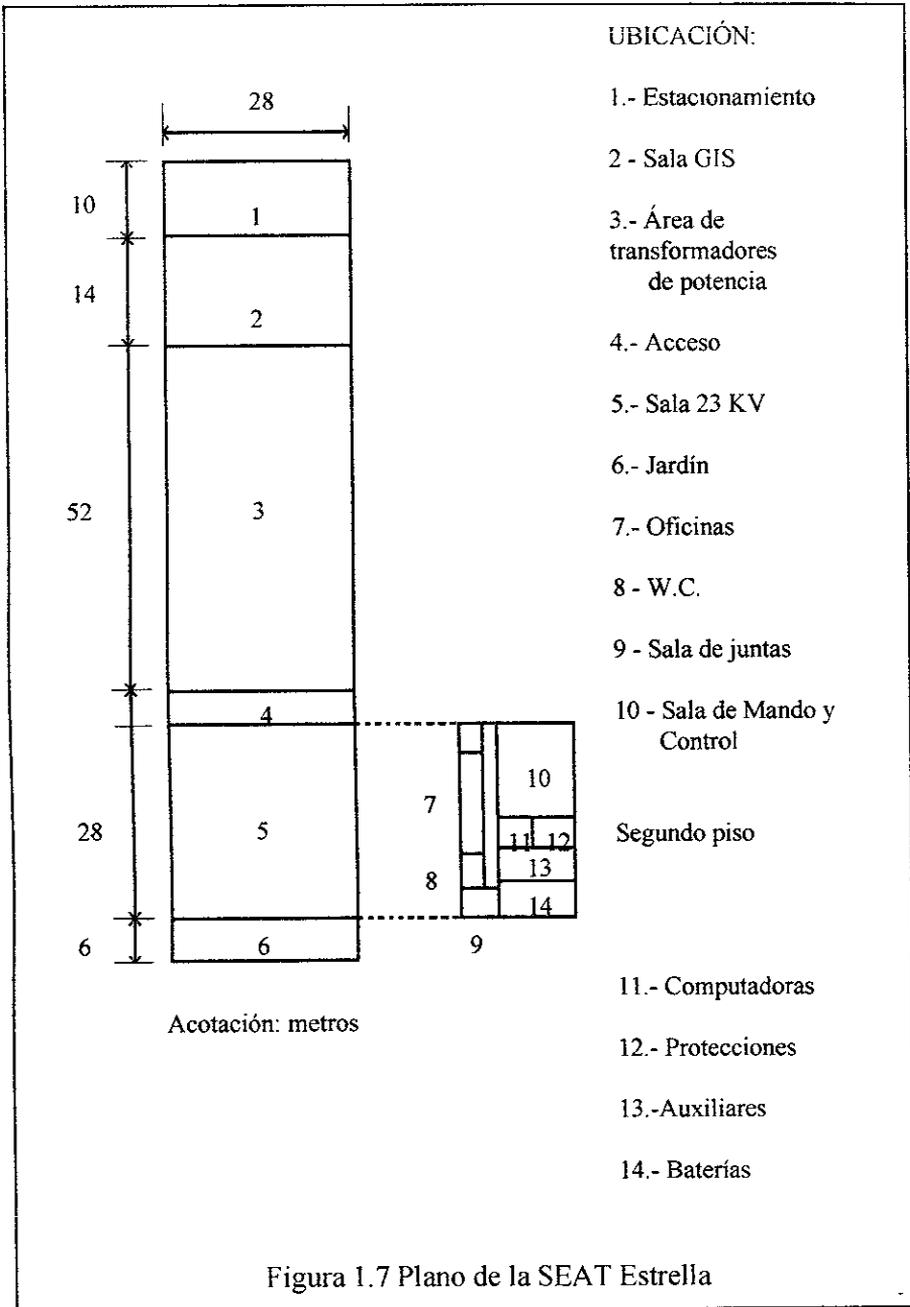


Figura 1.6 Localización de la SEAT Estrella



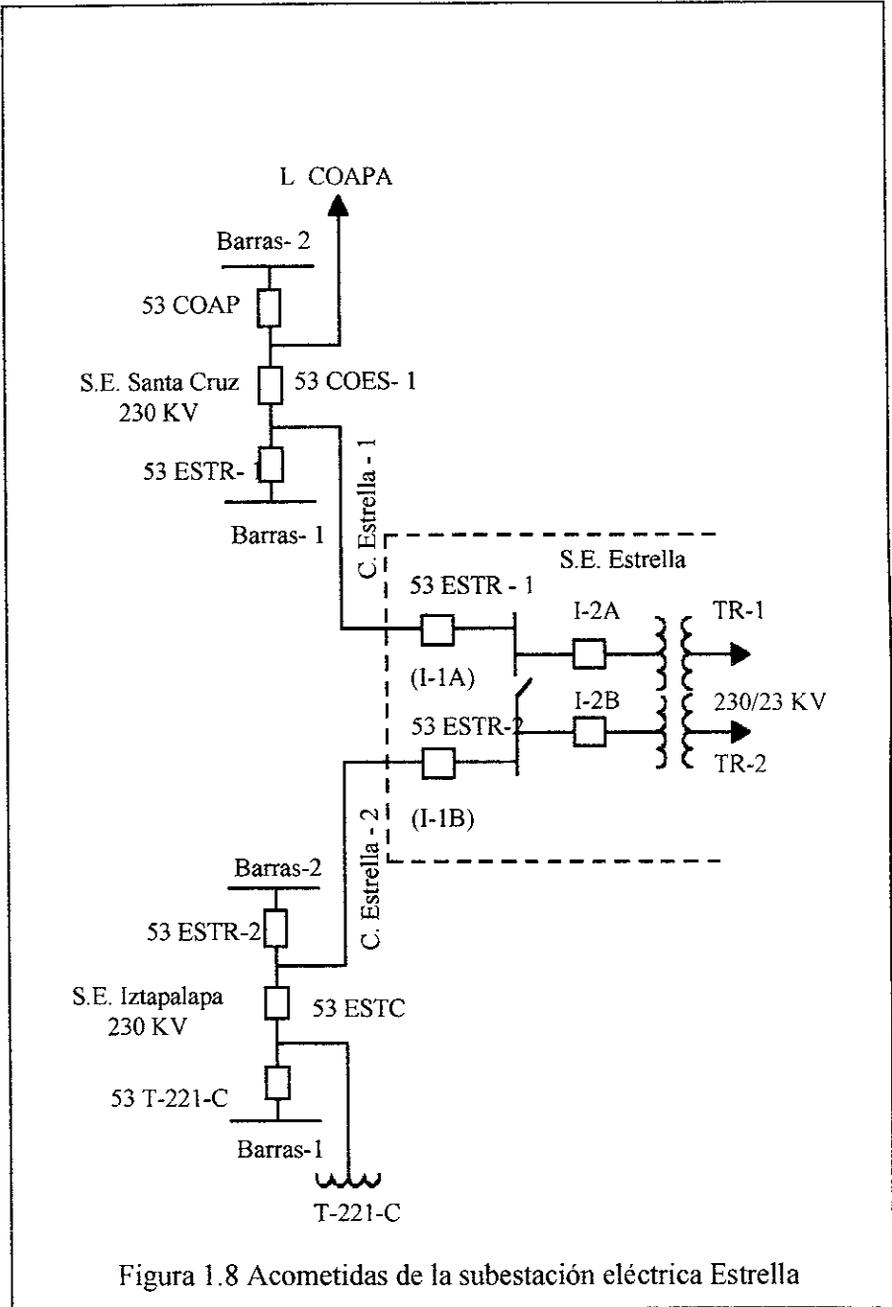


Figura 1.8 Acometidas de la subestación eléctrica Estrella

Esta estructura permite una gran confiabilidad, flexibilidad y calidad en el suministro de energía, ya que en caso de una posible interrupción en algún extremo receptor del alimentador, puede realizarse una transferencia de carga.

Los cables alimentadores (Fig 1.9a) están diseñados para absorber la carga total en caso de existir una falla en alguno de los alimentadores. Son conductores monofásicos de aluminio de 500 mm². La envolvente es aislante de polietileno de baja densidad (PEBD). Su temperatura normal es de 70° C para la corriente nominal, 80° C para 1.5 de corriente nominal por tres horas y 150° C en régimen de cortocircuito en un segundo. La potencia nominal que puede soportar cada circuito es de 130 MVA en régimen permanente. La potencia en sobrecarga durante tres horas es de 204 MVA cuando ambos circuitos están en servicio y de 217 MVA cuando está en servicio un solo circuito. Las pantallas de los cables son puestas a tierra en varios puntos de los circuitos por medio de cajas de puesta a tierra ubicadas cerca de los circuitos. Con esto, teóricamente los voltajes inducidos en las pantallas de los cables no sobrepasan los 100 volts.

La alimentación es subterránea, cada ducto de plástico por donde vienen los cables (Fig 1.9b) mide aproximadamente 6.5 Km y va protegido por un multitubular de concreto, el cual protege 14 trozos de cable con una longitud aproximada de 500 metros, enlazados entre ellos por medio de empalmes en 13 pozos.

1.8 1b La subestación de 230 KV, "GIS"

Con la finalidad de disminuir la superficie de la SEAT, facilitar las maniobras y aumentar el nivel de seguridad, se empleó la tecnología de tener conductores dentro de tubos llenos de gas aislante (hexafluoruro de azufre). Este tipo de subestación es conocido como GIS (Gas Insulated Swithgear), o también como "Subestación encapsulada de alta tensión Fluobloc T 105" o "Equipo blindado", el cual es el nombre que le da su constructora, la compañía GEC Alsthom.

Antes de proseguir con los detalles de la subestación es conveniente recordar y aclarar los siguientes conceptos:

Subestación encapsulada: Subestación eléctrica, cuyos elementos están contenidos en envolventes metálicas aterrizadas. Donde dichas envolventes son completas, excepto en los puntos para conexiones externas.

Bahía de la subestación Una bahía se puede considerar como un circuito independiente de la instalación, es decir, en ella se encuentran todos los dispositivos necesarios para su control, medición y elementos para su funcionamiento. A la bahía también se le conoce como campo o tramo.

Envolvente. Es la parte circundante de una subestación encapsulada que se utiliza para contener el gas SF₆ y mantener los niveles de aislamiento en una forma segura. Evita que el personal se aproxime a las partes vivas o en movimiento contenidas en ella.

Compartimiento. Es una parte de la subestación encapsulada totalmente, excepto en los puntos necesarios para la interconexión y control.

Aislador estanco. Es una parte de la envolvente de un compartimiento que lo separa o aísla de los demás.

Boquilla. Estructura que lleva un conductor a través de un aislador estanco o de una envolvente y lo aísla de ellos.

Barra conductora. Todas las partes conductoras de una subestación encapsulada, conectadas a los circuitos que contienen dispositivos de maniobra.

El GIS está instalado en un área llamada "Sala GIS", la cual está dentro de un edificio de 400 m² aproximadamente. Está compuesto por compartimientos de tipo modular constituidos por tubos llenos de gas SF₆ bajo una presión nominal de 3.5 bars a 20° C. A esos módulos se les denomina cajones o compartimientos o envolventes y en su interior se encuentran los conductores, seccionadores e interruptores (Fig. 1.10). Los conductores son cilíndricos de aluminio, soportados a las paredes por aislamiento de material epóxico, con perforaciones para el libre flujo del gas.

Cuando en un cajón o en un conjunto de ellos, los conos de las extremidades son estancos frente a los otros cajones, el cajón o el conjunto de cajones forma una celda, por lo que el GIS está formado por 48 celdas principales (12 por cada fase) y 8 celdas individuales (transformadores de instrumentos). Una o varias celdas forman un campo denominado como tramo o bahía. El GIS se compone de cinco campos correspondientes a funcionalidades diferentes. Un

tramo está formado de tres conjuntos de celdas similares, una por cada fase. Los campos del GIS son los siguientes (Fig 1 11):

a) Dos campos de llegadas o cables de potencia, L2 (03) y L1(06), compuestos de las celdas G0, G1, G2 Y G3

b) Dos campos para transformadores de potencia, TR2 (02) y TR1 (07), compuestos de las celdas G0, G1 y G2

c) Un campo de seccionamiento o cuchillas (04 y 05), compuesto de las celdas G1, G2 y G3

En la sala GIS se cuenta con el espacio necesario para instalar a futuro dos campos más para los transformadores C y D

Todos los campos están montados y fijos sobre un soporte de fierro, sujeto por medio de varillas ajustables hundidas en una losa de concreto "flotante" respecto al edificio. En el mismo edificio se encuentran los cinco armarios de mando y control local del GIS, cada uno contiene un mimico activo, así como los relevadores necesarios. Cada armario está enlazado con los armarios de la Sala de Auxiliares y el "TCO" de la Sala de Mando y Control. Así mismo se tiene un armario con equipo de medición para registrar el consumo de energía eléctrica de la SEAT en sus dos acometidas

Dentro de las celdas se encuentran los siguientes equipos:

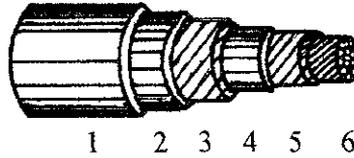
- Las cabezas de llegada y salida de los cables de 230 KV.
- Los conductores en forma de barras de aluminio
- Transformadores de potencial para medición y protecciones.
- Seccionadores de barra y de puesta a tierra.
- Interruptores en 230 KV.

Sobre los tubos de las celdas o alrededor de ellos están instalados.

a) Composición

DESCRIPCIÓN:

- 1.- Cubierta exterior
- 2.- Pantalla de plomo
- 3.- Pantalla semiconductora
- 4.- Aislante PEBD
- 5.- Pantalla semiconductora
- 6.- Alma de aluminio



b) Ductos. Circuito doble

DESCRIPCIÓN:

- 1.- Señal de advertencia
- 2.- Cable Hilo piloto
- 3.- Cable Tierra
- 4.- Cable 230 KV

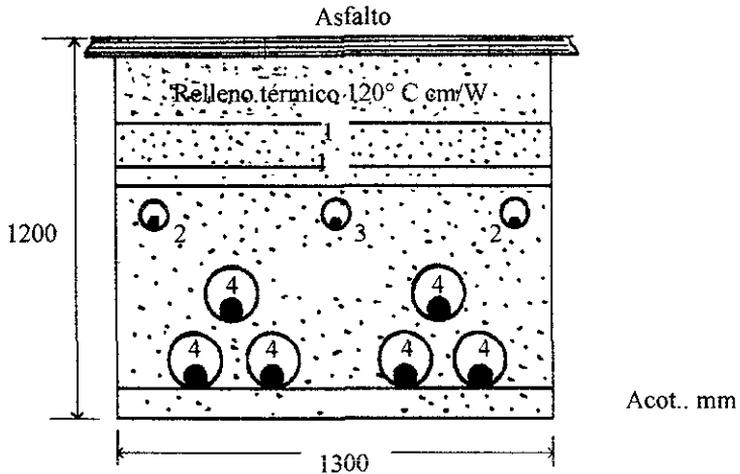


Figura 1.9 El cable conductor de 230 KV

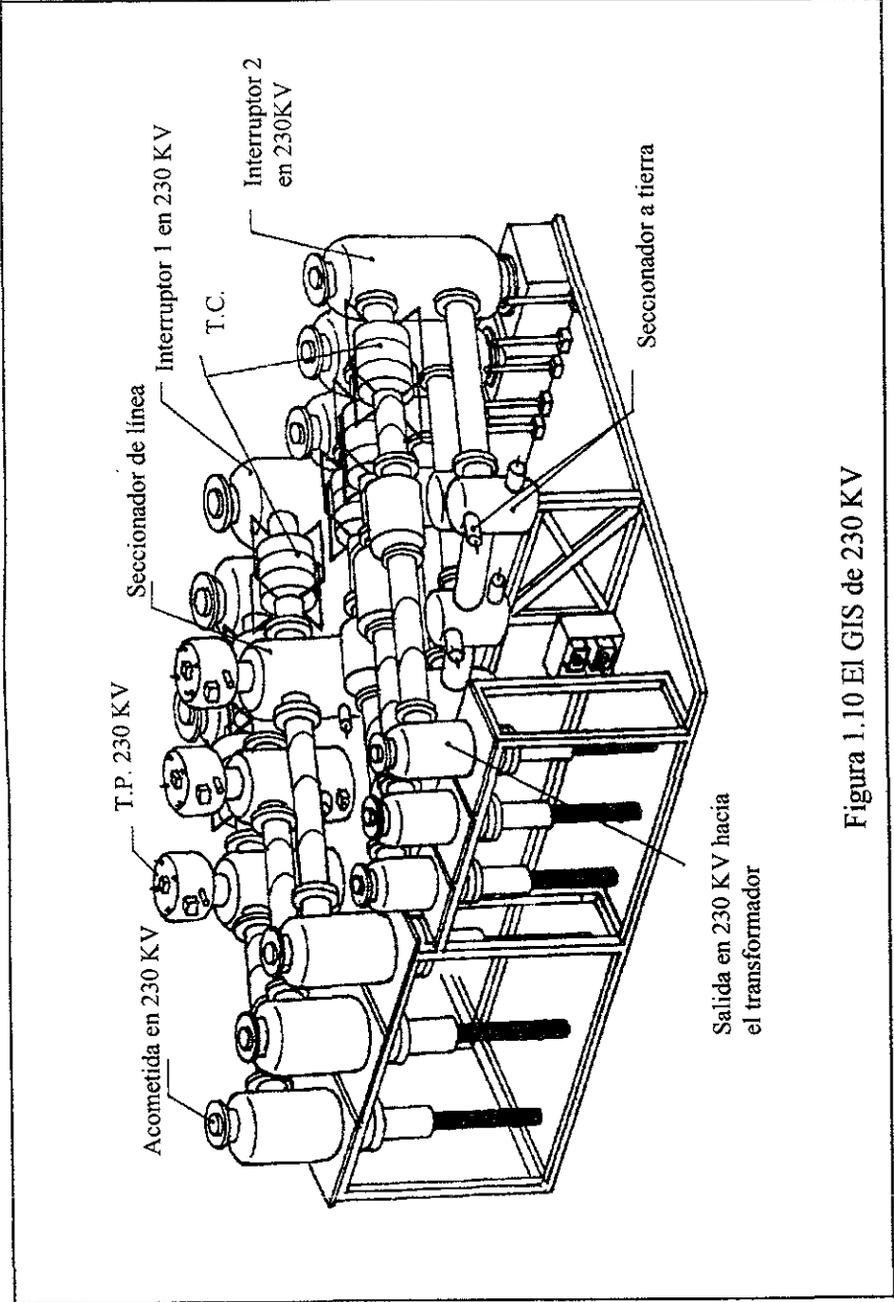


Figura 1.10 El GIS de 230 KV

- Una protección contra las sobrepresiones de gas.
- Absorbentes de humedad
- Monostatos de control de la presión SF₆.
- Transformadores de corriente para medición y protecciones

En la sala GIS se encuentra también:

- Un grupo móvil de almacenamiento de gas SF₆ con bomba de vacío, bomba de recuperación y filtros
- Un puente grúa.
- Un sistema de detección de fuego

El GIS está enlazado en todas sus partes conductoras y conectado a la malla de tierra de la SEAT, lo que permite que en funcionamiento normal se pueda tocar sin peligro de una descarga eléctrica

Datos de placa del GIS:

Los datos de la subestación encapsulada de alta tensión FLUOBLOC T 150 son:

Número de serie	C101
Altura del sitio de instalación	2300 m.
Tensión nominal	230 KV.
Corriente nominal	2000 A.
Frecuencia	60 Hz
Nivel de compartimiento al choque de rayo	950 KV. pico
Sobrecorriente admisible durante 1 segundo	40 KA

DENSIDAD DEL SF₆

Relleno	28 Kg/m ³
Mínimo	25 Kg/m ³

Nivel de aislamiento de tensión de prueba

En fábrica, 1 min , 60 Hz.	395 KV
En sitio, 1 min., 60 Hz	316 KV.

1 8 2 Elementos de la subestación 230 / 23 KV.

A manera de conocer cada uno de los elementos de la subestación se enlistan a continuación, ya posteriormente se retomarán con más detalle (Fig. 1 12)

ST - 1A	SECCIONADOR DE TIERRA 1 ACOMETIDA A 230 KV.
ST - 2A	SECCIONADOR DE TIERRA 2 ACOMETIDA A 230 KV
ST - 3A	SECCIONADOR DE TIERRA 3 ACOMETIDA A 230 KV
ST - 4A	SECCIONADOR DE TIERRA 4 ACOMETIDA A 230 KV.
ST -5A	SECCIONADOR DE TIERRA 5 ACOMETIDA A 230 KV
ST - 6A	SECCIONADOR DE TIERRA 6 ACOMETIDA A 230 KV
ST - 1B	SECCIONADOR DE TIERRA 1 ACOMETIDA B 230 KV.
ST - 2B	SECCIONADOR DE TIERRA 2 ACOMETIDA B 230 KV
ST - 3B	SECCIONADOR DE TIERRA 3 ACOMETIDA B 230 KV
ST - 4B	SECCIONADOR DE TIERRA 4 ACOMETIDA B 230 KV.
ST - 5B	SECCIONADOR DE TIERRA 5 ACOMETIDA B 230 KV.
ST - 6B	SECCIONADOR DE TIERRA 6 ACOMETIDA B 230 KV
S1 A	SECCIONADOR 1 ACOMETIDA A 230 KV
S2 A	SECCIONADOR 2 ACOMETIDA A 230 KV.
S3 A	SECCIONADOR 3 ACOMETIDA A 230 KV
S1 B	SECCIONADOR 1 ACOMETIDA B 230 KV
S2 B	SECCIONADOR 2 ACOMETIDA B 230 KV
S3 B	SECCIONADOR 3 ACOMETIDA B 230 KV
SE	SECCIONADOR DE ENLACE

Capítulo I. Generalidades

I1 A	INTERRUPTOR 1 ACOMETIDA A 230 KV
I2 A	INTERRUPTOR 2 ACOMETIDA A 230 KV.
I1 B	INTERRUPTOR 1 ACOMETIDA B 230 KV
I2 B	INTERRUPTOR 2 ACOMETIDA B 230 KV
IS TR 1A	INTERRUPTOR 1 SALIDA TRANSFORMADOR LADO A 23 KV
IS TR 1B	INTERRUPTOR 1 SALIDA TRANSFORMADOR LADO B 23 KV
IB T1 A	INTERRUPTOR BUS DE TRACCIÓN LADO A NUMERO 1.
IB T2 A	INTERRUPTOR BUS DE TRACCIÓN LADO A NUMERO 2
IB T1 B	INTERRUPTOR BUS DE TRACCIÓN LADO B NUMERO 1
IB T2 B	INTERRUPTOR BUS DE TRACCIÓN LADO B NUMERO 2
IB AAA	INTERRUPTOR BUS DE ALUMBRADO A LADO A.
IB ABA	INTERRUPTOR BUS DE ALUMBRADO A LADO B
IB AAB	INTERRUPTOR BUS DE ALUMBRADO A LADO B
IB ABB	INTERRUPTOR BUS DE ALUMBRADO B LADO B
CT11	CELDA DE TRACCIÓN BUS 1 SALIDA NUMERO 1
CT12	CELDA DE TRACCIÓN BUS 1 SALIDA NUMERO 2
CT13	CELDA DE TRACCIÓN BUS 1 SALIDA NUMERO 3
CT14	CELDA DE TRACCIÓN BUS 1 SALIDA NUMERO 4
CT15	CELDA DE TRACCIÓN BUS 1 SALIDA NUMERO 5
CT16	CELDA DE TRACCIÓN BUS 1 SALIDA NUMERO 6.
CT17	CELDA DE TRACCIÓN BUS 1 SALIDA NUMERO 7
CT18	CELDA DE TRACCIÓN BUS 1 SALIDA NUMERO 8
CT19	CELDA DE TRACCIÓN BUS 1 SALIDA NUMERO 9
CT21	CELDA DE TRACCIÓN BUS 2 SALIDA NUMERO 1
CT22	CELDA DE TRACCIÓN BUS 2 SALIDA NUMERO 2
CT23	CELDA DE TRACCIÓN BUS 2 SALIDA NUMERO 3
CT24	CELDA DE TRACCIÓN BUS 2 SALIDA NUMERO 4
CT25	CELDA DE TRACCIÓN BUS 2 SALIDA NUMERO 5
CT26	CELDA DE TRACCIÓN BUS 2 SALIDA NUMERO 6
CT27	CELDA DE TRACCIÓN BUS 2 SALIDA NUMERO 7
CT28	CELDA DE TRACCIÓN BUS 2 SALIDA NUMERO 8
CT29	CELDA DE TRACCIÓN BUS 2 SALIDA NUMERO 9

CAA1	CELDA ALUMBRADO BUS A SALIDA NUMERO 1
CAA2	CELDA ALUMBRADO BUS A SALIDA NUMERO 2
CAA3	CELDA ALUMBRADO BUS A SALIDA NUMERO 3
CAB1	CELDA ALUMBRADO BUS B SALIDA NUMERO 1
CAB2	CELDA ALUMBRADO BUS B SALIDA NUMERO 2
CAB3	CELDA ALUMBRADO BUS B SALIDA NUMERO 3
AUX A1	CELDA TRANSFORMADOR AUXILIAR BUS A NUMERO 1
AUX A2	CELDA TRANSFORMADOR AUXILIAR BUS A NUMERO 2
AUX B1	CELDA TRANSFORMADOR AUXILIAR BUS B NUMERO 1
AUX B2	CELDA TRANSFORMADOR AUXILIAR BUS B NUMERO 2
TP	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Como se observa en la figura 1 12, el arreglo en la subestación en el lado de 230 KV es en barra sencilla, seccionada con cuchillas de enlace y abiertas en condiciones normales de operación. Conectan a esta barra dos transformadores 230 / 23 KV de 30 MVA cada uno, los cuales serán analizados en el siguiente capítulo. Por la parte de distribución a 23 KV se observa un arreglo tipo anillo.

La figura 1 13 muestra el significado de la simbología que se estará utilizando en los diagramas de los capítulos posteriores

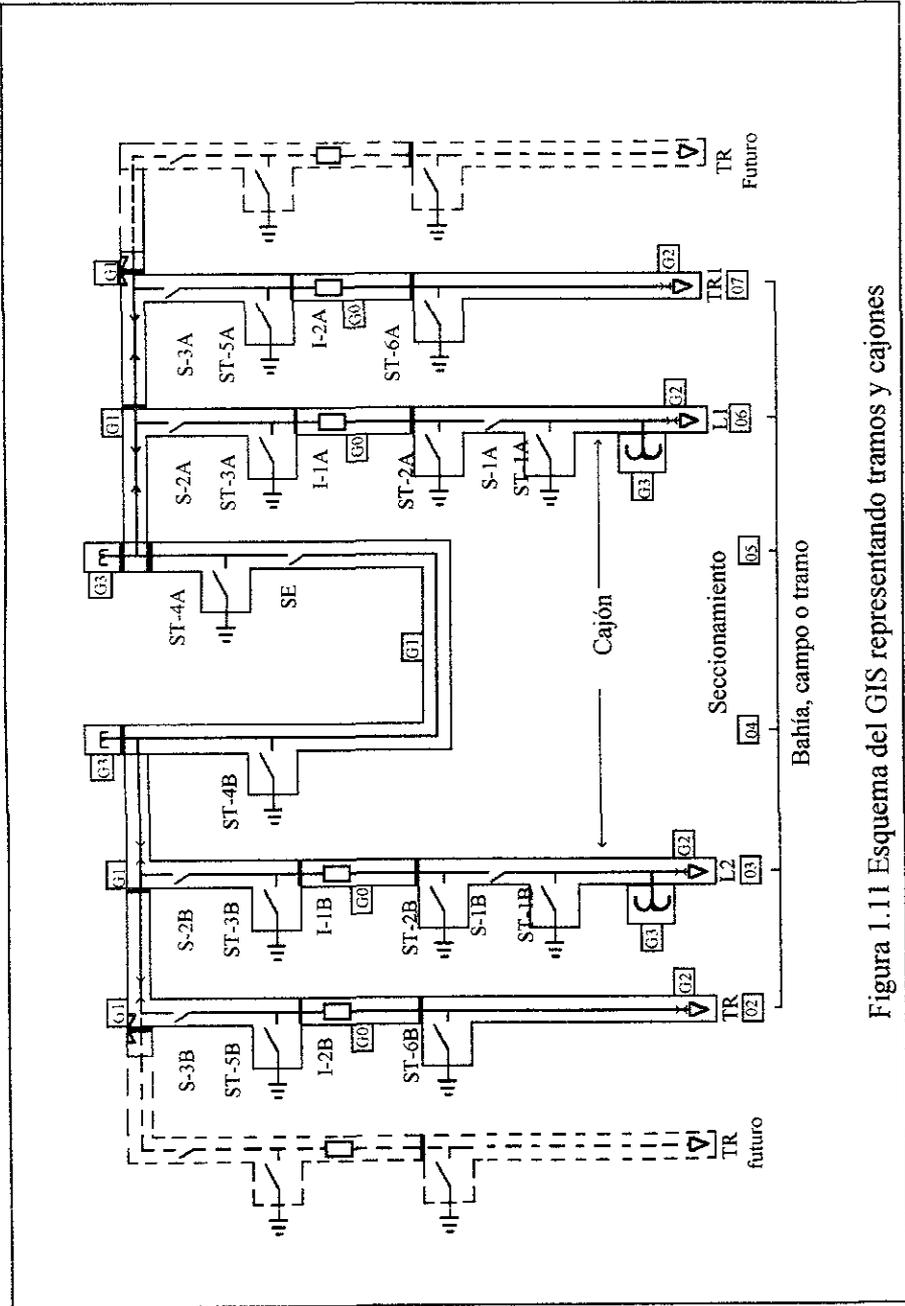


Figura 1.11 Esquema del GIS representando tramos y cajones

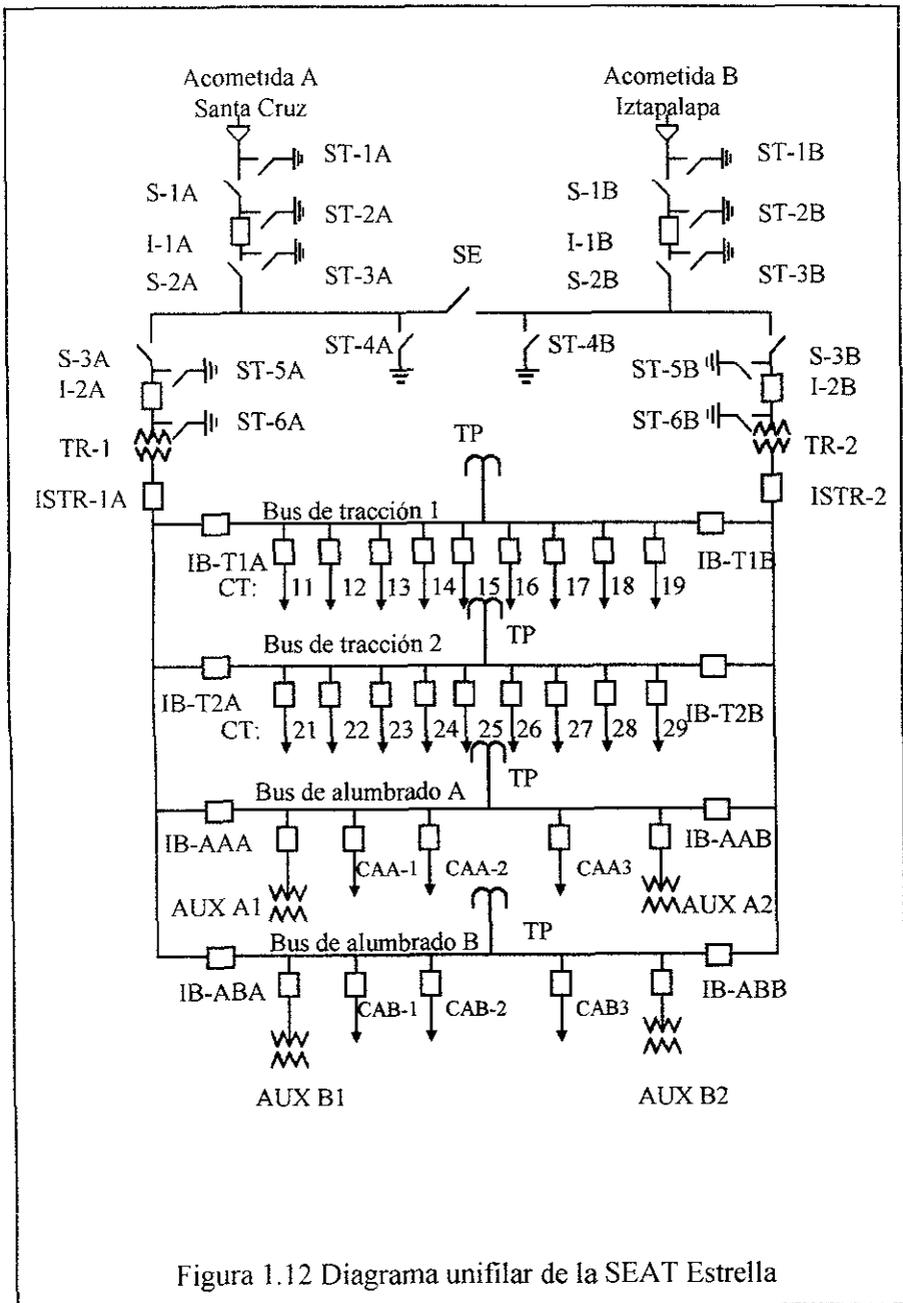


Figura 1.12 Diagrama unifilar de la SEAT Estrella

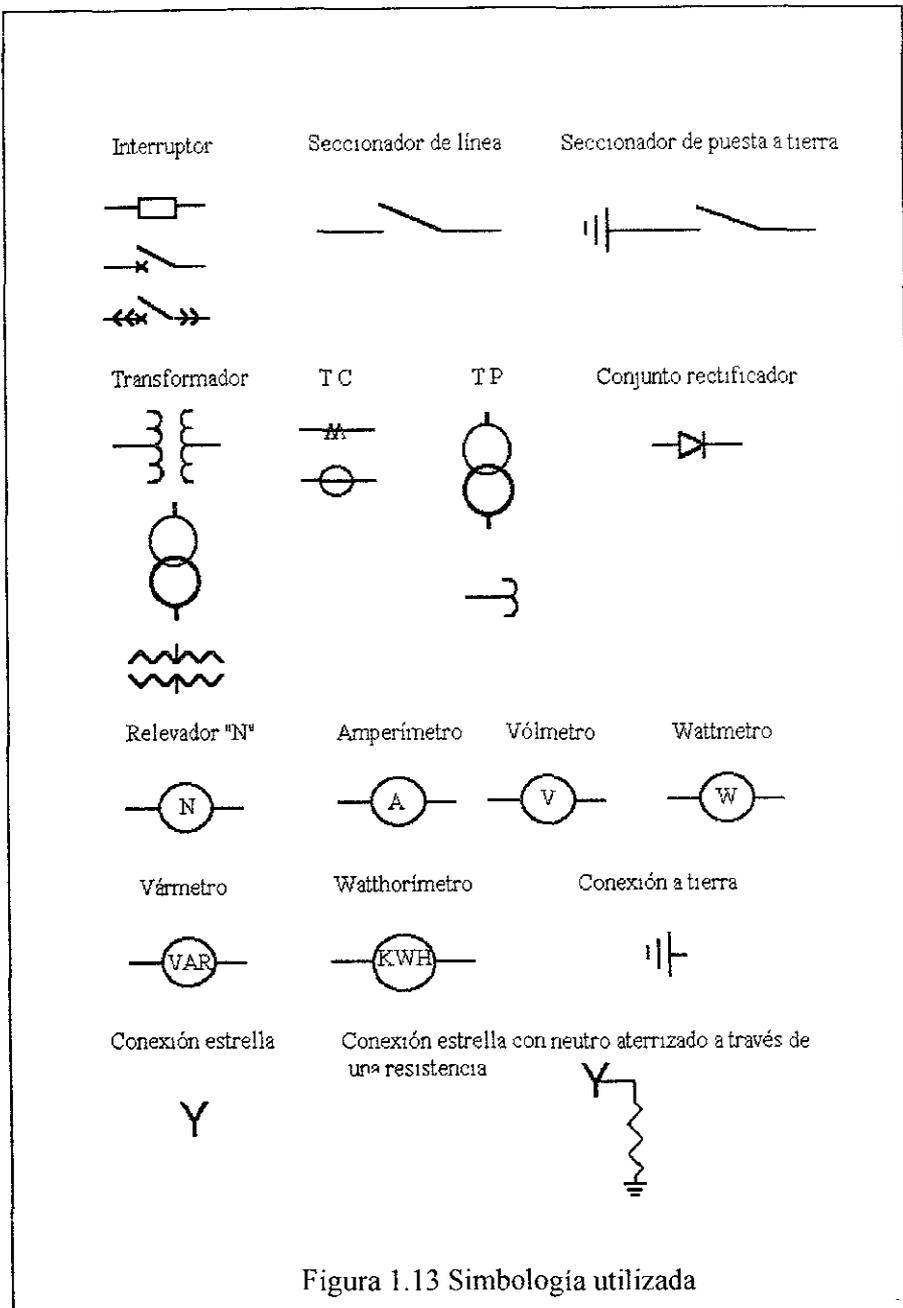


Figura 1.13 Simbología utilizada

CAPÍTULO 2

EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

2.1 Características generales de los transformadores

El transformador es un dispositivo que transfiere energía de un circuito a otro. Funciona a base de inducción electromagnética y tiene como función principal la de cambiar la magnitud de tensiones eléctricas.

