

134
Zejem

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA



**ANALISIS Y APLICACION DE SUBESTACIONES MODULARES
INTERIORES COMPARTIMENTADAS EN ZONAS URBANARPARA
SISTEMAS DE POTENCIA EN ALTA TENSION**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
(AREA ELECTRICA ELECTRONICA)**

P R E S E N T A :

DAVID MORALES SENTIES

DIRECTOR DE TESIS

M.I. JUAN CARLOS SCHIAVON URIEGAS

COORDIRECTOR DE TESIS

M.I. ARTURO MORALES COLLANTES

Cd. Universitaria, Agosto de 1995

FALLA DE ORIGEN

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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.

DEDICATORIAS :

*A mis padres, por formar en mí un hombre de bien
otorgándome lo máspreciado, educación y cultura :*

*Arturo Morales Collantes
Ma Elena Sentfes de Morales*

A mis hermanos :

José Arturo

Ma. Elena

Ana Laura

Oscar y

Toño.

A Angélica, por tu cariño y apoyo incondicional.

A mis amigos, por su sinceridad.

AGRADECIMIENTOS :

*A la Universidad Nacional Autónoma de México,
por mi formación como profesional.*

*A mi director de tesis,
M.I. Juan Carlos Schiavon.*

*A mi coodirector y padre,
M.I. Arturo Morales Collantes*

A mis compañeros de escuela.

INDICE.

	<i>Página</i>
INDICE	1
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
I. Introducción	4
II. Generalidades	4
III. Clasificación de la subestaciones	4
IV. Localización	6
V. Capacidad de la subestación	6
VI. Tensión	7
VII. Diagrama unifilar	7
VIII. Estudio de corto circuito	14
IX. Disposiciones constructivas	15
X. Características de diseño de subestaciones	24
XI. Elementos de las subestaciones	26
XII. Subestaciones en SF6	36
CAPITULO II	
I. Introducción	39
II. Generalidades	39
III. Descripción	41
IV. Disposiciones constructivas de la S.I.M.C.	47
V. Características del material empleado	50
VI. Equipo empleado	52
VII. Instalación	55
VIII. Operación y mantenimiento	59
IX. Seguridad, interbloqueos y encerrojamientos	60
X. Aplicaciones	61
XI. Subestacion S.S.R.	62
XII. Ventajas investigadas para la S.I.M.C.	68
XIII. Exportación	71
XIV. Pruebas de Laboratorio	72
XV. Estándares	72

CAPITULO III

I. Introducción	73
II. Costo de inversión en subestaciones	73
III. Metodología de análisis	74
IV. Análisis técnico	74
V. Análisis económico	78
VI. Conclusiones del análisis	81
CONCLUSIONES	82
REFERENCIAS	83

INTRODUCCION

EVOLUCION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

Evolución de los sistemas de energía eléctrica

El enorme desarrollo industrial y comercial de las últimas décadas ha dado lugar a un nuevo concepto de los sistemas de suministro de energía eléctrica y de cada una de las partes que los forman, como líneas de transmisión de electricidad, subestaciones, esquemas de control y protección etc., por lo que para satisfacer los requerimientos derivados de este crecimiento se han buscado nuevas alternativas que permitan proporcionar un mejor servicio.

Las Subestaciones Eléctricas, como parte fundamental de los sistemas de suministro eléctrico, representan gran parte de la inversión, por lo que he elegido como tema de tesis el estudio de una tecnología desarrollada en Francia hace algunas décadas, con muy poca difusión en nuestro país, conocida con el nombre de Subestaciones Interiores Modulares Compartimentadas (S.I.M.C.), como alternativa de solución para aquellos campos de aplicación en que las Subestaciones convencionales presentan inconvenientes o no conducen a una solución óptima.

Durante la evolución de los Sistemas Eléctricos de Potencia (S.E.P.), en busca de nuevas formas de transmisión de grandes cantidades de energía a menor costo y con la calidad adecuada, aparece la idea de las subestaciones como un nuevo concepto de solución a estos problemas; por lo que es necesario, hablar del desarrollo de los S.E.P. por estar relacionados con el desarrollo tecnológico de las Subestaciones.

Los primeros sistemas de energía eléctrica se alimentaban mediante corriente continua en baja tensión, pero por razones técnicas y económicas se veía limitada la distancia a que podía suministrarse la energía eléctrica con una regulación de voltaje aceptable. En aquel tiempo, no existía una tecnología sencilla y económica para elevar la tensión. Posteriormente, con el invento del transformador en 1883, se solucionó este problema logrando la elevación de la tensión a un nivel de transmisión, utilizando corriente alterna; estos sistemas desplazaron a los de corriente continua, obteniéndose de esta manera un ahorro muy importante en el costo de los conductores y se logró la transmisión de la energía a distancias mayores. También se observó que la interrupción de la corriente resultaba más sencilla ya que su magnitud se reduce a cero cada semiciclo, lo cual es de gran utilidad, sobre todo en alta tensión.

EVOLUCION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

Los primeros sistemas de corriente alterna fueron monofásicos y manejaban frecuencias de valores bajos (25 Hz), con el tiempo se fue imponiendo el uso de frecuencias más elevadas (50 y 60 Hz) dando como resultado equipos de menor tamaño. A fines del siglo pasado entró la transmisión con corriente alterna trifásica lográndose un aumento en la energía transmitida, en la longitud de las líneas y en la tensión de transmisión, además de que la corriente se redujo, disminuyéndose las pérdidas.

En México, la tendencia en los últimos años ha sido la interconexión de las áreas de control existentes; esto entraña una serie de requisitos de planeación de las etapas del Sistema de Energía Eléctrica (producción, transporte y control) y cambios radicales en la tecnología de los equipos asociados, así como la capacitación de personal encargado de planear los proyectos, implementar las obras y operar las redes, con lo que se garantiza un suministro continuo, con calidad y bajo costo.

El crecimiento de la densidad de la demanda de energía de las grandes ciudades, ha rebasado los métodos tradicionales de suministro de energía eléctrica. En lo referente al consumo de energía eléctrica, por motivos de confiabilidad y tarifa más reducida, se prefiere contratar un servicio en una tensión mayor e instalar una subestación que permita manejar el suministro de acuerdo a sus necesidades específicas.

Las subestaciones son los puntos en los que se realizan las funciones más trascendentes de la operación de los sistemas, y por lo tanto es de fundamental importancia que su planeación se lleve a cabo de manera inteligente; las subestaciones industriales no son la excepción, por lo que al ser integradas al sistema, adquieren el compromiso tanto de satisfacer ampliamente los requerimientos del usuario, como los del sistema al que se integran de una manera racional, para lo cual deberán ser dotadas con aquellos elementos que le proporcionen la facultad de lograrlo. A las Subestaciones, se les conoce como el conjunto de equipos cuyo propósito es el cambio o la regulación de voltaje y/o la conexión o desconexión de circuitos. Las Subestaciones se clasifican de acuerdo a las funciones que realizan y a su localización en el sistema eléctrico, como Subestaciones elevadoras, reductoras, de interconexión, etc..

Hoy en día existen básicamente tres tipos de tecnologías específicas como solución de instalación de Subestaciones en alta tensión en zonas urbanas o suburbanas; las Subestaciones exteriores aisladas en aire, las Subestaciones encapsuladas en SF₆ y las Subestaciones S.I.M.C., tema de ésta tesis.

Durante mucho tiempo no se tuvo un gran desarrollo tecnológico en cuanto al elemento aislante se refiere. Sólo encontrábamos subestaciones convencionales las cuales manejaban como elemento aislante el aire. La instalación de éste tipo de subestaciones en alta tensión en zonas urbanas se ha visto reducida en su campo de

EVOLUCION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

aplicación por no presentar ningún aspecto favorable que lo haga superior a los otros dos tipos de tecnologías existentes, a excepción del costo de inversión inicial. No obstante, en algunas ocasiones suelen presentar desventajas en lo concerniente a su desempeño bajo condiciones desfavorables, como por ejemplo las condiciones climatológicas extremas, contaminación, etc..

Fue hasta fines de la década de los sesentas cuando se desarrolló una nueva tecnología en subestaciones, las llamadas Subestaciones encapsuladas en SF₆, las cuales usan como elemento aislante dicho gas. Las Subestaciones en SF₆ constituyen el elemento más refinado, en cuanto a aislamiento se refiere, que se ofrece comercialmente hasta el momento, con la ventaja de reducción de espacios, funcionalidad, desempeño y confiabilidad, entre otras. Este tipo de subestaciones ha tenido gran aceptación a nivel mundial hasta donde las posibilidades económicas lo permitan o lo acreditan, pero también este es el motivo por el cual su difusión se ha visto limitada.

En el año de 1962, un problema de operación condujo a la concepción de las primeras Subestaciones interiores compartimentadas. La particularidad de esta tecnología consiste en que la Subestación se construye en el interior de un edificio especial, en el interior del cual se tienen controladas las condiciones ambientales, con lo que se reducen considerablemente las distancias de seguridad y aislamiento entre los equipos. La idea de estas Subestaciones se puede concebir como un gran tablero de celdas compartimentadas tipo metal clad, con la diferencia de que opera a voltajes de hasta 100 KV, cuando los edificios son a base de paneles metálicos, o hasta 145 KV si se trata de edificios construidos con concreto. Un beneficio adicional se obtiene al considerar que en el interior del edificio se pueden acomodar las componentes de la subestación en arreglos tridimensionales, al instalarse dentro de compartimentos en lugar de arreglos más bien planos, con lo que los requerimientos del uso del terreno se ven reducidos.

Las tres tecnologías descritas brevemente forman tres posibles alternativas de solución, las cuales ofrecen ciertas ventajas y desventajas con respecto a las otras dos al someterlas a diferentes condiciones de operación; pero en este caso trataremos de mostrar el por que, para ciertas aplicaciones, la tecnología S.I.M.C. es la que ofrece mayores ventajas y mejores condiciones de servicio en función de los recursos económicos invertidos.

CAPITULO I

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

I. INTRODUCCION.

En el presente capítulo, se pretende plantear una base conceptual muy general que ubique al lector en el tema de subestaciones, describiendo las partes principales que la forman y los principios fundamentales de diseño. Esto se hace con el objeto de comprender más adelante el diseño de la Subestación SIMC y el análisis comparativo entre los diferentes tipos de subestaciones.

II. GENERALIDADES

Una Subestación Eléctrica es el conjunto de equipos cuyo propósito es el cambio de voltaje y la conexión o desconexión de circuitos, generalmente a la misma frecuencia.

De acuerdo con lo anterior, las principales funciones que se realizan en las Subestaciones son las siguientes :

- a) Cambios de los niveles de voltaje mediante los transformadores.*
- b) Conexión o desconexión de partes del sistema eléctrico mediante la operación de los interruptores.*
- c) Compensación reactiva de los sistemas de transmisión.*

Para realizar estas funciones, ya sea mediante dispositivos actuados manualmente o en forma automática y para proporcionar una protección al sistema eléctrico y al personal, la subestación incluye el sistema de protección y control correspondiente.

III. CLASIFICACION DE LA SUBESTACIONES.

Las Subestaciones pueden clasificarse de acuerdo a:

- a) Función que desempeñan :*
 - Elevadoras*
 - Reductoras*
 - Interconexión o maniobra*

b) Servicio de operación :

- Intemperie
- Interior

c) Por el arreglo de las barras :

- Barra sencilla
- Barra principal y de transferencia
- Barra en anillo
- Arreglo de interruptor y medio
- Arreglo de doble barra con dos interruptores

Subestaciones elevadoras : Tienen como propósito elevar el voltaje de manera que la transmisión de energía eléctrica sea económica. Generalmente están asociadas a las plantas generadoras, las cuales alimentan el lado de baja tensión de los transformadores de potencia, encontrándose la carga conectada en el lado de alta tensión.

Subestaciones reductoras : Reducen el voltaje de los niveles de transmisión a los niveles de subtransmisión o de distribución y utilización inclusive, como es el caso de las compañías suministradoras de energía eléctrica, o de los niveles de transmisión o subtransmisión a los niveles de distribución o utilización , como es el caso de las Subestaciones Industriales. En este caso, la fuente de energía alimenta el lado de alta tensión de los transformadores de potencia, encontrándose conectada la carga al lado de baja tensión.

Subestaciones de interconexión : Están constituidas por las instalaciones de maniobra para realizar la interconexión del sistema eléctrico, contribuyendo así a mejorar la continuidad y la confiabilidad del servicio. Frecuentemente, estas subestaciones incluyen también transformación de voltaje.