El transformador se puede considerar formado por las siguientes tres partes principales:

Parte activa

Parte pasiva

Accesorios

2.1.1 Parte activa

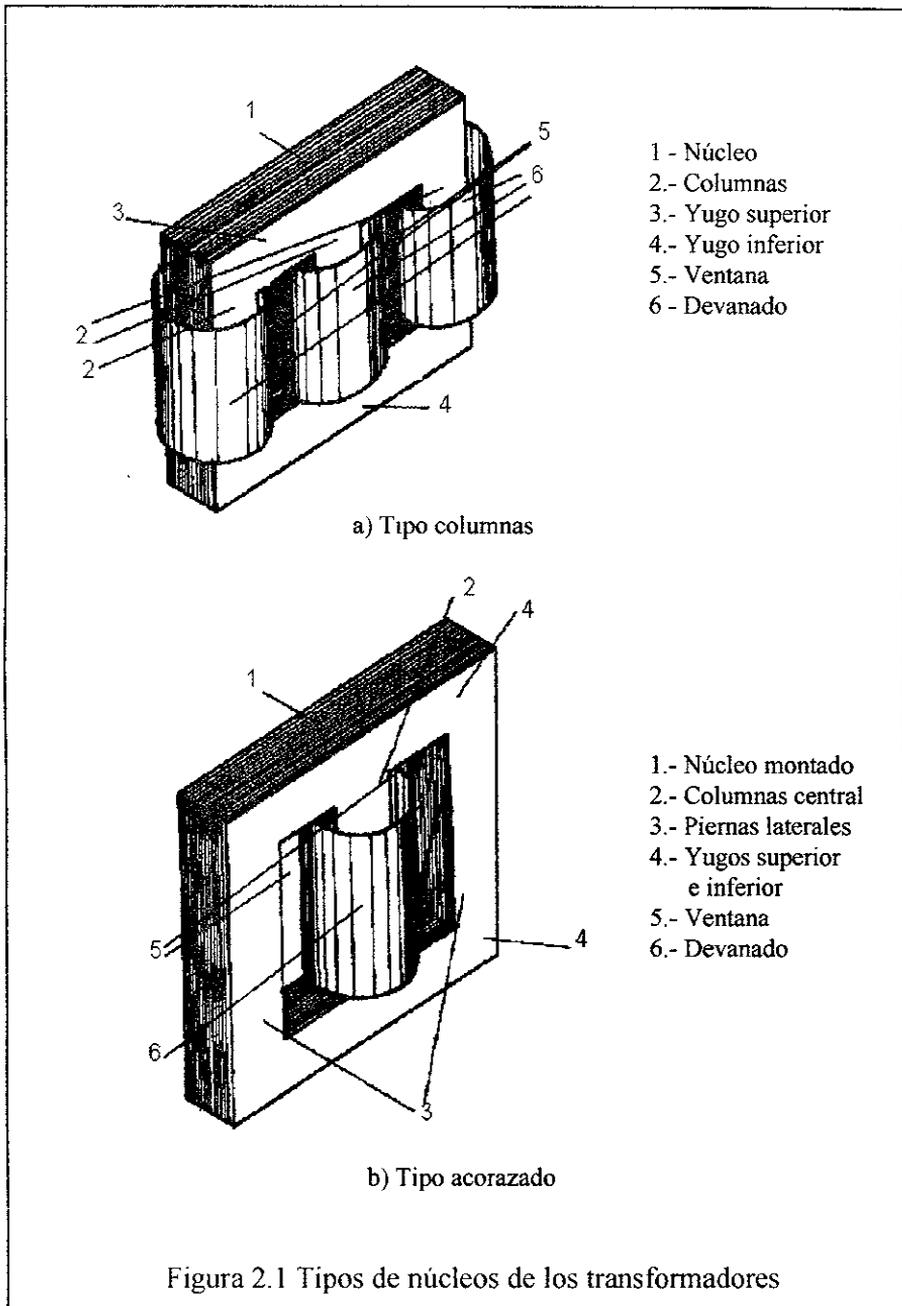
En la parte activa están incluidos los siguientes elementos.

1 - núcleo Este constituye el circuito magnético, está fabricado de láminas de acero al silicio. Puede ser del tipo columnas o acorazado, dependiendo de las necesidades y capacidades del diseño.

En los núcleos magnéticos de los transformadores tipo columnas se distinguen dos partes principales: "las columnas o piernas" y "los yugos". En las columnas se alojan los devanados, los yugos se unen entre sí a las columnas para cerrar el circuito magnético (Fig. 2.1a). Para los transformadores trifásicos, sobre cada columna se incrustan los devanados primario y secundario de una sola fase.

El núcleo magnético tipo acorazado (Fig. 2.1b) tiene la ventaja con respecto al de tipo columna de reducir la dispersión magnética, pero su uso es más común en los transformadores monofásicos. En el núcleo tipo acorazado los devanados se localizan sobre la columna central.

2 - Bobinas o devanados Constituyen el circuito eléctrico. Se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o de aluminio. Los conductores van forrados con un material aislante que puede tener diferentes características de acuerdo a la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que estén sumergidos.



Capítulo 2. El transformador de potencia

Los devanados de los transformadores se pueden clasificar en baja y alta tensión ya que son muy distintos los criterios de construcción para cada uno de ellos. Cuando los transformadores son para la red de distribución, las tensiones primaria y secundaria tienen una diferencia muy notable, por lo que se mezclan ambas características constructivas. La diferencia básica entre ambos tipos de devanados consiste en que los devanados de alta tensión tienen muchas espiras en comparación con los de baja tensión, además de que el conductor del primero tiene una sección circular menor que el segundo ya que la corriente que circula a través de él es relativamente baja.

Dependiendo de la potencia del transformador, las bobinas pueden ser del tipo rectangular para pequeñas potencias, de tipo cilíndrico para potencias medianas y de tipo galleta para grandes potencias.

Bobina rectangular. Se coloca sobre un núcleo de sección rectangular. Se utiliza en transformadores trifásicos con potencias de hasta 5 MVA y tensiones de hasta 69 KV.

Bobina cilíndrica. Se forma con una serie de discos, cada uno consta de varias vueltas devanadas en espiral. Se instala sobre un tubo de material aislante. Se utilizan en transformadores de potencias medianas, es decir, de hasta 10 MVA y 15 KV.

Devanado continuo tipo disco. Es semejante al caso anterior, salvo que este devanado sirve para potencias de hasta 40 MVA y tensiones de entre 15 y 69 KV.

Devanado tipo galleta, discoidal o de bobinas separadas. Los devanados se colocan como galletas rectangulares colocando las bobinas primarias y secundarias en forma alternada. Se utiliza para transformadores tipo acorazado, altas potencias y altas tensiones.

3 - Cambiador de derivaciones. Debido a que en una red de distribución la tensión no es exactamente la misma durante el transcurso del día, los transformadores deben adaptarse a las variaciones de la carga. Esto lo logran con un cambiador de derivaciones o taps, el cual es un dispositivo que aumenta o disminuye el número de espiras y en consecuencia varía la relación de transformación dentro de los límites establecidos. Puede ser de operación automática o manual, puede instalarse en el lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque es conveniente su instalación en el lado de alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.

4 - Bastidor Es el conjunto de elementos estructurales que rodean al núcleo y a las bobinas y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador

2.1.2 Parte pasiva

La parte pasiva está formada por el tanque o cuba donde se aloja la parte activa. Se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos.

El tanque debe ser hermético, proteger eléctrica y mecánicamente al transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y accesorios especiales.

Además del tanque, el transformador cuenta con los radiadores, los cuales disipan el calor generado por las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, las cuales afectan la vida de los aislamientos y por ende la vida del transformador mismo. A medida que la potencia de diseño de un transformador es mayor, el tanque y los radiadores por sí solos no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que se utilizan enfriadores. A través de ellos se hace circular aceite forzado por bombas, y se sopla aire sobre los enfriadores, por medio de ventiladores. A este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento forzado.

El enfriamiento de los transformadores se clasifica en los siguientes grupos (Fig. 2.2)

Tipo AA. Enfriamiento por aire. Circulación natural. Transformador tipo seco.

Tipo AFA. Enfriamiento por aire forzado.

Tipo AA/FA. Combinación de enfriamiento natural y por aire forzado.

Tipo OA. Enfriamiento por aceite. Circulación natural. Utiliza radiadores.

Tipo OA/FA. Enfriamiento por convección natural de aceite y por aire forzado.

Tipo OA/FOA/FOA. Enfriamiento por aceite forzado - aire forzado y con aceite forzado o aire forzado.

Tipo FOA Enfriamiento por aceite forzado y aire forzado al mismo tiempo

Tipo OW. Enfriamiento por agua a través de un serpentín Circulación natural

Tipo FOW Enfriamiento por aceite forzado y agua forzada

Tipo ONAN. Enfriamiento por aceite y por aire con circulación natural en ambos

Tipo OFAF Enfriamiento por aceite y por aire forzados en ambos

Cualquier método de enfriamiento empleado debe ser capaz de mantener una temperatura de operación lo suficientemente baja para prevenir "puntos calientes" en cualquier parte del transformador

Por las características del aceite que son mejores que las del aire en condiciones geométricas y térmicas idénticas, resulta más eficiente el primero para la disipación del calor

El aceite cumple con las siguientes funciones:

- Actúa como aislante eléctrico
- Actúa como refrigerante
- Protege a los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire.

La selección del método de enfriamiento de un transformador es básica, ya que la disipación del calor influye mucho en su tiempo de vida y capacidad de carga, así como en el área de su instalación y costo.

2.1.3 Accesorios

Los accesorios son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento. los elementos que más destacan son

Tanque conservador. Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal, tiene como función la de absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura provocados por los incrementos de la carga. El tanque no está lleno en su totalidad para que en caso de elevación de la temperatura, el nivel del aceite se eleve comprimiendo el gas que está dentro del

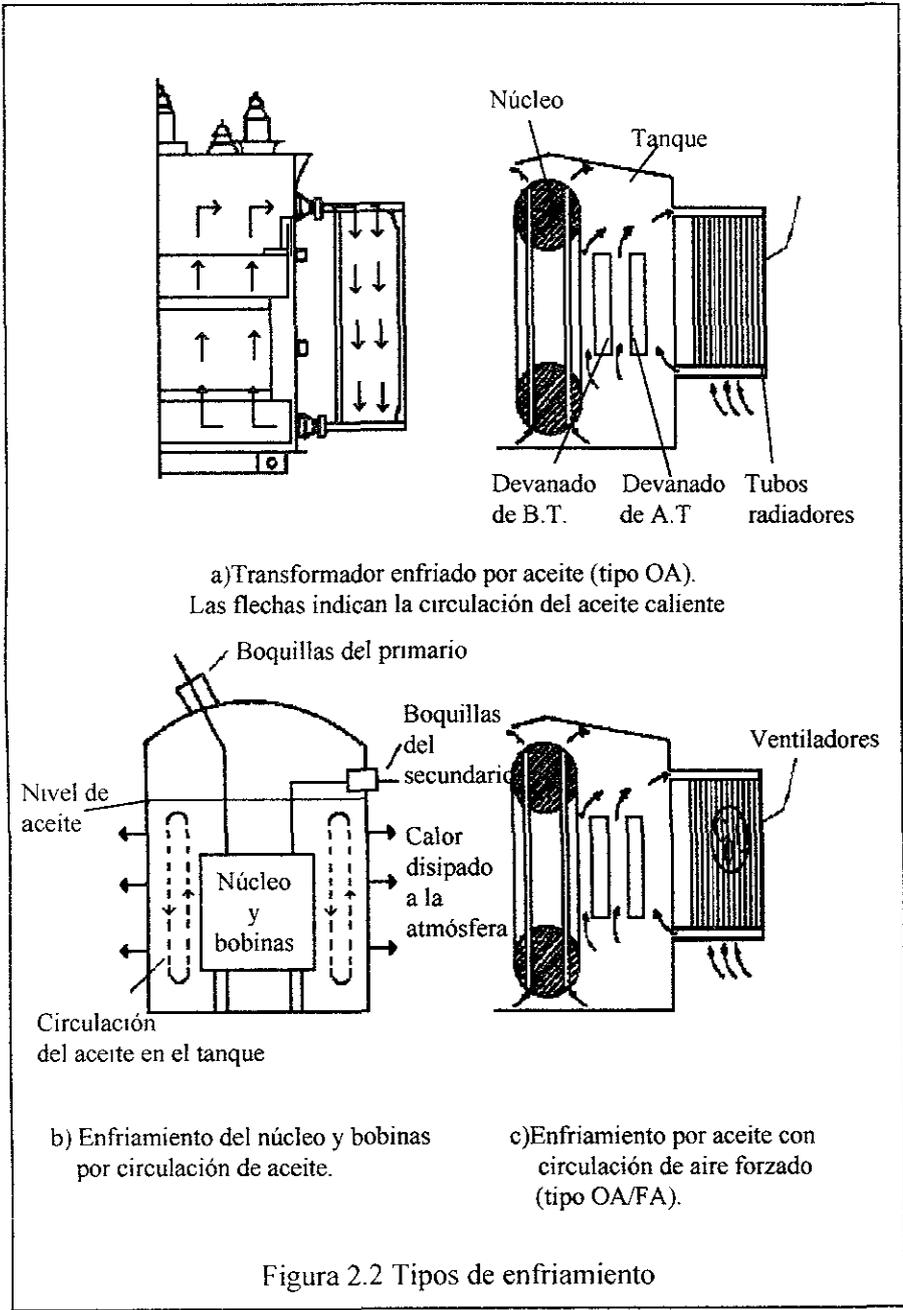
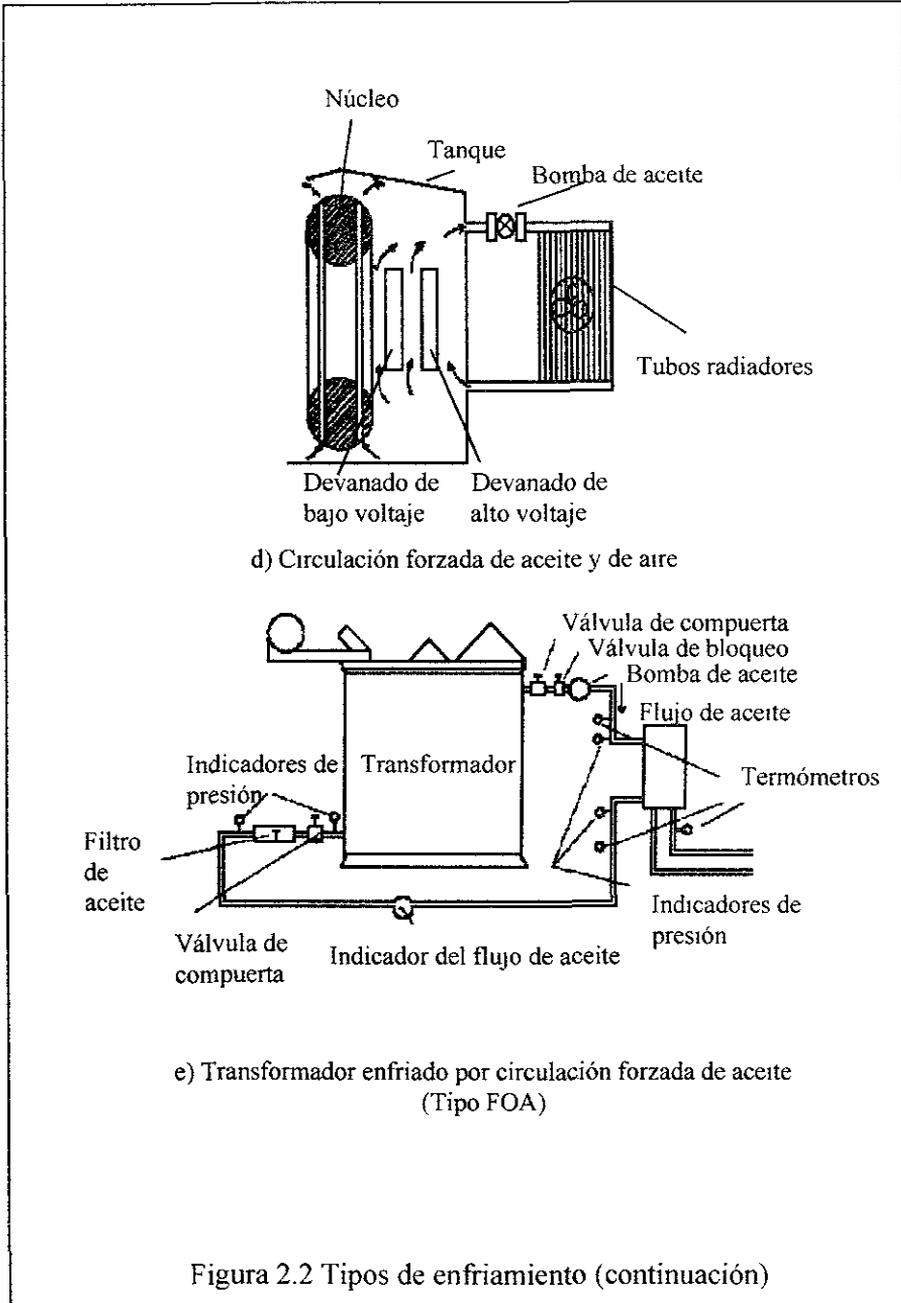


Figura 2.2 Tipos de enfriamiento



tanque sobre el aceite, si el tanque es sellado, o expulsando el gas hacia la atmósfera si el tanque tiene respiración

La tubería entre ambos tanques debe permitir un flujo de aceite adecuado, por lo cual se instala un relevador de gas (Buchholz), el cual detecta fallas internas en el transformador

El aceite no debe entrar en contacto con el aire porque perdería sus cualidades dieléctricas, por lo que si el tanque tiene respiración se usa una lámina de neopreno para evitar dicho contacto, o bien, si el tanque es sellado se utiliza nitrógeno seco

Boquillas Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión, que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador.

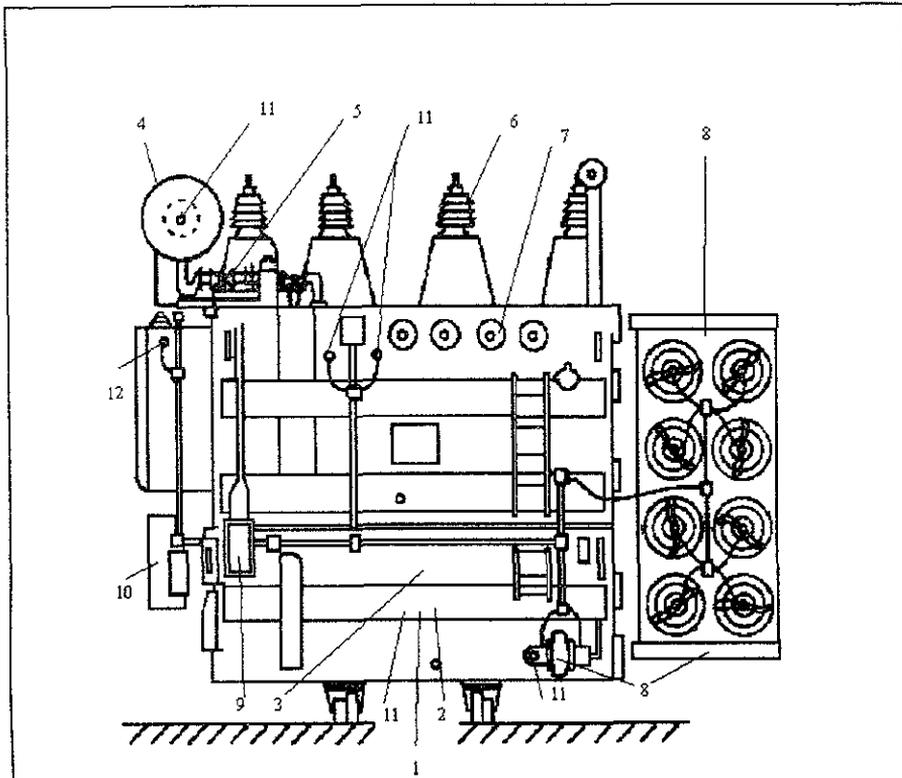
Tablero En él, se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivaciones bajo carga, etc.

Válvulas Es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.

Conectores a tierra Son piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador a la red de tierra.

Placa de características Esta placa contiene grabados los datos más importantes como son la potencia, tensión, por ciento de impedancia, serie, diagramas vectorial y de conexiones, número de fases, frecuencia, elevación de temperatura, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, por ciento de variación en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, peso y año de fabricación

La figura 2.3 muestra las partes activas, pasivas y accesorios de los transformadores de potencia.



Descripción:

- | | |
|-------------------------------------|--------------------------------|
| 1.- Núcleo | 12.- Indicadores y accesorios: |
| 2.- Devanados (alto y bajo voltaje) | - De presión |
| 3.- Tanque principal o cuba | - De temperatura |
| 4.- Tanque conservador | - De posición de taps |
| 5.- Buchholz | - Válvula de drenaje |
| 6.- Boquillas de alta tensión | - Válvula de muestreo |
| 7.- Boquillas de mediana tensión | - Conexión a tierra |
| 8.- Sistema de enfriamiento | |
| 9.- Sistema preservativo de aceite | |
| 10.- Gabinete de auxiliares | |
| 11.- Regulador de tensión | |

Figura 2.3 El transformador de potencia de la SEAT Estrella

2.2 Conexiones de los transformadores

Las ventajas y desventajas de los diferentes tipos de conexión de los devanados primario y secundario de los transformadores se enlistan a continuación

Autotransformador (Ver Fig 2.4a) Se utiliza cuando la relación de transformación es menor de dos

- Tiene menor tamaño, peso y costo que un transformador equivalente.
- Presenta una mayor posibilidad de fallas ya que la impedancia entre el primario y secundario es menor que en un transformador equivalente
- Al existir una sola bobina, el devanado de baja tensión soporta también las sobretensiones que recibe el devanado de alta tensión
- las conexiones del primario y secundario deben ser siempre iguales
- Si la polaridad es sustractiva: $V_2 = (V_1 - V_s)$ e $I_2 = (I_1 + I_c)$
- Si la polaridad es aditiva $V_2 = (V_1 + V_s)$ e $I_1 = (I_2 + I_c)$

Delta-Estrella (Ver Fig 2.4b) Se usa en transformadores elevadores de tensión.

- Al aterrizar el neutro del secundario se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero
- Se eliminan los voltajes de tercera armónica, ya que la corriente magnetizante de tercera armónica se queda circulando en la delta del primario.
- La conexión estrella se usa con aislamiento graduado hasta el valor de la tensión del neutro

Con la ecuación $P = \sqrt{3}(V_L I_L)$, donde P es la potencia aparente (VA); V_L y I_L el voltaje y la corriente de línea del lado primario o secundario del transformador, al despejar la corriente se obtiene su valor en cualquiera de los lados del mismo. Del lado primario (Delta) la corriente de fase es $I_F = I_L / \sqrt{3}$, del lado secundario (Estrella), la corriente de fase es la misma que la de línea

El voltaje de línea del primario es el mismo que el de fase; El voltaje de fase del secundario $V_{FS} = V_{LS} / \sqrt{3}$

También se pueden obtener los valores de corriente y voltaje del primario o secundario conociendo su similar del otro lado del transformador y sabiendo el valor de la relación de transformación $I_{LS} = (n I_{LP}) / \sqrt{3}$, $V_{LS} = (V_{LP} \sqrt{3}) / n$

Estrella-Delta (Ver Fig 2.4c) Se utiliza en transformadores reductores de tensión

- No se puede conectar a tierra el lado secundario
- En la delta del secundario se queda circulando la corriente magnetizante de tercera armónica por lo que se eliminan dichas tensiones

Con la ecuación $P = \sqrt{3}(V_L I_L)$; donde P es la potencia aparente (VA), V_L y I_L el voltaje y la corriente de línea del lado primario o secundario del transformador, al despejar la corriente se obtiene su valor en cualquiera de los lados del mismo. Del lado primario (Estrella) la corriente de línea es la misma que la de fase; del lado secundario (Delta), la corriente de fase $I_F = I_L / \sqrt{3}$

El voltaje de fase del primario es $V_{FP} = V_{LP} / \sqrt{3}$, el voltaje de línea del secundario es el mismo que el de fase

La corriente de línea del lado secundario (I_{LS}) tiene la siguiente relación con respecto a la del lado primario (I_{LP}), siendo n la relación de transformación del transformador $I_{LS} = \sqrt{3} (n I_{LP})$

El voltaje de línea del secundario se relaciona con su similar del lado primario con la relación: $V_{LS} = V_{LP} / (n\sqrt{3})$

Delta-Delta (Ver Fig 2.4d). Se utiliza para líneas de transmisión y subtransmisión

- Circuito económico para alta carga y bajo voltaje
- Ambas deltas proporcionan un camino cerrado para eliminar los voltajes de tercera armónica.
- No se pueden conectar a tierra los puntos neutros. Se necesita un banco de tierra
- Se requieren mayores cantidades de cobre y de aislamiento
- Raramente se usa para tensiones superiores a 138 KV por el alto costo de aislamiento
- Por ser idénticas las conexiones de ambos lados, El voltaje del primario $V_P = nV_S$ y la corriente del primario $I_P = I_S / n$, donde la P indica el lado primario, la S, el lado secundario y la n, la relación de transformación.
- La ecuación de la potencia ya vista antes se aplica también en este tipo de transformador

Estrella-Estrella (Ver Fig. 2.4e) se utiliza para sistemas de transmisión y de distribución

- aislamiento mínimo
- Cantidad de cobre mínimo
- Circuito económico para baja carga y alto voltaje
- los dos neutro son accesibles

- Neutros inestables si no se conectan a tierra

- Por ser idénticas las conexiones de ambos lados, El voltaje del primario $V_p = nV_s$ y la corriente del primario $I_p = I_s / n$, donde la P indica el lado primario, la S, el lado secundario y la n, la relación de transformación

- La ecuación de la potencia ya vista antes se aplica también en este tipo de transformador

Zig - Zag (Ver Fig 2 4f) Se utiliza cuando es necesario crear un neutro en un sistema trifásico de tres conductores para convertirlo en trifásico de cuatro conductores, se le conoce por dicha razón como transformador de puesta a tierra.

- Básicamente es un autotransformador trifásico en el que los devanados primario y secundario son idénticos conectados en un núcleo de tres columnas

- Se utiliza para tener en forma artificial una corriente de tierra que energice las protecciones de tierra correspondientes.

- Su relación de tensión es

$$V_{\text{línea}} = V_{\text{fase}} / 1.732$$

Estrella-Estrella con terciario en delta (Ver Fig. 2 4g). Se utiliza para sistemas de potencia muy confiables

- la delta del terciario proporciona un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, lo cual elimina los voltajes de la tercera armónica en los devanados principales

- El terciario se puede utilizar para alimentar el servicio de estación, aunque no es muy recomendable por las altas corrientes de cortocircuito que se obtienen

- Aumenta el tamaño y el costo del transformador.

- Por ser idénticas las conexiones de ambos lados, El voltaje del primario $V_p = nV_s$ y la corriente del primario $I_p = I_s / n$, donde la P indica el lado primario, la S, el lado secundario y la n, la relación de transformación

- La ecuación de la potencia ya vista antes se aplica también en este tipo de transformador.

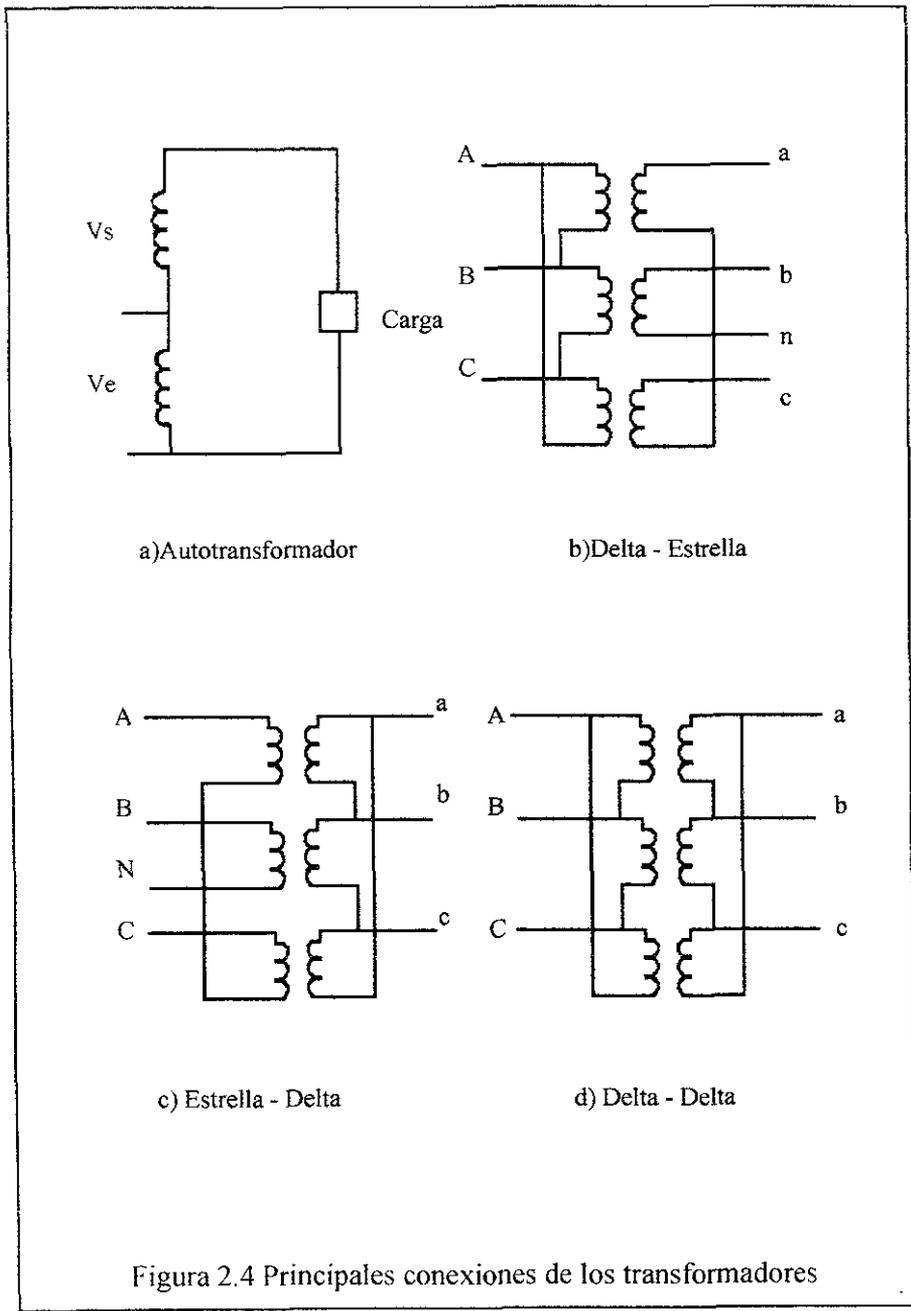
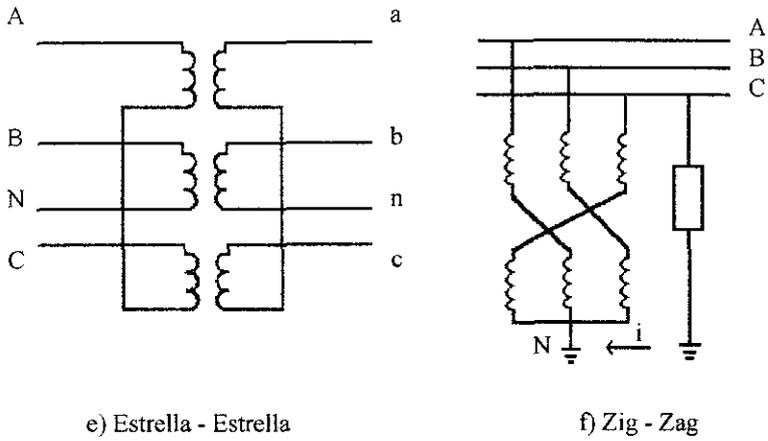
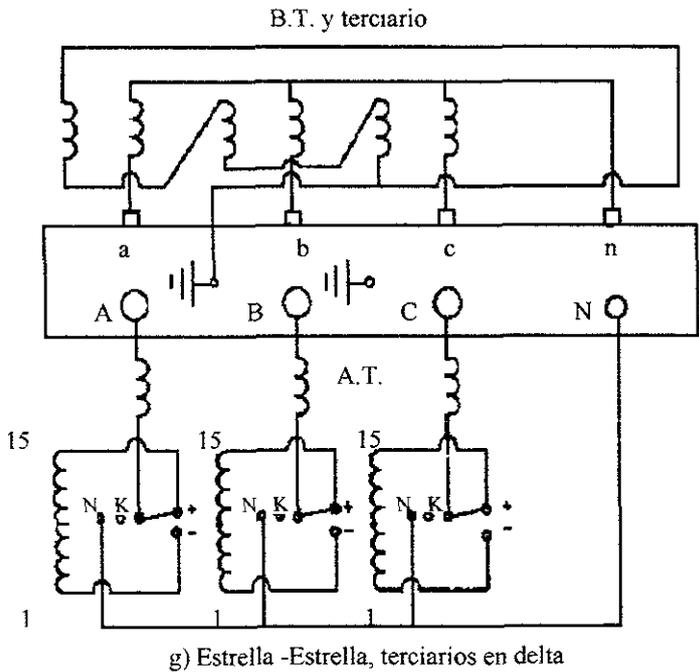


Figura 2.4 Principales conexiones de los transformadores



e) Estrella - Estrella

f) Zig - Zag



g) Estrella -Estrella, terciarios en delta

Figura 2.4 Principales conexiones de los transformadores

2.3 Los transformadores a 230/23 KV de 30 MVA de la SEAT

Para la etapa inicial de la SEAT, solo se han instalado dos transformadores de 30 MVA cada uno, alimentados por la parte A o B del GIS. Ambos se encuentran en la llamada "zona de transformadores". Existen dos zonas, una ya está equipada de dos conjuntos de transformadores, la otra contiene solamente las celdas vacías para en un futuro recibir dos transformadores más que distribuirán la energía a las futuras líneas del Metro que se ubiquen al Sur-Oriente del Valle de México.