Subestaciones tipo intemperie : Son las construidas para operar expuestas a las condiciones atmosféricas (lluvia, nieve, viento, contaminación ambiental), éstas ocupan grandes extensiones de terreno debido a que requieren de determinadas distancias de diseño y de trabajo, además de instalarse en arreglos prácticamente planos.

Subestaciones tipo interior : Son las construidas en el interior de edificios o envolventes especiales, según el voltaje de operación. No son aptas para funcionar expuestas a condiciones atmosféricas. Por su alto costo, son utilizadas en lugares densamente poblados donde no hay posibilidad de contar con extensiones grandes de terreno, o bien en lugares con alta contaminación. Las subestaciones denominadas encapsuladas generalmente se instalan en interiores, aunque también las hay para exteriores.

IV. LOCALIZACION

Para ubicar una subestación en algún lugar se hace un estudio de planeación, con lo que, se busca localizarla lo mas próxima posible al centro de cargas del área por alimentar, la cual se logra con un análisis de cargas; no sin dejar de considerar la dificultad en la llegada de los circuitos de alimentación a la subestación.

La selección de la ubicación de la subestación deberá considerar los siguientes puntos :

- 1. La localización de los centros de cargas lo mas próximos al área por alimentar.*
- 2. La trayectoria de las líneas de acometida.*
- 3. La facilidad de acceso para equipos y personal.*
- 4. El tío de terreno y consistencia del suelo.*
- 5. El espacio para ampliaciones futuras.*

Una vez seleccionada la localización de la subestación, es necesario hacer un estudio de las condiciones climatológicas en la región mediante la recopilación de datos, los cuales, van a ser de fundamental importancia en el diseño de la misma.

Los datos climatológicos necesarios para realizar el diseño de la subestación son :

- Temperatura máxima y mínima.*
- Velocidad máxima del viento.*
- Altura sobre el nivel del mar.*
- Nivel isocerámico.*
- Nivel sísmico.*
- Nivel pluviométrico.*
- Grado de contaminación.*

V. CAPACIDAD DE LA SUBESTACION.

La capacidad de la Subestación se determina a partir del análisis de carga en la zona por alimentar, considerando los factores de demanda y previendo ampliaciones futuras. También se puede instalar capacidad de respaldo a fin de tener esquema de redundancia.

VI. TENSION

Antes de realizar el diseño de una Subestación, es necesario establecer comunicación con la Cía. suministradora de energía eléctrica para determinar los requerimientos del servicio eléctrico, ya que la tensión de una subestación se fija de acuerdo al tipo de alimentación que se tiene en la zona ya determinada.

Cuando la subestación es alimentada radialmente, la tensión puede fijarse en función de su misma potencia, en cambio si la alimentación proviene de un anillo, la tensión queda obligada por el anillo a ser la misma en la subestación y, si la alimentación se toma de una línea de transmisión cercana, la tensión de la subestación tendrá que ser la misma que la de la línea.

Las tensiones en el sistema de potencia, ya se tienen normalizadas, la tendencia de los últimos años ha sido la normalización internacional de las tensiones por la interconexión de los sistemas de diferentes países.

De acuerdo con el estandar 141-1886 ANSI/IEEE tenemos los siguientes niveles de voltaje :

- Baja tensión 120V, 240V, 480V y 600 V.*
- Media tensión 2.4KV, 4.18KV, 4.8KV, 6.9KV, 13.8KV, 23KV, 34.5KV, 46KV y 69KV.*
- Alta tensión 115KV, 138KV, 161KV, 230KV, 348KV, 648KV, 785KV y 1.180MV*

VII. DIAGRAMA UNIFILAR

El diagrama unifilar es la representación simbólica de la conexión de todo el equipo mayor que forma parte de la instalación a través de un sólo hilo, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos involucrados. Ya se tienen diversos arreglos establecidos y normalizados, los cuales son seleccionados de acuerdo a las funciones que realiza la subestación y a sus características específicas como punto de partida del proyecto, una vez realizado el estudio de cargas correspondiente.

En el diseño de una subestación es de primordial importancia la disposición del equipo, la cual se determina en base a la función de cada componente que deberá estar conectado eléctricamente de acuerdo con el diagrama unifilar correspondiente.

La elección de un diagrama unifilar va a determinar en gran parte el costo de la instalación, de acuerdo a la cantidad de equipo considerado, que a su vez determina las dimensiones del terreno y el costo total, por lo que habrá que justificar su elección con la continuidad requerida para determinado nivel de tensión. Para un mismo diagrama unifilar, es posible adoptar distintas disposiciones en la construcción, dando lugar a terrenos de diferentes áreas.

En algunas ocasiones, se da el caso en el que se tienen subestaciones constituidas por un determinado número de circuitos iguales, éstos suelen representarse con un arreglo por bahías en el que sólo se muestra una sección y se dan por vistas las demás.

Los criterios utilizados para la selección del diagrama unifilar más adecuado y económico de una instalación, son los siguientes :

- a) Continuidad de servicio.
- b) Versatilidad de operación.
- c) Facilidad de mantenimiento de los equipos.
- d) Cantidad y costo del equipo eléctrico.

De acuerdo con el nivel de tensión se han adoptado diversos diagramas unifilares típicos, los cuales se describen a continuación en orden creciente de complejidad.

Los siguientes diagramas son utilizados en subestaciones tipo industrial, de distribución y de nivel subtransmisión.

Arreglo de Barra Sencilla

Es el arreglo más simple, generalmente se utiliza en instalaciones pequeñas donde se toleran interrupciones y el aspecto económico es importante. Son subestaciones que constan de una barra para cada tensión, por lo que no ofrecen mayor grado de flexibilidad, ya que una falla en la barra deja toda la subestación fuera de servicio, por lo que se procura que tengan la capacidad de poder ser seccionadas a través de cuchillas. El mantenimiento se tiene que efectuar con la subestación completamente desenergizada.

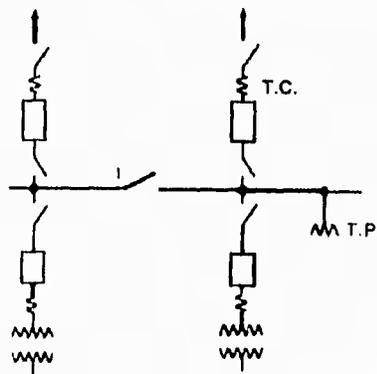


FIG. 1. Arreglo de barra sencilla.

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

Arreglo de barra principal y barra de transferencia

Se presenta como una alternativa del caso anterior, en el cual las barras de transferencia sirven para sustituir cualquier interruptor que requiera de mantenimiento, a través del interruptor comodín. Aquí la barra principal es la única permanentemente energizada y sólo al librar algún interruptor se energiza la barra de transferencia.

Por contar con mayor cantidad de equipo se está más expuesta a sufrir fallas, incrementándose también su costo y ocupando una mayor extensión de terreno, sin embargo, es más confiable. Suele utilizarse en subestaciones reductoras.

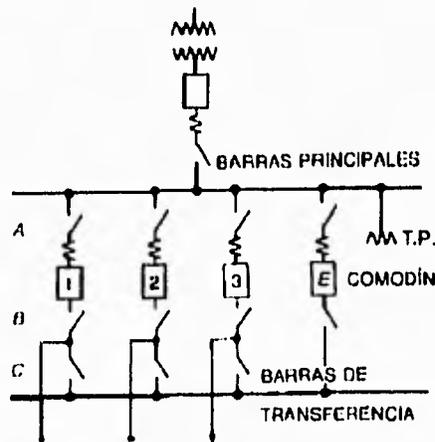


FIG. 2. Arreglo de barra principal y transferencia.

Arreglo de Doble Barra o Barra Partida

Es un diagrama que presenta mayor flexibilidad que los anteriores a bajo costo. Tiene como característica que la mitad de las líneas y transformadores se conectan a un juego de barras y la otra mitad a otro juego.

No se tiene una buena continuidad considerando que para cada interruptor que necesite mantenimiento es necesario desconectar el transformador o la línea correspondiente pero reduce el tiempo de salida por falla en la barra.

En condiciones normales, la subestación opera con un interruptor de amarre y sus dos juegos de cuchillas en posiciones cerradas, de tal manera que, al presentarse una falla en un juego de barras, la subestación continúa trabajando a media capacidad, mientras el otro juego se repara.

Este arreglo es 30% más caro que el de un juego de barras.

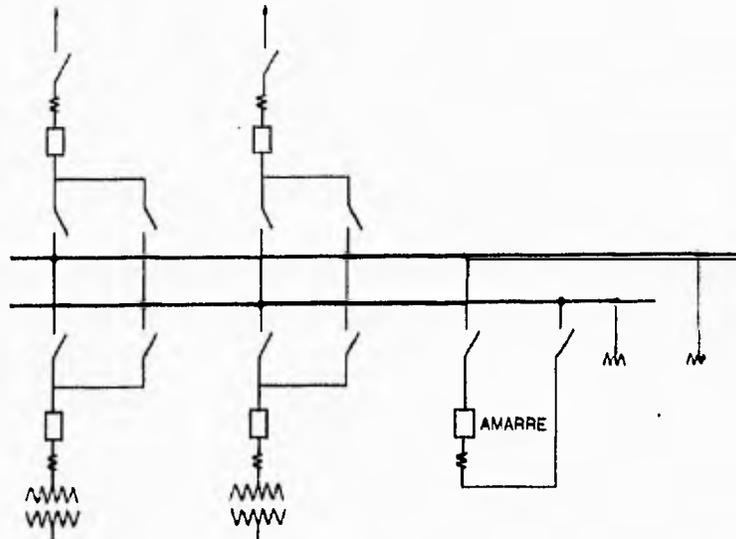


FIG. 3. Arreglo de doble barra o barra partida.

Arreglo con dos Barras Colectoras Principales y Barra Colectora Auxiliar

Este arreglo, presenta protección diferencial independiente en cada juego de barras, evitando de esta manera la desconexión de toda la subestación al ocurrir una falla, con las barras auxiliares se puede sustituir la operación de cualquier interruptor del circuito a través del interruptor comodín.

Suele conectarse la mitad de las líneas y transformadores a un juego de barras y la otra mitad al otro, permitiendo dar mantenimiento a cualquier interruptor con la ayuda del interruptor comodín, sin alterar la operación de la subestación.

En éste arreglo se tiene un interruptor más que en el caso de barra partida y las cuchillas aumentan en un 50%.

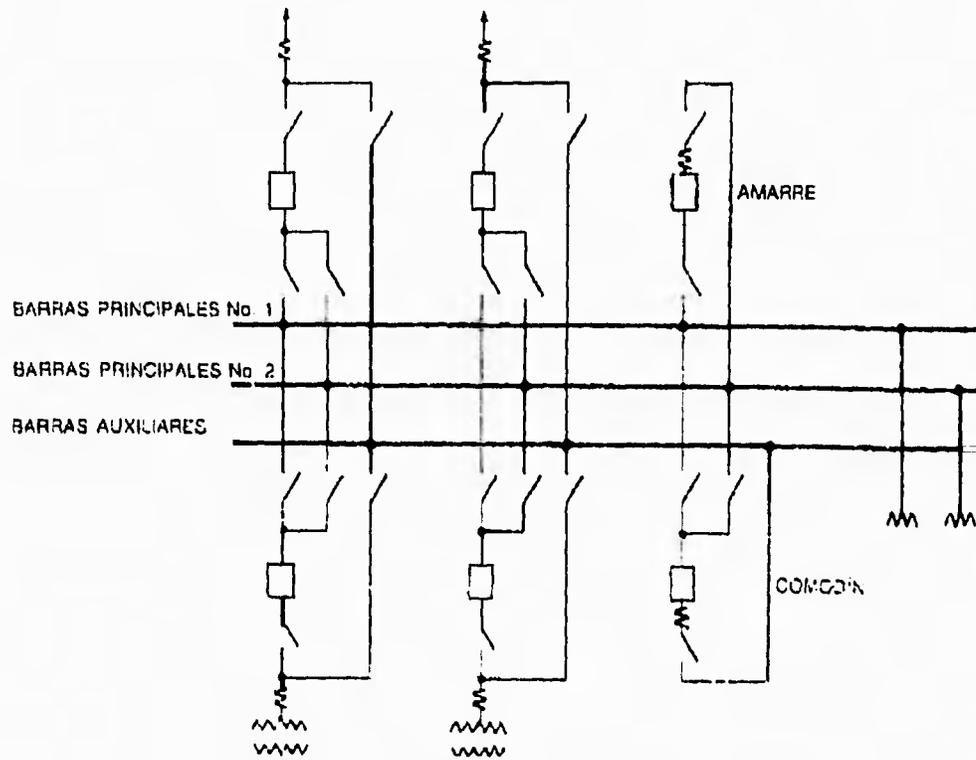


FIG. 4. Arreglo de dos barras colectoras principales y barra colectoras auxiliar.