Cada zona se compone

- De paredes contra incendios.
- Una cuba de concreto con un conjunto de rejillas y piedras soportando dos vigas de hierro con sus rieles sobre los cuales está montado el transformador de potencia.
- Dos galerías. una de alta tensión, en la cual están instalados los cables de alta tensión (230 KV) y otra de mediana tensión, en la cual están instalados los cables de mediana tensión (23 KV) y los cables de mando control.
- Una losa sobre la cual está montado el sistema de refrigeración del transformador, así como el sistema de almacenamiento de agua y el sistema contra incendio.

Alrededor de los refrigerantes, así como alrededor del transformador están instalados el sistema de detección de fuego y el sistema de pulverización de agua.

2.3.1 Características de los transformadores de potencia de 230/23 KV.

Número de fases	3
Potencia nominal	30 MVA servicio continuo y F.P = 0.95 (-) con enfriamiento tipo OFAF
Potencia subnominal	7.5 MVA servicio continuo y F.P = 0.5 (+) con enfriamiento tipo ONAN
Sobrecarga	42.5 MVA durante 3 horas
Conexión primaria	Estrella con neutro aterrizado

Capítulo 2. El transformador de potencia

Conexión secundaria	Estrella con neutro aterrizado a través de una resistencia de 13 2 ohms
Conexión terciario	Delta, 11 KV
Reguladores de tensión	En el lado de alta tensión
Tensión de aislamiento (CEI)	245 KV en el primario
Tensión nominal primario	246 KV \pm 16 6 %
Tensión nominal secundario	25 25 KV
Frecuencia	60 Hertz
Corriente nominal primario (In)	75 amperes
Corriente en el primario para 1 5 In , 3 Hrs	114 amperes
3 In en el primario en un minuto	225 amperes
Corriente nominal secundario	750 amperes
Corriente en el secundario para 1.5 In , 3 Hrs	1140 amperes
Corriente en el secundario para 3 In, 1 minuto	2250 amperes
Proveedor	Jeumont Schneider Transformateurs, París Francia
Norma	CEI 76
Peso	108 toneladas con 44.2 toneladas de aceite
Refrigeración	Tipo ONAN, OFAF
Año	1995

2 3 2 Componentes de los transformadores de 230/23 KV , 30 MVA.

Parte activa

El núcleo de cada transformador es del tipo columnas. El circuito magnético está formado por chapas de acero al silicio laminado en frío, de cristales orientados, de alta calidad, inalterable HIPERSIL (Silicio de alta permeabilidad), con aislamiento CARUTE (procedimiento químico).

Los devanados son de cobre electrolítico de gran pureza, presentan ángulos redondeados para reducir la concentración del flujo electrostático Aislamiento de papel y reforzamiento de los devanados que aseguran su rigidez y permiten resistir el movimiento y la deformación provocada por condiciones anormales de funcionamiento.

El regulador de tensión que se encuentra en el lado de alta tensión tiene el objeto de mantener constante la tensión del secundario del transformador a 23 KV debido a las variaciones de tensiones que pudieran suscitarse por la variación de la carga Este regulador es del tipo

Capítulo 2. El transformador de potencia

JANSEN de 29 posiciones diferentes por niveles de tensión de 1.1 % con un cambio entre taps de 5 a 6 segundos. Cuenta con un conmutador para seleccionar su funcionamiento y tipo de mando. Los mandos pueden ser: a) automático, por medio de un motor trifásico de 220 VCA, acoplado mecánicamente a la caja que contiene los engranes y la flecha que dependiendo de las necesidades de operación se desplazará de un sentido a otro, el motor tendrá su protección y accesorios. b) Manual, impidiendo el funcionamiento del motor de cambio por medio de una manivela. c) Eléctrico local, por medio de un interruptor ubicado en el gabinete de control del regulador de tensión.

Parte pasiva

Cada transformador se compone de una cuba montada sobre cuatro ruedas aisladas eléctricamente de la cuba; ésta contiene los tres devanados, el regulador de tensión, los sensores de temperatura del aceite y de los devanados.

La vasija está fabricada de placas de acero de alta calidad, con una mínima cantidad de soldadura eléctrica que hace que aumente su resistencia mecánica.

El sistema de enfriamiento cuenta para cada transformador con dos motobombas que están montadas en las tuberías para forzar la circulación del aceite, la salida del aceite caliente es por la parte superior, circula a través de los radiadores e inyecta el aceite frío por la parte inferior del transformador.

Cada transformador ha sido instalado en un área ventilada, de tal manera que el aire caliente se disipe fácilmente y sea reemplazado por aire fresco, con este propósito hay una separación de 2.5 metros entre los transformadores y las paredes. Si no fuese suficiente la ventilación, se cuenta por cada transformador de dos grupos de ventiladores, los cuales están fijos lateralmente a los radiadores situados en el extremo de cada aparato, dichos ventiladores funcionan automáticamente cuando la temperatura de los arrollamientos alcanza un valor predeterminado.

Accesorios:

Un tanque conservador compensa la falta de aceite que pueda tener el transformador, está montado sobre el tanque principal o cuba, uniéndose ambos por medio de una tubería de venteo y secador de aire sílica-gel (la sílica determina el grado de humedad que posee el aceite).

aislante conforme va absorbiendo humedad, va cambiando la sílica de tonalidad), cuenta además con un indicador del nivel de aceite

El relevador de gas Buchholz actuará debido a la presión de gas generada por el calentamiento del aceite aislante al presentarse un disturbio eléctrico en el interior del transformador, éste relé va montado en la tubería que une a los tanques principal y conservador de aceite. Es preciso su uso cuando la parte activa del transformador está sumergida en un dieléctrico líquido ya que algún defecto interno eventual hace que se desprenda gas.

Las boquillas van a conectar la salida de los conductores de alta tensión del GIS al transformador. Los aisladores son en un extremo de SF₆ y están bien alineados para prevenir que las boquillas se esfuercen indebidamente. Cuenta también con juntas de concentración y expansión que evitan puntos calientes o que por efectos vibratorios propios del transformador pudieran desconectarse las terminales del mismo con repercusiones peligrosas. El otro extremo del aislador funciona sumergido en el aceite del transformador. Ambos extremos han sido fabricados con envolturas cónicas de porcelana y poseen un cuerpo metálico central dotado de dos bridas. Cuenta con un manómetro-vacuómetro que indica la presión del aislador y por medio de contactos de mínima y máxima presión manda una señal de alarma en condiciones anormales. Los aisladores están fabricados con un dieléctrico de papel de celulosa impregnado con aceite sintético dodecibenceno (DDB).

La conexión a tierra. La cuba de los transformadores, los soportes de alta y mediana tensión, así como los soportes del sistema de detección y protección contra incendio, radiadores, ventiladores y bombas están todos conectados a la malla de tierra del GIS de la SEAT a fin de evitar inducción de tensiones peligrosas.

Anclaje. Los transformadores están montados sobre ruedas metálicas y éstas sobre rieles, pero las ruedas están bloqueadas para evitar cualquier desplazamiento indeseado.

Indicador de nivel del líquido dieléctrico. Este medidor indica claramente el nivel de aceite a la temperatura ambiente. La aguja indicadora opera magnéticamente por el movimiento de un flotador que envía los niveles máximo y mínimo de llenado.

Equipamientos de regulación de temperatura. Cuenta con termostatos indicadores de temperatura del aceite, además de contactos que operan al equipo de ventilación (si la temperatura llega a 70° C), la alarma (si la temperatura llega a 95° C) y el disparo (si la

Capítulo 2. El transformador de potencia

temperatura llega a los 100° C) Los arrollamientos también cuentan con un sistema de regulación de temperatura. Dicho sistema se encuentra situado en el armario de mando, y funciona con un bulbo sensible de baño de aceite que reacciona a alguna de las siguientes temperaturas con su consecuencia inherente: a 70° C enciende el sistema de ventilación, entre 107° y 115° C conecta la alarma; y entre 112° y 120° C actúa el contacto de disparo.

Válvula de seguridad. En caso de cortocircuito u otra falla de aislamiento, el aceite se vaporiza por acción del arco eléctrico provocando un rápido aumento de presión hasta rebasar los límites, corriendo el riesgo de que la cuba o cualquier otro contenedor se deforme hasta romperse, con la consecuente pérdida del aceite. Por lo cual se instala esta válvula que está dotada de un purgador de aire para eliminar burbujas estancadas dentro del transformador, también cuenta con un señalador óptico que muestra si ha intervenido para descargar sobrepresiones más altas del límite de tolerancia, su restablecimiento es automático, además de estar dotado de un direccionador paragotas, cuya función es la de desviar en una determinada dirección el flujo de aceite descargado, evitando su derramamiento sobre equipo o personas.

Pintura. Las superficies metálicas tanto internas como externas sujetas a corrosión llevan un tratamiento de superficie que se realiza con grellonado de polvo de acero, además van revestidas con una capa de apresto de bicromato de zinc gliceroftálico, la cual es una pintura de aceite contra la corrosión.

Nivel de ruido. El nivel de ruido permitido para este local va de acuerdo con la norma "Specification for sound level", la cual exige un nivel de ruido de 40 decibeles. Por lo que el sonido de la SEAT no es amplificado por la reflexión de las paredes y el techo de la misma. Así mismo, el montaje de los transformadores está de tal manera que las vibraciones mecánicas producidas por éste, no sean transmitidas al sistema de rieles y a la estructura del edificio.

La figura 2.3 muestra las partes principales de los transformadores de la SEAT Estrella (TR-1 y TR-2).

2.4 Protecciones de los transformadores de potencia de la SEAT Estrella

Por ser el elemento principal de una subestación eléctrica, una falla en cualquiera de los transformadores originaría la pérdida o afectación de la distribución de la energía a toda la línea 8 del Metro. Por lo cual es preciso proteger al transformador de alguna de las siguientes causas y evitar así sus consecuencias al resto del sistema eléctrico.

- 1) Disturbios que ocurran en el sistema eléctrico al cual están conectados
- 2) Algún mal funcionamiento interno de los transformadores.
- 3) Condiciones físicas del medio ambiente que puedan afectar su confiable comportamiento

El diseño de las protecciones es una combinación de señales preventivas o correctivas que originan el disparo de algún disyuntor a base de alarmas audibles y visibles, las cuales están ubicadas en la Sala de Control de la SEAT

2.4 1 Alarmas de los transformadores.

1) Alarma Buchholz tanque principal Esta es una alarma que opera en el relé Buchholz. Emite una señal cuando se produce una avería de poca importancia, debido al desprendimiento de burbujas de gas provenientes del tanque principal; el nivel del aceite se reduce en el cuerpo del relé, lo que resulta en la rotación de un flotador alrededor de su eje que opera para un predeterminado volumen de gas. Esta alarma opera en averías poco graves. Pero una vez accionada esta alarma, se pone fuera de servicio al transformador para expulsar el aire con el grifo purgador que se pudo haber acumulado ya sea por penetración del aire o por evacuación de gas. Cualquiera que sea la causa hay que encontrarla, por ello se desconecta al transformador de la red. Se realiza un análisis de los gases disueltos en el aceite o recibidos en el Buchholz, el cual ayuda a precisar considerablemente el diagnóstico a dar sobre el transformador. Alguna de las siguientes causas puede operar dicha alarma.

- Cortocircuito entre chapas del circuito magnético
- Mal contacto de uno de los circuitos eléctricos.
- Reducción del nivel de aceite por debajo del límite admisible.
- Gran sobrecarga accidental.

2) Alarma Buchholz del cambiador de derivación de tensión El derivador de tensión tiene sus partes sumergidas en el aceite del transformador ya que se encuentra en el tanque principal. Cuando se realizan cambios continuos en los taps se producen arcos en los contactos,

originando gases por la combustión ocasionada, lo que acciona esta alarma en caso de no haberle dado mantenimiento. Se recomienda un mantenimiento

- Cada 100 000 maniobras o cambios si la carga de corriente no excede 100 amperes
- Cada 70 000 maniobras si la carga de corriente si excede 100 amperes
- Cada 50 000 maniobras si la corriente ha sido permanente superior a 150 amperes

Dependiendo de la cantidad de la carga, si se sobrepasa del número de maniobras se corre el riesgo de generar gas por el desgaste de los contactos del cambiador de derivación de tensión ocasionado por los arcos eléctricos

3) Alta temperatura del devanado. Esta alarma opera cuando el termómetro que monitorea la temperatura en los puntos calientes del transformador detecta de 107° a 115° C.

4) Alta temperatura del aceite. Si la temperatura del aceite en la parte superior del transformador llega de entre 85° a 95° C se activa esta alarma. Puede ocurrir en el caso de que los ventiladores o el equipo de enfriamiento no funcione.

5) Bajo nivel de aceite en el tanque principal. Cuando el nivel de aceite desciende hasta un nivel determinado, se acciona la alarma y se procede a poner en fuera de servicio al transformador para localizar y eliminar la fuga y reponer el aceite faltante.

6) Bajo nivel de aceite en el cambiador de derivaciones. Esta alarma señala cuando no hay suficiente aceite en este dispositivo. Se manobra de manera similar al inciso anterior.

7) Falta de corriente alterna. Se activa esta alarma cuando el grupo de enfriamiento (bombas de circulación de aceite y el grupo de motoventiladores) no tiene alimentación de energía. Se puede originar la activación de la alarma si algún motor ha fallado o se ha operado el interruptor termomagnético alimentador a estos accesorios.

8) Falta corriente alterna al cambiador de derivaciones. Opera esta alarma cuando falla la alimentación eléctrica del motor cambiador de derivaciones o cuando no pueda realizar un cambio de posición o bien si falla el motor produciendo un disparo de su interruptor térmico. Para corregir

la falla, hay que poner al cambiador de derivaciones en forma manual y manejarlo así hasta haber corregido la regulación automática

9) Falla en la bomba de circulación de aceite. Esta alarma señalará cuando la protección de alguna de las bombas se haya accionado. Será necesario monitorear la temperatura del transformador hasta que la falla sea reparada y si es necesario, desconectarle carga al transformador para que no aumente su temperatura demasiado.

10) Cambiador de derivación posición baja. Se presenta esta alarma cuando el cambiador de tensión está en mando automático y no ha efectuado su cambio. Siendo necesario efectuar la conmutación en mando local eléctrico o manual mientras se corrige la avería.

11) Regulador de posición alta. Si el regulador se encuentra en posición alta y no hace el cambio en forma automática, acciona dicha alarma y se procede de manera análoga al inciso anterior.

12) Falla presión de SF₆ en las boquillas de alta tensión. Dicha alarma opera cuando el aislador pasante tiene una posición irregular o existe un aumento de presión a causa de una entrada de SF₆ dentro del aislador pasante, y se presenta cuando está cerca de los límites al valor regular de presión de gas de -0.5 bars a +1.5 bars máximo.

2.4.2 Protecciones que disparan el interruptor del circuito alimentador de cada transformador.

a) Disparo diferencial del transformador. Se activa esta protección cuando existen corrientes mayores a la nominal en el lado primario o secundario, activando el interruptor de 230 KV.

b) Disparo de fase a tierra del transformador. Cuando por alguna razón (falla de algún aislador, ionización ambiental que provoque arqueo entre las boquillas o entre alguna boquilla a tierra o si hay descarga en la parte interior energizada del transformador con la cuba) disminuye la capacidad dieléctrica del aislamiento de las partes externas, y al estar tanto la carcasa como la cuba conectadas a la malla de tierra, en el trayecto de la corriente, ésta pasa por un contacto que enviará el disparo del interruptor de 230 KV.

c) Disparo Buchholz. Este relevador al sensar una acumulación violenta de gas resultante de los defectos graves en el interior del transformador debido a alguna de las siguientes causas

- Cortocircuito entre espiras entre bobinas o entre tomas
- Ruptura en la masa de una pieza bajo tensión
- Ruptura de un aislante
- Gran aumento de carga accidental
- Turbulencia provocada por el arranque de las bombas de circulación de aceite
- Aspiración de aire accidental durante el llenado

Cualquiera de éstas provoca el cierre de un contacto y acciona sobre el circuito de la bobina de disparo de los interruptores de 230 KV

d) Disparo sobrecarga Una sobrecarga que pase del 150 % de la corriente nominal y/o más de tres horas que es la sobrecarga soportable por los transformadores de la SEAT, produciría una elevación de temperatura de los devanados, deteriorando los aislamientos y con ello provocando un cortocircuito

e) Disparo bajo presión de SF₆ Este disparo del interruptor de 230 KV ocurrirá cuando el manómetro-vacuómetro detecte una presión irregular de entre -0.5 bars a +1.5 bars dentro del aislador pasante del lado aislado en SF₆ y cerrará unos contactos que enviarán la señal a la bobina de disparo del interruptor

f) Disparo cuba transformador Esta protección actuará cuando la cuba o vasija aterrice alguna parte energizada del transformador ya sea por aterrizamiento del circuito magnético o por pérdidas de las características aislantes del aceite o por pérdidas en el aislamiento del soporte que aísla al circuito magnético a la vasija

g) Disparo temperatura devanado. Cuando por alguna falla originada en el núcleo en las bobinas del transformador, la temperatura de éstas aumenten desde 112° a 120° C, el bulbo sensible en baño de aceite que monitorea el punto más caliente de los arrollamientos del circuito magnético mandará la apertura del interruptor de 230 KV

h) Disparo temperatura aceite Al igual que en el caso anterior, un bulbo sensible en baño de aceite, pero ubicado en la parte superior del transformador, mandará el disparo del interruptor de 230 KV cuando la temperatura del aceite esté entre 95° y 100° C causada por la falla en el equipo de enfriamiento

CAPÍTULO 3

DISTRIBUCIÓN A 23 KV

A partir de la salida de los transformadores de potencia de 23 KV comienza una sección más de la SEAT la red de 23 KV La cual se compone de.

- Cables de 23 KV de enlace entre los transformadores de potencia y los buses de llegada
- Buses de llegada.
- Ductos de barras
- Dos buses de tracción
- Dos buses de alumbrado y fuerza -

Cada bus está formado por un conjunto de celdas atornilladas entre sí, pudiendo recibir cada una un interruptor móvil de hexafluoruro de azufre, los cuales son intercambiables entre las celdas, con la condición de tener el mismo valor de corriente nominal de 1250 amperes o 2500 amperes. Todos los buses, así como los ductos se encuentran instalados en la Sala de 23 KV en la planta baja del edificio de 23 KV ubicado a la derecha de la entrada principal de la SEAT

3.1 Cables de enlace

En cada transformador, las salidas de mediana tensión se hacen por medio de pasatapas de porcelana con una barra de cobre de un diámetro de 40 mm² Sobre cada barra está instalado un conector de bronce en forma de "L", en el cual están atornillados dos terminales de cables Estos son de tipo seco con un calibre de 750 MCM. Cada transformador cuenta con seis cables para las tres fases (dos por fase) y un cable para el neutro

Los cables van por una galería de mediana tensión desde el transformador hasta la planta baja del edificio de 23 KV para conectarse a los interruptores extremos de bus de los lados "A" y "B" de la subestación Estos interruptores tienen la nomenclatura IS-TR (1A o 1B) El cable neutro está conectado a la malla de tierra de la SEAT.

3.2 Buses de llegada

Estos están instalados en medio de la Sala de 23 KV planta baja. Están enlazados a las salidas de 23 KV de cada transformador por medio de los cables ya mencionados. El bus 1A está conectado con el transformador A, el bus 1B está conectado con el transformador 1B.

Cada bus se compone de dos celdas: una, la celda de llegada que contiene al interruptor IS-TR y la otra, la celda de barras.

3.2.1 La celda de llegada

Existen dos celdas de llegada (una por bus) del tipo Fluair 400, las cuales contienen cada una un interruptor de 23 KV a 2500 amperes de la marca Merlin Gerin (MG). Estos interruptores cuentan con un selector de mando local o remoto, con botones pulsadores para su cierre o apertura y lámparas señalizadoras de posición (abierto o cerrado).

La celda de llegada comprende de:

- Un cajón metálico de mediana tensión (MT) y un compartimiento de baja tensión (BT).
- Un interruptor de 23 KV, 2500 A, MG Fluarc FG4.

3.2.1.1 Cajón MT y compartimiento BT

En el cajón se encuentran:

- Los juegos de barras con los conectores para la fijación de los cables de llegada, así como los conectores fijos en los cuales se enchufan los contactores del interruptor.
- Los transformadores de corriente y de potencial.
- El seccionador de puesta a tierra de los cables de enlace.
- El circuito de tierra.

- El conjunto de palancas, guillotinas y bielas formando el sistema de protección contra choque eléctrico
- Lámparas indicadoras de presencia de tensión en los cables de llegada
- Sistema de bloqueo por candados para el mando local.
- Un microprocesador integrado "SEPAM" que controla las protecciones eléctricas, mediciones, secuencias de mando y al interruptor
- Un conmutador para escoger el tipo de mando local/remoto
- Lámparas de señalización de posición abierto o cerrado del interruptor.

En el compartimento BT están instalados los circuitos auxiliares con los fusibles e interruptores correspondientes.

3.2.1.2 El interruptor Fluarc FG4 2500 A.

Este dispositivo se conecta y desconecta fácilmente en la celda de llegada y está compuesto de:

- Un carrito de soporte.
- Mando electromecánico Gmh.
- Polos del interruptor.

El carrito se compone de una plataforma y un chasis perpendicular a la plataforma, estos dos soportes están formados por medio de ensamblaje de varios perfiles de hierro cadmiados

La plataforma soporta las ruedas, el patín de puesta a tierra y el sistema de enganche y enclavamiento mecánico de posición del interruptor en o fuera de su celda. Este sistema de enclavamiento se compone de una palanca y una biela, así como de un sistema de condenación en posiciones de conectado o desconectado en la celda del interruptor por medio de una cerradura o candado.

El chasis sirve de soporte para el mando electromecánico, para el bloque de contactos auxiliares y para los polos del interruptor

El mando electromecánico es fácilmente desmontable y está compuesto principalmente de:

- Un bloque de motor eléctrico a corriente continua y su reductor mecánico

- Un bloque compuesto de palancas y bielas formando una cerradura mecánica para el bloqueo en posición cerrado o abierto de los polos del interruptor. Este bloque transmite también la orden de cierre o apertura del interruptor emitida eléctricamente desde la celda o del TCO o provocados por el accionamiento de los botones pulsadores instalados en la cerradura mecánica

- Dos resortes para la acumulación de energía necesaria al cierre y a la apertura de los polos del interruptor.

- Los relevadores para el mando de la apertura y cierre a distancia, así como un relevador de apertura por falta de tensión auxiliar

- Un mecanismo para permitir el movimiento manual de los resortes, por medio de la palanca que sirve también para maniobrar el mecanismo de enclavamiento de posiciones

- Varios contactos auxiliares y el cableo necesario para enlazar los diferentes elementos.

El bloque de contactos auxiliares está fijado sobre el chasis y contiene los siguientes elementos.

- Dos conjuntos de contactos auxiliares.

- Un relevador antibombeo.

- Un contador de maniobras con indicador de posición

- Una bornera

- El cableo necesario para enlazar los diferentes elementos entre sí.

Los polos se componen cada uno de

- Una envoltura de resina epóxica en la cual están montados
 - El contacto fijo y el contacto móvil y sus mecanismos de maniobras
 - Las barras de conexiones para la entrada y salida de la corriente
 - Dos soportes para la fijación del polo sobre el chasis.
 - Un eje para la maniobra del contacto móvil.
 - Una válvula para el control de la presión del SF₆ en el interior del envoltura.
 - Dos pinzas fijadas al final de las barras, para la conexión fácil del interruptor sobre los contactos fijos instalados en la celda.

En el chasis también están los ejes, palancas y amortiguador necesarios para maniobrar simultáneamente los tres polos.

Las características del interruptor son

V _n	23 KV
Frecuencia	50 / 60 Hz
V _{max}	125 KV
I _{cc}	25 KA durante un segundo
I _n	2500 amperes
Peso	390 Kg
Presión de operación	2.5 bars
Tensión de apertura	125 VDC
Tensión de cierre	125 VDC
Tensión del motor	220 V

3.2.2 Celda de barras.

Tiene como función la de enlazar las barras de la celda de llegada con los ductos de barras, sin acceso fácil, en el cual está montado el juego de barras y un compartimiento BT en el cual pasa el cableo auxiliar. Sobre la puerta del compartimiento están instalados un mímico, una lámpara de falla agrupada para la celda IS-TR y un botón pulsador de borrado de falla agrupada.

3.3 Ductos de barras

Los ductos son cajones metálicos de sección rectangular, dentro de los cuales van tres barras de perfil de cobre, una por fase, y van fijas al ducto por medio de aisladores de resina epóxica. Para permitir el movimiento de las barras bajo efectos de las variaciones de temperatura, en algunos tramos están fijas; en otros, atornilladas para permitir movimientos longitudinales.

Los ductos de barras salen por encima de las celdas de barras de los buses de llegada, uniendo a estos con las celdas de los buses de tracción y las celdas de llegada de los buses de alumbrado y fuerza correspondientes.

3.4 Buses de tracción.

Reciben este nombre debido a que estos dos buses están constituidos cada uno de un conjunto de celdas equipadas de interruptores que alimentan con corriente alterna a las subestaciones rectificadoras (SR's o PR's) de la línea 8 del Metro. En estas se transforma primeramente los 23 KV a 530 V CA, y posteriormente se rectifica a 750 V de corriente continua y ya con ese valor de tensión se alimentan los trenes para su tracción, de ahí el nombre de buses de tracción.

La SEAT actualmente comprende de dos buses de tracción, cada uno alimentado por un transformador en condiciones normales. A futuro está previsto instalar otros dos buses de tracción que serán normalmente alimentados desde los dos futuros transformadores de potencia.

Los buses actuales están instalados en la parte izquierda y en el fondo de la Sala de 23 KV de la SEAT.

Cada bus está constituido de

- Dos celdas de llegada de buses equipadas con un interruptor

- Nueve celdas de salidas de tracción equipadas con un interruptor, con una celda de reserva sin conexión de cable. En la actualidad solo se utilizan ocho salidas que conectan los cables de 23 KV de enlace con los SR's

- Una celda equipada de transformadores de potencia.

Las doce celdas son atornilladas entre sí al nivel de los cajones y sus juegos de barras, formando así por continuidad eléctrica el bus de tracción.

3.4.1 Celdas de llegada de los buses de tracción.

Se llaman IB-T1A e IB-T1B para el bus número 1 e IB-T2A e IB-T2B para el bus número 2. Cada celda es del tipo Fluair 400, 1250 amperes. marca Merlin Gern y comprende de a) un cajón metálico MT y un compartimiento BT y b) un interruptor de 23 KV, 1250 amperes

3.4.1.1 Cajón MT y compartimiento BT.

El cajón MT es idéntico al de las celdas IS-TR de los buses de llegada

En el compartimiento BT se encuentran:

- El SEPAM 2025, un microprocesador que controla ciertas funciones de protecciones eléctricas, mediciones, secuencias de mando y control del interruptor.

- Un conmutador local / remoto.

- Los botones pulsadores para los mandos eléctricos de cierre y apertura en modo local.

- Lámparas de señalización de posición abierto o cerrado del interruptor.

- Circuitos auxiliares con los fusibles e interruptores correspondientes.

3.4.1.2 Interruptor Fluarc FG4, 1250 A

Este interruptor es idéntico en su composición al interruptor Fluarc FG4 2500 A, sus características son

Vn	23 KV
Frecuencia	50 / 60 Hz
Vmax	125 KV
In	1250 amperes
Icc	25 KA
Peso	340 Kg
Presión	2.5 bars
Tensión de apertura	125 VDC
Tensión de cierre	125 VDC
Tensión del motor	220 VCA

3.4.2 Celda de salidas de tracción.

Estas celdas son llamadas CT seguidas de un número representativo, así como sus interruptores son idénticos a las celdas IB-T, solo difieren en que éstas cuentan con dos cerraduras de condenación de las posiciones del interruptor y del seccionador de puesta a tierra del cable.

Se encuentran en el cajón las barras terminales para las conexiones de los cables de 23 KV de enlace para la alimentación de la subestación de rectificación que le corresponde

3.4.3 Celda de transformador de potencial.

Dichas celdas, una en cada bus, se llaman "TP barra T1" para el bus de tracción 1 y "TP barra 2" para el bus de tracción 2.

Cada celda es del tipo Fluair 400, 1250 Amp. y comprende de :

- Un cajón metálico.
- Un compartimiento BT

3.4.3.1 Cajón metálico

En este cajón se encuentran instalados:

- El juego de barras que da la continuidad al bus de tracción

- Los soportes aislantes del circuito de barra para alimentar los transformadores de potencial

- Tres transformadores de potencial fácilmente desconectables por medio de una palanca de maniobra exterior al cajón. En cada TP está colocado un fusible fácilmente desmontable. La maniobra de desconexión de los TP's con su barra correspondiente depende de una cerradura de condenación de posición.

3.4.3.2 Compartimiento BT.

En éste se encuentran el cableo auxiliar, las borneras, los fusibles e interruptores de los circuitos auxiliares. Sobre la puerta del compartimiento están montados.

- Un relevador de presencia de tensión

- Un conmutador para medir las tensiones a 23 KV de cada fase

- Una lámpara de agrupamiento de falla auxiliar.

- Un botón pulsador para borrar la señal de falla auxiliar.

- Un mímico representativo de los TP's.

3.5 Buses de alumbrado y fuerza.

Son dos buses que reciben ese nombre ya que sus celdas equipadas de interruptores alimentan las subestaciones de alumbrado y fuerza (SEAF's) de la línea 8. Dichas SEAF's son instaladas en cada estación de pasajeros, habiendo dos por estación, cada una alimentando los circuitos auxiliares de la mitad de la estación y de su túnel asociado.

Cada SEAF está conectado al siguiente por medio de cables de 23 KV y una extremidad de estos cables está conectada en las celdas de salida de alumbrado y fuerza correspondiente en cada uno de los dos buses de alumbrado y fuerza. A futuro está previsto modificar la trayectoria de los ductos de barras actual a fin de alimentar el bus B por los dos futuros transformadores de potencia.

Estos buses están instalados frente a frente en la parte derecha de la Sala 23 KV abajo de los buses de llegada y están constituidos cada uno por

- Dos celdas de llegadas de buses equipadas de interruptor

- Tres celdas de salidas de alumbrado y fuerza equipadas de interruptor, dos son conectadas a los cables de 23 KV de enlace con las SEAF's y una se queda de reserva sin conexión a un cable.

- Una celda equipada de transformador de potencial

- Dos celdas equipadas de interruptores para la alimentación y protección de los transformadores auxiliares

En cada bus de alumbrado y fuerza, las ocho celdas son atornilladas entre sí al nivel de los cajones y de sus juegos de barras, formando así por continuidad eléctrica el bus de alumbrado y fuerza.

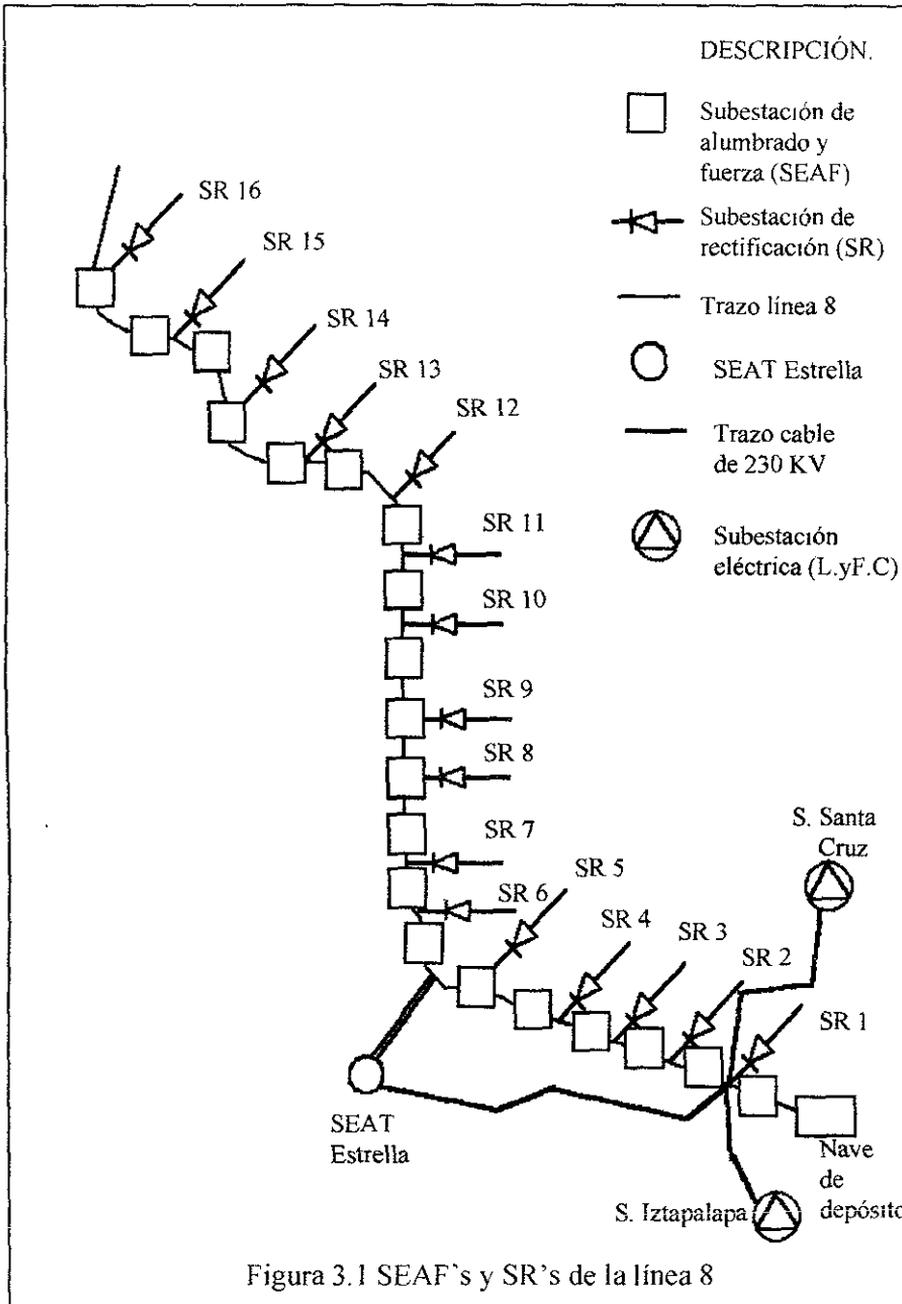
La figura 3.1 muestra la ubicación de las SEAF's y SR's sobre la línea 8 del Metro

3.5.1 Celdas de llegada de los buses de alumbrado y fuerza.

Se les identifica por IB-AAA e IB-AAB para el bus A y por IB-ABA e IB-ABB para el bus B. Cada celda, así como su interruptor son idénticas a las celdas de llegada de los buses de tracción.

3.5.2 Celdas de salida de alumbrado y fuerza

Denominadas CAA1, CAA2, CAB1, CAB2, CAA3, CAB3. Estas y sus interruptores son idénticas a las celdas IB-T, salvo que en la fachada del cajón están montadas tres cerraduras de condenación de posiciones del interruptor y del seccionador de puesta a tierra del cable. En estos



Capítulo 3. Distribución a 23 KV

cajones están ubicadas las barras terminales para conectar los cables de 23 KV a las SEAF's correspondientes

3.5.3 Celdas de transformador de potencial

Estas celdas, una en cada bus, se llaman "TP barras AA" para el bus AF A y "TP barras AB" para el bus AF B. Son idénticas a las celdas TP del bus de tracción.

3.5.4 Celdas de alimentación del transformador auxiliar

Estas celdas, dos por bus, se llaman "TR Aux A1" y "TR Aux A2" para el bus AF A y "TR Aux B1" y "TR Aux B2" para el bus AF B. Son idénticas a las celdas de salidas de tracción, pero dentro del compartimiento BT están instalados relevadores de protección por temperatura de los transformadores auxiliares. En el cajón están ubicadas las barras de conexiones de los cables de 23 KV de alimentación del transformador correspondiente (Fig 3.2a)

3.6 Distribución para la tracción

Los buses de tracción se dividen en Bus de tracción 1 y 2, siendo los encargados de alimentar por cable subterráneo a las siguientes subestaciones de rectificación:

Bus de tracción 1

- Constitución de 1917	SR 1
- Cerro de la Estrella	SR 3
- Atlailco	SR 5
- Acuilco	SR 7
- Iztacalco	SR 9
- La Viga	SR 11
- Obrera	SR 13

- San Juan de Letrán	SR 15
Bus de tracción 2	
- Purísima	SR 2
- Iztapalapa	SR 4
- Escuadrón 201	SR 6
- Apatlaco	SR 8
- Coyuya	SR 10
- Chabacano	SR 12
- Doctores	SR 14
- Garibaldi	SR 16

Los interruptores CT se encuentran en la SEAT Estrella y son la última protección de los SR's fuera de ellos. Se pueden comandar a través de botones exclusivos para cada uno de ellos a través del tablero de control óptico. Cuentan también con la unidad electrónica llamada SEPAM para leer la corrientes y controlar el interruptor.

El interruptor está encapsulado en SF₆ a una presión de 2.5 bars, maneja un voltaje nominal de 23 KV, una corriente nominal de 1250 amperes y una corriente de cortocircuito de 25 KA en un segundo. La figura 3.2b muestra la conexión entre el bus de tracción y la subestación de rectificación.

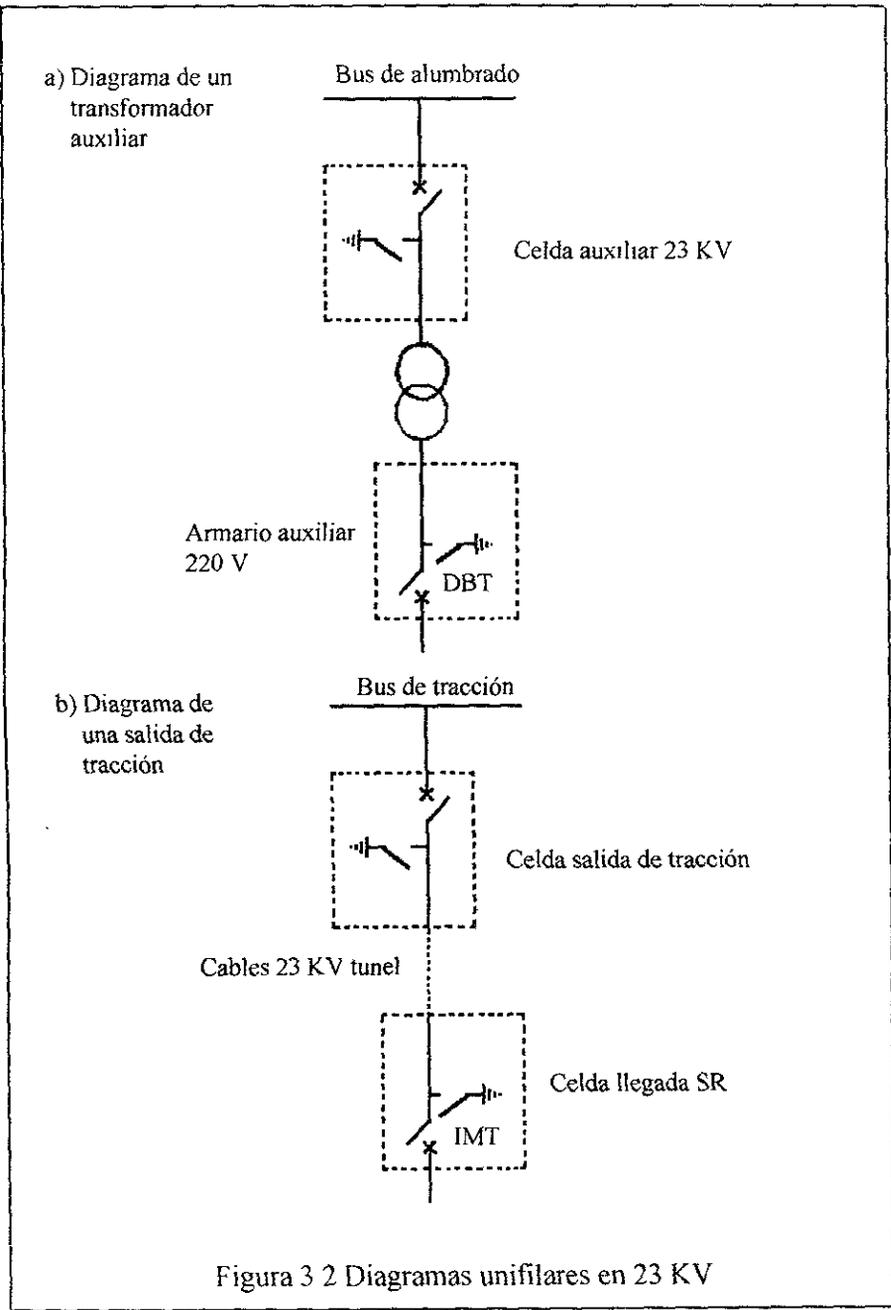


Figura 3 2 Diagramas unifilares en 23 KV

3.7 Distribución para alumbrado y fuerza de la línea 8

A partir de los buses de alumbrado y fuerza de la SEAT, salen los circuitos de 23 KV por las vías 1 y 2 que se encargan de alimentar a las SEAF's

Los circuitos CAA1 y CAA2 provenientes del bus de alumbrado y fuerza A alimentan por vía 1 A su vez los circuitos de alumbrado CAB1 y CAB2 derivados del bus de alumbrado B, alimentan por vía 2 De cada uno de los buses, un cable va a una extremo de la línea y el otro al extremo opuesto

En la figura 3.3a se muestra la conexión de la salida del bus de alumbrado y fuerza con una SEAF y los elementos principales de esta última

Actualmente la alimentación de alumbrado y fuerza de la línea 8 consta de los siguientes tramos (Fig 3.3b):

- Escuadrón 201 a Garibaldi, vías 1 y 2
- Atlalilco a Talleres Constitución, vías 1 y 2

Los interruptores tienen las siguientes características

$V_n = 23 \text{ KV}$

$I_n = 1250 \text{ Amp}$

$I_{cc} = 25 \text{ KA}$, 1 segundo

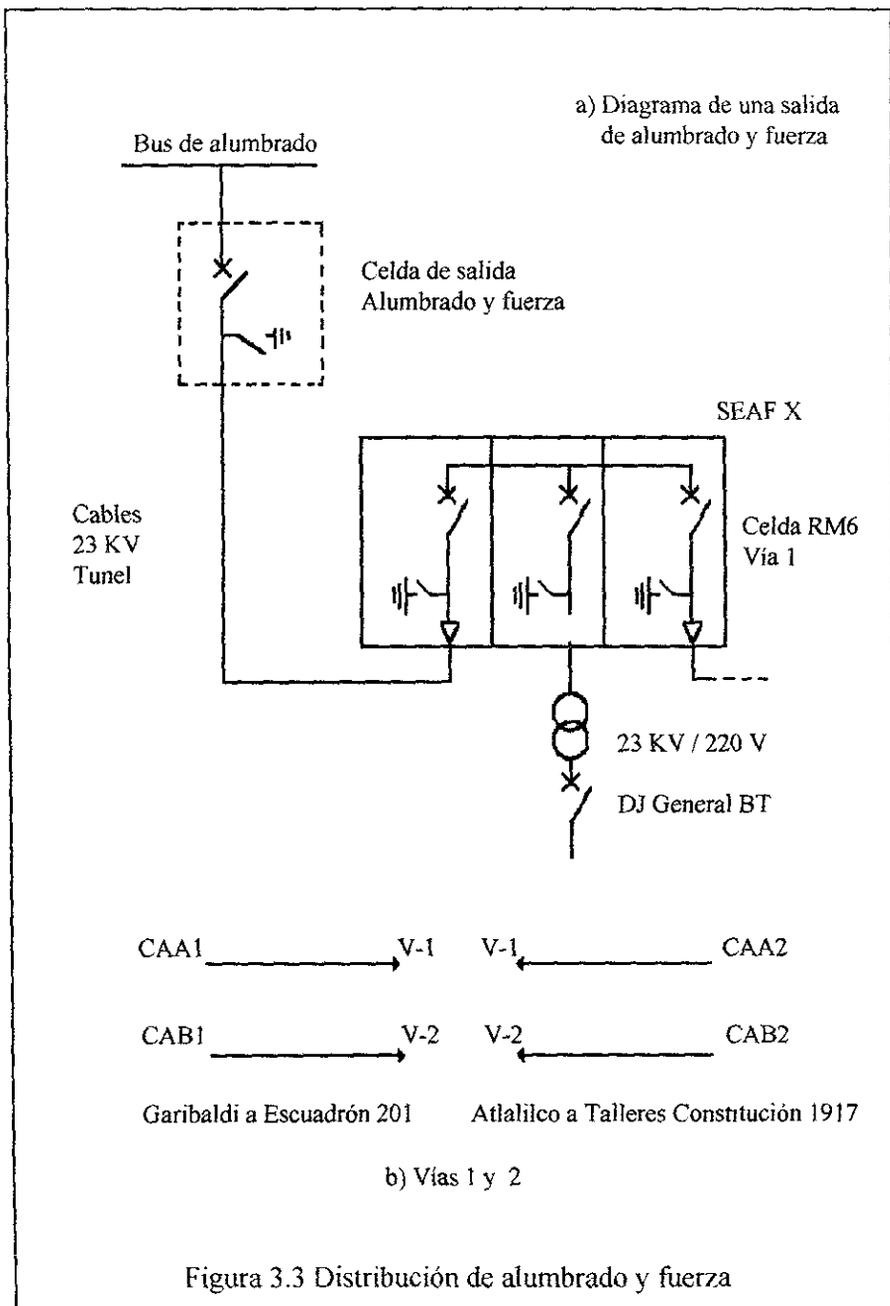
Encapsulado en SF_6 a 2.5 bars de presión

Frecuencia de operación = 50 / 60 Hz

$V_{max} = 125 \text{ KV}$

Tensión de apertura o cierre = 125 VDC

Tensión del motor = 220 VAC



CAPÍTULO 4

PROTECCIONES

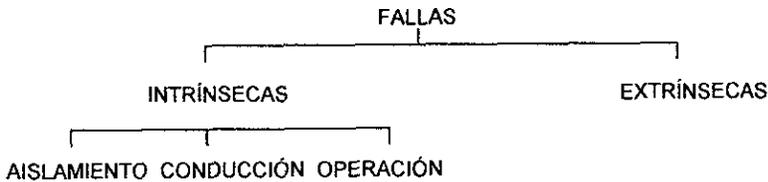
4.1 Introducción

La protección en un sistema eléctrico es un conjunto de elementos que mantienen vigilancia permanente y cuya función consiste en eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presente una falla.

En los tiempos actuales la demanda de energía es tan grande que por su gran magnitud no se puede prescindir ni un solo momento de ella sin sufrir grandes trastornos, de aquí que en las instalaciones grandes como es el caso del S.T.C. deben asegurarse dos intereses: el del capital invertido protegiendo al equipo instalado de accidentes que puedan dañarlo y llegar a destruirlo; y el interés de los usuarios, que dentro de lo posible, no deberá sufrir interrupciones de servicio.

Las causas que pueden afectar estos intereses son las fallas a las que todo el equipo eléctrico está expuesto. Como falla puede definirse:

Toda situación anormal e insostenible que se presenta en todo sistema de potencia, producida por alguna de las siguientes causas



Las fallas intrínsecas son aquellas causadas por fenómenos internos de los elementos del sistema y se dividen en:

- Fallas de aislamiento. Cuando la corriente no sigue la trayectoria normal a través del conductor encargado desde la fuente que la genera hasta la carga, si existe una fuga de ella, se dice que se produce un cortocircuito o falla de aislamiento.

- Fallas de conducción. Existe este tipo de falla cuando los elementos conductores de un sistema no tienen continuidad, causando una interrupción indebida de la corriente o una caída de potencia exagerada.

- Fallas de operación Este tipo de falla ocurre cuando los elementos del sistema son sometidos a condiciones anormales al ser operados inadecuadamente

Las fallas extrínsecas son aquellas causadas por fenómenos externos a los elementos del sistema, fundamentalmente de origen atmosférico

A nivel técnico, las fallas se pueden dividir en dos tipos

Asimétricas. Existen cuando hay un desbalanceo en el sistema originado por la falla de una fase a tierra (falla monofásica), entre dos fases (falla bifásica) o dos fases a tierra

Simétricas. En este caso no hay un desbalanceo en el sistema ya que las tres fases han fallado, ya sea por falla trifásica o por falla de tres fases a tierra

En función del tiempo y magnitud de ocurrencia de la falla, se pueden distinguir dos tipos

- Las fallas transitorias Cuando la falla se extingue en un mínimo de tiempo con ayuda del sistema de protección Es el caso de cuando ocurre una falla por arco eléctrico o por una sobretensión, cualquiera de estas fallas existe al abrir o cerrar interruptores o por una descarga de un rayo o bien por fallas momentáneas entre fases.

- Las fallas permanentes Las cuales no se pueden extinguir hasta que se aisle y se repare manualmente Ejemplos de este tipo de falla son algún cortocircuito en las bobinas del transformador o bien dentro de un cable de potencia.

Los objetivos de la protección y coordinación en un sistema eléctrico son.

- 1) Prevenir los daños al personal
- 2) Reducir al mínimo el daño a los componentes del sistema
- 3) Limitar la extensión y duración de las interrupciones del servicio de energía cuando el equipo falle, se presenten errores humanos o cuando se presenten condiciones adversas en el sistema.

Cualquier sistema de protección empleado para aislar una falla debe satisfacer los siguientes requisitos de calidad

1) Confiabilidad Un sistema o un elemento de éste es confiable en función de la probabilidad de falla que tenga

2) Selectividad Al existir una falla en una zona del sistema, solamente ésta se verá aislada y el resto que no está en falla permanecerá en servicio, o bien se aislará del servicio al menor número de elementos posibles

3) Rapidez de operación Se requiere que los elementos empleados para la protección operen lo más rápido posible para no generar problemas más graves.

4) Discriminación Los elementos de protección deben diferenciar el tipo de falla que ocurre para aislar la zona apropiada, operando los elementos correspondientes solamente

La parte importante de los sistemas de protección son los relevadores que sirven para detectar la falla y que a su vez efectúan la desconexión automática de los interruptores, aislando las partes del sistema que han fallado. En general, cualquier dispositivo de protección a base de relevadores consta de los siguientes elementos (Fig 4 1a)

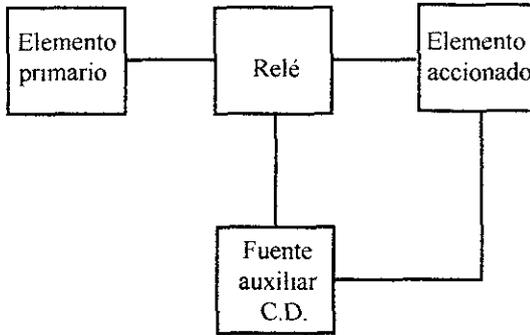
Elemento primario Es el elemento que detecta las señales procedentes de la falla y alimenta al relevador de protección, estos elementos son los transformadores de potencial y de corriente

Relevador de protección Este elemento sensa la señal recibida y la compara con una señal establecida para saber cuando mandar la señal de salida que opere o accione al interruptor

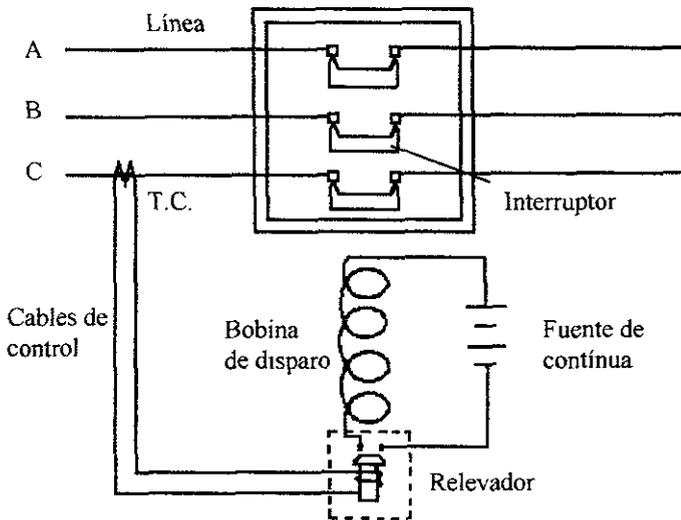
Elemento accionado. Es el elemento que recibe la señal del relevador y por lo general es la bobina de disparo del interruptor

Fuente auxiliar de tensión Esta fuente alimenta al relevador auxiliar de protección y al elemento accionado para su funcionamiento; por lo común es de corriente directa

La forma más primitiva de una protección eléctrica se muestra en la figura 4 1b.



a) Diagrama a bloques



b) Circuito elemental

Figura 4.1 La protección eléctrica

Los elementos que forman parte de una protección eléctrica son (como se puede observar en la figura 4.1b) son los siguientes

- 1) Transformadores de corriente y/o de potencial
- 2) Interruptores de potencia
- 3) Relevadores
- 4) Baterías de la subestación.
- 5) Cables de control

4.2 TC's y TP's.

Los transformadores de corriente (TC's) y los transformadores de potencial (TP's) están agrupados como transformadores de instrumentos, los cuales son dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala las magnitudes de corriente y tensión que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de la subestación, o un sistema eléctrico en general. Se utilizan con el objetivo de disminuir el costo y el peligro de las altas tensiones dentro de los tableros de control y de protección.

4.2.1 Transformadores de corriente.

Los TC's tienen por finalidad llevar la intensidad de corriente que se desea medir a un valor cómodo para manipularla y registrarla, además de aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. Se conectan en serie con las líneas de alimentación, el primario se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados. Están sujetos a las mismas sobretensiones o sobreintensidades que las líneas de alimentación.

La tensión nominal de aislamiento de un TC, debe ser cuando menos igual a la tensión más elevada del sistema en que se utilice.

Los TC's pueden estar contruidos con uno o varios circuitos magnéticos, según las necesidades particulares de utilización, pueden alimentar un solo aparato, teniendo una función bien definida (medición o protección) o bien alimentar a varios aparatos con funciones distintas. De ahí que los TC's pueden ser transformadores de medición, de protección o mixtos.

Como transformadores de medición deben reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente, garantizando desde un 10 % de la corriente nominal hasta un exceso del 20 % sobre el valor nominal. Como transformadores de protección, solo protegen el circuito conservando fielmente hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

4.2.1.1 Parámetros de los TC's

La corriente nominal de las bobinas primaria y secundaria está ya normalizada por las diferentes normas (ANSI, VDE, CEB, CEI, etc.) La corriente del primario será el valor normalizado superior a la corriente nominal de la instalación. Para subestaciones de potencia son 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000 y 4000 amperes. La corriente nominal del secundario es generalmente de 5 amperes, pero en ocasiones es de un amper.

Carga del secundario. Es el valor en ohms de la impedancia constituida por los elementos del secundario (medidores, relevadores, cables y conexiones) y que corresponde a la llamada potencia de precisión a la corriente nominal secundaria.

Potencia nominal. Es la potencia aparente secundaria bajo corriente nominal, indicada en VA o en ohms en la placa de características.

Clases de precisión. Las clases de precisión normales son 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5, dependiendo de las normas usadas (Tabla 4.1). La clase de precisión se designa por el error máximo admisible en por ciento que el transformador pueda introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y a frecuencia nominal.

Tabla 4.1 Clases de precisión para el TC

Clase	Utilización
0.1	Calibración y medidas de laboratorio.
0.2 - 0.3	Medidas de laboratorio. Alimentación de wattómetros para alimentadores de potencia.

	Alimentación de wattohímetros para facturación en circuitos de distribución
0 5 - 0 6	Wattohímetros industriales
	Amperímetros indicadores y registradores. Fasómetros indicadores y registradores
1 2	Wattohímetros indicadores, registradores e industriales Protecciones diferenciales. Relevadores de impedancia y de distancia
3 5	Protecciones en general. Relevadores de sobrecorriente

Precisión para protección. Las normas ANSI hacen la siguiente clasificación 1) Clase C y 2) Clase T La primera cubre a todos los transformadores que tienen los devanados uniformemente distribuidos, y por lo tanto, el flujo de dispersión en el núcleo no tiene ningún efecto apreciable en el error de la relación Y la segunda clasificación cubre a todos los transformadores que tienen los devanados no uniformemente distribuidos y por ello el flujo de dispersión en el núcleo tiene un efecto apreciable en el error de la relación. Ambas clasificaciones deben ser complementadas por la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga normal a 20 veces la corriente nominal secundaria nominal

Límite térmico. Un TC debe poder soportar en forma permanente hasta un 20 % sobre el valor nominal de corriente sin exceder el nivel de temperatura especificado.

Límite de cortocircuito. Es la corriente máxima que soporta un TC durante un tiempo que varía entre 1 y 5 segundos.

Resistencia de los TC's a los cortocircuitos. Esta está determinada por las corrientes límites térmica y dinámica, definidas por ANSI como:

a) La corriente límite térmica es el valor eficaz de la corriente primaria más grande que el TC pueda soportar por efecto Joule durante un segundo, sin sufrir deterioros y teniéndose el circuito secundario en cortocircuito

b) La corriente límite dinámica es el valor de cresta de la primera amplitud de corriente que un TC puede soportar por efectos mecánicos, sin sufrir deterioros, teniendo su circuito secundario en cortocircuito

Para tener un transformador con características elevadas de resistencia al cortocircuito, habría que limitar la precisión al mínimo ya que la potencia de precisión varía sensiblemente con el cuadrado del número de amperevueltas del primario. Reduciéndose el número de espiras se disminuye la precisión y aumenta la resistencia al cortocircuito.

4.2.2 Transformadores de potencial

Son aparatos que en la tensión secundaria (dentro de las condiciones normales de operación) es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque un poco desfasada. Se utilizan para transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. Van conectados ya sea entre fases, o bien, entre fase y tierra. El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requieren energizar.

La conexión entre fase y tierra se emplea normalmente en grupos de tres transformadores monofásicos conectados en estrella cuando:

- 1 - Se trata de subestaciones con tensiones de 45 KV o superiores
- 2 - Se desea medir la tensión y la potencia de cada fase por separado
- 3 - Para alimentar algún indicador de tierra
- 4 - Cuando el número de VA suministrado por dos transformadores de potencial es suficiente

4.2.2.1 Parámetros de los TP's.

Tensión primaria nominal de servicio. Se escoge la tensión nominal de aislamiento en KV superior y más próxima a la tensión de servicio.

Tensión secundaria. Los valores normalizados según ANSI son de 120 volts para aparatos de hasta 25 KV y 115 volts para aquellos con valores superiores a 34.5 KV.

Los TP's son construidos en la generalidad de los casos con un solo bobinado secundario, que alimenta los aparatos de medición y de protección

Potencia nominal Es la potencia secundaria en VA que se desarrolla bajo la tensión nominal y se indica en la placa de características del aparato. Se escoge la potencia normal inmediata superior a la suma de las potencias de los aparatos conectados al secundario más las pérdidas por efecto de las caídas de tensión que se producen en los cables de alimentación

Carga Es la impedancia que se conecta a las terminales del devanado secundario

Clases de precisión Las clases de precisión normales para los transformadores de potencial son las dadas en la tabla 4.2 y se designa la clase de precisión por el error máximo permisible en por ciento que el TP pueda introducir en la medición de potencia operando con su tensión nominal primaria y a la frecuencia nominal

Existen elementos llamados dispositivos de potencial, los cuales son equivalentes a los TP's, pero en lugar de ser del tipo inductivo son de tipo capacitivo, se utilizan para alimentar con tensión los aparatos de medición y de protección de un sistema de alta tensión. Estos se definen como transformadores de potencial y están compuestos por un divisor capacitivo y una unidad electromagnética, interconectados de tal forma que la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria estando en fase ambas

Los TP's inductivos se utilizan para tensiones de hasta 132 KV, mientras que los TP's capacitivos para tensiones superiores a dicho valor.

Tabla 4.2. Clases de precisión de los TP's.

Clase	Utilización
0.1	Calibración
0.2 - 0.3	Mediciones en laboratorios Watthorímetros
0.5 - 0.6	Instrumentos de medición Watthorímetros
1.2 - 3.5	Voltímetros de tableros Voltímetros registradores Frecuencímetros de tableros Sincronoscopios Reguladores de tensión Reguladores de protección

4.3 Interruptores de potencia.

El interruptor de potencia es un aparato destinado a cortar o establecer la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga. La corriente que debe interrumpir puede ser la corriente normal del circuito o una corriente que puede ser mucho mayor debida a una situación anormal producida por un cortocircuito o una corriente mucho menor que la normal producida al desconectar carga del sistema.

El interruptor debe realizar dos funciones para poder interrumpir un circuito

- a) Debe ser capaz de disipar la energía producida por el arco eléctrico sin que se dañe el interruptor
- b) Debe ser capaz de restablecer muy rápidamente la rigidez dieléctrica del medio comprendido entre los contactos una vez que se ha extinguido el arco

El interruptor puede ser considerado constituido por las siguientes tres partes:

1) Parte activa. Constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo que soporta los contactos móviles.

2) Parte pasiva. Está formada por el depósito donde se aloja la parte activa. La parte pasiva desarrolla las siguientes funciones

- a) Protege eléctrica y mecánicamente al interruptor.
- b) Soporta recipientes, accesorios y el gabinete de control
- c) Ofrece puntos de apoyo y transporte del interruptor.

3) Accesorios. Aquí se incluyen las siguientes partes:

- a) Boquillas terminales.
- b) Transformadores de medición.

c) Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante

d) Conectores de tierra

e) Placa de datos

f) Gabinete de control, protección y medición. Además de bobinas de apertura o cierre, resorte, compresora, etc.

4.3.1 Parámetros de los interruptores.

Grado de protección contra los agentes externos. Es decir, si el interruptor es para uso externo o interno

Tensión nominal. El valor eficaz de la tensión entre fases del sistema en que se instala el interruptor.

Tensión máxima. El valor máximo del voltaje al cual está diseñado el interruptor.

Corriente nominal. Se refiere a la corriente que puede circular permanentemente

Corriente de cortocircuito inicial. Es el valor pico de la primera semionda de corriente, comprendida en ella la componente transitoria.

Corriente de cortocircuito. Es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que puede abrir las cámaras de extinción del arco

Tensión de restablecimiento. Es el valor eficaz de la tensión máxima de la primera semionda de la componente alterna, que aparece entre los contactos del interruptor después de la extinción de la corriente

Resistencia de contacto. Cuando una cámara de arqueo se cierra se produce un contacto metálico, esto es lo que fija el concepto de resistencia de contacto y que provoca el calentamiento del mismo al pasar la corriente nominal a través de él

Número de polos (Unipolar o multipolar) Para considerar a un interruptor como multipolar es necesario que la operación de los distintos polos sea prácticamente simultánea

Nivel de aislamiento Adquiere el mismo nivel del circuito de donde se va a instalar

Mecanismo de operación Debe especificarse el tipo de mecanismo de operación tanto para el cierre como para la apertura. Estos pueden ser por acumulación de energía, eléctricos, aire comprimido o mediante un líquido a presión

Tiempo de apertura y cierre. Si existe el modo de operación automática, hay que conocer el ciclo de operación

Cámaras de extinción del arco. En ellas, al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito de que se trate. Dichas cámaras deben de soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como los esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de bancos de reactores, capacitores y transformadores

4.3.2 Tipos de interruptores.

Por los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, existen los distintos grupos de interruptores:

- En aceite
- Neumáticos
- Al vacío
- En Hexafluoruro de azufre (SF₆)

Interruptores en aceite. En este tipo de extinción, el arco producido calienta el aceite dando lugar a una formación de gas intensa que empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta la extinción del mismo. Siendo la extinción del arco del orden de seis ciclos

Interruptores neumáticos Llamados también de sople de aire o de aire comprimido. En estos, el apagado del arco se efectúa por la acción del chorro de aire que barre el aire ionizado

por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire inyectada. La extinción del arco se efectúa en el orden de tres ciclos.

Interruptores en vacío. Estos, abren en teoría en un ciclo, debido a la pequeña inercia de sus contactos y a su pequeña distancia. Los contactos están dentro de botellas especiales las que se han hecho al vacío, no se produce ionización y por tanto no es necesario el soplo del arco ya que se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo.

Interruptores en hexafluoruro de azufre. Se desarrollaron a finales de la década de los 60's. El gas SF₆ opera dentro de las cámaras de extinción, siendo más compactos y durables que los demás interruptores desde el punto de vista de mantenimiento.

Siendo el SF₆ un gas químicamente estable e inerte, de peso específico de 6.114 g/l, alcanza tres veces la rigidez dieléctrica del aire a la misma presión. A temperaturas de hasta 1717° Centígrados conserva todavía su conductividad térmica que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico y al pasar por cero la onda de corriente facilita la extinción del arco. Físicamente el gas tiene características electronegativas, es decir, la propiedad de capturar electrones libres transformando los átomos en iones negativos, lo cual provoca en el gas las altas características de ruptura del arco eléctrico y por lo tanto la gran capacidad de recuperación dieléctrica entre los contactos, después de la extinción del arco.

En los primeros interruptores se usaron dos presiones, la menor de tres bars, llenando los tanques, y la mayor de unos 18 bars, dentro de las cámaras de extinción. Esto se hizo con el fin de evitar que al abrir el interruptor sus contactos, el soplo de gas produjera enfriamiento y el gas pasara al estado líquido. Posteriormente se ha usado una sola presión, con lo cual se disminuye el tamaño de los interruptores en cerca de un 40 %, y para evitar el uso de la segunda presión se aprovecha la propia presión del gas como punto de partida. La cámara al abrir sus contactos, tiene un émbolo unido al contacto móvil que al operar comprime el gas y lo inyecta sobre el gas ionizado del arco, que es alargado, enfriado y apagado al pasar la corriente por cero.

Los interruptores pueden ser de polos separados, cada fase en su tanque, o trifásicos en que las tres fases utilizan una misma envolvente. Se fabrican para tensiones desde 115 hasta 800 KV y las capacidades de interrupción varían de acuerdo con el fabricante, llegando hasta magnitudes de hasta 80 KA.