Arreglo de Barra en Anillo

Este arreglo constituye una variante del de barra sencilla, dándole mayor flexibilidad al alimentar los circuitos por dos caminos y presenta dos variantes. Es un arreglo con perfecta continuidad de servicio, aún en caso de fallar alguno de los transformadores de la línea, la facilidad y velocidad en las maniobras logran restablecer instantáneamente el servicio.

Al fallar un transformador o una línea, la carga se pasa a otro transformador o se reparte entre los dos adyacentes. Este arreglo utiliza cierre automático del interruptor de amarre de tal manera que al desenergizar alguno de los interruptores por mantenimiento o falla, automáticamente se transfiere la carga al circuito vecino.

Prácticamente requiere la misma cantidad de equipo que el caso de barra sencilla, con la ventaja de que se evita la protección diferencia de barras.

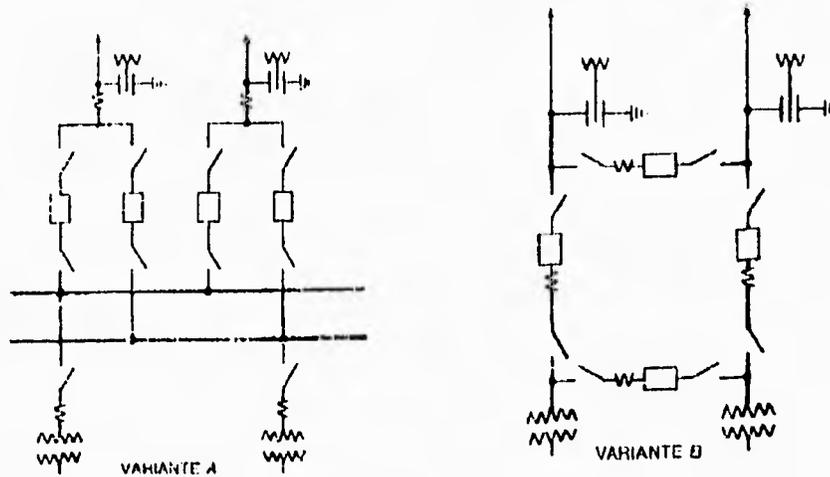


FIG. 5. Arreglo de barra en anillo.

Arreglo de Interruptor y Medio

Este arreglo ofrece la facilidad de mantenimiento, flexibilidad y confiabilidad, ya que al perderse una barra no se deja de alimentar la totalidad de la carga ni se pierden las fuentes de energía. Toma su nombre del hecho de compartir un mismo interruptor dos circuitos diferentes, contando además cada circuito de otro interruptor exclusivo. Estas subestaciones tienen dos barras principales energizadas permanentemente, siendo más complejos los arreglos de protección, control y medición. Requiere mayor cantidad de equipo.

Con este arreglo se puede efectuar la reparación de cualquier interruptor en el momento que se necesite, sin afectar la continuidad de servicio. Para este caso se requiere una cantidad ligeramente mayor de interruptores que para el caso de doble barra, pero su costo total realmente es menor que éste, porque no requiere de un gran número de cuchillas.

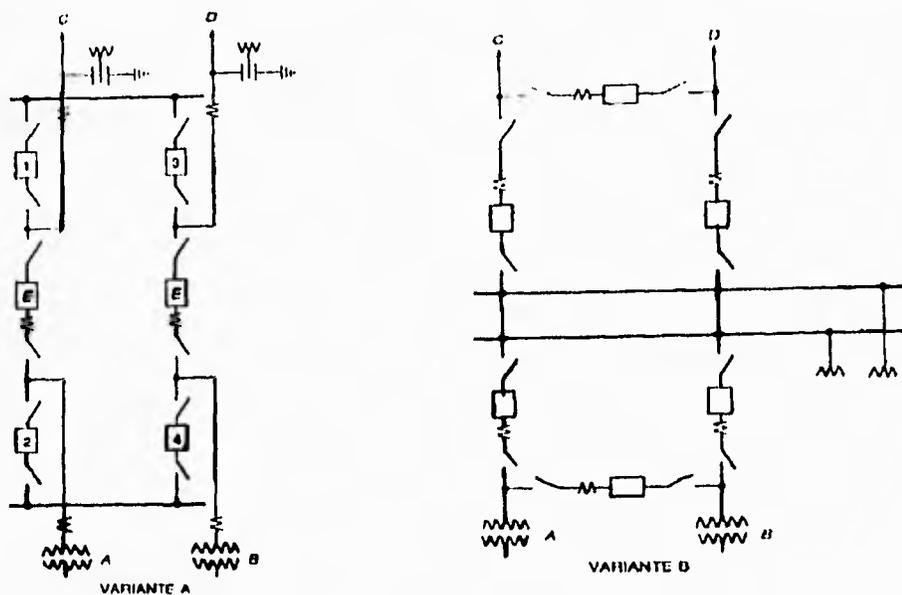


FIG. 6. Arreglo de interruptor y medio.

Arreglo de Doble Barra y doble interruptor

Es un arreglo muy costoso, pero sin duda, resulta la mejor opción en cuanto a flexibilidad se refiere, utilizándose en aquellos casos en donde la continuidad es muy importante, tanto en condiciones de falla como en mantenimiento. Cada circuito cuenta con dos interruptores exclusivos permanentemente energizados y conectados a barras distintas.

En estos arreglos se tiene duplicidad del equipo (interruptores, cuchillas, transformadores de instrumentos, aisladores, barras, etc.), por lo que no requieren barra, ni equipos de transferencia.

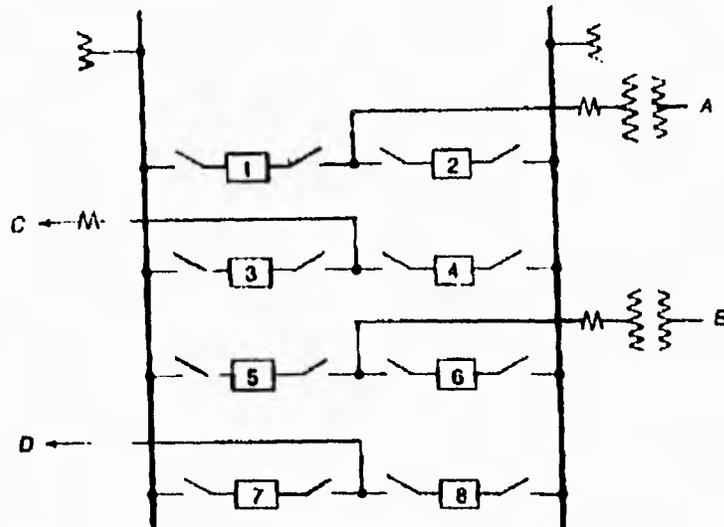


FIG. 7. Arreglo de doble barra y doble interruptor.

VIII. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

El objetivo de un estudio de corto circuito es proporcionar información sobre corrientes y voltajes al ocurrir una falla en cualquier punto del sistema eléctrico. Esta información se requiere para determinar las características de capacidad interruptiva de los interruptores y otros dispositivos de protección localizados en el sistema, calcular los esfuerzos electrodinámicos en barras de subestaciones y tableros, calcular redes de tierra, seleccionar conductores alimentadores, así como diseñar un adecuado sistema de relevadores de protección con los cuales se deberán reconocer la existencia de fallas e iniciar la operación de los dispositivos de protección selectivamente, asegurando de esta manera la mínima interrupción en el servicio y evitando daños a los equipos y a las personas.

Desde el punto de vista de sobretensiones, el estudio de corto circuito nos permite calcular los valores con respecto a tierra que se presentan en el sistema cuando ocurre cierto tipo de fallas y así calcular resistencias limitadoras de corriente para puesta a tierra de transformadores.

El estudio de corto circuito comprenderá el análisis de los siguientes tipos de falla :

- *Falla trifásica*
- *Falla bifásica.*
- *Falla monofásica.*
- *Falla bifásica a tierra.*

IX. DISPOSICIONES CONSTRUCTIVAS EN SUBESTACIONES

Todas las disposiciones constructivas que puedan concebirse para realizar un diagrama de conexiones determinado, dependen de los siguientes factores :

- *Diagrama de conexiones.*
- *Tensión nominal de la instalación.*
- *Capacidad de corto circuito.*
- *Seguridad de personal de operación y mantenimiento.*

NIVEL DE AISLAMIENTO Y COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

El nivel de aislamiento de las subestaciones se determina en función de la tensión nominal de operación y de los niveles de sobretensiones existentes en ese punto dentro del sistema, para subestaciones aisladas en aire también se involucra a.s.n.m., ésto en su conjunto se conoce como Nivel Básico de Impulso (NBI) y sus unidades se dan en KV. En subestaciones de alta tensión, es necesario adoptar las disposiciones necesarias para evitar que se produzca efecto corona en cualquier punto de la instalación.

El nivel de aislamiento determina las características de aislamiento de los aparatos y la distancia entre fases y entre fase y tierra, por lo que tiene una repercusión importante en el costo y tamaño de la subestación.

Un caso especial en cuanto a nivel de aislamiento y supresión de efecto corona se refiere, se presenta en subestaciones localizadas a gran altitud, tomando como referencia que los valores nominales de aislamiento de los equipos se especifican a una altitud de 1000 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.).

En el diseño de subestaciones eléctricas, se aplican distintos criterios para corrección por altitud, generalmente empleados para dimensionamiento eléctrico o para el diseño de líneas de transmisión; la base de este criterio es que normalmente los fabricantes de equipo usado en subestaciones eléctricas, garantizan los niveles dieléctricos de prueba para una altitud hasta 1000 m.s.n.m..

A continuación se muestra una tabla de los valores normalizados de las tensiones adoptadas por la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) (Publicación 38, cuarta edición, 1967).

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

Tensiones nominales del sistema		Tensión máxima para el equipo
KV		KV
66	69	72.5
110	115	123
132	138	145
150	161	170
220	230	245
275	287	300
330	345	362
380	400	420
500		525
700 a 750		765

Tabla 1. Valores normalizados de tensiones entre fases.

En la tabla 2 se muestran los niveles de aislamiento adoptados por la CEI (Publicación 71, cuarta edición, 1967), correspondientes a los valores normalizados de tensión para alturas sobre el nivel del mar iguales o menores de 1000 metros, que es la altura máxima normalizada.

TENSION MAXIMA PARA EL EQUIPO KV ef.	NIVEL DE AISLAMIENTO AL		NIVEL DE AISLAMIENTO A	
	IMPULSO		BAJA FRECUENCIA	
	Aislamiento pleno KV cresta	Aislamiento reducido KV cresta	Aislamiento pleno KV ef.	Aislamiento reducido KV ef.
100	450	380	185	150
123	550	450	230	185
145	650	550	275	230
170	750	450	325	185
245	1050	650	460	275
300		550		230
		900		395
		825		360
		750		750
		1175		510
		1050		460
		900		395

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

TENSION MAXIMA PARA EL EQUIPO KV ef.	NIVEL DE AISLAMIENTO AL		NIVEL DE AISLAMIENTO A	
	IMPULSO		BAJA FRECUENCIA	
	Aislamiento pleno KV cresta	Aislamiento reducido KV cresta	Aislamiento pleno KV ef.	Aislamiento reducido KV ef.
362		1300		570
		1175		510
		1050		460
420		1675		740
		1550		680
		1425		630
		1300		570
525		1800		790
		1675		740
		1550		680
		1425		630

Tabla 2. Niveles de aislamiento.

El nivel de aislamiento en el interior de los equipos de una subestación es diferente al que se tiene en los elementos externos de los mismos, ya que en el nivel de aislamiento interno, por no estar en contacto con la atmósfera, su NBI es independiente de las condiciones atmosféricas y la altura sobre el nivel del mar. En cambio para todos los aislamientos externos, los cuales se encuentran en contacto directo con la atmósfera, se elige un NBI decaído por altitud de acuerdo a los valores mostrados en la tabla 3 para diversas alturas sobre el nivel del mar, de manera que se pueda coordinar con el NBI interno.

NIVEL DE AISLAMIENTO PARA SOPORTE DE BARRAS

Para soporte de barras colectoras se utilizan dos tipos de aisladores; los aisladores de tipo cadena formados por varios discos y que se utilizan para soportar buses de tipo flexible, en suspensión o en tensión, y los de tipo columna, formados por una o varias columnas rígidas y se utilizan para soportar el peso de los buses de tipo rígido.

Para ambos casos los valores de tensión de prueba, tanto al impulso con onda de $1.2 \times 50 \mu s$, como con tensiones de baja frecuencia, en seco (de 15 a 100 Hz) están referidos a las condiciones atmosféricas indicadas en la tabla 3.

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

	<i>Práctica Europea</i>	<i>Práctica en EU y Canadá</i>
Temperatura ambiente	20 °C	25 °C
Presión atmosférica	1013 mbar	1013 mbar
Humedad	11 g/m ³	15 g/m ³

Tabla 3. Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio en condiciones atmosféricas normales.

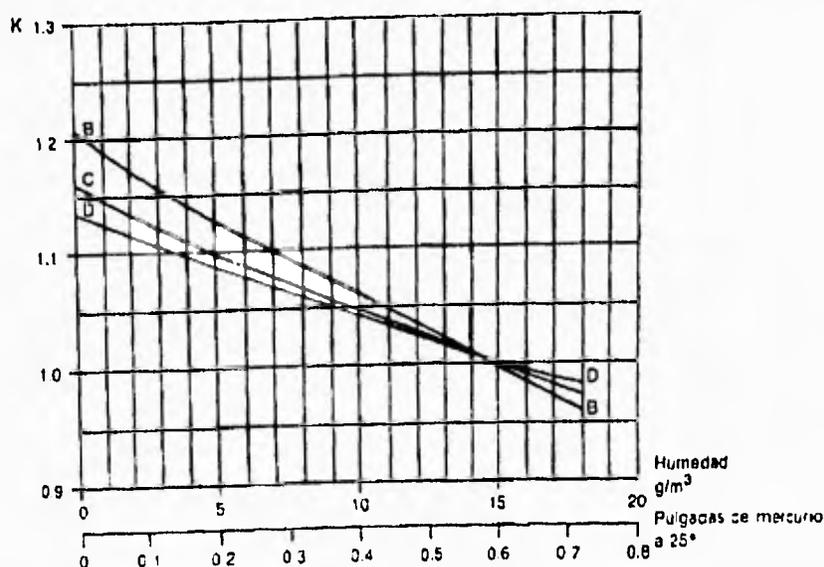


FIG. 8 Factor de corrección por humedad (K_h)

Si estas condiciones son diferentes de las consideradas normales, los valores de las tensiones de prueba deben corregirse con el factor de corrección de densidad del aire (δ) y el factor de corrección por humedad (K_h), de acuerdo con la tabla 4 y la figura 1.

COORDINACION DE AISLAMIENTO

La coordinación de aislamiento es la selección correcta del nivel de aislamiento de los equipos de tal manera que al presentarse una sobretensión, ésta se descargue a través del elemento adecuado, conocido como explosor, apartarrayos o cuernos de arqueo, sin producir arqueo ni daños a los equipos adyacentes.

Al coordinar el aislamiento se comparan las características de operación de un apartarrayos, dadas por sus curvas de tensión-tiempo, contra las características de respuesta del aislamiento del equipo por proteger, dadas también por sus propias curvas de tensión-tiempo. Para ello se pueden considerar tres niveles de aislamiento :

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

- Nivel 1 : También se conoce como nivel alto y se utiliza en los aislamientos internos no autorecuperables de aparatos como transformadores, cables o interruptores.

- Nivel 2 : A éste se le conoce como nivel medio o de seguridad y lo constituye el nivel de aislamiento exterior autorecuperable de las partes vivas de los diferentes equipos. Se utiliza en todos los aisladores de aparatos, buses y pasamuros de la subestación que están en contacto con el aire.

- Nivel 3 : Se le conoce como nivel bajo de protección y lo constituye el nivel de tensión de operación de los huecos de los apartarrayos de protección.

Respecto a los intervalos entre los niveles de tensión, se considera que la diferencia entre los niveles medio y alto puede ser de 0 a 25% , y entre los niveles medio y bajo es suficiente con 15%, si se respeta la ubicación de instalación del apartarrayos, de no ser así podría aumentar a 25%.

DISTANCIAS DIELECTRICAS EN SUBESTACIONES

Para que en una subestación funcione la coordinación de aislamiento, se deben respetar las distancias a través del aire, entre fases y entre fase y tierra. Para comprender esto definiremos algunos conceptos.

Se designa tensión crítica de flameo (TCF), la obtenida en forma experimental con una probabilidad de flameo del 50%.

La relación entre TCF y NBI para una probabilidad de falla del 10 %, está dada experimentalmente por :
 $NBI = 0.961 TFC$ (considerando una desviación estandar del fenómeno de 3%).

En donde el factor de 0.961 es un factor de corrección.

Para diseño se utiliza la $(TCF)_{normal}$ corregida por altitud y por humedad :

$$(TCF)_{diseño} = \frac{(TCF)_{normal} K_h}{\delta}$$

En donde :

$(TCF)_{normal}$: Valor de la tensión crítica de flameo en condiciones normales de temperatura, presión y humedad, o sea cuando $\delta = 1$ y $K_h = 1$.

δ : Factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura.

K_h : Factor de humedad atmosférica.

$(TCF)_{diseño}$: Tensión crítica de flameo corregida por altitud y humedad.

La separación entre aparatos de una instalación y la disposición física de los mismos se efectúa de acuerdo con el diagrama unifilar, seleccionando la capacidad de la instalación y su tensión nominal. Dichos factores afectan tanto el tamaño de las componentes como las distancias a tierra y entre fases.

La determinación de las dimensiones, se efectúa por medio del cálculo de las distancias eléctricas entre las partes vivas del equipo y entre éstas y las estructuras, muros, rejas y suelo, de acuerdo al siguiente orden :

1. Distancias entre fases
2. Distancias entre fases y tierra.
3. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo (h_s).
4. Altura de las barras colectoras sobre el suelo (h_b).
5. Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación(h_L).
6. Distancias de seguridad(d_h, d_v).

Considerando el criterio de corrección por altitud mencionado anteriormente, tenemos que las distancias dieléctricas se corrigen a partir de 1000 m.s.n.m. considerando cubierto el rango de 0 a 1000 m.s.n.m. de acuerdo a una expresión que considera un incremento en la distancia de 1.25% por cada 100 metros de altitud.

El dimensionamiento de las distancias en instalaciones del tipo convencional ya sea interiores o intemperie se lleva a cabo de la siguiente forma :

Distancias de fase a tierra.

La distancia entre fase y tierra debe fijarse de manera que se proporcione un NBI igual al adoptado para los aislamientos de los aparatos.

Partiendo de los conceptos anteriormente expuestos se llega a que la distancia mínima de fase a tierra se obtiene con la siguiente expresión.

$$d = \frac{(TCF)_{normal} \times K_h}{\epsilon}$$

Para corregir por altitud a partir de 1000 m.s.n.m., considerando un incremento en la distancia dieléctrica por altura de 1.25% por cada 100 metros.

$$d_h = d_{1000} + 0.0125 \left(\frac{h-1000}{100} \right) d_{1000}$$

d_h = Distancia dieléctrica a la altura de m.s.n.m.

d_{1000} = Distancia dieléctrica a la altura de 1000 m.s.n.m.

h = Altura de el lugar en m.s.n.m.

Distancias entre fases.

La distancia mínima entre fases puede determinarse tomando en cuenta que la tensión máxima que puede aparecer entre fases, es igual al NBI mas el valor de la cresta de la onda de tensión a tierra, de frecuencia fundamental, correspondiente a las condiciones fundamentales de operación. Esto conduce a elegir una distancia mínima entre fases, 15% mayor que la distancia mínima a tierra, según la recomendación de la CEI.

Las distancias entre los ejes de los conductores se fijan aumentando a sus respectivas distancias mínimas el diámetro exterior de los conductores, o bien, las dimensiones exteriores de las partes vivas de los aparatos conectados. Para buses flexibles es necesario tomar en cuenta los desplazamientos debidos al viento y a los sismos.

Altura de los equipos sobre el suelo (h_s)

En general, para cualquier equipo, la altura mínima de sus partes vivas se calcula de acuerdo con la siguiente expresión, considerando una altura de 1000 m.s.n.m.

$$h_s = 3.30 + 0.0105 \text{ kV}$$

El factor 3.30 sólo se aplica cuando se consideran distancias de trabajo. Corrigiendo por altura tenemos :

$$h_{sh} = h_{s1000} + \left[0.0125 \left(\frac{h-1000}{100} \right) h_{s1000} \right]$$

Altura de las barras colectoras sobre el suelo (h_b).

La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras h_b , considerando la efecto de campo eléctrico y a 1000 m.s.n.m. es :

$$h_b = 5.0 + 0.0125 \text{ kV}$$

Corrigiendo por altura tenemos :

$$h_{bh} = h_{b1000} + 0.0125 \frac{h-1000}{100} h_{b1000}$$

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

Para que se vea más claro, en la siguiente figura se muestran las alturas mínimas de las partes de los equipos sobre el suelo; primer nivel de barras o altura de los equipos (h_s) y segundo nivel de barras (h_b).

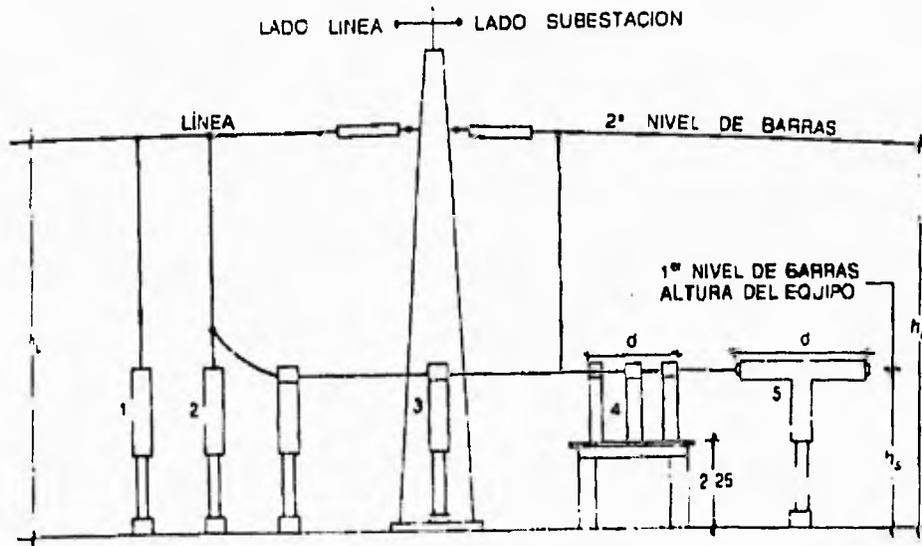


FIG. 9 Alturas mínimas de las partes de los equipos sobre el suelo

1. Apartarrayos.
2. Transformador de tensión y trampa de onda.
3. Transformador de corriente.
4. Cuchillas.
5. Interruptor.

Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación (h_L).

La altura de remate se puede obtener con la siguiente expresión, considerando que no debe ser inferior a 6 metros :

$$h_L = 5.0 + 0.006 \text{ kV}$$

Corrigiendo por altura tenemos :

$$h_{L,h} = h_{L,1000} + \left[0.0125 \left(\frac{h - 1000}{100} \right) h_{L,1000} \right]$$

En la siguiente figura se ve claramente la distancia a la que se considera la altura de remate (h_L).

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

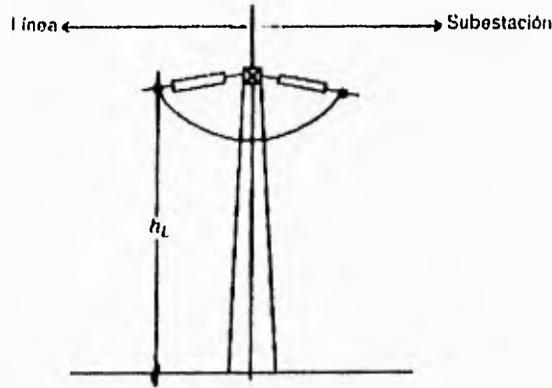


FIG.10 Altura de remate de las líneas de transmisión en subestaciones

Distancias de seguridad (d_h, d_v).