Este tipo de aparatos pueden librar las fallas hasta en dos ciclos y para limitar las sobretensiones altas producidas por esta velocidad, los contactos vienen con resistencias limitadoras

Las principales averías de este tipo de interruptores son las fugas de gas, que requieren aparatos especiales para detectar el punto de fuga. En un aparato bien instalado, las pérdidas del gas deben ser inferiores al 2 % anual del volumen total del gas encerrado dentro del aparato

En caso de pérdida total de la presión del gas y debido a la alta rigidez dieléctrica del SF₆, la tensión que puede soportar los contactos cuando están abiertos es igual al doble de la tensión de fase a tierra. De cualquier forma, no es conveniente operar un interruptor de SF₆ cuando ha bajado su presión por una fuga y debe de ser bloqueado el circuito de control de apertura para evitar un accidente

En los interruptores trifásicos, la apertura de los contactos es simultánea, aunque conviene que haya dispersión a la diferencia en tiempo que existe entre el instante de cierre del primero y el instante de cierre del último polo del interruptor. El uso de la dispersión es importante, pues sirve para reducir las sobretensiones debidas a impulsos por maniobras.

Si el interruptor es de operación monopolar, puede ser benéfico usar recierre monopolar. Aquí la dispersión puede aumentar hasta cuatro milisegundos, cuya magnitud empieza a producir efectos adversos en la magnitud de las sobretensiones por maniobra.

El mecanismo de mando de estos interruptores es generalmente de aire comprimido

4.3 2.1 Ventajas y desventajas de los diferentes tipos de interruptores.

a) Interruptores en gran volumen de aceite

Ventajas:

- 1.- Son de construcción muy robusta y resistente.
- 2 - Normalmente requieren de poco mantenimiento preventivo mientras no operen.

Desventajas

- 1 - Posible aparición de sobretensiones
- 2 - Reencendidos de arcos
- 3 - Desgaste de contactos

4 - Sus cámaras de extinción están aisladas y evitan casi por completo la posibilidad de descargas internas que pudieran producir arcos permanentes, pero sin embargo pudiera ocurrir que fallase algún órgano del interruptor y se produjera un arco permanente, en cuyo caso la cantidad de gas producido originaría una sobrepresión que causaría una explosión y posible incendio de los gases y del aceite mismo

b) Interruptores de pequeño volumen de aceite

Ventajas:

- 1.- El restablecimiento de la rigidez dieléctrica entre los contactos se efectúa con gran rapidez.
- 2 - Realización satisfactoria de la interrupción de corrientes inductivas de poca intensidad
- 3.- Requiere reducida cantidad de aceite
- 4.- La extinción del arco se efectúa por medio de un chorro de aceite dirigido, sin intervención de ningún agente exterior.
- 5 - Extinción muy rápida del arco
- 6 - Tienen un bajo costo inicial

Desventajas

- 1,- Peligro de explosión o incendio por la presencia del aceite.

2 - Debido al poco volumen de aceite, es necesario un mantenimiento preventivo más frecuente

3 - Después de cada operación de apertura de un cortocircuito requieren un mantenimiento inmediato, que puede requerir desde el acondicionamiento solamente, hasta el cambio total de los contactos

4.- No son muy robustos desde el punto de vista mecánico

5 - No son recomendables en lugares donde tengan que operar frecuentemente.

c) Interruptores neumáticos

Ventajas

1.- Gran robustez mecánica.

2 - Rapidez de operación.

3 - Aumenta la capacidad de ruptura en proporción a la presión del aire.

4.- Requieren poco mantenimiento.

5.- No hay riesgo de incendio por ausencia del aceite.

6 - Fácil inspección de sus contactos

7 - No es asfixiante ni tóxico

Desventajas

1.- Menor rigidez dieléctrica que el SF₆

2 - Mayor presión

3 - La constante térmica es de unas 100 veces la del SF₆ a la misma presión.

Capítulo 4 Protecciones

4 - Aún a presiones cinco veces superiores que el SF₆ el aire tiene únicamente 10 % de la capacidad de extinción del arco.

5 - En fallas próximas al interruptor aparecen sobretensiones muy altas, para disminuirlas se intercalan resistencias de apertura

6 - Después de la apertura, el gas ionizado debe ser ventilado

7 - Los niveles de ruido al operar son muy altos

8 - El sistema de compresión del aire tiene un precio alto y la confiabilidad de sus componentes de difícil de lograr.

d) Interruptores en vacío.

Ventajas:

1 - Es un interruptor muy compacto

2 - Prácticamente no necesita mantenimiento

Desventajas:

1 - Es difícil mantener un buen vacío debido al arqueo y desgasificación de los electrodos metálicos.

2.- Durante el arqueo se produce ligera emisión de rayos X

3 - Aparecen sobretensiones, sobretodo en circuitos inductivos.

e) Interruptores en hexafluoruro de azufre

Ventajas:

1 - Después de la apertura de los contactos, los gases ionizados no escapan al aire, por lo que la apertura del interruptor no produce casi ruido

2 - Alta rigidez dieléctrica, del orden de tres veces la del aire

3 - El SF₆ es estable. Expuesto al arco se disocia en SF₄, SF₂ y en fluoruros metálicos, pero al enfriarse se recombinan de nuevo en SF₆

4 - La alta rigidez dieléctrica del SF₆ lo hace un medio ideal para enfriar el arco, aún en presiones bajas

5 - La presión utilizada para interrupción del arco es una fracción de la requerida en interruptores neumáticos

6 - Buena conductividad térmica, es del orden de tres veces la del aire

Desventajas:

1 - A presiones superiores de 3.5 bars y temperaturas menores de -40° C, el gas se licúa, por eso, en el caso de interruptores de dos presiones es necesario calentar el gas de la cámara de extinción para mantener el equilibrio a temperatura ambiente menores de 15° C.

2.- El gas es inodoro, incoloro e insípido. En lugares cerrados hay que tener cuidado de que no existen escapes, ya que por tener mayor densidad que el aire, lo desplaza provocando asfixia en las personas por falta de oxígeno. En otros lugares es conveniente disponer de extractores que deben ponerse en funcionamiento antes de que se introduzca el personal.

3 - Los productos del arco son tóxicos y combinados con la humedad producen ácido fluorhídrico, que ataca la porcelana y el cemento de sellado de las boquillas.

4.4 Seccionadores.

Conocidos también como cuchillas; al contrario que los interruptores, los seccionadores no son adecuados para cortar o conectar corriente alguna: solo se pueden abrir o cerrar cuando la corriente es nula, bajo tensión nominal o sin ella. Básicamente se utilizan para dejar aisladas diversas partes de una instalación eléctrica. Son esenciales en los trabajos de mantenimiento (seccionadores de puesta a tierra) y para dirigir la circulación de la corriente (seccionadores de barra). Estos aparatos están provistos de un sistema de enclavamiento que impide su movimiento

bajo la influencia de las considerables fuerzas electromotrices que acompañan a los cortocircuitos o por accidente humano

Los seccionadores están formados básicamente por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra, dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y encima de estos, el seccionador. Este último está formado por una navaja móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

Los seccionadores pueden operar en forma individual o en grupo, de forma manual, eléctrica o automática (motorizados).

Las cuchillas motorizadas tienen un gabinete de control que normalmente está ligado al gabinete de control del interruptor que alimentan, de tal manera que nunca se puedan abrir o cerrar un juego de cuchillas si antes no ha sido abierto el interruptor.

El gabinete cuenta con un sistema de bloqueos que operan las cuchillas y el interruptor correspondiente de la siguiente forma:

- 1) Impiden la operación de las cuchillas, mientras se encuentre cerrado el interruptor
- 2) Bloquean el cierre del interruptor si cualquier polo de las cuchillas no abrió o cerró completamente
- 3) Impiden la operación simultánea de las cuchillas y del interruptor
- 4) Impiden efectuar una orden contraria a otra dada con anterioridad y que no se haya completado

4.5 Fusibles.

Son dispositivos de protección eléctrica que hacen las veces de interruptor, siendo más baratos que estos. Se emplean en las partes de una instalación eléctrica en que los relevadores y los interruptores no se justifican económicamente.

Su función es la de interrumpir circuitos cuando se producen en ellos una sobrecorriente y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente.

En su forma fundamental, los fusibles están formados por una base metálica, dos columnas de aisladores y sobre ellos las mordazas en donde entra a presión el cartucho del fusible. Dentro del cartucho se encuentra el elemento fusible calibrado para soportar una cierta capacidad de corriente. Dichas corriente al ser rebasada por un tiempo prefijado produce la fusión del elemento, se generan gases a presión que son proyectados hacia el exterior del tubo provocando la extinción del arco. El elemento fusible puede ser de aleación a base de plomo, a base de cobre o a base de aluminio, según aumente la corriente.

De acuerdo con su capacidad de ruptura, lugar de instalación y costo, existen diversos tipos de fusibles entre los que encontramos:

1 - De expulsión. Estos aprovechan la generación y expulsión de gas a alta presión que, al ser inyectado a través del arco producido a continuación de la fisión del elemento fusible, provoca la extinción del mismo.

2.- Limitador de corriente. Por su construcción, reduce la corriente de falla debido a la característica de introducir una resistencia elevada en el circuito. El elemento fusible (plata con puntos de soldadura de plomo o aleaciones de estaño) se funde en diferentes puntos produciendo un gran número de pequeños arcos en serie que unidos a la alta resistencia del circuito, eliminan la corriente.

3 - Vacío. En este tipo, la interrupción se produce al separarse los contactos dentro de un recipiente hermético en el que se ha hecho el vacío, de tal manera que a medida que se separan los contactos, la corriente se concentra en los puntos más salientes de la superficie del contacto y cesa cuando se evapora el último puente entre los dos contactos.

Los fusibles en vacío se pueden montar en lugares muy reducidos y no hacen ruido. Los de expulsión se utilizan donde la expulsión de gases y su ruido no causen problemas. Los limitadores de corriente son los más caros y se utilizan preferentemente en las instalaciones interiores.

4.6 Relevadores

La Comisión Internacional de Electrotécnica (CEI) define al relevador de protección como:

“Un dispositivo eléctrico diseñado para iniciar la desconexión de una parte de una instalación eléctrica o para operar una señal de alarma en condiciones anormales de operación o durante una falla”

Además el CEI define una serie de características inherentes al relevador, las cuales son:

Unidad o elemento. Una unidad de un relevador que se encuentra combinada con una o más unidades relevadoras para cumplir funciones complejas de protección.

Cantidad de energización. Es una cantidad eléctrica o una combinación de ellas que se requieren para que el relevador funcione.

Cantidad característica. Es una cantidad para la cual se diseña la respuesta del relevador.

Ajuste. Es el valor característico de la cantidad de energización para la cual se diseña un relevador que debe operar en distintas condiciones.

Consumo de potencia. Es la potencia consumida por los circuitos del relevador a plena corriente o a pleno voltaje.

Disparo. Se dice que un relevador se ha disparado cuando cambia de su posición de FUERA a DENTRO; así el valor de la cantidad característica al ocurrir éste cambio se denomina el valor de disparo.

Tiempo de operación. Es el tiempo que transcurre entre el instante de aplicación de la cantidad característica del relevador hasta alcanzar su valor de disparo y el instante en que se operan sus contactos.

Ángulo característico. Es el ángulo de fase al cual se establece la operación de un relevador.

4.6.1 *Características de los relevadores.*

Independientemente de la aplicación de un relevador, existen varias propiedades generales que todas ellas deben cumplir y éstas son

a) **Sensibilidad** Un relevador debe ser lo suficientemente sensible para que funcione en forma segura cuando sea necesario aún con los valores mínimos de operación

b) **Selectividad** Debe ser capaz de seleccionar aquellas condiciones en que debe de operar y en las que no debe de hacerlo y también seleccionar los casos de operación rápida y los de acción retardada

c) **Velocidad** debe operar en tiempos muy cortos para limitar los daños al equipo, pero la velocidad dependerá de la magnitud de la falla y de la coordinación de otras protecciones

d) **Confiablez** Deben ofrecer un máximo de seguridad de que no fallen cuando se requiera que operen, ya que existen relevadores que operan con muy poca frecuencia y en ocasiones pocas veces en el año, por lo tanto deben ser muy confiables

e) **Economía** Se debe tener una protección máxima a un precio mínimo. Debe tenderse a lograr la combinación óptima de las cuatro características anteriores, lo cual no es muy sencillo por la diversidad de factores que intervienen

4.6.2 *Clasificación de los relevadores.*

Normalmente, la cantidad que entra en acción es una señal eléctrica, aunque a veces se utiliza la presión o la temperatura, aún así los relevadores se pueden clasificar de acuerdo a diferentes formas.

a) Atendiendo a la naturaleza de la cantidad actuante a la cual responde el relevador (corriente, voltaje, frecuencia, reactancia, impedancia, fase) y a la dirección del cambio al que responde. Los relevadores que responden a la cantidad actual cuando ésta rebasa un valor predeterminado, son los sobrelevadores, y si operan cuando el valor de la cantidad actuante desciende abajo de un valor predeterminado, se conocen como subrelevador.

Por la magnitud eléctrica que miden o que controlan, los relevadores se pueden clasificar genéricamente como :

Relevadores de corriente Estos actúan por la acción de la intensidad de la corriente que circula a través de ellos, razón por la que también se conocen como relevadores del tipo amperímetro. Existen de máxima corriente (sobrecorriente) y de mínima corriente (subcorriente).

Relevadores de voltaje Este tipo de relevadores opera bajo el principio del voltímetro y actúan por la acción del voltaje al que se ven sometidos. Existen de máxima y de mínima tensión.

Relevadores de relación. También llamados de cociente. Este tipo de relevadores opera cuando el cociente de dos magnitudes eléctricas llega a un cierto valor prefijado, a este tipo corresponden los denominados relevadores de mínima impedancia que actúan cuando la impedancia del relevador dada por la relación $Z=V/I$ se encuentra por debajo de un valor prefijado.

Relevadores de frecuencia Estos relevadores operan cuando el valor de la frecuencia en el sistema al cual se encuentran conectados varía con relación a una cantidad previamente establecida, dada la característica operativa de estos relevadores, por lo general son de tipo inducción.

Relevadores diferenciales. Este tipo de relevador opera como su nombre lo indica, cuando la diferencia entre dos o más cantidades eléctricas del mismo tipo excede a un valor previamente fijado.

Relevadores de producto Estos relevadores actúan bajo la acción del producto de dos cantidades eléctricas generalmente de voltaje y corriente, por lo que se conocen también como relevadores tipo wattmetro.

b) Atendiendo al método por medio del cual los relevadores actúan sobre el interruptor, se dividen en relevadores de acción directa, que son aquellos cuyo elemento de control actúa mecánicamente para operar un interruptor, y en relevadores de acción indirecta, que son aquellos cuyo elemento de control hace la interrupción en la fuente auxiliar de energía que opera al interruptor.

c) Atendiendo a la función que desempeñan en el esquema de protección, los relevadores pueden dividirse en principales, auxiliares y de señal.

Los relevadores principales son los elementos protectores que responden a cualquier cambio en la cantidad actuante, ya sea la corriente, el voltaje, la potencia, etc.

Los relevadores auxiliares son aquellos que están controlados por otros relevadores para efectuar alguna función auxiliar tales como la introducción de un atraso, el aumento del número de contactos, el aumento de las acciones de un contacto o interrupción de los contactos de otro relevado, el paso de una señal de un relevador a otro, el disparo del interruptor, la energización de una señal de alarma, etc

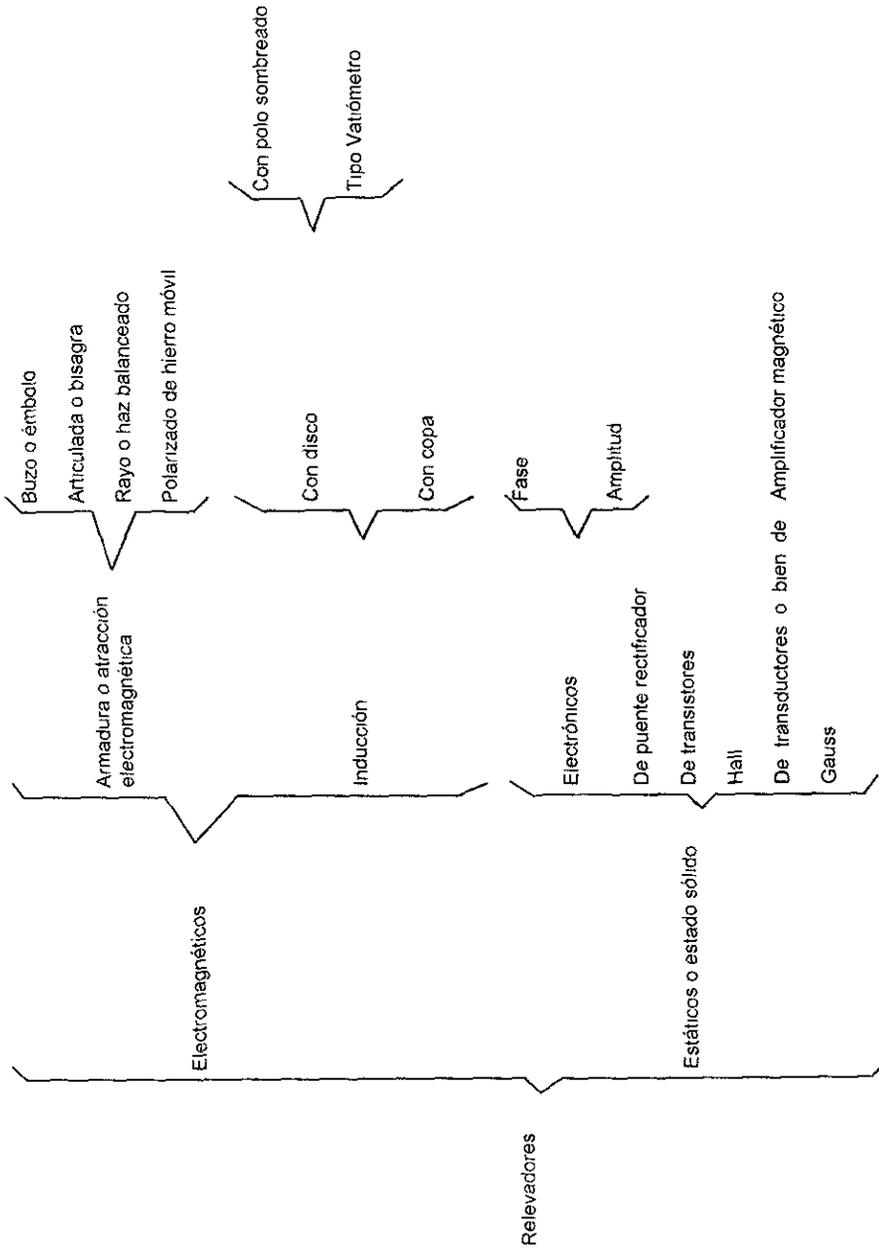
Los relevadores de señal tienen por función registrar la operación de algún relevador mediante un indicar de bandera y, simultáneamente, pueden accionar el circuito de una alarma audible. La elección de un relevador de señal depende de la importancia del sistema de interrupción asociado, de método de control y del número de indicaciones de la alarma que se necesite.

d) Atendiendo a la conexión del elemento sensor: Los relevadores primarios son aquellos cuyos elementos sensores están conectados directamente en el circuito o elemento al que protegen. Los relevadores secundarios son aquellos cuyos elementos sensores están conectados a través de un transformador de medición. Los transformadores de respaldo son aquellos que operan por lo general con un cierto retardo en el tiempo respecto al relevador normal cuando éste último no opera para accionar el interruptor.

Otra clasificación más general es por el principio de funcionamiento y es como se aprecia en el cuadro 4.1.

Los relevadores electromagnéticos actúan bajo el principio de que la cantidad actuante produce un flujo magnético y éste a su vez una fuerza electromagnética, ejercida sobre el elemento móvil que abre o cierra el circuito. Los relevadores de armadura operan con C D. o C A. en cambio los de inducción solamente con C A.

Los relevadores de estado sólido o estáticos para la protección son aquellos en que la medición o comparación de las cantidades eléctricas se hacen por medio de una red estática (circuitos y componentes eléctricos y electrónicos) diseñada para dar una señal de salida en la dirección del disparo, cuando se pasa una condición crítica. La señal de salida opera un dispositivo de disparo que puede ser electrónico, semiconductor o electromagnético.



Cuadro 4 1 Tipos de relevadores

4.6.3 Tiempos de operación de los relevadores

Por la rapidez de operación, los relevadores se dividen en

Tipo instantáneo Aquellos que operan en tiempos menores a 0.1 segundo.

Tipo de alta velocidad Son los que operan en menos de 0.05 segundo

Tipo con retraso en el tiempo Son los que tienen mecanismos de tiempo de ajuste variable. Estos se dividen en:

a) Tiempo inverso Se usan en sistemas con amplias variaciones en las corrientes de cortocircuito

b) Tiempo muy inverso Estos son lentos para corrientes bajas y rápidos para corrientes muy elevadas

c) Tiempo extremadamente inverso. Se utilizan en circuitos de distribución primaria, que permiten altas corrientes iniciales producidas por los recierres y también para la operación de cortocircuito

4.6.4 Relevadores utilizados en la Subestación de Alta Tensión Estrella.

Las protecciones frecuentemente más activadas en las subestaciones se basan en los relevadores de.

- Sobrecorriente
- Diferenciales
- De distancia
- Direccionales
- Hilo piloto

En el Instituto de Ingenieros de Electricidad y Electrónica (IEEE) se han adoptado una serie de números que designan en forma normalizada a los dispositivos de protección de los sistemas eléctricos. Dicha nomenclatura ha sido adoptada también por la norma ANSI y se aplica principalmente en los diagramas unifilares y especificaciones.

Para la SEAT Estrella los relevadores de tipo estático (electrónicos) que activan a los interruptores son los que a continuación se presentan en la tabla 4.3.

Tabla 4.3 Tipos de relevadores utilizados en la SEAT.

Relevador	Descripción
21	Relevador de distancia. Dispositivo que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia de un circuito aumenta o disminuye más allá de los límites preestablecidos.
21-G	Relevador de distancia - falla a tierra monofásica. Es una protección de respaldo para fallas de fase a tierra.
26	Dispositivo térmico de aparatos. Funciona cuando un líquido u otro medio sobrepasa o decrece de un valor preestablecido.
27	Relevador de bajo voltaje. Es un dispositivo que funciona para un valor dado de bajo voltaje.
27-N	Relevador de bajo voltaje de fase a tierra. Al igual que el anterior, salvo que el voltaje que sensa es entre fase y tierra.
49	Relevador térmico para máquina o transformador. Funciona cuando la temperatura de la armadura de una máquina o algún otro devanado que lleve carga o cuando la temperatura de un transformador excede de un valor determinado.
50	Relevador instantáneo de sobrecorriente o relevador de índice de crecimiento. Funciona instantáneamente con un valor excesivo de índice de crecimiento de la corriente, indicando una falla en el aparato o circuito que está protegiendo. Se le conoce también como protección de sobreintensidad con tiempo independiente. Se usa para sensar una sobrecarga.
50X1	Igual que el anterior, salvo que en lugar de detectar sobrecorrientes de fase, detecta sobrecorrientes de tierra.
51	Protección de sobreintensidad con tiempo dependiente en corriente alterna. Puede ser de característica de tiempo definitivo o inverso que funciona cuando la corriente en un circuito de C.A. excede a un valor dado.

Tipos de relevadores utilizados en la SEAT (continuación)

51-N	Protección de sobreintensidad de neutro a tiempo dependiente funciona como el anterior pero con la diferencia de proteger una fase a tierra
52	Interruptor de corriente alterna Dispositivo que se usa para cerrar o interrumpir un circuito de C A en condiciones normales o para interrumpir el circuito en condiciones de falla o emergencia.
62	Relevador de tiempo ajustable de 0.1 a 3 segundos Retarda el disparo de un relevador de distancia, para suministrar a la segunda zona.
63	Buchholz. Es un detector de gas para bancos de transformadores. A todo el sistema se le conoce como Trafoscopio.
64	Protección masa cuba del transformador. Es una protección diferencial del transformador al neutro.
67	Relevador de sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado de 4 a 16 amperes Utilizado para fallas entre fases en líneas
67-N	Relevador para sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado 0.5 - 2 amperes. Para fallas de fase a tierra en líneas
74	Relevador de alarma. Es un dispositivo como un anunciador que se usa para operar solo o para operar en conexión con una alarma audible o visual.
77 (A,W,V,VAR)	Transductor ya sea para transformar valores de corriente, potencia real, voltaje o potencial reactiva a valores pequeños de corriente para ser manejados por los dispositivos de medición y/o protección
86	Relevador auxiliar de disparo o de bloqueo Auxiliar para el disparo de las protecciones primaria y de respaldo o para bloquear un interruptor
87	Relevador de protección diferencial Funciona con una diferencia en porcentaje o ángulo de fase a la diferencia cuantitativa de dos cantidades energizantes.

4.7 Sistema de tierras.

Para evitar las sobretensiones y disminuir la intensidad de los campos eléctricos generados en las subestaciones y proporcionar una salida rápida a las corrientes de cortocircuito se debe disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, las pantallas semiconductoras de los conductores, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra

Las funciones principales de un sistema de tierras son las siguientes

- 1.- Proveer un medio seguro para proteger al personal en la proximidad de sistemas o equipos conectados a tierra, de los peligros de una descarga eléctrica bajo condiciones de falla
- 2 - Proveer un medio para disipar las corrientes eléctricas a tierra, sin que se excedan los límites de operación de los equipos.
- 3.- Proveer una conexión a tierra para el punto neutro de los equipos que así lo requieran.
- 4 - Proveer un medio de descarga y desenergización de equipos antes de proceder a tareas de mantenimiento.
- 5.- Facilitar mediante la operación de relevadores y otros dispositivos de protección, la eliminación de fallas a tierra en el sistema.

Las formas de redes de tierra más utilizadas son:

- a) Radial Sistema consistente en uno o varios electrodos a los cuales se conectan las derivaciones a cada aparato.
- b) Anillo Se coloca en forma de anillo un cable de cobre alrededor de la superficie ocupada por el equipo de la subestación eléctrica y se conectan derivaciones a cada aparato
- c) Red Consiste en una malla formada por cable de cobre conectada a través de electrodos a partes más profundas para buscar zonas de menor resistividad.

Los componentes básicos de un sistema de tierras son los siguientes elementos:

- Conductores
- Electrodo o varillas a tierra
- Conectores o juntas

Cada elemento tendrá las siguientes características:

- Resistencia a la corrosión. Para retardar su deterioro en el ambiente en que se localice

Capítulo 4. Protecciones

- Conductividad eléctrica De tal manera que no contribuya substancialmente con diferencias de potencia locales en el sistema de tierra.
- Capacidad de conducción de corriente Suficiente para soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos durante las más severas condiciones de magnitud y duración de la corriente de falla
- Resistencia mecánica y robustez. De tal manera que soporte esfuerzos electromecánicos y daño físico.

Los electrodos que se instalan en la parte más elevada de las estructuras de una subestación y que complementan la red de cables de guarda se conocen como electrodos para pararrayos. Estos son de tubo de fierro galvanizado con punta en el extremo superior

Los cables de guarda son una serie de cables desnudos, por lo común de acero, que se fijan sobre la estructura de la subestación (principalmente en las de tipo convencional), formando una red que actúa como blindaje para proteger las partes vivas de la subestación de las descargas directas de los rayos. Esta red actúa como contraparte del sistema de tierra

Otro dispositivo de protección contra sobretensiones es el apartarrayos, el cual está formado por una serie de elementos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas (fallas a tierra o pérdida súbita de carga)

El apartarrayos debe cumplir con los siguientes aspectos Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado, convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Los reactores son otros elementos de protección Estos son bobinas que se utilizan para limitar una corriente de cortocircuito y poder disminuir de esa forma la capacidad interruptiva de un interruptor y por lo tanto su costo En las subestaciones, los reactores se utilizan principalmente en el neutro de los bancos de transformadores, para limitar la corriente de cortocircuito a tierra En algunas ocasiones se utilizan también en serie con cada una de las fases de algún transformador, para limitar la corriente de cortocircuito trifásica

Según su capacidad, los reactores pueden ser de tipo seco para potencias reactivas pequeñas, o del tipo sumergido en aceite para potencias elevadas, en cuyo caso tienen núcleo y necesitan estar encerrados en un tanque de lámina, sus terminales salen a través de boquillas de porcelana y necesitan a veces de sistemas de eliminación del calor generado por las pérdidas internas del aparato

4.8 El nivel de aislamiento.

Este concepto está presente en las características técnicas de los principales dispositivos de una subestación. Está definido como

El conjunto de valores de tensión (tanto a la frecuencia industrial como de choque) que caracteriza el aislamiento de un equipo en cuanto a su aptitud de soportar los esfuerzos dieléctricos

Una vez que se conoce la tensión nominal de operación, se fija el nivel de aislamiento y con ello la resistencia de aislamiento que debe tener un equipo eléctrico para soportar sobretensiones

Para instalaciones con tensiones nominales inferiores a 300 KV las sobretensiones de mayor importancia son las debidas a las descargas eléctricas y para tensiones superiores a dicho valor, son las sobretensiones ocasionadas por las maniobras de los interruptores las de mayor importancia

El nivel de aislamiento de una subestación se fija en función de la tensión nominal de operación de las normas correspondientes, y de los niveles de sobretensiones existentes en el sistema. Se le conoce con el nombre de Nivel Básico de Impulso (NBI) y sus unidades son los Kilovolts

Se conoce como coordinación de aislamiento al ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, de tal manera que al presentarse una onda de sobretensión, ésta se descargue a través del elemento adecuado sin producir arcos ni daños a los equipos adyacentes. Para la coordinación de aislamiento se consideran tres niveles de aislamiento (Fig 4.2)

Capítulo 4. Protecciones

Primer nivel Llamado nivel alto Se utiliza en los aislamientos internos, no autorrecuperables (sin contacto con el aire), de aparatos como transformadores, cables o interruptores

Segundo nivel También llamada nivel medio o de seguridad. Está constituido por el nivel de aislamiento autorrecuperable de las partes vivas de los diferentes equipos que están en contacto con el aire Este nivel se adecua de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de la instalación y se utiliza en todos los aisladores de aparatos, buses y pasamuros de la subestación que están en contacto con el aire

Tercer nivel También llamado nivel bajo o de protección Está constituido por el nivel de tensión de operación de los explosores de los apartarrayos de protección

Entre cada nivel de tensión, se considera una diferencia entre niveles del 25 %

La elección del nivel de aislamiento adecuado determina las características de aislamiento de los aparatos, las distancias entre las partes conductoras de fase diferente y entre fase y tierra

De acuerdo con las tensiones nominales, los niveles de aislamiento para las subestaciones blindadas en hexafluoruro de azufre quedan definidos por los valores indicados en la tabla 4.4

Tabla 4.4 Niveles de aislamiento

TENSIÓN NOMINAL (KV)	TENSIÓN DEL SISTEMA (KV)	A BAJA FRECUENCIA 60 HZ. 1 MIN (KV)	AL IMPULSO ONDA COMPLETA 1.2 X 50 S	AL IMPULSO POR MANIOBRA 250 X 2500 S (KV)
123	85	185	450	--
245	230	395	950	--
420	400	639	1425	1050

Todos los aparatos eléctricos con aislamientos internos, sumergidos en aceite, gas, etc., y que por no estar en contacto con la atmósfera, su NBI es prácticamente independiente de las condiciones atmosféricas y de la altura sobre el nivel del mar. En cambio, para todos los aislamientos externos que se encuentren en contacto directo con la atmósfera y que dependen de

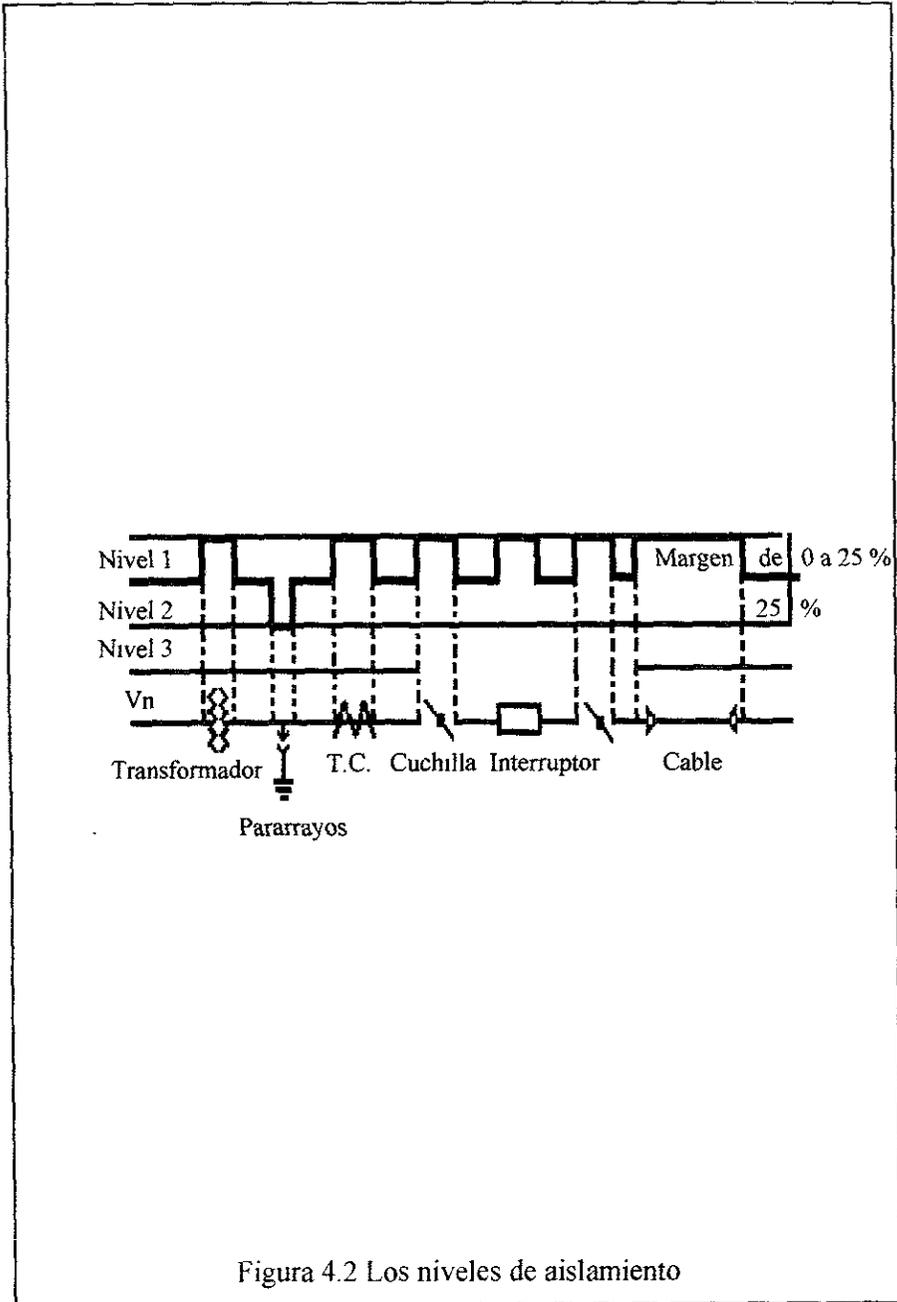


Figura 4.2 Los niveles de aislamiento

sus factores, se adopta un valor de NBI corregido por altitud, de tal manera que se pueda coordinar con los valores del NBI interno.