Las distancias mínimas de seguridad se pueden expresar con las siguientes relaciones :

$$d_h = d_{F-T} + 0.9$$

$$d_v = d_{F-T} + 2.5$$

Donde :

d_h = Distancia horizontal en metros que debe respetarse en todas las zonas de circulación.

d_v = Distancia vertical en metros, que no debe ser menor a 3 metros y debe respetarse en zonas de circulación.

Las distancias de seguridad a través del aire están formadas por la suma de dos términos, el primero es la distancia de fase a tierra correspondiente al NBI de la zona y el segundo término depende de las dimensiones medias de los operadores según se muestra en la figura 11.

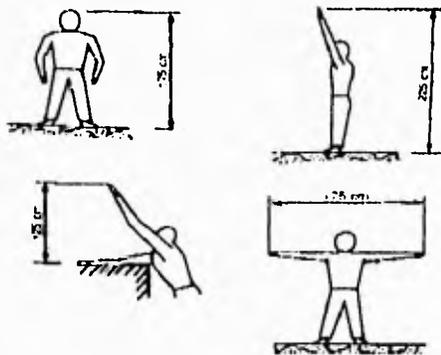


FIG.11 Dimensiones medias del operador

X. CARACTERISTICAS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES.

Los criterios mas importantes, son los que se consideran de acuerdo a los siguientes puntos :

Características técnicas

- a) Aspecto económico.*
- b) Seguridad.*
- d) Confiabilidad.*
- c) Regulación.*
- f) Uso racional de energéticos.*

Tamaño, voltaje y localización

- a) Exteriores abiertas.*
- b) Exteriores compactas.*
- c) Interiores abiertas.*
- d) Interiores compactas.*
- e) Unitaria en SF6.*
- f) Tipo pedestal.*
- g) Tipo azotea.*
- h) Tipo sumergible.*

Equipo empleado.

- a) Tipo y construcción de estructuras.*
- b) Tipo y construcción de gabinetes.*
- c) Barras, aisladores y separaciones.*
- d) Barras aisladas, cables y mufas.*
- e) Cuchillas de paso y prueba.*
- f) Interruptores y seccionadores.*
- g) Fusibles y desconectores fusibles.*
- h) Sistema de tierras.*
- i) Transformadores de medición.*
- j) Transformadores principales.*
- k) Dispositivos de seguridad.*

l) Equipos y materiales varios.

Características técnicas

a) Aspecto económico :

Por razones de tarifa aplicada, es conveniente el uso de Subestaciones en lugar de alimentar en baja tensión, pero además, existen otros factores económicos, particularmente con cargas grandes donde se ahorran cables y ductos de gran sección y en locales muy amplios donde la localización de la (o las), subestaciones pueden ser en el centro geométrico de cargas.

b) Flexibilidad :

Disponiéndose de una subestación receptora, se pueden usar subestaciones derivadas que facilitan la distribución de energía particularmente en grandes plantas, sujetas a ampliaciones o modificaciones.

Además, habiendo más de una Subestación puede emplearse el método de alimentación anular que además de la seguridad en la continuidad de alimentadores permite servicios de mantenimiento sin interrupción de toda la instalación.

c) Confiabilidad :

Para dar confiabilidad a una Subestación se le agrega un sistema de generación propia que puede alimentar a las cargas críticas.

e) Regulación :

También, como en el caso de las fallas, se tienen menores caídas de tensión en el lado de alta tensión que en el de baja y por lo tanto la regulación total del voltaje tiende a ser mejor.

f) Uso racional de energéticos :

El empleo de Subestaciones puede permitir una mejor distribución de la energía en los lugares adecuados, con lo cual se reducen las caídas de tensión y el uso de conductores de gruesos calibres, pudiendo usarse voltajes de distribución en alta tensión, etc.. Además por las causas enumeradas antes, es posible mejorar la regulación y la seguridad de los sistemas, lo cual conduce a una mejor planeación, mayor calidad y disminución de desperdicios, etc..

Tamaño, voltaje y localización.

Respecto al tamaño, voltaje y localización de las Subestaciones se puede señalar :

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

a) *Subestaciones exteriores abiertas* .- Se usan principalmente en voltajes altos y muy altos ya que simplemente la estructura correspondiente sería incostruible e innecesaria bajo techo. Una Subestación tipo abierto está más expuesta a accidentes o incidentes entre los cuales no escapan los actos de sabotaje y vandalismo.

b) *Subestaciones tipo exterior compacto*.- Este tipo de Subestaciones es una buena solución para voltajes hasta 34,500 v, ya que además de la seguridad lograda, su instalación, maniobra y operación se facilitan grandemente.

c) *Subestación tipo interior abierta* : Este tipo de subestación es la más común por su flexibilidad y facilidad de maniobra, instalación, operación y seguridad.

e) *Subestación unitaria en SF6* .- Este tipo de subestación se emplea generalmente en voltajes arriba de 69000 v y viene a ser el equivalente a subestaciones compactas, pero todavía su precio las hace poco accesibles en la mayoría de los casos, a pesar de sus ventajas. Se recomienda para plantas químicas, fábricas que desechan contaminantes, lugares peligrosos, etc..

f) *Subestación pedestal* .- Las subestaciones tipo pedestal y las de tipo jardín son subestaciones de distribución en la mayoría de los casos y su diseño es similar en requisitos a las del tipo exterior compacta pero buscando combinarlas con la fabricación del transformador para lograr diseños muy compactos.

Este tipo de Subestacione puede ser muy pequeña, si también lo es el transformador.

g) *Tipo azotea* .- Esta subestación es muy común en la provincia mexicana y aunque viene a resolver problemas de local, tiene serios inconvenientes, particularmente en aspectos de seguridad.

XI. ELEMENTOS DE LAS SUBESTACIONES.

Los elementos que constituyen una subestación eléctrica son aquellos equipos, instalaciones (necesarias para interconexión) y los sistemas que sirven para controlarlos y protegerlos. Los equipos principales en una subestación son :

1. Transformadores de potencia y/o distribución.
2. Interruptores.
3. Cuchillas desconectadoras.
4. Apartarrayos.
5. Transformadores de corriente.
6. Transformadores de potencial.
7. Fusibles.

8. Reactancias y resistencias de puesta a tierra.

9. Reactores y capacitores.

Los principales sistemas son :

1. Sistema de protecciones.

2. Sistemas de control.

3. Sistema de medición y control.

4. Sistema de barras colectoras.

5. Sistema auxiliar de la Subestación.

EQUIPO EMPLEADO.

1.- Transformadores de potencia

Puesto que la potencia eléctrica es proporcional al producto de la tensión y la corriente, para una potencia específica se puede mantener un nivel de corriente bajo solamente a expensas de tener una tensión alta. Los diferentes requerimientos de generación, transmisión y utilización de tensión y corriente, necesitan un componente capaz de cambiar (transformar) el nivel de tensión y corriente para altos niveles de potencia, que sea confiable y eficiente. Este componente dentro de las subestaciones es el Transformador de Potencia. Los transformadores modernos con eficiencia de aprovechamiento próxima al 100%, en rangos de potencia que exceden los 1000 MVA, con rangos de tensión que superan 700 KV, y con rangos de corriente que sobrepasan 23 KA, cumplen perfectamente con la función anterior. Esto es posible en virtud de que los materiales con los que está construido el núcleo tienen alta permeabilidad (μ) y los devanados son hechos de materiales de alta conductividad (σ).

La impedancia en tanto por ciento de los transformadores es por definición, el porcentaje de caída de voltaje en el transformador. Es decir, si $Z=10\%$ la caída de voltaje es del 10%, cuando circula la corriente nominal en el devanado de alimentación.

Los transformadores pueden ser trifásicos o monofásicos. En el caso de los monofásicos, se pueden conectar tres de ellos para formar un banco de transformación trifásico. La decisión de utilizar transformadores trifásicos o monofásicos, se determina en función del grado de confiabilidad, flexibilidad y del espacio disponible. El uso de transformadores monofásicos permite tener mayor flexibilidad, ya que en caso de fallar alguno de los transformadores la reparación implica sólo su sustitución, para lo cual puede existir otro como reserva. Sin embargo, los bancos de transformación monofásicos requieren de mayor espacio y más equipo, resultando más costosos.

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

Hay solamente dos conexiones simétricas y balanceadas posibles en transformadores trifásicos : Conexión estrella y conexión delta. Se pueden realizar diversas combinaciones entre estas conexiones tal y como se muestra a continuación

Conexión Estrella-Estrella.- En la conexión estrella los devanados de las tres fases se conectan a un punto común para formarla y este punto llamada neutro, se conecta generalmente al sistema de tierras, y sea directamente o bien a través de una resistencia limitadora de corriente. Esta conexión tiene algunas características peculiares:

a) Las tensiones en las fases dependen de las cargas y de las características magnéticas de los núcleos, es posible que una fase tenga escasa tensión y el resto exceso dependiendo del tipo de puesta a tierra y balanceo de las fases.

b) La tercera armónica no puede existir en forma de corriente en los casos de neutros aislados porque no hay regreso para ella; cuando el neutro está aterrizado puede existir pero entonces, la tercera armónica producida por los generadores puede llegar al transformador en forma de tensión y pasar a las líneas en donde se manifiesta como una tensión de triple frecuencia, pudiendo producir resonancia en la línea debido a su capacitancia con tierra.

Conexión Delta-Delta.- Esta conexión se distingue por que ambos extremos de los devanados están conectados a la tensión de la línea directamente, lo cual determina en forma precisa la tensión aplicada y desarrollada en los devanados. Además, los tres devanados de cada lado del transformador forman un circuito cerrado por el que puedan fluir corrientes que tengan igual sentido en las tres fases al mismo tiempo, como en el caso de la tercera armónica. En este circuito cerrado formado por los devanados no existe una terminal de neutro, admitiéndose la carga desequilibrada hasta el límite de la capacidad de cada transformador sin inconveniente.

Conexión Delta-Estrella.- Esta conexión se caracteriza porque la línea del lado estrella puede ser de cuatro hilos, uno de ellos llamado neutro. Las tensiones principales de uno y otro devanado no están en fase pudiendo haber un desfase de 30° o 150° según la conexión. Las tensiones principales en el lado delta son $\sqrt{3}$ (1.73) veces mayores que la estrella por tratarse, en el primer caso, de tensiones entre fases y, en el segundo caso, de tensiones de fase a neutro. En esta conexión la tercera armónica puede circular internamente en el devanado conectado en delta. Las tensiones primarias están bien definidas por conexión directa y las tensiones secundarias (en la estrella) por inducción. En la actualidad esta conexión se emplea profusamente en plantas generadoras para elevar la tensión y en sistemas de distribución.

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

Conexión Estrella-Delta.- Sus características son similares a las de la conexión Delta-Estrella, sólo que en este caso la estrella está del lado primario y la delta del secundario. Su aplicación más frecuente está en subestaciones intermedias.

En México, CFE utiliza en subestaciones de transmisión transformadores y autotransformadores trifásicos y monofásicos con tres devanados en conexión estrella-estrella-delta, que para el segundo y tercer casos la delta debe ser independiente. Estrella sólidamente conectada a tierra para el lado fuente y carga (alta y baja) y delta en el terciario. El devanado terciario es utilizado para control de armónicas y también para alimentar transformadores de distribución para los servicios de propios de la subestación y/o reactores que auxilien en la regulación de tensión. Los bancos de transformación en las centrales de distribución tienen transformadores trifásicos con dos devanados en conexión delta-estrella sólidamente conectados a tierra.

Tanto para los cálculos como para las medidas de voltaje secundario de los transformadores en sus diferentes cargas, se utiliza el término regulación. La regulación se define como la diferencia de tensión en el lado de carga del transformador, entre su valor en vacío y plena carga, expresada en porciento de voltaje de plena carga.

La capacidad de sobrecarga de un transformador es función de su capacidad de dispersión de calor. En cualquier situación de operación, se puede sobrecargar un transformador por cierto período de tiempo. Se recomienda como admisible una sobrecarga (sin producir daños al transformador) de un 50% sobre potencia nominal por períodos de una hora por cada 24 horas. Sobrecargas superiores son admisibles por un tiempo menor.