4.9 Protecciones principales en subestaciones.

Los principales elementos que deben ser protegidos en una subestación son los siguientes:

1) Líneas o cables de alimentación. Estas pueden protegerse mediante cualquiera de las siguientes protecciones:

- a) Sobrecorriente
- b) Distancia
- c) Hilo piloto
- d) Onda portadora

2) Transformadores de potencia. Estos se protegen por cualquiera de las siguientes protecciones:

- a) Diferencial
- b) Sobrecorriente
- c) Trafoscopio (Buchholz)
- d) Tanque a tierra

3) Barra colectoras o buses:

- a) Diferencial

4) Protección de respaldo local contra falla de interruptor.

Si un interruptor falla, ésta protección debe actuar sobre todos los interruptores perimetrales, aislando la zona donde se presenta la falla

5) Alimentadores de distribución:

a) Sobrecorriente de fase

b) Sobrecorriente de fase a tierra

4.10 Principales funcionalidades y protecciones de las instalaciones de la SEAT.

Como se observa en el diagrama unifilar de la SEAT (Fig. 1.12) para efectos de protección se cuentan con seccionadores de barras, seccionadores de puesta a tierra e interruptores con sus respectivos relevadores como se verá más adelante

Los seccionadores de barras. También llamados seccionadores desconectores o de línea, están identificados por la letra 'S' y su número con una letra (A o B) dependiendo del lado de la acometida donde es conectado. Son de marca GEC ALSTHOM, tipo SF₆ 105, encapsulados en hexafluoruro de azufre, son del tipo tracción de todos los polos que son accionados con motor

Estos seccionadores son capaces de interrumpir la continuidad del circuito y son maniobrables bajo tensión pero sin corriente; su función principal es la de garantizar un aislamiento eléctrico que pueda dar seguridad antes de que el personal realice cualquier trabajo.

Los seccionadores S-1A, S-2A, S-1B y S-2B se encuentran adyacentes al interruptor alimentador del transformador de la acometida y pertenecen a celdas diferentes.

Los seccionadores S-3A y S-3B aíslan totalmente las celdas del interruptor alimentador del transformador de potencia y por consecuencia este último en cada lado de la acometida que le corresponde.

Se cuenta para este equipo con los siguientes tipos de mando.

- Mando remoto o distancia. Se efectúa a través de la Sala de Mando y Control de la SEAT, en donde se encuentra el Tablero de Control Óptico (TCO) y es posible mandar aperturas o cierres de los aparatos y equipos representados en el diagrama mímico de la SEAT

- Mando local eléctrico. Antes de accionar este tipo de mando hay que cambiar el selector de modo "remoto" a modo "focal", previamente habiendo desbloqueado el mando local, con lo cual ya se puede efectuar este tipo de mando desde el armano o gabinete

- Mando mecánico manual Este se realiza a través de una manivela una vez teniendo liberado el bloqueo mecánico

Las características de los seccionadores desconectores son la siguientes

- Presión nominal de 20 ° C a 10 ° C mínimo	3 75 bars
- Tensión nominal máxima	245 KV
- Corriente nominal	2000 Amp
- Corriente de cortocircuito durante un segundo	40 KA
- Control de mandos	Local, remoto, manual

Los seccionadores de puesta a tierra. Estos están instalados en conjunto con otros componentes de un campo y tienen una nomenclatura según el lado donde estén instalados (ST-1A ST-1B, ST-2A. ST-2B, etc.)

Su función es la de conectar a tierra secciones particulares del GIS, para así poder descargar corrientes capacitivas que queden atrapadas en los circuitos de 230 KV, cuando estos son desenergizados. Su aterrizamiento es a través de la envoltura de cada celda y están conectados a la malla de tierra del GIS.

El espacio de SF₆ de este dispositivo está conectado al espacio del gas del elemento al que esté adaptado el seccionador y es supervisado por el monitor de densidad montado en cada elemento.

El mecanismo de operación es accionado por medio de un motor montado en un polo exterior y los otros polos conectados a éste mecánicamente; la operación manual es posible hacerla por medio de una manivela

Estos se encuentran normalmente abiertos y solo se cerrarán en casos de desconexión de algún elemento. Y por razones de seguridad están bloqueados por mecanismos mecánicos.

Sus características principales son:

- Presión nominal de 20°C y 10° C mínimo 3.75 bars
- Tensión nominal máxima, para usarse sin tensión 245 KV
- Corriente nominal, para usarse sin corriente 2000 Amp.
- Corriente de cortocircuito durante un segundo 40 KA
- Control de mandos Local, manual, remoto

Los interruptores de 230 KV en SF₆. Son de marca GEC ALSTHOM, sirven para la protección y alimentación a la subestación GIS. Se designan por la letra I y por el lado de la acometida en donde se encuentren.

Son del tipo FBIT al igual que todo el equipo de la subestación. Tienen un blindaje metálico hermético al gas SF₆ a presión y el mecanismo de operación hidráulico.

El gas SF₆ se utiliza como un fluido dieléctrico y como agente extintor del arco. La técnica de corte es la del soplado autoneumático, denominado de simple presión, el arco se apaga por medio de un chorro de gas comprimido.

Los mandos son para este interruptor:

- Mecánico manual. Para el caso del interruptor de 230 KV no puede cerrarse en esta condición con potencial presente, debido a que esta maniobra se efectúa polo por polo (fase por fase). Por ello, solo para mantenimiento del aparato y bloqueando el asincronismo de fases con falta de potencial funciona este tipo de mando.

Capítulo 4. Protecciones

- Local: Se efectúa eléctricamente por medio de botones pulsadores de mando de apertura o cierre local que hará funcionar la bomba de un sistema hidráulico. Para lograrlo es necesario colocar el mando de modo "remoto" a "local".

- Distancia: Se realiza desde la Sala de Control de la SEAT presionando los botones del mímico, rojo para el cierre y verde para la apertura del interruptor. Cabe señalar que estos mismo colores identifican el cierre y la apertura de los demás elementos del GIS, tanto en el mímico del TCO, como en los armarios y el mismo GIS.

Las características principales del interruptor son

- Tensión nominal	245 KV
- Tensión al impulso, onda completa	1050 KV
- Frecuencia	60 Hz
- Corriente nominal en servicio continuo	2000 Amp
- Corriente sostenida de corta duración admisible	50 KA
- Tiempo de cortocircuito	3 segundos
- Corriente interruptiva de cortocircuito simétrica	50 KA
- Corriente de cierre de cortocircuito	135 KA
- Resistencia de contacto (por cámara de corte)	36 ohms
- Presión de gas SF ₆	7.75 bars
- Presión de gas SF ₆ , segundo límite	7.10 bars
- Masa total del gas SF ₆	22.2 Kg

El seccionador de enlace en SF₆ Tiene las mismas características que los seccionadores de barras, así como los modos de mando, y en el mismo cajón adyacente a éste, dos seccionadores de puesta a tierra.

La función principal de este equipo, es que al fallar una alimentación por cualquiera de las acometidas de Luz y Fuerza o bien si falla alguno de los transformadores de potencia, éste permitirá la conexión entre los buses de la SEAT al lado 'A' con el 'B' y viceversa para continuar con la alimentación hacia toda la distribución.

La operación de este seccionador está protegida por llaves de bloqueo y seguros mecánicos que establezcan como condición indispensable que uno de los interruptores se encuentre fuera de servicio y a la vez bloqueado para el cierre

Las figuras 4.3, 4.4 y 4.5 muestran el sistema de protección en el GIS, en los transformadores de potencia, en las celdas de llegada, en las celdas de llegada de bus, en las salidas de tracción y de alumbrado y fuerza, en los transformadores de auxiliares y en los TP's

La designación de los Tc's y TP's es la siguiente:

Para los TP's:

T61 Relación 1200:1 (dos secundarios)
Precisión 0.3 w,x,y Y 1.2 z para ambos

T62 y T63 $\frac{230 \text{ KV}}{\sqrt{3}} / \frac{110 \text{ V}}{\sqrt{3}} / \frac{110 \text{ V}}{\sqrt{3}}$
Precisión 0.3 w,x,y Y 1.2 z

Para los TC's:

T51 y T53 6TC Relación 600 - 800 / 5A
Precisión: C200

T52 Relación 300/600/5A
Precisión 0.3B 0.1a 0.3B 1.8 (CyLF)

T54

Relación 600-1200/5A

Precisión C200

4.10 1 Fallas que accionan las alarmas y disparos de los interruptores de 230 KV

Los relevadores de protección o los captosres son instalados en los armarios de protecciones del primer piso de la SEAT o en el aparato mismo. Las señalizaciones aparecen en el TCO y según la posición de los conmutadores de los armarios locales aparecen en los sinópticos de cada una de manera detallada

Las señalizaciones o disparos del interruptor se pueden deber a cualquiera de las siguientes causas.

- Acometida en mando local. Esta señalización se presenta cuando en el interruptor de 230 KV se encuentra su selector de mando en el modo "local"

- Falta 125 V= Armario local. Esta bandera señaliza cuando el armario de mando del interruptor de 230 KV no le llegan los 125 V de corriente directa para su control, donde la causa se esta señal puede deberse a

- Falta de tensión del comando.

- Falta tensión a la señalización

- Falta tensión al circuito de vigilancia de SF₆.

- Falta tensión de alimentación al motor de los seccionadores

- Polaridad \pm C comando interruptor auxiliar abierto. Esta señaliza cuando está abierto el interruptor auxiliar que alimenta al comando del interruptor de 230 KV

- Polaridad \pm S señal interruptor auxiliar abierto Como su nombre lo indica, esta señal aparece cuando se encuentra su interruptor auxiliar de señalización abierto.

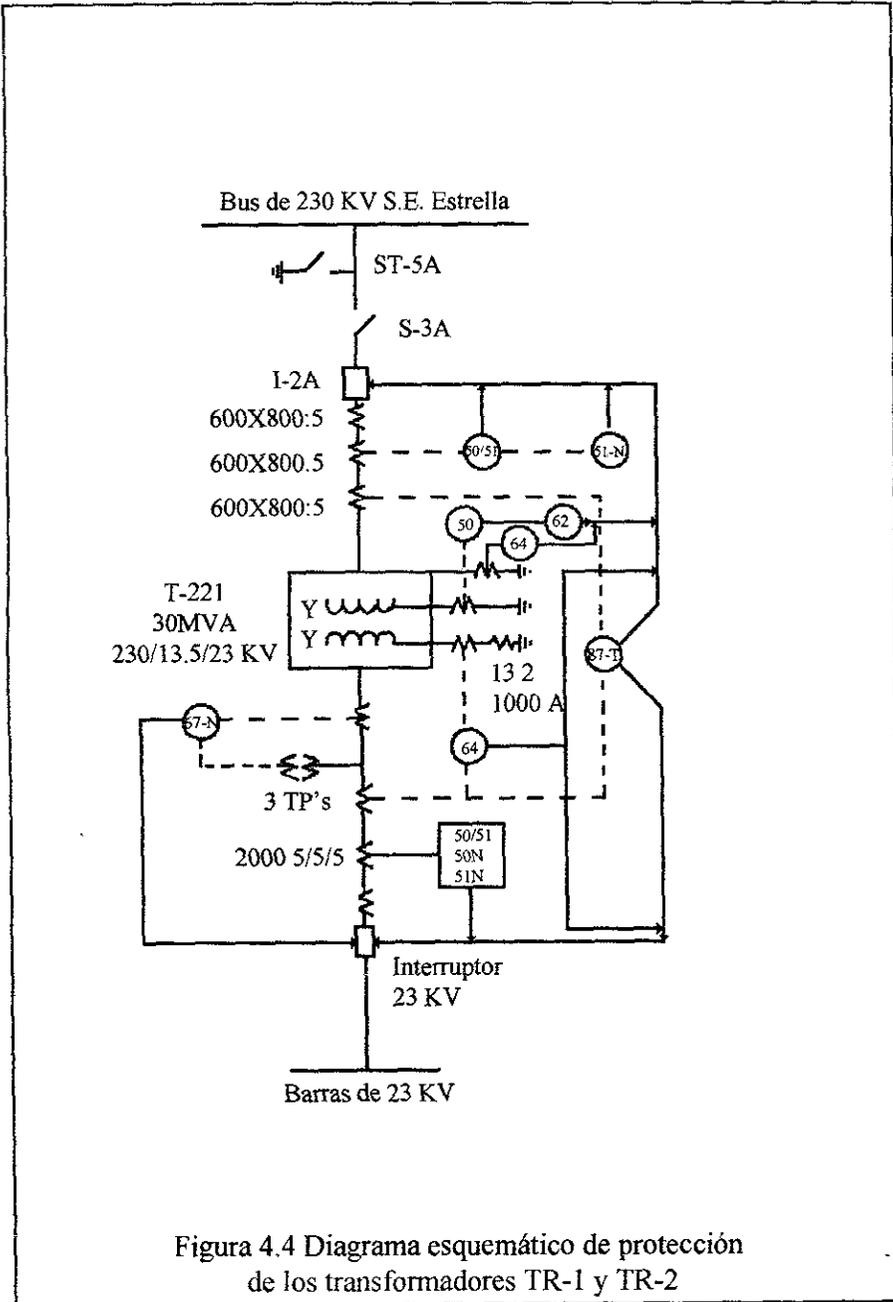
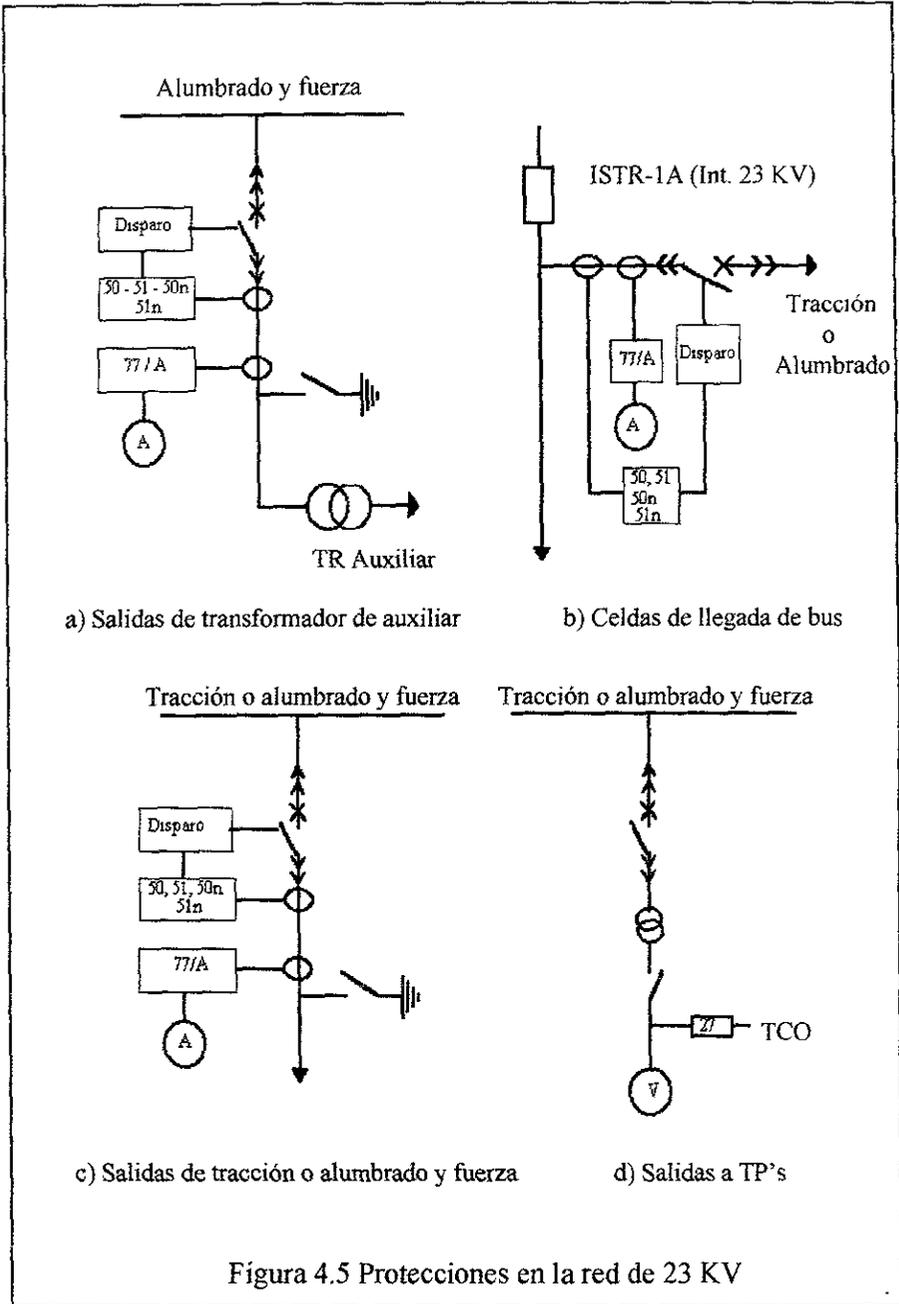


Figura 4.4 Diagrama esquemático de protección de los transformadores TR-1 y TR-2



Capítulo 4. Protecciones

- Interruptor auxiliar \pm SF vigilancia SF₆ abierto. Esta señal se presenta cuando al equipo de 230 KV no le llega la alimentación a su sistema de vigilancia y supervisión de SF₆ y como lo indica, por encontrarse el interruptor auxiliar abierto.

- Falta tensión 127 V calefacción. Esta alarma se presenta cuando

- Falta tensión 220/127 V de calefacción al armario de protecciones

- Falta tensión 220/127 V de calefacción al armario local

- Falta tensión 220/127 V de calefacción al armario de contadores

- Interruptor auxiliar \pm M alimentación motor abierto. Esta señala cuando el motor que sirve para la operación del interruptor de 230 KV se encuentra sin alimentación, debido a que el interruptor auxiliar de alimentación está abierto.

- Interruptor auxiliar \pm P1 \pm T1 abierto. Esta protección se presenta cuando la protección P1 que es la del juego de barras del lado "A" no tiene alimentación, debido a que se encuentra abierto su interruptor auxiliar.

- Interruptor auxiliar \pm P2 \pm T2 abierto. Esta protección opera de la misma manera que la protección anterior solo que la protección dos de disparo es para el juego de barras del lado "B".

- Interruptor del secundario del T.P. de L y F.C. abierto. Se presenta esta señalización cuando el interruptor de baja tensión del T.P. está abierto, correspondiente al juego de barras del lado "A".

- Interruptor del secundario del T.P. del S.T.C. abierto. Esta opera de manera similar a la protección anterior cuando el interruptor de baja tensión del T.P. está abierto, pero ésta corresponde al juego de barras "B".

- Interruptor del secundario del T.P. armario de protección abierto. Se presenta cuando está abierto el interruptor del secundario del T.P. que alimenta al armario de protección de cada interruptor.

- Anomalía circuito de repetidores, armario local. Esta falla se presenta cuando existe una avería en el armario de señalización del tablero mímico, éste armario se encuentra en el centro de control de energía de la SEAT

- Anomalía circuito de repetidores, armario de protección. Esta avería señala cuando ocurre una falla en la indicación de posición

- Falla circuito No. 1, disparo del interruptor 1A. Este señala cuando ocurre una falla en el circuito secundario de los transformadores de corriente del lado "A", ocasionando el disparo del interruptor del 230 KV.

- Falla circuito No. 2, disparo del interruptor 1A. Esta falla opera también cuando hay una anomalía en el circuito secundario de los TC's del lado "B" y provocan el disparo del interruptor de 230 KV de su lado

- Alarma baja presión de gas SF₆. Esta alarma señala cuando existe una presión de 3 15 bars a 20° C en cualquiera de los compartimientos G0, G1, G2 y G3

- Falla tensión bomba interruptor 1A. Como su nombre lo indica, se acciona cuando le hace falta tensión a la motobomba que funciona para la operación del interruptor de 230 KV.

- Falla mando hidráulico interruptor 1A. Esta falla se presenta cuando no operan las electroválvulas para el mando de cierre o apertura del interruptor de 230 KV.

- Falla presión hidráulica interruptor 1A. Esta señala cuando existe una insuficiencia de la presión hidráulica en el conducto o tubería de la alta presión de aceite que no alcanza a cargar el acumulador de energía de los interruptores de 230 KV

- Interruptor 1A bloqueado R86-1, R86-2. Esta falla señala cuando en el Centro de Control de Energía se presenta una intermitencia en la señal de cierre o apertura del interruptor de 230 KV.

- Disparo de L. y F C. Esta señal se presenta simultáneamente cuando opera la protección de hilo piloto.

Capítulo 4. Protecciones

- Disparo sobrecarga L. y F.C. Esta señal aparece cuando L y F.C se ve sin la capacidad de alimentación causada por algún disturbio en sus circuitos de 230 KV o bien sea por sobre carga por parte del Metro

- Disparo diferencial línea. Esta protección actúa sobre los interruptores de 230 KV I-1A y/o I-1B con hilo piloto. Se utiliza un circuito de comunicación para comparar las condiciones del sistema en las terminales de la línea de transmisión, que permite el libramiento de fallas en forma selectiva a alta velocidad

- Disparo sobrecorriente de fase. Esta protección opera cuando los relevadores detectan cortocircuitos, fallas a tierra o condiciones críticas de carga monofásica desbalanceada que por su naturaleza se consideran sobrecargas grandes y súbitas que producen calentamientos dañando a conductores y equipos, al presentarse esto, la protección direccional actúa provocando el disparo de los interruptores de potencia de 230 KV correspondiente.

Esta es una protección de respaldo que también actúa en caso de falla de alguna protección primaria y funciona con relevadores direccionales de sobrecorriente, que actúan a un valor determinado de sobrecorriente en una dirección prefijada, lo cual le permite tener selectividad. En este caso, la protección direccional ve fallas hacia la línea y no en dirección contraria.

- Disparo de sobrecorriente de tierra. Esta falla ocurre cuando se aterrizan una o algunas de las fases del circuito alimentador, sobrecarga en el cable o en el transformador con corriente de cortocircuito o alguna posible causa de falla transitoria, provocando estos eventos el disparo del interruptor de potencia correspondiente.

Para la operación de esta protección, se utiliza un relevador de sobrecorriente de tiempo. este relevador de acción retardada funciona cuando la corriente alterna de un circuito se excede de un valor determinado. El retraso puede variar en función inversa a la intensidad de la corriente o puede ser en función de tiempo definido.

- Disparo baja presión SF₆. Esta protección opera al detectarse una baja presión de gas SF₆ en cualquiera de las fases de los compartimientos G0, G1, G2 o G3, ocasionando el disparo del interruptor de potencia correspondiente. Esta protección actúa cuando se detecta un valor de 3.05 bars de presión.

- Disparo mínima tensión Esta protección funciona al haber una falta de tensión o cuando esta desciende aproximadamente el 15 % de 230 KV, es decir, que existe una caída de voltaje a 195.5 KV, o también puede ocurrir cuando se daña algún fusible de los TP's que alimentan al relevador de bajo voltaje

Las protecciones del seccionador de entace son muy similares a las del interruptor de 230 KV es sus armarios y algunos interruptores auxiliares. Por lo que básicamente son los mismos que los ya vistos en los párrafos anteriores

Las señalizaciones y disparos del interruptor de 230 KV por parte de los transformadores de potencia fueron analizados en los puntos 2.4.1 y 2.4.2 del capítulo dos

En las figuras 4.3 y 4.4 se muestran las protecciones del GIS y de los bancos de transformadores.

4.10.2 Principales protecciones en la red de 23 KV

Para que trabajen todos los equipos de protección y de señalización de la red de 23 KV, se requieren de dos fuentes auxiliares, una de 220 / 127 V C.A. y otra de 125 V C.D.

Para cada una de las celdas correspondientes a la red de 23 KV, todos los interruptores se abren por pérdida de tensiones auxiliares de 125 V. Y cuando la tensión de 23 KV es la que falla, no se abren dichos interruptores.

En todas las celdas, la apertura del interruptor debido a una falla necesitará después la intervención de mantenimiento para reponer el relevador o el SEPAM correspondiente, para poder borrar la señalización de falla en el TCO y cerrar de nuevo el interruptor considerado

Después de una falla de cortocircuito o fase a tierra en una celda de llegada de bus, la reposición se debe hacer en los SEPAM de cada celda de llegada de bus

En las celdas de llegada IS-TR 1A y 1B se realizan las siguientes mediciones y protecciones.

Mediciones.

El operador dispone en el TCO de las mediciones de corriente, de tensión por fase y de la potencia activa que atraviesa el interruptor.

Protecciones

En la celda son instalados:

a) Un SEPAM 15 que asegura las protecciones siguientes

- Máxima de corriente a tiempo independiente (50), cortocircuito.
- Máxima corriente homopolar a tiempo dependiente (51N) , fase a tierra.
- Direccional de corriente de fase (67), cortocircuito.
- Mínima de tensión entre fases (27), ausencia de tensión.
- Un relevador Vigirack RCH 110.
- Direccional a máxima corriente homopolar (67N) a tiempo independiente, fase a tierra.
- Corriente de falla a tierra restringida (64 REF), fase a tierra.

Señalizaciones de fallas en el TCO:

Una sola señalización agrupa el funcionamiento de las protecciones mencionadas, así como el funcionamiento de la protección diferencial bajo la designación de "cortocircuito". Esta falla bloquea en posición de abierto al interruptor correspondiente y después de intervención de mantenimiento se debe reponer el SEPAM por medio del "reset" o del relevador considerado

Las celdas de barras. Estas no tienen protecciones instaladas, solo se enciende una luz roja cuando en el bus considerado sucede una falla sobre un SEPAM, la apertura de un interruptor de protección del circuito auxiliar se señala en el TCO como "falla auxiliar" Para borrarla hay que reponer el botón rojo de la celda correspondiente

Celdas TP. De estas celdas se envían las mediciones de tensión entre fases y entre fase y neutro hacia el TCO. Cada una tiene en el cajón BT un relevador de detección de mínima tensión. En cada celda también se enciende una luz roja que indica que existe una falla en el bus considerado, la apertura de un interruptor de protección de circuito auxiliar se señala en el TCO como "falla auxiliar".

Celda de llegada de bus de tracción y de bus de alumbrado y fuerza. El operador dispone en el TCO de la medición de la corriente que atraviese al interruptor.

En cada celda está instalado un SEPAM 2025 LX asegurando las funciones de protección siguientes:

- Máxima de corriente a tiempo independiente (50), cortocircuito.
- Máxima de corriente homopolar a tiempo dependiente (51N), fase a tierra.

En el TCO se observan las fallas de:

- Cortocircuito, esta falla abre y bloquea el interruptor.
- Fase a tierra, esta falla también abre el interruptor.

Celda de salida de tracción.

Mediciones:

- Máxima de corriente a tiempo independiente (50), cortocircuito.
- Máxima de corriente a tiempo dependiente (51), sobrecarga.
- Máxima de corriente homopolar a tiempo dependiente (51N), fase a tierra.

Señalizaciones de fallas en el TCO:

- Cortocircuito, esta falla abre y bloquea el interruptor.

- Fase a tierra y sobrecarga, ambas fallas abren el interruptor

Celda de salida de alumbrado y fuerza

Mediciones

- De corriente que atraviese el interruptor

Protecciones:

- Máxima de corriente a tiempo independiente (50), cortocircuito
- Máxima de corriente homopolar a tiempo dependiente (51N), fase a tierra.

Señalizaciones de fallas en el TCO:

- Cortocircuito, falla que abre y bloquea el interruptor.
- Fase a tierra, también se abre el interruptor al existir la falla

Celda de alimentación de transformador de auxiliar.

Mediciones.

El operador dispone en el TCO de la medición de la corriente que atraviese el interruptor.

Protecciones:

Por medio de un SEPAM 2020 LX se aseguran las funciones de

- Máxima de corriente a tiempo independiente (50), cortocircuito.
- Máxima de corriente homopolar a tiempo dependiente (51N), fase a tierra
- Retransmite las señales de las ondas de temperatura de los devanados de los transformadores "alarma temperatura" por 150° C y "disparo temperatura" por 160° C.

Señalizaciones de fallas en el TCO.

- Cortocircuito, esta falla abre y bloquea el interruptor
- Fase a tierra y disparo por temperatura, estas fallas abren el interruptor
- Alarma por temperatura

Las protecciones en cada una de las celdas están comandadas en forma local y remota. Local, desde las celdas por medio de manivelas y/o botones para el modo eléctrico o manual Remoto, desde el TCO por medio de botones pulsadores

4.10.3 Fallas en los circuitos auxiliares.

Falla cargador lado A / lado B.

Es una señalización de falla agrupada que puede corresponder a

- Nivel de tensión alto o bajo.
- Fallas de aislamiento +/tierra o -/tierra.
- Falla interna cargador

Falla batería lado A / lado B:

Si en el cargador de batería se funden uno o dos fusibles en la llegada de batería se debe alimentar el tramo de barra 125 V sin tensión por la otra batería.

Falta tensión 125 V lado A / lado B.

En el armario de auxiliares continuo se abrió el interruptor general de alimentación a las barras A o B debido a un cortocircuito dentro del armario o porque algún interruptor de salida no se abrió al haber una falla en el circuito que protege.

Falla ondulator:

Es una señalización agrupada de las fallas que pueden suceder en el ondulator de la alimentación del sistema de mando y control por distancia de las SR's

Alarma baterías en paralelo:

Esta señalización es para recordar al operador que las baterías se quedaron en paralelo. No es una falla ya que pueden funcionar así las baterías, pero cuando se hace este tipo de maniobras es para acciones de mantenimiento sobre un cargador o una batería, los cuales se necesitan aislar, entonces normalmente las baterías no se deben quedar en paralelo por un largo tiempo.

Ausencia 220 V C.A. tramo A / B / C o D. Se abrió un interruptor de alimentación de las barras de tramo 220 V C.A. en los armarios auxiliares.

Disparo del interruptor 220 V C.A. tramo A / B / C o D. Se genera por la apertura de un interruptor de salida 220 V C.A. y puede provocar la aparición de una o varias señalizaciones en las ventanas correspondientes.

4.10.4 Sistema de lucha contra el fuego

Cada una de las zonas en que se divide la SEAT cuenta con un sistema de lucha contra el fuego en caso de incendio, el cual consiste de un conjunto de dos sistemas: uno para la detección y otro para la extinción del incendio.

Así, tanto la zona 1 formada por los transformadores de potencia, la Sala computador (zonas 5 y 6), Sala 23 KV (zona 3 y 4), y la Sala GIS (zona 2) cuentan con dicho sistema.

Como este sistema es parte de los auxiliares de una subestación, será analizado más ampliamente en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 5

EQUIPOS AUXILIARES

En este capítulo se engloban los aspectos restantes referentes a la subestación encapsulada, como son: el sistema auxiliar, mediciones, alarmas, mando y control de la SEAT

5.1 El sistema auxiliar

Este está formado por las fuentes de alimentación de corriente continua directa y de corriente alterna de baja tensión, que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de la subestación, así como el equipo contra incendio

Los sistemas auxiliares están formados por el siguiente conjunto de partes y equipos.

a) Servicio de estación. El cual comprende:

- Transformadores de servicio
- Tableros
- Baterías
- Cargadores
- Planta de emergencia

b) Alumbrado.

c) Sistema contra incendio.

d) Aire acondicionado.

5.1.1 Transformadores de servicio.

Dependiendo de cuan compleja sea la subestación, la capacidad de los transformadores del servicio de estación varía en función de la carga conectada. Siempre se deben de utilizar dos transformadores, uno funcionando normalmente y el otro como reserva, listo para reemplazar al primero en caso de falla, mediante un mecanismo de transferencia automática

5.1.2 Tableros

Son una serie de dispositivos que tienen por objeto soportar los aparatos de control, de medición y de protección, el bus mímico, los indicadores luminosos y las alarmas. Los tableros son también llamados armarios.

La cantidad de tableros y secciones que estos tengan dependen de la complejidad de la subestación de que se trate.

Se pueden clasificar los tableros como principales y secundarios

El tablero principal contiene las barras provenientes del transformador de servicio, elementos de protección, de control y medición, además de las barras de distribución que se dirigen a los tableros secundarios

Los tableros secundarios contienen también elementos de protección, control y medición, pero ya solamente para un servicio en particular y no de forma general como los tableros principales, a estos últimos también se les conoce como tableros generales

Ambos tipos de tableros pueden alimentar servicios de C.A. o de C.D. dependiendo de la carga a la que estén instalados.

El bus mímico es la representación de los diagramas unifilares utilizados en las áreas de una subestación que utilizan tensiones diferentes.

El bus mímico se utiliza con diferentes colores de acuerdo con la tensión que controla el grupo de tableros. Los colores que más se acostumbran de acuerdo con las tensiones con los siguientes.

KV del área	Color del bus
6.6	Verde
13.8	Negro
23	Blanco
34.5	Café
69	Naranja
85	Rojo
230	Amarillo
400	Azul
Tierra	Adquiere el color del bus donde se encuentre instalada

5.1.3 Baterías.

Las baterías instaladas en las subestaciones tienen como función la de almacenar energía que se utiliza para alimentar a los relevadores e interruptores (en algunos casos), además para la alimentación de los elementos de control y mando cuando estos son de forma automática o a distancia

Los elementos de una subestación que se energizan con corriente directa son:

- 1.- Protecciones primaria y de respaldo
- 2.- Lámparas piloto, aunque a veces requieran C.A.
- 3.- Registradores de eventos.
- 4.- Sistema contra incendio
- 5.- Control de interruptores de alta y baja tensión.
- 6.- Control de cuchillas
- 7.- Alarmas.
- 8.- Alumbrado de emergencia
- 9.- Equipo de comunicaciones, de telecontrol y electrónico

Los primeros ocho elementos se energizan con 120 - 125 V de C.D y los del último inciso con 50 V de C.D. por lo común.

En las subestaciones se pueden instalar baterías de tipo ácido o alcalino. Por lo común son ácidos ya que tienen la ventaja de costar la mitad, con una duración de unos 20 años,

ligeramente inferior a las alcalinas. La principal ventaja de las ácidas es que se puede conocer el estado de la carga que almacena la batería en función de la densidad que tienen el electrolito, lo cual no se puede determinar en las baterías alcalinas.