Cuando la presión barométrica es diferente de la que existe a nivel del mar, por la altitud, la disipación de calor por convección se afecta casi en proporción a la raíz cuadrada de esa presión. Si la convección tiene poca importancia, como sucede en los casos de refrigeración con agua, puede considerarse que la disipación total no se altera y que la capacidad de MVA es la misma. Pero en casos de refrigeración natural o activada, la disipación disminuye notablemente, así como su capacidad. Se dice que por cada 100 metros de elevación sobre el nivel del mar, la presión disminuye aproximadamente un 1%. Como consecuencia, la convección disminuye un 0.5% en esas condiciones; pero las pérdidas no se reducen necesariamente en la misma proporción porque la radiación no varía.

La presión barométrica influye también en la operación de las boquillas de alta tensión, porque la tensión crítica de corona del conjunto y piezas que lo forman dependen directamente del factor de densidad de aire.

2.- Interruptores

Los interruptores son usados para interrumpir el flujo de la corriente y desconectar algún elemento del sistema eléctrico. Pueden interrumpir corrientes de carga normales o debidas a fallas eléctricas.

La maniobra de mando de los interruptores en la mayoría de los casos no se efectúa en el sitio donde se encuentra el interruptor, sino desde la sala de control de la subestación o bien, desde el centro de control de área, donde están dispuestos los cuadros de mando y los aparatos de señalización.

Para la transmisión de las órdenes se utilizan sistemas eléctricos y neumáticos, cuya rapidez es necesaria para el buen funcionamiento. La maniobra de interruptor se efectúa oprimiendo simplemente un pulsador o accionando una pistola para la apertura y para el cierre. Para cargar el muelle que acciona el interruptor (si se trata de un interruptor con aceite) o también para abrir la válvula principal del aire comprimido (en caso de interruptores neumáticos), se utilizan motores eléctricos o potentes electroimanes.

La posición de interruptor abierto o cerrado se conoce en cada instante gracias a señalizadores eléctricos, luminosos, neumáticos o mecánicos, que están directamente unidos a los elementos de movimiento del interruptor y envían al cuadro de maniobras un impulso que, según sea el caso, hace encender una lámpara indicadora.

Cuando la acción de apertura del interruptor es accionada por la ocurrencia de una falla eléctrica en el sistema eléctrico, la señal de disparo al interruptor es enviada desde el sistema de protección vía del relevador de disparo final que está conectado a la bobina de disparo del interruptor.

De acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de la cámara de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos :

- *Interruptor de gran volumen de aceite*
- *Interruptor de pequeño volumen de aceite*
- *Interruptores de aire comprimido*
- *Interruptores tipo exafloruro de azufre*
- *Interruptores de vacío*

3.- Cuchillas desconectadoras

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento.

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas, o sea con carga desconectada, sin embargo existen cuchillas con pequeñas capacidades de corte de hasta la corriente nominal, mas no la de corto circuito. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

La diferencia entre el juego de cuchillas clásicas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con carga y el interruptor si puede, desde el valor nominal hasta el valor de corto circuito. Hay algunos fabricantes de cuchillas que le añaden una pequeña cámara de arqueo que le permite abrir solamente a los valores nominales de la corriente de carga.

Componentes : Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra; dos o tres cadenas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y encima de éstos la cuchilla. La cuchilla está formada por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es la mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

De acuerdo con la posición que guarda la base y la forma que tiene el elemento móvil, las cuchillas pueden ser:

1. Horizontal.
2. Horizontal invertida.
3. Vertical.
4. Pantógrafo.

Los elementos de conexión en las cuchillas están formados de un lado por la cuchilla y del otro por el elemento fijo o mordaza, que es un contacto formado por varios dedos metálicos, los cuales presionan por medio de resortes individuales que se utilizan para mantener una presión alta en el contacto y por lo tanto pérdidas bajas por efecto Joule, en los puntos de contacto.

Base : Se fabrica de lámina de acero galvanizado.

Aisladores : Son de porcelana y pueden ser de tipo columna o de tipo alfiler.

Parte activa : La parte activa (conductora) se puede fabricar de cobre o de aluminio según la contaminación predominante en la zona de instalación.

Operación : Desde el punto de vista de maniobra, las cuchillas se pueden operar en forma individual o en grupo. La operación en forma individual se efectúa cuando la tensión de operación es menor de 20 KV; se abren o cierran por medio de garrochas o pértigas de madera bien seca y el operador debe de utilizar guantes de hule.

La operación en grupo, se efectúa para tensiones superiores a 20 KV y pueden ser por medio de un mecanismo de barras que interconecta los tres polos, moviéndolos simultáneamente a través de una operación que puede ser en forma manual, o bien, en forma motorizada.

4.- Apartarrayos

Son aparatos automáticos conectados entre fase y tierra, destinados a proteger las instalaciones contra las sobretensiones de origen atmosférico o producidas por maniobras. Deben ser instalados en la proximidad de los equipos o instalaciones a proteger. Cuando operan, conducen a tierra las ondas de sobretensión.

La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales al aislamiento del equipo de la instalación.

Aunque existen muchos tipos, todos tienen como base dos electrodos que al operar ponen en contacto la línea de fase con tierra a través de una resistencia. La tensión residual que penetra en la línea hacia la instalación, viene dada por el producto de la corriente de la onda de descarga por la resistencia. Es importante que la tensión residual tenga la menor amplitud posible a fin de proteger eficazmente a los equipos situados después del apartarrayos. Para esto es necesario que la resistencia a través de la cual se pone a tierra la línea sea de un valor muy pequeño, tal que no exista una corriente residual debida a la tensión nominal de la red que provoque la falla del apartarrayos. Lo más recomendable es utilizar materiales de resistencia variable con la tensión. Los más eficientes por la cantidad de energía que pueden disipar y su velocidad de recuperación son las de óxido de zinc.

Los apartarrayos están constituidos por un aislador que cubre los bloques o discos de las resistencias y llevan además una serie de espinterómetros para la extinción del arco y de la corriente residual.

Un dispositivo de protección efectivo, debe tener tres características principales :

- 1. Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado.*
- 2. Convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la sobretensión.*
- 3. Volver a sus características iniciales una vez que deja de existir la sobretensión.*

Los tipos de apartarrayos existentes son :

- Apartarrayos autovalvulares*
- Apartarrayos de óxidos metálicos*

También para su selección se debe de tomar en cuenta el nivel isoseráunico.

5.- Transformadores de instrumentos

Son unos dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir la escala de las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación o sistema eléctrico en general.

Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro de los tableros de control y protección, se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representan, a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión. Normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios para corriente de 5 amperes y tensiones de 120 volts.

Transformadores de corriente (TC)

Su propósito es proveer de una imagen proporcional en magnitud de la corriente que circula en el circuito de potencia. Esta señal de corriente es requerida para :

- 1) Medición de corriente y energía.*
- 2) Alimentación a sistemas de protección.*
- 3) Sistemas de control y registradores.*

Hay básicamente dos tipos en uso, los llamado tipo boquilla o bushing y los tipo pedestal.

Los transformadores de corriente tipo boquilla o bushing, contruidos dentro de las hoquillas de los interruptores, transformadores de potencia y generadores, etc. tienen un núcleo anular con un arrollamiento secundario que puede tener varias derivaciones. El arrollamiento secundario está completamente distribuido teniendo una reactancia de dispersión secundaria baja.

Los transformadores de corriente tipo pedestal, contruidos dentro de un receptáculo aislante de porcelana o pasta epoxiglass, tiene un núcleo toroidal. Su secundario tiene alta reactancia de dispersión con lo que la caída de tensión disminuye mas rápidamente con la disminución de la corriente secundaria, lo que disminuye la tensión secundaria de excitación con la reducción en la cantidad permitida de la corriente de excitación para el error de relación especificado.

Las polaridades relativas de las terminales primarias y secundarias de los transformadores de corriente, están identificadas por marcas pintadas con símbolos como H_1 y H_2 (P_1 y P_2) para las terminales primarias y X_1 y X_2

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

para las terminales secundarias. Por convención, cuando la corriente entra por la terminal H_1 , la corriente secundaria sale por la terminal X_1 (polaridad sustractiva).

La precisión para los transformadores de corriente clase protección, supone que el TC está suministrando 20 veces su corriente nominal secundaria (que generalmente es de 5 A) a su carga, y se clasifica con base en el valor máximo de la tensión eficaz que éste puede mantener en sus terminales secundarias, sin que el error de relación exceda un margen especificado. Ejemplo :

Clase de precisión 10 H 800

10 = Error máximo de relación especificado en tanto por ciento = 100 [Factor de corrección de relación - 1].

H = Impedancia secundaria interna alta.

800 = Máxima tensión eficaz secundaria a la que puede tolerarse el error de relación.

Transformador de potencial (TP)

Su propósito es proveer una imagen proporcional en magnitud con el mismo ángulo de tensión existente en el circuito de potencia conectado. Hay básicamente dos tipos : Transformador de potencial inductivo y dispositivo de potencial capacitivo.

Un TP es un transformador convencional que tiene arrollamientos primario y secundario. El arrollamiento primario está conectado directamente al circuito de potencia, ya sea entre dos fases o entre fase y tierra.

Un dispositivo de potencial capacitivo es un transformador de tensión que utiliza un divisor de tensión capacitivo conectado entre fase y tierra.

Las imprecisiones de relación y ángulo de fase del transformador de potencial son despreciables si la carga está dentro de la capacidad térmica en Volt-Amperes del transformados. La "carga" se refiere a la externa total en Volt-Ampere conectada en el secundario a la tensión secundaria nominal. Si el funcionamiento excede el 10% de la tensión nominal, puede originar aumento de errores y calentamiento excesivo.

El dispositivo de potencial capacitivo, consiste de un apilamiento de condensadores conectados en serie, con un condensador auxiliar que tiene conectado entre sus extremos un transformador de potencia seco del tipo distribución con varios devanados secundarios. Los utilizados para protección y medición se conocen como dispositivos "clase A" . Estos aparatos tienen medios para ajustar la magnitud y ángulo de fase de la tensión secundaria y se les conoce con el nombre de dispositivos de tipo resonante.

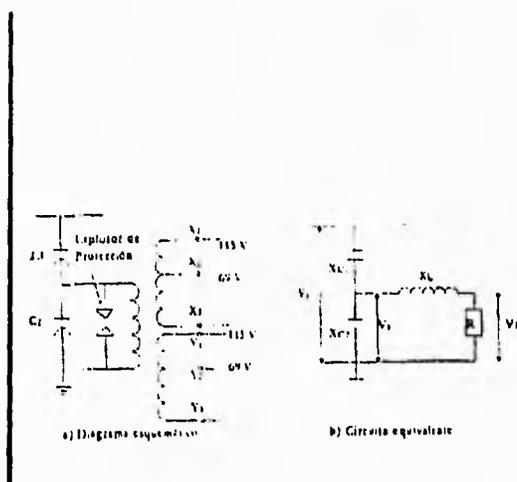


FIG.12 Dispositivo de potencial capacitivo

La potencia de salida está dada por :

$$W = 2\pi f C_1 V_1 V_2 \sin \alpha$$

donde :

- f = frecuencia del sistema de potencia.
- α = Angulo de fase entre V_1, V_2
- C_1 = Capacitancia del condensador principal.

Los dispositivos de potencial capacitivos se utilizan para protección sólo cuando éstos son más baratos que los transformadores de potencial, sin embargo, tienen mayor aplicación en los sistemas de onda portadora. No son tan precisos y pueden tener impresiones transitorias indeseables si no están cargados adecuadamente.

Los transformadores y dispositivos de potencial son usados para :

- 1) Medición de niveles de tensión y energía.
- 2) Alimentación a esquemas de protección.
- 3) Sincronización.
- 4) Alimentación a sistemas de control y registradores.

6.- Reactancias y resistencias de puesta a tierra

REACTORES : Son bobinas que se utilizan para limitar una corriente de corto circuito y poder disminuir en esta forma la capacidad interruptiva de un interruptor y por lo tanto su costo; otra función de los reactores es la corrección del factor de potencia en líneas muy largas, cuando circulan corrientes de carga muy baja, en este caso los reactores se conectan en derivación.

XII. SUBESTACIONES EN EXAFLORURO DE AZUFRE (SF6)

Las subestaciones aisladas en gas, son aquellas que poseen partes energizadas o vivas contenidas en envolventes metálicas herméticas con una presión interior de algún gas aislante, en este caso, el SF6 que tiene la capacidad de reducir de sobremanera las distancias de diseño debido a sus propiedades dieléctricas superiores a las del aire.

Estas subestaciones difieren a las del tipo convencional en que las partes o equipos que la forman están sometidos a una tensión dentro de envolventes metálicas herméticas formadas con módulos adaptables y enchufables fácilmente entre sí.