El cuarto en donde se instalan las baterías es un cuarto cerrado, lo más cerca a los tableros para reducir al máximo la longitud de los cables y por tanto la posibilidad de aparición de sobretensiones. El cuarto debe contar con un extractor de aire para eliminar la posible acumulación de hidrógeno que se desprende durante las descargas intensas de las baterías; debe estar seco, bien ventilado, con una temperatura de entre 5° y 25° C, con una iluminación por medio de luminarios del tipo a prueba de explosión. El suelo debe ser a prueba de ácido o álcali, según el tipo de batería, y con una ligera pendiente con un canal de desagüe para evacuar rápidamente el líquido que se pueda derramar o el agua del lavado. Tanto los muros como los techos y ventanas deben recubrirse con pintura resistente al ácido o a los álcalis.

La capacidad de una batería está dada por el valor de los ampere-horas (Ah) que puede suministrar en condiciones de trabajo normales.

5.1.4 Cargadores de baterías.

Son los dispositivos que mantienen las baterías al nivel de carga nominal. En un principio estos elementos estaban formados por un motor de C.A. acoplado a un generador de C.D., método ya casi inutilizado por costoso y poco efectivo. Ahora se utilizan cargadores electrónicos de estado sólido, contruidos con tiristores, con la ventaja de que pueden regular con mucha mayor precisión la tensión de flotación de la batería, son más baratos, requieren de menor mantenimiento, no son ruidosos y ocupan poco espacio.

Por cada batería se utilizan dos cargadores, uno como sustituto del otro. Se instalan en un cuarto cercano al de las baterías para protegerlos de los gases de éstas y evitar una posible explosión.

La capacidad de los cargadores debe de mantener la carga de flotación a tensión constante y suministrar el consumo de la carga permanente.

Los cargadores deben tener protección de sobrecarga y de cortocircuito, en el lado de C.A. y en el de C.D., además de tener supervisión de voltaje y corriente en las salidas de corriente directa.

5.1.5 Planta de emergencia

Son grupos de motor-generador que se utilizan en algunas subestaciones para que en el caso de fallas de los dos circuitos de servicio de estación, se cuente con una tercera posibilidad de tener energía para operar los circuitos de baja tensión de C.A. y de C.D.

Dichas plantas, una por subestación, arrancan y se conectan en forma automática al desaparecer la tensión de C.A. de los transformadores de servicio. Están operadas por medio de un interruptor de transferencia automática, que solo puede cerrar en el caso de que hayan abierto los interruptores de los transformadores del servicio de estación.

5.1.6 Alumbrado

El alumbrado de la subestación tiene como propósitos:

- Brindar seguridad en la operación de equipos.
- Transitar por la subestación sin peligros.
- Realizar los trabajos de mantenimiento con claridad

Dependiendo de los factores como son los reglamentos de las autoridades de trabajo, políticas sobre el ahorro de energía, reglas de la empresa, etc. se realizan los cálculos para la determinación del nivel de luz de cada una de las zonas de una subestación

El alumbrado de emergencia es una cuestión importante, ya que en el caso de falla en el alumbrado normal, solo se energizarán los lugares más importantes y los de mayor peligro de una subestación. El alumbrado de emergencia es alimentado por un circuito de la batería.

5.1.7 Sistema contra incendio.

Los lugares en donde se puede producir un incendio en una subestación pueden ser edificio de control y tableros, trincheras de cables, interruptores, transformadores de instrumentos y en los transformadores de potencia, por lo que se requiere contar con protecciones contra incendio, localizadas en diversas zonas clave de la subestación.

La instalación de un sistema contra incendio en una subestación se puede considerar repartido en dos zonas principales

- a) Área de la subestación, excepto la zona de los transformadores.
- b) Área de los bancos de transformadores.

En el primer caso se utilizan extinguidores portátiles cargados con bióxido de carbono a presión o bien si es un cuarto cerrado por medio de un extinguidor automático colocado en el techo del mismo.

Para el área de los transformadores se debe contar con un exclusivo sistema contra incendio, ya que es el área más peligrosa por la gran cantidad de aceite que contienen los tanques de estos

Los métodos de protección contra incendio utilizados para las áreas mencionadas son los siguientes:

- 1.- Separación adecuada entre transformadores.
- 2 - Muros separadores, no combustibles, entre transformadores
- 3.- Fosas
- 4.- Sistemas fijos
 - A base de polvo químico seco
 - A base de halón.
 - A base de bióxido de carbono.
 - A base de agua pulverizada

5.1.7.1 Separación entre los bancos de transformadores.

Como mínimo se requiere de una separación de ocho metros entre dos transformadores para evitar la prolongación del flujo de uno a otro. Esta distancia debe aumentar a medida que aumente la capacidad de los transformadores.

5.1.7.2 Muros no combustibles.

Este sistema de protección consiste en la colocación de muros de material no combustible entre los transformadores para proteger del incendio a otras unidades adyacentes al transformador que se esté quemando.

Los muros deben tener una altura que sobrepase en 1.5 metros a la altura de la tapa del transformador. La longitud horizontal del transformador debe sobresalir unos 60 cms de la longitud horizontal del transformador, incluyendo los radiadores.

Para cantidades mayores de dos transformadores de capacidades de 30, 50, 100 MVA o más, si la distancia libre entre los transformadores es menor de doce metros, sí es preciso utilizar los muros no combustibles; si la distancia es mayor que doce metros, estos no son necesarios.

5.1.7.3 Fosas.

Se construye una fosa debajo de cada transformador de un volumen igual al del aceite encerrado en el tanque. El fondo de la fosa debe estar en contacto directo con la tierra, para que el agua de la lluvia sea absorbida por ésta, mientras que el aceite no. La fosa se llena de piedras que tienen la función de enfriar el aceite incendiado y ahogar la combustión, apagando el incendio. Dicha fosa no debe tener drenaje para no contaminar la red de drenaje con aceite. Una vez apagado el incendio, se extrae el aceite con una bomba.

5.1.7.4 Sistemas fijos. Polvo químico

Este sistema consiste en un recipiente que almacena polvo (compuesto por una combinación de bicarbonato de sodio, de potasio y de fosfato de amonio, mezclado con un material que evita la formación de grumos), una red de tuberías provistas de toberas a través de las cuales se descarga el polvo, impulsado por la presión de un gas inerte, sobre la zona que se trata de proteger.

Este sistema no debe utilizarse en donde el equipo eléctrico sea delicado, ya que los residuos del polvo químico pueden afectarle.

5.1.7.5 Sistemas fijos A base de halón

Consiste en un recipiente que contiene al halón presurizado con nitrógeno. La expulsión del halón se efectúa por medio de las toberas de descarga, localizadas sobre las zonas de riesgo.

El halón inhibe la combustión, no conduce electricidad, no es tóxico y no deja residuos sobre las superficies en que actúa. Su poder de extinción es de una tres veces mayor que el CO₂ y se puede utilizar en áreas cerradas, siempre que la concentración no exceda de un 10 %.

5.1.7.6 Sistemas fijos A base de bióxido de carbono (CO₂).

Consiste en un tanque de almacenamiento y una red de tuberías rematadas en una serie de toberas, dirigidas hacia los aparatos que se trata de proteger.

EL CO₂ no conduce electricidad, al igual que el halón es incoloro e inodoro. Al pasar el bióxido de carbono de líquido a gas se expande, enfriando y sofocando el incendio. No deja residuos en las superficies. No se debe usar en áreas cerradas donde exista personal, para evitar peligros de asfixia.

5.1.7.7 Sistemas fijos. A base de agua pulverizada.

Es el sistema más utilizado para la protección de transformadores. Consiste en una red de tuberías en cuyos extremos se instalan una serie de rociadores, cuya descarga de agua finamente pulverizada abarca toda la superficie de cada transformador. El agua se suministra por medio de una cisterna y un motor-bomba, o bien, por medio de una instalación hidroneumática.

Para el primer caso, el movimiento de la bomba es a base de combustible diesel y se requiere el espacio adecuado para el almacenaje del agua. Requiere además de bastante mantenimiento.

Para el segundo caso no se requiere de mucho mantenimiento, es seguro, simple y confiable.

Para este caso se requiere

- a) De que cada transformador sea rodeado de un sistema de tuberías fijas provistas de toberas para pulverizar el agua
- b) Que el sistema se opere manual o automáticamente.
- c) Que el suministro del agua se efectúe con tanque hidroneumático
- d) Que se instalen detectores de calor del tipo termoelectrónico que proporcionan la señal a un relevador auxiliar que a su vez desconecta el transformador y dispara la válvula de diluvio, que controla el agua del tanque hidroneumático a las toberas, y además energiza la alarma (Fig. 5 1).

5.1.8 Aire acondicionado

El aire acondicionado es necesario en subestaciones instaladas en zonas desérticas o en las costas tropicales, para que los operadores trabajen en condiciones adecuadas. También se instala en lugares donde se encuentre equipo de cómputo y se requiera una temperatura y humedad adecuada.

5.2 Medidores

Para las mediciones eléctricas en una subestación se requiere de un conjunto de diferentes aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de instrumentos, que miden las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de las instalaciones de alta y baja tensión, así como de los dispositivos auxiliares de la subestación.

Las magnitudes eléctricas que se requieren conocer son las que a continuación se enlistan y se miden con el instrumento que de nombra a su lado

Magnitud	Medidor
Corriente	Amperímetro
Tensión	Vóltmetro
Frecuencia	Frecuencímetro
Factor de potencia	Medidor de factor de potencia
Potencia activa	Wáttmetro
Potencia reactiva	Vármetro
Energía	Wathhorímetro y varhorímetro

Los medidores pueden ser de tipo electromagnético o electrónico

Una medición no eléctrica pero sí importante para una subestación encapsulada, es la presión del SF₆. Para esta medición se requiere de un manómetro.

El sistema de medición en una subestación puede ser local, cuando la operación y control es de forma manual; remoto o de telemedición, para cuando el control se realiza desde la Sala centro del control del sistema. En este caso la señal dada en volts o amperes se conecta a un transductor que la transforma a miliamperes y se es de C.A. la pasa a C D , logrando así que la señal sea manipulada por el equipo de medición que las envía a la unidad terminal remota y ésta al centro de control del sistema; el sistema mixto se utiliza para subestaciones grandes que pueden ser operadas manualmente o telecontroladas, en ellas se utilizan mucho los transductores de corriente, tensión de potencia activa y reactiva que convierten las señales de los transformadores de instrumento, a escala, en magnitudes menores de un miliampere de C D , que permite utilizar cable del tipo telefónico (No. 22 AWG)

Las zonas de una subestación encapsulada en las cuales hay que efectuar mediciones son las siguientes

- Acometida
- Tramos de subestación (compartimientos en SF₆)
- Entrada y salida de los bancos de transformadores
- Alimentadores de distribución

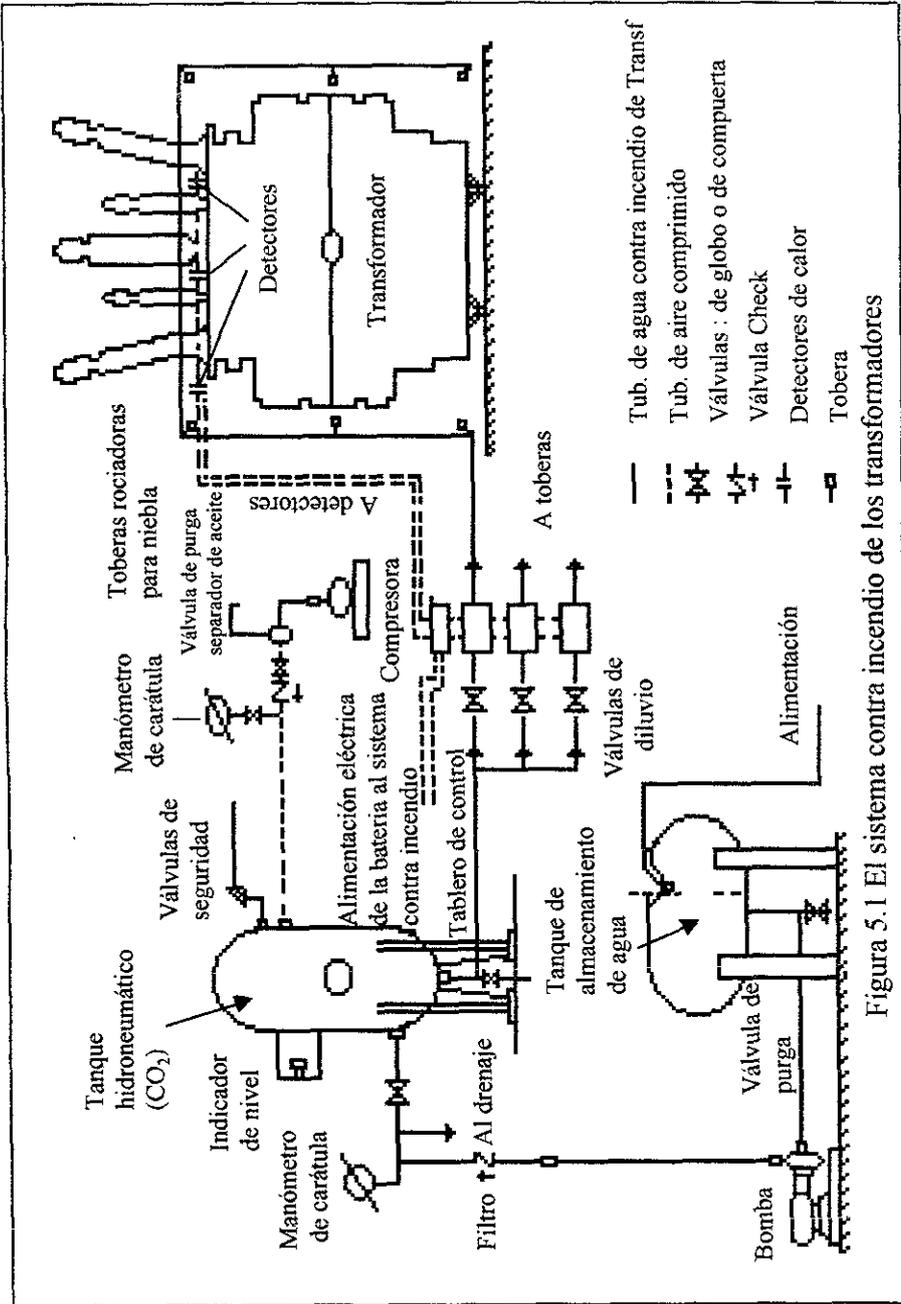


Figura 5.1 El sistema contra incendio de los transformadores

- Líneas y cables de potencia

5.3 Mando y control

Un sistema de control es un conjunto integrado de controles automáticos y manuales para la operación continua y eficiente del sistema eléctrico bajo todas las condiciones posibles (normal, emergencia y restaurativo), donde además, el operador forma parte de dicho sistema

Para el control de una subestación se requieren de los siguientes grupos de elementos

Elementos ejecutores Estos, operan el equipo de alta tensión y el equipo auxiliar necesario. En este grupo se consideran como elementos de mando:

- Interruptores
- Seccionadores de fases
- Seccionadores de tierra
- Cambiadores automáticos de derivaciones bajo carga

Dispositivos de control automático. Aquí se encuentran:

- Recierre de interruptores
- Sincronización
- Cambiadores de derivaciones de los transformadores
- Transferencia de alimentadores
- Transferencia de potenciales

Dispositivos de alarma. Son los dispositivos de aviso sonoro y luminoso que operan cuando existen condiciones anormales de operación en algún aparato eléctrico de alta tensión. Se encuentran en este grupo:

- Cuadros de alarma
- Zumbadores o timbres

Dispositivos de protección. Estos trabajan simultáneamente con los elementos de control en el libramiento de las fallas. Se consideran aquí:

- Transformadores de corriente
- Transformadores de potencial
- Relevadores de protección y auxiliares
- Equipos de comunicación

Los tipos de mando y control de los dispositivos eléctricos de una subestación son de tres tipos: local, remoto y mixto.

El control local se divide en eléctrico y manual. Este se utiliza en subestaciones que cuentan con turnos permanentes de operadores. Se auxilian ellos de los sistemas automáticos de control y protección de la subestación. También se utiliza este tipo de control en las subestaciones telecontroladas para que puedan operarse en forma manual por el personal de mantenimiento cuando se requieran maniobras especiales después de reparar cualquier equipo.

El control remoto se utiliza en subestaciones grandes en las que además de tener control local, pueden operarse a control remoto desde el centro de operación del sistema, aunque éste se encuentre dentro de la misma subestación.

El control mixto no es más que la combinación de ambos tipos de mando y control en una misma subestación.

5.4 Alarmas

Las alarmas indican al operador cualquier anomalía en el equipo. Estas pueden activar dispositivos visuales y/o sonoros.

Las alarmas se clasifican en tres grupos:

- 1) Del equipo en general. En donde cualquier falla de cualquier equipo es anunciada en forma luminosa y sonora al operador.
- 2) De los circuitos de control o dispositivos auxiliares. Estos circuitos se refieren a los de C.D. y a los de control del telemando.
- 3) De las protecciones automáticas. Cuando se activa uno o varios interruptores, se energiza una alarma sonora que cesa solo cuando el operador la restablece manualmente.

Otra forma de clasificar a las alarmas es dependiendo de la importancia y del lugar de la falla de un equipo y se dividen en:

1) De emergencia Indican averías que ponen en peligro inmediato al equipo considerado y deben ser atendidas lo más rápido posible

2) De alerta Indican averías que no representan un peligro inmediato y que permiten disponer de un tiempo suficiente para corregir la falla.

5.5 Los auxiliares de la SEAT.

Para la alimentación de energía eléctrica de los equipos y sistemas instalados en la SEAT, se necesitan de dos tipos de fuentes de corriente (Fig 5.2):

- 220 V CA tres fases y neutro

- 125 V CD

5.5.1 Los auxiliares 220 V CA.

En la Sala 23 KV se tienen instalados cuatro transformadores de servicio de 250 KVA 23 KV / 220 - 127 V. Dos de ellos, el A1 y A2 (T21 y T22) son alimentados desde el bus de alumbrado A y sirven a la alimentación normal de los auxiliares 220 V de la mitad de la SEAT A. Otros dos transformadores, el B1 y B2 (T23 y T24) son alimentados desde el bus de alumbrado B y sirven a la alimentación de la media SEAT B. Cada uno en su lado primario es conectado al bus de 23 KV por medio de tres cables monopolares de calibre 2/0 con aislamiento seco. Los transformadores tienen las siguientes características:

Potencia	250 KVA
Tensión nominal	AT 23 KV / BT 3x220 / 127 V
Acoplamiento	D Y N
Tomas de ajuste de tensión	AT. ± 2.5 y 5 %
Clase térmica	F, aislamiento seco
Peso	1600 Kg.
Fabricante	France Transfo

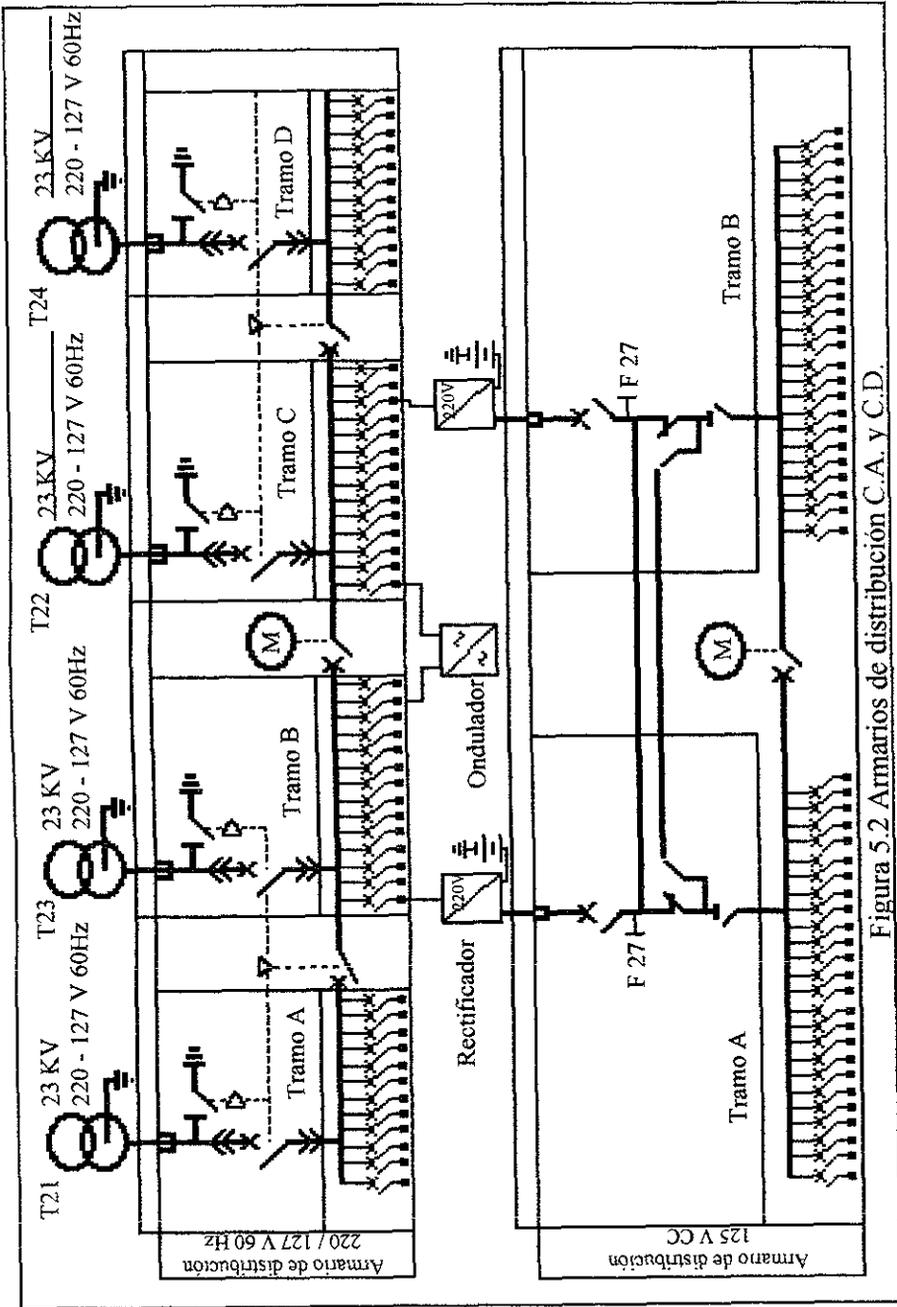


Figura 5.2 Armarios de distribución C.A. y C.D.

Del lado secundario salen cuatro cables de 240 mm² hacia los armarios de protecciones y distribución de la corriente alterna

5.5.1.1 Armarios de auxiliares 220 V

Este conjunto de armarios está instalado en la Sala de auxiliares en el primer piso del edificio de 23 KV de la SEAT y está compuesto de siete armarios. Este grupo se descompone funcionalmente en cuatro tramos A, B, C y D correspondientes a las barras de distribución de la corriente alterna.

Cada uno de los tramos cuenta con un armario principal, el cual contiene los mismos elementos que son

- La llegada tetrapolar de cable BT vía del transformador A1 (T21) para el tramo A, B1 (T23) para el tramo B, A2 (T22) para el tramo C y B2 (T24) para el tramo D
- El interruptor tetrapolar de llegada de 630 amperes nominales con su cerradura de condenación de posición
- Los relevadores, fusibles e interruptores auxiliares, así como las lámparas indicadoras de presencia de tensión, voltímetros y amperímetros.
- El seccionador de puesta a tierra de los cables de llegada con su cerradura de condenación de posiciones.
- El cableo auxiliar para señalizaciones y control remoto.

A la izquierda del armario del tramo A existe un armario secundario que contiene:

- La cuatro barras de enlace entre ambos.
- La cuatro barras de distribución del tramo A en las cuales son conectados doce interruptores de distribución de los auxiliares no prioritarios (iluminación, contactos del edificio protección contra incendio, montacargas, calefacción, reserva, tratamiento de aceite para los transformadores, etc)

Capítulo 5. Equipos auxiliares

- El cableo auxiliar para señalizaciones y control remoto

A la derecha del armario principal del tramo A se encuentra otro armario secundario, el cual contiene

- Las cuatro barras de enlace entre ambos
- El interruptor tetrapolar de enlace con el tramo B, con su cerradura de condenación de posición.
- Dos cerraduras maestras para el enclavamiento de maniobras.
- El cableo auxiliar para señalizaciones y control remoto.
- Las cuatro barras de enlace con el armario secundario del tramo B.

El armario secundario del tramo B contiene

- Las cuatro barras de enlace con el armario principal.
- La cuatro barras de distribución del tramo B en las cuales son conectados catorce interruptores de distribución de los auxiliares prioritarios (ondulador, rectificador, alimentación al tablero de mando en 125 VDC y 48 VDC, Armarios auxiliares de los transformadores de auxiliares, etc.) correspondientes a media SEAT lado A.
- El cableo auxiliar para señalizaciones y control remoto

- Las cuatro barras de enlace con otro armario secundario de este tramo.

En este otro armario, ubicado a la derecha del anterior, se encuentran:

- Las barras de enlace con el armario anterior.
- El interruptor tetrapolar motorizado de enlace de los tramos B y C con una corriente nominal de 630 amperes
- Dos botones pulsadores para apertura o cierre eléctrico del interruptor

- El cableo y los relevadores auxiliares para asegurar el control y mando eléctrico y remoto del interruptor

- Las barras de enlace con el armario secundario del lado izquierdo del tramo C

En el armario izquierdo secundario del tramo C se encuentran:

- Las barras de enlace con el tramo anterior.

- Las cuatro barras de distribución del tramo C en las cuales son conectados catorce interruptores de distribución de los auxiliares prioritarios correspondientes a la media SEAT lado B

- El cableo auxiliar para señalizaciones y control remoto

A la derecha del armario principal del tramo C se encuentra otro armario, el cual contiene

- Las barras de enlace con el armario principal

- El interruptor tetrapolar de enlace de 630 amperes nominales, con su cerradura de condenación de posición

- Las barras de enlace con el armario principal del tramo D.

- Dos cerraduras maestras para los enclavamientos de maniobras.

- El cableo auxiliar de señalizaciones y control remoto.

A la derecha del armario principal del tramo D se encuentra un armario que contiene:

- Las barras de enlace con el armario principal.

- Las cuatro barras de distribución de los auxiliares no prioritarios

- El cableo auxiliar de señalizaciones y control.

Todos los interruptores instalados en estos armarios son equipados de un dispositivo de disparo por protección diferencial

Debajo de estos armarios entre el falso piso y el piso, salen los cables de distribución de la corriente alterna hacia cada receptor. Estos cables son instalados dentro de charolas metálicas y sus trayectorias en la SEAT dependen de sus destinos.

Todos los armarios, así como las charolas son conectados a la malla de tierra de la SEAT y en funcionamiento normal pueden tocarse sin peligro

5.5.2 Los auxiliares 125 V CD.

Estos auxiliares están compuestos de tres conjuntos.

- Las baterías

- Los cargadores de las baterías

- Los armarios de acoplamiento entre las baterías y los armarios de distribución de la corriente directa.

5.5.2.1 Las baterías.

Existen dos conjuntos de baterías (B1 y B2) para cada media SEAT. La batería B1 sirve a la alimentación normal de los auxiliares 125 V CD de la media SEAT A, y la batería B2 hace lo suyo en la media SEAT B.

Cada una está compuesta de la puesta en serie de 61 elementos de plomo con electrolito ácido sulfúrico con una capacidad de 800 Ah. Los elementos son de marca Varta de tipo 8 OPZS 800. Para cada batería los elementos están montados sobre un chasis de acero aislados de tierra. Cada batería está conectada al cargador que le corresponde. Las baterías son ubicadas en la Sala Baterías en el primer piso del edificio 23 KV.

En esta sala también está instalada la batería para la telefonía directa. Esta batería así como su cargador no forman parte del sistema funcional de la SEAT por lo cual forman un conjunto aparte.

5.5.2.2 Los cargadores de las baterías

Existen dos cargadores para cada batería. Están ubicados en la Sala de Auxiliares en el primer piso del edificio de 23 KV.

El cargador U21 conectado a la batería B1 está alimentado en corriente alterna (3 x 220 V) desde el armario secundario del tramo B y está protegido por un interruptor de 250 amperes nominales.

El cargador U22 conectado a la batería B2 está alimentado de la misma forma que el anterior con una protección similar desde el armario secundario del tramo C. Cada cargador se compone principalmente de:

- Un contactor / disyuntor trifásico para su alimentación.
- Un transformador trifásico para la adaptación de tensión.
- Un puente trifásico de rectificación mixto compuesto de tres diodos y tres tiristores.
- Una célula de filtro compuesta de inductancia y condensadores electroquímicos.
- Un dispositivo electrónico de mando y control del puente de rectificación para cada régimen de funcionamiento.
- Un dispositivo auxiliar para la regulación, la protección y la señalización del cargador.

Las principales características son:

Tensiones nominales de alimentación	220 / 380 V
Frecuencia	60 Hz
Intensidad absorbida por fase	57 A
Intensidad continua nominal	200 A
Tensión de carga	134.4 V
Tensión de flotación	130.3 V
Coefficiente de ondulación	inferior a 0.5 %
Fabricante	Coredel

Para cada cargador, los cables de enlace (2 x 50 mm²) con su batería pasan por debajo del falso piso hacia la Sala batería correspondiente. Los cargadores así como los caminos de cables están conectados a la malla de tierra.

5.5.2.3 Armarios de acoplamiento y distribución de 125 V CD

Se forma este conjunto por tres armarios ubicados en la Sala de Servicio Auxiliar. Ellos son

- a) Dos armarios de alimentación
- b) Un armario de acoplamiento.

5.5.2.3.1 Los armarios de alimentación.

Uno de ellos está conectado al cargador de la batería U21 + B1 y el otro a la batería U22 + B2. Se conectan por medio de cuatro cables de 50 mm² y se componen cada uno principalmente de:

- Un interruptor bipolar de 250 amperes.
- Un contactor dos veces bipolar biestable con enclavamiento mecánico (uno cerrado y otro abierto)
- Un interruptor bipolar de 450 amperes.

Estos tres aparatos se enlazan entre sí por medio de un juego de barras de cobre

- Los circuitos de mando y control. Un conmutador con tres posiciones para el mando de los contactores biestables Y el cableo, los relevadores, voltímetro y amperímetro.

5.5.2.3.2 Armario de acoplamiento.

Este armario contiene

- Las barras de distribución bipolar tramo A y tramo B de potencia 7 KA

- El interruptor de 250 amperes motorizado de acoplamiento de las barras A y B

- Dos juegos de barras de enlaces con los armarios de alimentación. Estas barras son conectadas con los interruptores de los armarios de alimentación
- Dos grupos de 25 interruptores bipolares, uno conectado en el tramo de barra A para alimentar los receptores correspondientes a la media SEAT A, y el otro en el tramo B para alimentar a los receptores correspondientes a la media SEAT B

- Un conmutador con cuatro posiciones para la apertura y cierre del interruptor del armario de alimentación

Los cables de alimentación de este conjunto de armarios, así como todos los cables de alimentación hacia los receptores llegan o salen por debajo del falso piso y son colocados sobre charolas, conectadas al igual que los armarios a la malla de tierra de la SEAT.

Resumiendo, la alimentación para los auxiliares de la subestación vienen de los transformadores 23 KV / 220 V y de las baterías 125 V vía los armarios de distribución de energía auxiliares en los cuales se encuentran los interruptores de distribución y protección de los circuitos principales auxiliares. Después de las salidas de estos armarios, los circuitos principales llegan a otros armarios o receptores en los cuales se dividen en varios circuitos secundarios de auxiliares, formando así lo que se conoce como polaridades, las cuales son protegidas por medio de interruptores o fusibles.

5.6 Sistema contra incendio de la SEAT.

Par la lucha contra incendio en la subestación, ésta se ha dividido en varias zonas cada una de ellas con un sistema contra incendio en específico Estas son:

Zona 1	Banco de transformadores de potencia
Zona 2	Sala GIS
Zona 3 y 4	Sala 23 KV
Zona 5 y 6	Sala computador

5.6.1 Detección y extinción de incendio para los transformadores.

Para una mayor seguridad, la detección está asegurada por medio de dos circuitos de detección basados en dos métodos de accionamiento diferentes:

1) Detección termoneumática. Se compone de un circuito de tubos de aire en el cual se mantiene una presión de entre 5 y 7 bars de aire por medio de un compresor. En el transcurso del circuito hay instalados 15 detectores

Los detectores son ampollas de cuarzo llenas de líquido que se parte cuando la temperatura llega a 93° C liberando rápidamente el aire hasta que en los tubos la presión baja hasta 2 bars. Al llegar a esta presión, un manómetro cierra su contacto provocando la activación de un relevador que abre el sistema de extinción.

Si por una fuga de aire la presión baja de 7 a 5 bars y el compresor no logra subirla nuevamente, se activa un relevador que manda una señal a la central TS14 con la información "Fuera de servicio - falla para la zona 1".

2) Detección termostática. Se compone de un circuito eléctrico compuesto de un contactor que cierra su contacto cuando una ampolla de cuarzo llena de líquido se parte por una temperatura de 120° C. Los contactos son conectados en paralelo y al cerrarse energizan un relevador que activa al sistema de extinción.

Cuando todas las ampollas de cuarzo están en servicio y el circuito se abre, se energiza un relevador que manda una señal de alerta a la central TS14 en donde se lee el mensaje "Fuera de servicio - falla para la zona 1".

El sistema de extinción se compone de dos unidades, una principal y la otra de complemento y móvil.

La unidad fija comprende de:

- Un tinaco de almacenamiento de agua de 10 m³ sobre la cual están instalados diversos accesorios

Capítulo 5. Equipos auxiliares

- Una batería de cuatro botellas de gas CO₂ de 50 Kg de peso, bajo una presión aproximada de 60 bars a 20° C y por una altitud de 1000 m. Esta batería está unida al tinaco de agua por medio de tubos. En el bastidor de la batería están instalados también los sistemas de aperturas manual o eléctrico de las botellas de CO₂.

- Dos circuitos de tubos de extinción instalados alrededor del transformador, uno abajo y otro por encima formando así dos bucles. Un tercer circuito en forma de antena instalado arriba de los refrigerantes. Los tres circuitos son unidos al tanque de agua por medio de una tubería principal. En los tres circuitos están colocados 72 pulverizadores para la pulverización del agua bajo presión mezclada con el CO₂.