La alta demanda de energía eléctrica en las grandes ciudades, el elevado costo de terrenos y la dificultad de adquirirlos, son los factores que influyen para que las subestaciones en SF6 representen una buena solución y se halla tomando mayor importancia, especialmente en niveles de alta tensión, así como en áreas industriales y zonas de alta contaminación.

Este tipo de subestaciones ofrecen un sinnúmero de ventajas con respecto a las subestaciones convencionales, como por ejemplo una alta confiabilidad en el servicio, reducción de espacios, mayor seguridad de personal, bajo nivel de ruido, etc., aunque por otro lado son muy costosas y cada una de ellas es diferente a las demás de acuerdo a las necesidades que se van presentando, aunque el mercado las ha estandarizado.

Protección de personal

Con el encapsulado total, realizado hasta más allá de los puntos de conexión, se consigue una protección total a contactos accidentales y en casos muy improbables de arco interno, unas membranas de descarga debidamente orientadas evitan todo peligro para el personal.

Independencia frente al medio ambiente

Con el encapsulado hermético del SF6, la humedad, el aire con contenido de sal, el polvo y los animales pequeños no pueden reducir la rigidez dieléctrica de la instalación, por consiguiente queda prácticamente excluida una descarga disrruptiva.

Como la instalación sólo requiere de consideraciones de niveles de aislamiento interno, pueden instalarse igualmente en cualquier altitud, ya que no depende de este factor.

Demanda de espacio mínima

Gracias a las características del aislamiento en SF6, es posible mantener un ancho de celda unitaria en la gama de tensiones de 12 a 36 kV y en algunos casos se permite prescindir de un sótano de cables, permitiendo conseguir economía de espacio del 60 % y superiores.

Seguridad en la explotación y exclusión de trabajo de mantenimiento

Debido a la independencia con respecto al medio ambiente y a la elevada protección de personal, presenta una seguridad de explotación muy elevada. La independencia con respecto al medio ambiente del aislamiento, permite prescindir de mantenimiento hasta un grado no alcanzado en el presente para la parte primaria, dado que el SF6 sólo se utiliza como aislante.

Alta disponibilidad

La alta seguridad de explotación y exclusión en gran parte del mantenimiento, asegura por su parte una alta disponibilidad de la instalación, pudiendo ser ésta una característica decisiva en múltiples aplicaciones.

Concepto fundamental

Algo característico en las instalaciones aisladas en SF6 es que utilizan arreglos de un juego de barras simple o doble.

Encapsulado

Es muy común encontrar un encapsulado trifásico de aluminio o acero con cierta resistencia a la presión de acuerdo a determinadas normas, como por ejemplo la Europea 50052.

Los envolventes de juego de barras son estancas al gas por celdas al estar compartimentadas de manera que son resistentes a la presión entre si y con respecto a la cámara del interruptor automático. Esto es válido para los transformadores de tensión, mientras que las envolventes de los interruptores automáticos y de conexión, forman un compartimiento de gas común.

La vigilancia del gas se efectúa mediante vigiladores de presión y/o manómetros. En lugar de vigiladores de presión se utilizan vigiladores de densidad, para compensar contra variaciones de temperatura..

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES

Las pérdidas son muy bajas, del orden de 1 % por año y con ello puede prescindirse de un rellenado de gas, a intervalos cortos de tiempo.

Verificaciones y ensayos

Todo el equipo se somete a ensayos de calidad durante la fabricación. Los ensayos de tipo e individuales, se realizan de acuerdo a normas, como por ejemplo CEI6941, CEI298, y en la medida que corresponda a las características específicas del aislamiento del gas, también según la CEI517.

Conceptos de seguridad

Eventuales perturbaciones quedan limitadas y reducidas con efectos en secciones lo más pequeñas posibles de la instalación.

El funcionamiento de las partes de la instalación no afectadas pueden iniciar de nuevo sin pérdidas de tiempo. La reparación es muy rápida y sencilla.

Aplicación

El campo de aplicación cada vez es más amplio, ahora en el nivel de distribución corresponde a subestaciones eléctricas para la industria. Se utilizan principalmente con ventaja allá donde imperan condiciones atmosféricas difíciles, donde se requiera de la mas alta seguridad y una alta protección al personal.

Se concede gran importancia a la anulación de todo trabajo de mantenimiento donde el espacio disponible sea muy limitado y en donde se requiera remplazar instalaciones de distribución en las que no se puedan rebasar las dimensiones ya determinadas y aumenten el número de celdas.

CAPITULO II

SUBESTACIONES S.I.M.C.

I. INTRODUCCION

La falta de espacio para instalar subestaciones en lugares densamente poblados y muy contaminados donde la demanda de energía eléctrica es muy elevada, es el motivo por el cual la Industria Eléctrica desarrolló una tecnología de conjunto en subestaciones de distribución en alta tensión muy económica, con características de una subestación Interior Modular Compartimentada, como alternativa de solución muy viable para cubrir dicho problema y con grandes ventajas sobre subestaciones equivalentes.

Es por esto, que dedicaremos en el que se puede considerar como uno de los dos capítulos más importantes de esta tesis a explicar la tecnología en subestaciones Interiores Modulares Compartimentadas (S.I.M.C.) y mencionar algunas de este mismo tipo, así como hacer notar sus principales ventajas de diseño.

II. GENERALIDADES

Es la primera vez que un constructor propone un sistema modular prefabricado integrando todas las partes primarias de alta, media y baja tensión de una subestación fuente (A.T.-TR-M.T.-B.T.), respondiendo a las exigencias de aumento de confiabilidad, rapidez de puesta en servicio en el lugar de compactación o la integración dentro del medio local.

Hasta hoy las subestaciones de A.T./M.T. eran construidas con los aparatos convencionales o bien, con los aparatos con envoltura metálica y aislamiento gaseoso (G.I.S.). La prefabricación sólo se reducía a que cada nivel de tensión se aislaba y el diseñador instalaba cada una de sus partes ya fuera, al exterior o al interior del edificio. Se trataba de una instalación con puntos débiles en cuanto a calidad y rapidez de ejecución y algunas restricciones en el plano ecológico.

Como respuesta a estas dificultades, surge la prefabricación del conjunto de la subestación fuente A.T./M.T. construida con el sistema S.I.M.C.. Se trata en sí, de un "mecano", donde todas las componentes son prefabricadas de manera que constituyan un pequeño edificio homogéneo. Las subestaciones S.I.M.C. operan a

voltajes de hasta 100 KV, cuando son edificios a base de paneles metálicos, o hasta 145 KV si se trata de edificios construidos de concreto. Cabe mencionar, que hasta el momento sólo se tienen instaladas subestaciones con niveles de tensión de 123 Kv como máximo.

El edificio está constituido por compartimentos modulares en que se aloj

an los equipos de alta tensión, contando cada uno de ellos con envolvente metálica de acero galvanizado, a fin de garantizar un nivel equipotencial en todo el edificio (a pesar de la presencia de los campos eléctricos de alta intensidad) y asegurar la total independencia entre compartimentos, lograndose un blindaje tipo metal-clad, de acuerdo con lo estipulado en la norma CEI298. En caso necesario, el edificio puede contar con un acondicionamiento térmico.

El material eléctrico de alta tensión, es un material convencional con aislamiento seco. La subestación S.I.M.C. está dimensionada con las bases de los niveles de aislamiento habituales de 63 KV, aún para subestaciones de 90 KV gracias a la implementación de un apartarrayos de óxido de zinc a la entrada y a la salida de la subestación.

La Industrialización de la subestación es elevada, lo que le permite tener ventajas importantes en el montaje, así como una mayor confiabilidad en los materiales. Los subensambles prefabricados se insertan dentro de la estructura metálica previamente construida. La subestación S.I.M.C., es del tipo protegido interior y se utiliza de acuerdo a las reglas clásicas formando un pequeño edificio funcional.

Este tipo de subestación cuenta con múltiples previsiones a fin de maximizar el nivel de seguridad tanto del personal de operación como de la instalación misma. Se cuenta por ejemplo, con un espacio para alivio de sobrepresión que, en el raro caso de presentarse un arco eléctrico en el interior de la instalación, actúa canalizando los altos volúmenes de gases generados en sentido vertical al exterior del edificio, hacia donde pueden causar el menor daño posible. Al instalarse los equipos de alta tensión en compartimentos cerrados, se logran eliminar por completo las distancias de trabajo, quedando el acceso al compartimento bloqueado mientras las cuchillas seccionadoras pasamuros rotativas se encuentran cerradas. El acceso a algunos compartimentos (acometidas, principalmente) incluso queda bloqueado siempre que no se haya cerrado la cuchilla de puesta a tierra. Todos los compartimentos cuentan con un dispositivo adicional de seguridad implementado a partir de un receptáculo para una pistola sensora de campo eléctrico con la cual se podrá verificar con plena certeza la presencia o la ausencia de tensión, antes de que el personal de mantenimiento tenga acceso al compartimento en cuestión.

Todos los compartimentos se operan desde un área especial del edificio, denominada corredor de operación, el cual permite un acceso cómodo a los controles de todos los equipos en alta tensión, estando también comunicado con los locales eléctricos en que se localizan los tableros de distribución en media tensión, medición, protección, control y telemando, así como todos los servicios auxiliares de la subestación. La concepción y el diseño de este corredor de operación se enfocan en la seguridad del personal de operación previéndose múltiples dispositivos de seguridad como son las ventanillas de visualización directa del estado de cada uno de los equipos, bloqueos y encerrojamientos de acceso a los compartimentos, envolvente metálica a fin de garantizar un nivel equipotencial en todos los elementos comúnmente accesibles (los potenciales de paso y de contacto se encuentran limitados a unos cuantos volts, bajo cualquier modalidad de corto circuito en algún compartimento en A.T.).

El balance económico muestra que el costo de la subestación S.I.M.C. está muy próximo al costo de las subestaciones abiertas equivalentes e inclusive puede ser inferior de acuerdo con el precio del terreno.

III. DESCRIPCION

TECNOLOGIA

La tecnología es del tipo protegido con aislamiento en aire y corte en SF6. Todas las ventajas de esta tecnología vienen de la aplicación de un seccionador con cuchillas rotativas, como se observa en la figura 1.

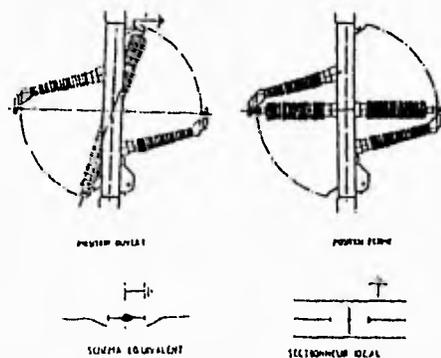


figura 1. Seccionador con cuchillas rotativas

- Con doble corte.
- Con la puesta a tierra de la cuchilla en posición abierta.
- Con una pantalla permanente entre la entrada y la salida.
- Con doble pasaje de punto muerto

Entonces es posible con este seccionador suprimir las distancias de trabajo y hacer los compartimentos independientes los unos de los otros.

La originalidad de esta tecnología reside en que no solamente pertenece a las celdas de alta tensión propiamente dichas, sino también al conjunto de subestación alta y media tensión. Todas las componentes se toman en cuenta con esta consideración para la misma estructura y con el mismo desarrollo.

PARTES CONSTRUCTIVAS

Una de las particularidades de la S.I.M.C. es la de poderse reagrupar dentro de un sólo edificio, constituido por:

- *El puesto de alta tensión (A.T.).*
- *El puesto de mediana tensión (M.T.).*

Los locales de conducción de la subestación y los locales anexos comprenden un local de telemando, una sala de relays, un local de baterías, un local de equipo y un local para el material de seguridad.

Los únicos elementos que faltan externos al edificio serían, las baterías de los condensadores (protegidos con cubierta metálica), los transformadores de potencia y los materiales de M.T. ubicados cerca del transformador de servicios auxiliares, los transformadores de inyección, la resistencia de puesta a tierra del neutro y los transformadores de potencial.

Todos los esquemas de alta tensión se hacen posibles. El diseño de la subestación considera los siguientes aspectos :

- *El esquema base.*
- *Las extensiones eventuales.*
- *El tipo de cableado (aéreo o no).*
- *La incidencia de líneas.*
- *La orientación y el acceso a los transformadores.*

Una vez que los diferentes compartimentos de A.T. son designados se ubican los demás ocupando los volúmenes disponibles y agregando espacio si se necesita.