- Para cada transformador existe un armario agrupando los circuitos eléctricos de detección y extinción. Estos armarios están colocados en la caseta de incendio detrás de los transformadores y se encuentran enlazados con el tablero de señalización instalado en la Sala de mando y control de la SEAT.

Tanto en la batería de botellas de CO₂ como en cada lado de la entrada principal está instalada una palanca y un pulsador manual de accionamiento del sistema de extinción.

Todos los armarios, soportes y tuberías son conectados a la malla de tierra de la SEAT.

La unidad móvil no está conectada con un sistema de detección y puede utilizarse como complemento o socorro del sistema de extinción principal con agua pulverizada. Esta unidad puede utilizarse también para la extinción de fuego sin presencia de corriente, en la Sala GIS o en otro lugar de la SEAT.

Al activarse los relevadores de detección de incendio, se provoca la señalización de "Fuego" y de "Detección de incendio" en la central TS14 y en la ventana correspondiente sobre el TCO respectivamente. Al mismo tiempo energiza una cerradura eléctrica que libera un contrapeso que provoca por su caída la apertura de primero una y después de las cuatro botellas de bióxido de carbono (una por una). Este gas llega a través de un tubo a la cisterna de almacenamiento del agua, se mezcla con ella y se dirige al circuito de esparción ubicado alrededor del transformador y arriba de los refrigerantes creando así una nube de gotitas finas de agua y gas para apagar el fuego.

El agua y el aceite en llama caen a través de la capa de piedra en el cárcamo del transformador.

5.6.2 Detección en la Sala GIS

El sistema de detección de fuego de la Sala GIS se compone de una zona de detección formada por un bucle de detectores iónicos de humo. Al activarse alguno de ellos se provoca la señalización de "Fuego" en la central TS14 para la zona 2.

La extinción se realiza por medio de la unidad móvil.

5.6.3 Detección de fuego en la Sala 23 KV.

El sistema de detección de fuego en la Sala 23 KV se compone de dos zonas de detección (3 y 4) formadas por dos bucles de detectores iónicos de humo

Al activarse la señal se observa ésta en la central marcando "Fuego" para la zona correspondiente. La extinción se realiza por medio de la unidad móvil.

5.6.4 Detección y extinción de fuego en la Sala Computador.

El circuito de detección está compuesto de dos tipos de detectores conectados en la central TS14:

1) Dos detectores se activan cuando hay humo en la sala del computador activando así la zona 5

2) Dos detectores termostáticos equipados de termistancias activan la zona 6 cuando la temperatura en la sala llega a 70° C.

La extinción comienza después de 15 segundos en los cuales los operadores deben de salir del cuarto al ver la indicación de "Fuego" en la central para la zona considerada y la señal de "Detec. incendio comp " En la ventana de los circuitos comunes del TCO.

Al energizarse una cerradura eléctrica se libera un contrapeso que provoca por su caída la apertura de una y después de la otra botella del CO₂ a alta presión. El gas sale por dos

inyectores en el techo y dos que hay por debajo del falso piso, provocando así la extinción del fuego

La extinción puede llevarse a cabo en forma manual también.

5.6.5 La central TS14

Es un tablero de señalización instalado en la Sala de Mando y Control de la SEAT, el cual asegura

- La alimentación de los bucles y del sistema

- El control de cada bucle de dos hilos (cortocircuito o corte) así como la señalización sonora y visual de la falla.

- El control del estado de cada detector y su señalización sonora y visual de los estados correspondientes.

- El control de la alimentación en caso de falla de las dos fuentes de auxiliares 220 V CA y baterías (2 x 2 V CD 2 5 Ah).

- Prueba de lámpara y alarma sonora

- Simulación de fuego

En la fachada aparecen los botones y señalizaciones de cada zona y de la misma central:

Fuego, fuera de servicio-falla, central fuera de servicio, falla alimentación, paro zumbador, en servicio, simulación alarma, prueba señalizaciones y prueba fuente auxiliar

5.7 Mando y control de la SEAT.

Los sistemas GIS, transformadores de potencia así como los interruptores de 23 KV, pueden mandarse y controlarse desde la Sala de mando y control de la SEAT. Este tipo de mando y control representa el modo distancia. Existe también para estos equipos otro tipo de mando y control, el modo local eléctrico. En el caso particular de falla en la alimentación de auxiliares, se

pueden operar los equipos descritos por medio de un tercer mando, el local manual, el cual se lleva a cabo por medio de palancas, cerraduras y llaves.

Para el mando de los equipos auxiliares, éste existe solamente de modo local desde cada uno de los armarios de auxiliares, pero algunos controles de posición de los aparatos y las señalizaciones de fallas sí pueden existir en modo a distancia

5.7.1 El mando y control de la SEAT en modo distancia

Para realizar estas funciones, existen en la Sala de mando y control de la SEAT dos tableros de mando y control ópticos (TCO's) en la fase actual, ya que se instalará un futuro TCO para las salidas en 23 KV futuras. Estos TCO's actuales son activos, es decir, permiten mandar la apertura o cierre de cada uno de los aparatos representados en el mímico. El mímico es la representación gráfica del esquema unifilar de la SEAT adaptada a dos paneles ergonómicos y las funciones de mando y control

Un mímico representa las instalaciones 230 KV del GIS en color amarillo, conectado a los transformadores de potencia, además de una parte de los cables de 23 KV de enlaces de dichos transformadores con las celdas de llegadas de 23 KV. Los circuitos 23 KV son representados de color blanco

El otro mímico representa la otra parte de los cables 23 KV de enlaces de los transformadores de potencia con las celdas de llegadas 23 KV así como todos los buses y sus salidas

En cada mímico aparecen también las señalizaciones de fallas y de estados de cada aparato o sistema necesario para la operación de la SEAT

5.7.1.1 TCO 230 KV.

Este TCO permite el mando y el control a distancia del GIS y de los dos transformadores de potencia TR1 y TR2

Los mandos, las señalizaciones y detecciones de las fallas así como las mediciones son posibles ya que las señales tanto de entrada al TCO como de salida pasan por los armarios de protecciones (ubicados en la Sala de relevadores de protección contigua a la Sala de mando en el

primer piso del edificio 23 KV), por los armarios de mando y control local del GIS (ubicados en la Sala GIS) y si es necesario en el armario de contadores (ubicado en la Sala GIS)

El TCO 230 KV está instalado en el centro del grupo de los tres paneles, el mímico representa la fase final de las instalaciones en la SEAT, es decir, con cuatro transformadores de potencia (aunque solo los transformadores 1 y 2 estén en funcionamiento actualmente).

El mímico actual está dividido en cuatro partes correspondientes a los campos

- De llegada L1 y L2
- De transformador TR1 y TR2
- De seccionamiento

Para el futuro existen dos campos suplementarios correspondientes a los transformadores 3 y 4

En el centro superior del TCO existe una ventana de señalizaciones comunes a toda la SEAT que corresponde a los auxiliares de corrientes alterna y directa así como a los sistemas de lucha contra incendio.

5.7.1.1.1 Campo (tramo) de llegada L1

Corresponde en el GIS a la acometida 230 KV Santa Cruz. Debajo del grabado de identificación se encuentra el indicador de ausencia de tensión correspondiente a la llegada de cables de 230 KV.

Este tramo mímico permite el mando y control a distancia desde el TCO de

- Los dos seccionadores de línea S-1A y S-2A
- Interruptor de línea I-1A
- Los tres seccionadores de puesta a tierra ST-1A, 2A y 3A

Estos aparatos son simbolizados por una cruz luminosa representativa de los estados de abierto o cerrado del aparato. Dos botones pulsadores no luminosos ubicados al lado o debajo de cada cruz permiten mandar la apertura o el cierre del aparato correspondiente.

Al nivel de la cruz representativa del interruptor I-1A se encuentra un conmutador para escoger el modo de mando de este tramo.

Del otro lado de la cruz del I-1A se encuentra una ventana de las señalizaciones correspondientes a este tramo. Debajo de la ventana existen cuatro botones pulsadores:

- Blanco para pruebas de lámparas y secuencias de alarmas.
- Amarillo para borrar las señalizaciones.
- Azul cielo para el reconocimiento de las señalizaciones de fallas.
- Negro para el paro del zumbador.

Arriba de la ventana de señalización son instalados dos conmutadores y cuatro aparatos de mediciones de las características eléctricas de la llegada para cada fase:

- Medición de potencia activa.
- Medición de potencia reactiva.
- Medición de intensidad.
- Medición de tensión.

Los mandos se hace bajo tensión de 125 V CD y las señalizaciones bajo tensión de 47 V CD. Las señalizaciones se generan desde un autómata ubicado en el armario de protecciones del tramo.

5.7.1.1.2 Tramo de llegada L2

Es idéntico al tramo de llegada L1, salvo que las indicaciones y mandos corresponden a la llegada Iztapalapa.

5.7.1.1.3 Tramo transformador 1

Corresponde a los cables de enlace 230 KV entre el GIS y el transformador de potencia TR1 y una parte del tramo GIS. El mando y control maneja a distancia:

- El seccionador de barra transformador S-3A.
- Interruptor de barra transformador I-2A
- Dos seccionadores de puesta a tierra ST-5A y ST-6A

En el mimico se observa el estado abierto o cerrado de cada uno de los aparatos y se puede abrir o cerrar por medio de un botón pulsador. También se encuentra un conmutador para escoger el modo de mando, y las señalizaciones con los mismos colores que para los campos de llegada.

Para el TR1, el conmutador colocado en el símbolo TR permite el mando del cambiador de tomas conectado en los devanados 230 KV en modo:

- Posición 1: Regulación automática de la tensión 23 KV
- Posición 2: Paro del cambiador de tomas en su posición.
- Posición 3: Aumento voluntario de tensión 23 KV
- Posición 4: Disminución voluntaria de la tensión 23 KV.
- Posición 5: Paro del cambiador de tomas en su posición.

Al lado del símbolo del transformador se encuentra indicado la posición de derivación del regulador de tensión.

También se observa la ventana de señalizaciones del transformador y sus auxiliares

5.7 1 1.4 Tramo transformador 2

Es idéntico al tramo del transformador 1 pero todas las señalizaciones y los mandos corresponden al transformador TR2.

5 7 1.1 5 Tramo de seccionamiento

En el mímico, este tramo está compuesto por dos juegos de barras, los cuales unen el juego de llegada 1 con el tramo TR1 y el tramo de llegada 2 con el tramo TR2. Esta parte del TCO permite el control y mando a distancia de.

- Los seccionadores de puesta a tierra de los juegos de barras ST-4A y ST-4B
- El seccionador de enlace SE.

En el mímico se observa el estado de operación de cada elemento, su modo de control y la ventana de señalizaciones con los mismos colores que los tramos de llegadas.

Arriba de la cruz representativa del seccionador SE, se encuentra la ventana de señalizaciones correspondientes a los auxiliares comunes a toda la SEAT

5.7 1.2 TCO 23 KV.

Este TCO está ubicado a la izquierda del TCO 230 KV y representa de manera unifilar las instalaciones 23 KV ubicadas en la planta baja del edificio 23 KV, pero la disposición de la representación de las celdas en el mímico 23 KV no corresponde a la ubicación de las celdas en las sala 23 KV

la red 23 KV comienza con los cables de enlace entre los dos transformadores y las dos celdas de llegadas ISTR-1A y 1B.

Saliendo de las cruces simbolizando los dos interruptores ISTR 1A y 1B, las dos rayas verticales representan los ductos de barras 23 KV, los cuales son conectados a las celdas de llegadas de bus de tracción o de alumbrado que le corresponden.

Después de las cruces que simbolizan los interruptores de llegada de bus, las cuatro rayas horizontales representan las barras 23 KV de cada celda de salida unidas entre sí y formando los buses. Las dos rayas horizontales de la parte de arriba del TCO representan los buses de tracción en los cuales aparecen las cruces simbolizando los interruptores de salida de tracción actual y futuro. Las dos rayas en la parte de abajo del TCO representan los buses de alumbrado y fuerza, en los cuales aparecen las cruces que simbolizan los interruptores de salida de alumbrado y fuerza actual y futuro, así como los interruptores de alimentación de transformadores de auxiliares.

En el TCO los mandos se hacen bajo la tensión de 125 VDC y las señalizaciones bajo 48 VDC. Las protecciones de éstas polaridades son instaladas detrás del TCO.

5.7.1 2.1 Mando y control de los buses de llegada

Cada bus de llegada está compuesto de dos celdas, una la celda de llegada y la otra la celda de barra. En el mímico éstas celdas son representadas por

5.7.1.2.1a Celda de llegada, ISTR 1A y 1B.

En el mímico se observa una cruz luminosa que simboliza las posiciones abierto o cerrado del interruptor de la celda de llegada, arriba de la cruz hay una ventana luminosa que agrupa las señalizaciones de las fallas correspondientes a cada llegada (50, 51N, 27, 67, 67N y 64). Debajo de la cruz se encuentran los botones de apertura y cierre del interruptor.

5.7.1 2 1b Celda de barras.

Al lado de cada cruz ISTR se encuentran los símbolos de las celdas de barras. Cada una está representada por

- Una ventana de señalización "Falla auxiliar" para las fallas agrupadas del bus correspondiente.

- Un amperímetro, un wattímetro y un voltímetro, asociado a un conmutador para las mediciones de los valores eléctricos de cada bus.

- Botones para realizar maniobras de señalizaciones.

5.7.1.2.2 Mando y control de las celdas de buses de tracción y buses de alumbrado y fuerza

Cada una de estas celdas (IBT-1A, IB, 2A y 2B para la tracción e IB-AAA, AAB ABA y ABB para alumbrado y fuerza) son representadas den el TCO 23 KV de la misma manera simbolizando los buses LA representación de una celda en el mímico comprende

- Un amperímetro indicando la corriente de una fase suministrada por el bus

- Una cruz luminosa indicando las posiciones de abierto o cerrado del interruptor de la celda de llegada de bus

- La identificación de la celda en el bus correspondiente.

- Los tres botones para los mandos de apertura y cierre del interruptor, así como el botón de reconocimiento de fallas.

5.7.1.2.3 Mando y control de las salidas de tracción.

Cada una de estas celdas ubicadas en los dos buses de tracción son representados en el mímico de las misma forma. En cada bus se encuentran representados en el mímico de la misma forma. En cada bus se encuentran las representaciones de una celda de transformador de potencial y once celdas de salida de tracción. Solo nueve son activas, es decir, conectadas cada una con la celda que le corresponde en el bus de tracción y tres están de reserva para el futuro de la SEAT

La representación de una celda en el mímico comprende.

- Una ventana de señalizaciones de fallas: Fase a tierra (51N), cortocircuito (50), sobrecorriente (51).

- Una cruz luminosa simbolizando las posiciones de abierto o cerrado del interruptor de la celda de salida de tracción.

- Un amperímetro indicando la corriente de fase consumida por la Subestación de Rectificación conectada a esa salida

- Una raya con su flecha que simboliza el cable 23 KV conectando a la celda de salida
- Una placa de identificación de la SR alimentada por esa salida

A un lado de la cruz se encuentran los botones de apertura y cierre del interruptor y el de reconocimiento de las fallas.

5.7.1.2.4 Celdas de transformadores de potencial de los buses de tracción y de alumbrado y fuerza.

En el centro de las rayas horizontales simbolizando cada bus, son representadas las celdas de transformadores de potencial por medio de un voltímetro. Sobre éste se encuentra una ventana de señalización de "Falla auxiliar" correspondiente al bus. Abajo del voltímetro existe un conmutador para la medición de las tensiones de cada fase del bus. Abajo del conmutador se hayan los botones de apertura y cierre del interruptor y el botón de reconocimiento de fallas.

5.7.1.2.5 Mando y control de las celdas de salidas de alumbrado.

Cada una de estas celdas ubicadas en los dos buses de alumbrado y fuerza A y B son representadas en el mímico. En cada bus se encuentran las representaciones de una celda de transformador de potencial y siete celdas de salidas de alumbrado. Dos son activas y las otras cinco están de reserva para el futuro de las SEAT.

La representación de una celda en el mímico comprende

- Una ventana de señalizaciones de fallas: Fase a tierra y cortocircuito.
- Una cruz luminosa simbolizando las posiciones abierto y cerrado del interruptor de la celda de salida de alumbrado
- Una raya simbolizando el cable 23 KV conectado en la celda de salida.
- Una plaquita de identificación de la trayectoria de los cables que alimentan el grupo correspondiente de SEAF's, llamado "vía"
- Los tres botones de mando apertura / cierre del interruptor y el de identificación de fallas

5.7.1.2.6 Mando y control de las celdas de transformadores de auxiliar.

Cada una de estas celdas son ubicadas en los dos buses de alumbrado y fuerza A y B. En cada bus se encuentran las representaciones de las dos celdas de transformador de auxiliar

La representación de una de las celdas en el mímico comprende

- La ventana de señalizaciones de fallas: Fase a tierra, cortocircuito, alarma y disparo por temperatura.
- Una cruz luminosa indicando las posiciones del interruptor de la celda de salida del transformador de auxiliar conectado a esa celda.
- Una plaquita de identificación del transformador de auxiliar correspondiente
- Los tres botones de mando de apertura y cierre del interruptor y el de reconocimiento de las fallas y la identificación de la salida en el bus.

5.7.2 El mando y control desde los aparatos mismos, mando local

En complemento al modo de mando a distancia desde el TCO, existen en todos los aparatos y sistemas instalados en la SEAT la posibilidad de mandar y controlar cada uno de los aparatos desde su sitio de instalación por medio de mímicos individuales o armarios de mando y control de cada uno de ellos

5.7.2.1 Mando y control local del GIS.

El sistema GIS tiene las posibilidades de mando siguientes:

- Eléctricamente desde los mímicos individuales ubicados en cada armario correspondiente a un tramo instalado en la Sala GIS.
- Manualmente desde los bloques de mando de cada uno de los seccionadores
- Manualmente de los polos de los aparatos de cada tramo del GIS desde los armarios locales

5.7.2.1.1 Mando eléctrico de los aparatos de cada tramo del GIS desde los armarios locales

Para cada tramo de la Saia GIS le corresponde un armario. En la fachada de cada armario está ubicado un mímico correspondiente al tramo considerado y similar en su representación del tramo al que existe en el TCO de la Sala de Mando y Control

Las cruces del TCO así como los botones pulsadores para los mandos de apertura y cierre de cada aparato componiendo el tramo en la Sala de Mando y Control son remplazados en los armarios locales por medio de conmutadores con dos posiciones (apertura y cierre del aparato).

Para evitar las señalizaciones y mandos locales es preciso poner un conmutador en la posición local, aunque aún el control del tramo considerado está todavía activo en el TCO de la Sala de Mando. Para que se quede completamente en forma local, es preciso cambiar de posición la cruz en el mímico del TCO.

Las señalizaciones en el mímico local son más precisas en cuanto a la localización de una falla, ya que en el TCO aparecen agrupadas en una sola señal.

5.7.2.1.2 Mando y control manual de los seccionadores

Este modo de mando se usa sobre todo para el mantenimiento o maniobras necesarias en caso de condenación de uno o varios aparatos del GIS.

Para mandar cada seccionador del GIS manualmente se utilizan palancas y para cada interruptor un mando manual hidráulico. Las maniobras manuales anteriores solo son posibles si se respetan las secuencias de maniobras definidas por medio de cerraduras y llaves, las cuales se encuentran sobre cada aparato

5.7.2.1.3 Mando y control manual de los polos de los interruptores.

Este tipo de mando sirve únicamente cuando se realiza un diagnóstico de falla o un mantenimiento profundo de los interruptores. Debe utilizarse solo cuando el tramo está fuera de tensión debido a que solo se pueden cerrar los polos del interruptor uno después del otro

5.7.2.2 Mando y control local de los transformadores de potencia.

Para los refrigerantes. En el armario local de auxiliares de cada transformador no existe un mando para poner en funcionamiento voluntario desde el armario los ventiladores y las bombas de circulación de aceite. Pero para cada aparato existe un conmutador que permite por su apertura impedir el arranque de cada uno. También se puede designar cual bomba será la del funcionamiento normal y cual la de reserva.

Para los cambiadores de tomas. Desde el armario del cambiador de tomas de cada transformador se puede mandar eléctricamente o manualmente el cambio de cada toma.

Para el mando local eléctrico en el armario existe un conmutador local o distancia.

5.7.2.3 Mando y control local de los interruptores 23 KV

Para los interruptores instalados en la planta baja del edificio 23 KV existen dos tipos de mando local idénticos para todos:

- Mando eléctrico desde el cajón BT.
- Mando manual desde el mando mecánico del interruptor.

5.7.2.3.1 Mando y control local eléctrico.

Para realizar este tipo de mando existe en la puerta del cajón BT:

- Un conmutador local / remoto.
- Dos botones pulsadores de apertura y cierre
- Dos lámparas de posición del interruptor abierto / cerrado

Este modo se puede utilizar para el mantenimiento o en caso de falla del modo remoto.

5.7.2.3.2 Mando y control local manual.

Para realizar este tipo de mando, existe en la fachada del mando mecánico del interruptor

- Dos botones de apertura y cierre
- Un indicador mecánico de la posición del interruptor

Este modo de mando utiliza una palanca de enclavamiento que acciona al interruptor, sólo en caso de que no funcione el motor que activa al mismo

5.7.3 Señalizaciones y mediciones

En el TCO 230 KV, así como en 23 KV todas las señales luminosas se hacen por medio de led's alimentadas bajo 48 VDC. Esta alimentación se genera con cinco convertidores 220 VAC / 48 VDC alimentadas desde.

- El tramo C de los armarios auxiliares CA para la señalización de los tramos de seccionamiento, línea 2 y transformador 2
- El tramo B de los armarios auxiliares CA para la señalización de los tramos línea 1 y transformador 1

Las mediciones que se realizan desde el TCO son las siguientes (Fig 5.3): Voltaje, Corriente, Potencia real, Potencia reactiva, Consumo de energía activa y reactiva

5.8 Sistemas de alarma de estación.

Este sistema ha sido diseñado para supervisar eficazmente desde una pantalla ubicada en la Sala de Mando y Control, el estado de diversos equipos de las instalaciones fijas en las estaciones e interestaciones, que puedan afectar la explotación de la línea 8. Detectando instantáneamente la aparición o desaparición de averías o defectos y previniendo incidentes más graves

El sistema de alarmas se compone de: una pantalla de computadora, la cual se encuentra instalada en el pupitre de la Sala de Mando y Control de la SEAT; una impresora; Frontal TK, alarmas; servidor de archivo de alarmas, red Ethernet.

las funciones principales son.

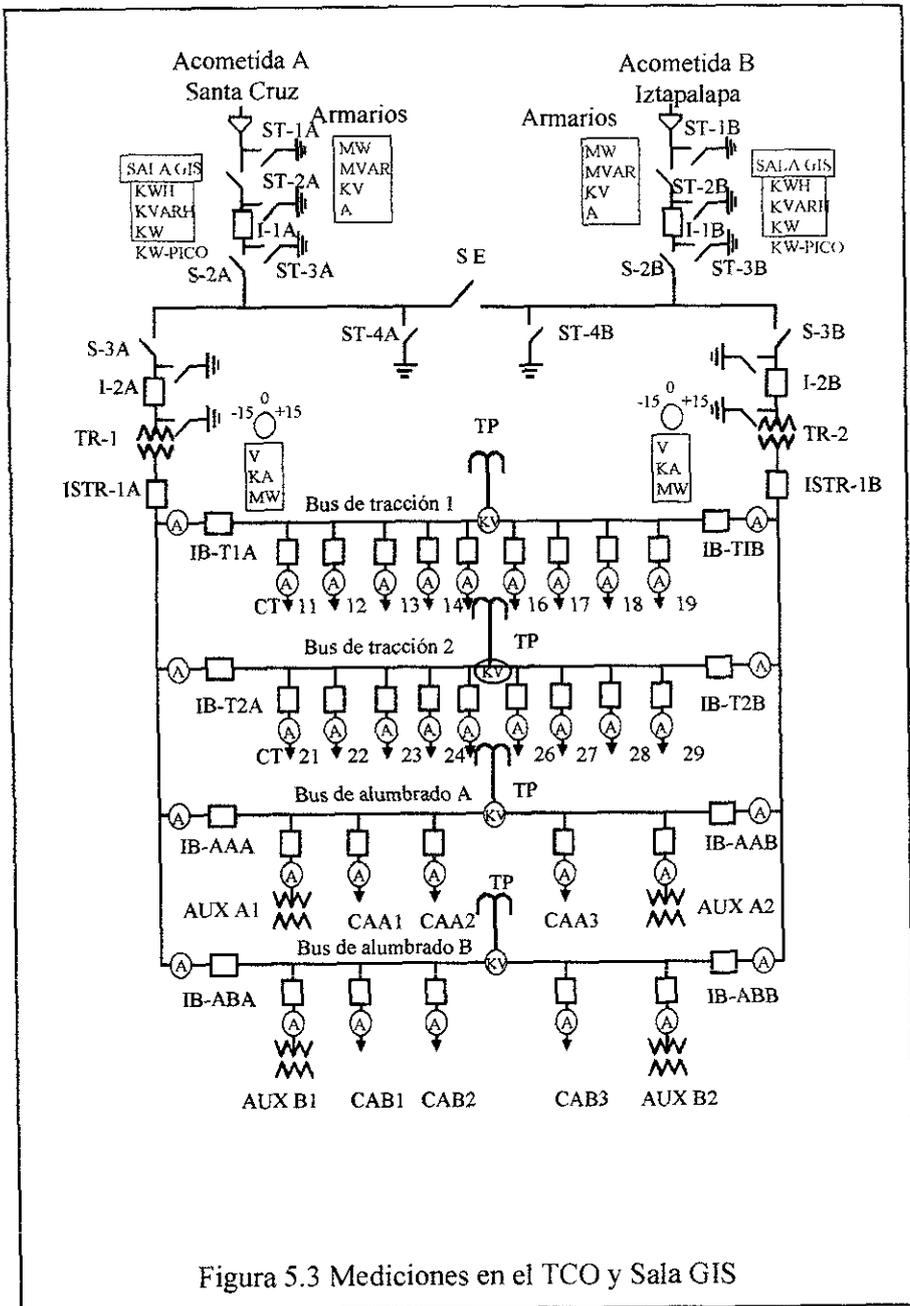


Figura 5.3 Mediciones en el TCO y Sala GIS

- Visualización del conjunto estación por estación de los equipos a vigilar

- Reconocimiento de alarmas o cambios de estado y registro de las acciones comprendidas para remediarlas

- Declaración manual de incidentes, señalados por un medio externo por ejemplo teléfono).

- Consulta de un bitácora de alarmas y acciones del operador

- Desarchivo siguiendo ciertos criterios de las bitácoras del día o anteriores

- Impresión de los registros de alarmas

Los equipos que supervisa el sistema de alarmas de estación son los siguientes

1) Baja tensión

- Interruptor general de la Subestación de alumbrado y fuerza

- Cabina P

- Circuitos de alumbrado.

2) Instalaciones mecánicas

- Nivel de cárcamos

- Nivel de cisterna.

- Escaleras mecánicas

- Ventilación mayor

3) Telecomunicaciones

- Batería conmutador
- Batería sonorización

4) Señalización.

- Batería señalización

También señala puerta abierta o cerrada de los locales técnicos 1, 2 y 3 y temperatura peligrosa del local técnico 1.

5.9 Sistema de software de supervisión CEE.

La función principal del sistema CEE de la SEAT, es el tener de manera permanente y desde un punto central, una visión sintetizada del conjunto de informaciones necesarias para la explotación y el mantenimiento de las Subestaciones de Rectificación que alimentan en corriente directa la tracción de la línea

El área encargada de operar la Subestación Eléctrica de Alta Tensión (SEAT Estrella), desde la Sala de Mando y Control o localmente a cada uno de los equipos que integran dicha subestación, es el Control de Energía Eléctrica (C.E.E.), el cual depende del Departamento de Instalaciones Eléctricas de la Gerencia de Instalaciones Fijas, encargándose de coordinar la intervención y solución de las fallas que se presentan en los equipos de las instalaciones fijas de la línea 8

En el pupitre de la Sala de Mando y Control están instaladas dos terminales o pantallas de computadora (puestos de operadores), desde las cuales se visualiza y supervisa (Fig. 5 4)

- Imagen general de las Subestaciones de Rectificación (SR's) de toda la línea 8, así como la visualización detallada de cada subestación por medio de imágenes sinópticas

- Archivo y restitución de los eventos, alarmas y mediciones de tracción

- Impresión de los eventos y de las alarmas

- Visualización de los contadores de eventos sobre los equipos de las SR's, a fin de orientar al mantenimiento

- Graficación en pantalla de los valores de tensión y corrientes de cada SR

La configuración del CEE se compone de los siguientes equipos.

- Calculador central

- Periféricos servidores

- Puestos operadores (dos pantallas de 19 pulgadas)

El Frontal de comunicación está constituido por dos racks

- Uno para un autómata C370 (el cual es la interfaz entre los puestos de operadores y los dispositivos a controlar en las SR's)

- Otro para el GATEWAY.

El cable de transmisión utilizado es de tipo ZPAU cuatro pares

La versión del software es para sistema digital

- VMS versión 5 5-2

- DECNEY versión 5 5-2

- Lenguaje C versión 3.2

Software aplicativo es

- Software P3200 versión 2 0.6.19

- Software aplicativo versión 1 0

En las Sala de protecciones de los circuitos de auxiliares se encuentra un ondulator, el cual alimenta tanto en corriente alterna como en directa al autómata y al sistema de supervisión CEE

La alimentación para el autómata es básicamente a 220 VAC, con una frecuencia de 60 Hz directamente de los transformadores de auxiliares, pero si ésta llegase a fallar, entra en operación una batería, la cual solo mantiene en operación al autómata y computadoras por máximo de tiempo de 10 minutos, tiempo en el cual hay que restablecer la tensión en alterna o archivar toda la información para que ésta no se pierda.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIÓN

Como sabemos, el Sistema de Transporte Colectivo "Metro" de la Ciudad de México es el principal medio de transporte masivo y por ello debe de mantener una buena calidad en su servicio. Continuidad, confiabilidad, seguridad y economía son la base para lograrlo.

La alimentación a la SEAT en 230 KV tiene la ventaja de que por ser un nivel de transmisión, son raras las compañías que de ella se conectan directamente para su servicio, asegurando así una tensión confiable sin grandes fluctuaciones y fallas como ocurre con la alimentación tipo radial a 23 KV. Además la tarifa de consumo por parte de Luz y Fuerza del Centro es menor que si la conexión fuese en la red de distribución.

Aunque los elementos de una subestación encapsulada en SF₆ son caros en su costo inicial, éste se amortizará con el paso del tiempo, primero porque en el cobro de energía al manejar un factor de potencia en adelanto reciben una considerable bonificación y segundo, porque los elementos que la componen son muy confiables en su operación, reduciendo considerablemente gastos originados por fallas y por mantenimiento.

Dentro de las ventajas de utilizar una subestación encapsulada está que ésta ocupa un área aproximadamente del 20 % del área que ocuparía una subestación convencional del mismo nivel de tensión y potencia de operación. Ya que por las características del SF₆ como dieléctrico se pueden reducir las distancias de separación entre los distintos elementos conductores de la subestación y porque con la introducción de semiconductores y microcircuitos integrados se han reducido considerablemente también los procesos de construcción de las subestaciones, esto además ha conducido al uso de sistemas digitales de control y protección a base de minicomputadoras o microprocesadores, reduciendo así la dimensión de la subestación encapsulada y teniendo un control del sistema más preciso, al manejar dispositivos electrónicos de potencia.

Otras de las ventajas las brindan su fácil mantenimiento y su seguridad al personal, ya que las envolventes son fácilmente desenchufables y además están conectadas a la malla de tierra, eliminando así el peligro de un contacto accidental con las partes bajo tensión.

Una ventaja más es su forma de mando y control que en base a un tablero óptico y a las terminales de computadora pueden mandar el cierre y / o apertura de circuitos a distancia en caso de alguna anomalía.

Capítulo 6. Conclusión

Por tanto, a partir de la línea 8, la alimentación de la energía eléctrica de las futuras líneas del Metro, se llevará a cabo en forma centralizada, garantizándose con ello una mayor calidad en la regulación de voltaje, disminución de disturbios eléctricos y ahorro en el costo de la energía. Logrando con ello una mejor continuidad de un servicio para que sea tan confiable como lo es su subestación y su sistema de distribución.

BIBLIOGRAFIJA

Bibliografía

Diseño de subestaciones eléctricas

José Raúl Martín

Mc Graw Hill

Tecnología de los sistemas eléctricos de potencia.

Theodore Wildt

HispanoEuropea

Protección de sistemas eléctricos de potencia e interruptores.

B. Ravindranath, M Chander

Limusa

El ABC de las máquinas eléctricas. 1. Transformadores.

Gilberto Enríquez Harper

Limusa

High-Voltage Engineering.

M. Khalifa, Marcel Dekker

USA

Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores.

Gilberto Enríquez Harper

Limusa

Análisis de sistemas eléctricos de potencia

Stevenson

Mc Graw Hill

Redes eléctricas Vol 2

Jacinto Landa Viqueira

Representaciones y servicios de ingeniería

Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión.

Gilberto Enríquez Harper

Limusa

Bibliografía

Descripciones sumarias de las instalaciones de la SEAT.

STC

Principales funcionalidades y protecciones en las instalaciones de la SEAT

STC

Diseño de subestaciones eléctricas: Equipo principal.

Ing. Pablo Sandoval González

UNAM División de educación continua

1996

Hexafluoruro de azufre SF₆

DELLE-ALSTHOM

Diseño de subestaciones eléctricas: Sistema de tierra.

M. en I. Rodolfo Lorenzo Bautista

UNAM División de educación continua

1990

Diseño de subestaciones eléctricas: Protección de subestaciones eléctricas

Ing. Jesús Velasco Sous

UNAM. División de educación continua

Diferentes dispositivos para la extinción del arco.

STC

Diseño de subestaciones eléctricas: Automatización y control de subestaciones.

Ing. Arturo Camargo Rayón

UNAM. División de educación continua

Diseño de subestaciones eléctricas: Subestaciones industriales y comerciales

Ing. Marco Antonio Macías Herrera

UNAM. División de educación continua

Bibliografía

Diseño de subestaciones eléctricas Subestaciones aisladas en SF₆.

Ing. Marco Antonio Macías Herrera

UNAM. División de educación continua

Compendio de datos técnicos relevantes del metro.

STC

GEC ALSTHOM: Transformador de potencia de 230 KV Características e instalación

STC

Curso de operadores SEAT-Estrella

Ing. Miguel Ángel Undo Martínez

Ing. Víctor Vera Zamudio

STC / LyFC