En la figura 2 se muestra una disposición de la S.I.M.C. con una configuración de un esquema simple de juego de barras, con una celda de acometida y una celda de transformador con su salida. Los compartimentos de los equipos se representan con sus dimensiones propias :

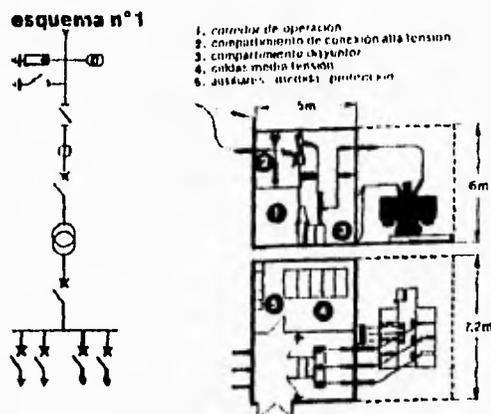


figura 2. Arreglo de juego de barras simple

Parte de alta tensión

Los aparatos son fijados al suelo o sobre las paredes verticales. Las conexiones en A.T. se hacen ya sea por cableado o por barras en muros y la conexión del transformador de potencia se puede hacer con conexiones desnudas lo que es una ventaja técnica sobre las conexiones con cable recubierto normal el cual se utiliza en raro caso.

En subestaciones de 72.5 a 115 Kv las celdas tienen paso de 3.60 m (módulo). El seccionador de barras y el compartimento de juego de barras utilizan la mitad del módulo (1.80 m). Las celdas contienen 3 o 4 compartimentos distintos y se les da la apelación de "blindadas" de acuerdo a CEI298, como se observa en la figura 2.

Los compartimentos para la conexión en A.T., el de interruptores (incluyendo un compartimento de B.T.), el de juego de barras y el transformador alimentador permiten la conexión de cualquier arreglo según se requiera : juego de barras simple, doble juego de barras, acoplamiento, arreglos en hilera simple o espalda con espalda.

Los módulos de compartimentos de A.T. se basan en el uso de los compartimentos estándar, los cuales pueden ser arreglados y construidos de manera que se ajusten a la distribución de espacio conforme al diagrama eléctrico o a la evolución futura de la subestación.

En el caso de doble juego de barras, las dos barras están en compartimentos de doble hilera separados por un muro de concreto.

Distancia de aislamiento : El módulo de 3.60 m puede reducirse un 30 o 40 % respetando las tensiones dieléctricas especificadas. Este ancho de celda ha sido seleccionado por tres razones esenciales :

- Posibilidad de conexión aérea sobre dos celdas adyacentes.
- Posibilidad de conexión aérea sobre los transformadores de potencia con un paso clásico de 7.20 m, lo que permite ubicar dos celdas de A.T. a la derecha de cada aparato.
- Flexibilidad para el equipo de los compartimentos.

De esto resultan distancias de aislamiento muy cómodas.

Puesta a tierra : El conjunto de la estructura metálica galvanizada contribuye a una eventual falla a tierra, por lo tanto no hay colector específico.

Parte de mediana tensión

Los compartimentos de mediana tensión están frente a los transformadores de potencia. Esto permite conexiones cortas, ya sea que los transformadores estén integrados al edificio o estén por fuera. Sin embargo, el arreglo de la subestación es adaptable a las necesidades específicas de cada aplicación.

De acuerdo con la fase de evolución, se pueden separar las ramas de mediana tensión con una o dos unidades de corte al fuego.

Partes anexas

Estas se encuentran al extremo de la subestación. Cualquier modificación puede hacerse sin interferir sobre la parte de A.T./M.T.. En la primera etapa de instalación la parte "anexas" se realiza totalmente. Puede contener el cuarto de control, el de servicios, etc.. Sólo la parte de A.T./M.T. es evolutiva por módulos o mitades de módulo.

Compartimento del transformador de potencia

Se pueden utilizar diversas opciones :

- Paredes de corte al fuego.
- Compartimentos completamente cerrados, ventilados y si es necesario, a prueba de ruido como sería el caso de una subestación instalada en un área urbana.

El compartimento del transformador no sólo incluye a éste, si no también todos los equipos asociados : resistencia al neutro, transformador auxiliar, etc..

EDIFICIO

Este tipo de edificio ha sido diseñado contra todas las condiciones eléctricas y fenómenos naturales firmes (temblores, huracanes, nevadas, etc.). Además, pueden ser perfectamente adaptados a algún estilo arquitectónico de tal manera que satisfaga la estética urbana, rural o industrial requerida.

La infraestructura está constituida de manera convencional y simple. La estructura de recepción está formada por una dala con canaletas de baja tensión. Sólo la parte de M.T. cuenta con un conducto para la buena organización de los cables. Las partes metálicas de esta dala son puestas a tierra.

Estructura metálica

Está constituida de postes y traves de acero galvanizado, todos los postes son idénticos y simétricos sobre dos ejes. Las anclas con la misma sección que los postes tienen largos múltiples de 0.60 m (1.80 m, -2.40 m - 3.00 m- 3.60 m - 4.20 m). El principio de ensamblado poste-traves es el mismo para todo el edificio.

Los aparatos de A.T. son fijados a esta estructura, la precisión y repetición de las posiciones son aseguradas por la fabricación del pedido mediante control numérico. A partir de los postes y traves el diseñador realiza los volúmenes y los arregla de forma que constituyan los compartimentos de A.T., una sala de M.T., un local de baterías, un taller, un local de atención al público, una oficina, etc. como se ve en la figura 3.

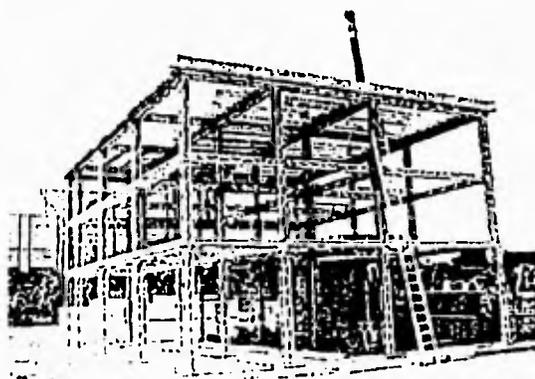


figura 3. Estructura con tercer nivel

Techo

Son dalas de concreto soportadas por el conjunto de traves y postes y dentro del recipiente de acero galvanizado prefabricado. El material fue seleccionado por ser termoaislante y su inercia térmica elimina problemas. Pueden ser utilizados otros tipos de cubiertas o techos para cubrir las dalas de concreto con una arquitectura que vaya de acuerdo con el lugar.

Muros exteriores

Envuelven la estructura metálica, de acuerdo con el ambiente que lo rodea y las restricciones estructurales, éstos pueden ser de placas metálicas, paredes de concreto o simple albañilería hecha de aglomerados o tabiques simples como vemos en la figura 4.



figura 4. Muros exteriores del edificio

Aislante térmico

Son realizados en la cubierta superior y sobre los muros exteriores en casos necesarios. Está definida para permanecer lejos del punto de rocío, a fin de evitar la condensación de humedad sobre las partes expuestas de los equipos, energizadas al voltaje nominal de operación en alta tensión.

Pisos

Los pisos son metálicos para la parte de A.T. y de dalas de concreto sobre un recipiente de acero para las otras partes.

Compartimentos interiores

Están contruidos de paredes dobles con doble recubrimiento de acero galvanizado y/o laqueado constituyendo un material no inflamable. Los módulos más pequeños tienen una superficie de aproximadamente 18 m² y cuentan con diversas disposiciones con respecto a su uso.

De acuerdo con el fabricante los módulos pueden estar contruidos de dos formas :

- Módulos hechos de concreto con aislamiento adicional.
- Módulos hechos con techos y paredes de paneles metálicos con cierto aislamiento.

Los restos de ensamble de los módulos elementales llevan una "canaleta" en la base del piso con "espacio de paso", se usa entre otras cosas, para el paso de cables a través de las paredes pre-taladradas.

El sistema de ventilación se ha puesto para prevenir problemas de condensación. El ensamble incluye, el acceso al cuarto de operación, equipamiento, calentamiento, iluminación y traslado.

El peso total de los módulos varía entre 8.5 y 28 toneladas de acuerdo a su diseño y conforme a las especificaciones de clima siguientes : -40° a +40°C y velocidad máxima del viento de 50 m/seg..

El material tiene la clase de MI (comportamiento al fuego), con un coeficiente K de transmisión térmica igual a 0.50 W/m²/°C para la mayoría de los casos y están protegidos contra corrosión.

Los módulos pueden ser transportados por carreteras. Se colocan con ayuda de una grúa lo cual no lleva más de 1 o 2 horas.

IV. DISPOSICIONES CONSTRUCTIVAS DE LA S.I.M.C.

Coordinación de aislamiento

Las redes de transporte y de interconexión de Electricidad de Francia poseen dos niveles de alta tensión a saber: 63 Kv y 90 Kv.

La subestación S.I.M.C. ha sido investigada en cuanto a efectos en serie : También se ha hecho un estudio de coordinación de aislamiento con el objeto de definir una subestación única y con los mismos niveles de aislamiento para los niveles de 63 y 90 Kv. Además de que el sistema de mediana tensión es del tipo interior en tableros tipo metal-clad, no existe riesgo alguno de que en su interior se produzcan sobretensiones por descargas

atmosféricas. Las únicas sobretensiones que se pueden generar internamente en los tableros son aquellas producidas por la maniobra de los interruptores y resultan ser de bajo factor de amplitud por tratarse de una tecnología de extinción suave del arco en gas SF₆. Por razones técnico-económicas se seleccionó el aislamiento clásico para 63 Kv y para el caso de 90 Kv se tendrían medidas de protección complementarias definidas a continuación :

a) Nivel de aislamiento para el choque de rayo fase-tierra.

Los apartarrayos escogidos permiten bajar el nivel de aislamiento al choque del rayo de la red de 90 Kv a un valor de 325 Kv en cresta que es el valor normalizado para la red de 63 Kv.

Se trata del apartarrayos de óxido de zinc (ZnO), compatibles con las sobretensiones temporales que aparecen en la red de 90 Kv evaluada en el caso de la instalación de subestaciones S.I.M.C. de 100 Kv e-ff fase a tierra (situados lejos de los grupos de producción, líneas de A.T. cortas interiores a 40 Km).

El proyecto de especificaciones técnicas del apartarrayos de ZnO prevee el nivel de protección al choque del rayo Upf de 235 Kv para una red de 90 Kv lo que da un margen de seguridad del orden del 40 % entre el tiempo específico de 325 Kvc y el nivel de protección del apartarrayos. Hay que hacer notar que este apartarrayos está destinado para la protección de la subestación de A.T. y que en ciertos casos los transformadores de potencia estan equipados de su propia protección.

Con el fin de evitar la propagación de sobretensiones por descarga atmosférica desde las líneas aéreas hacia el interior de la subestación, o en su caso, la propagación de las sobretensiones por maniobra desde el interior de la subestación hacia las líneas aéreas, se instalarán apartarrayos adecuados en cada una de las transiciones de cable aislado a línea aérea, ubicándose éstos en el primer poste de cada una de las líneas.

b) Nivel de aislamiento a 50 Hz fase-tierra.

Las sobretensiones temporales son evaluadas a 100 Kv y permanecen inferiores a 40 % del valor normalizado para la red de 63 Kv en 140 Kveff y no producen problemas particulares.

c) Nivel de aislamiento en el choque de maniobra fase-tierra.

La estrategia habitual de coordinación de aislamiento en A.T. no especifica el valor de resistencia al choque de maniobra, en efecto las sobretensiones de maniobra están cubiertas por la especificación de valores de resistencia al choque del rayo a frecuencia industrial.

En nuestro caso, la disminución de los niveles de resistencia al choque del rayo y a frecuencia industrial, ya no garantiza automáticamente la buena resistencia a las sobretensiones de maniobra, por lo que en consecuencia, debe ser definido un nivel de resistencia.

Por ésto, se ha escogido un valor de encrestamiento de la sobretensiones de maniobra de los apartarayos, mejorando con un 20 % de coeficiente de seguridad (15 % del requerido por las normas) lo que conduce a la especificación de un nivel de aislamiento fase-tierra del choque de maniobra de 240 Kvc.

d) Tensión entre fases.

Los trabajos recientes de la CEI reconocen los valores de tensión entre fases idénticos a los valores de tensión de fase a tierra para las sobretensiones de rayos a 50 Hz. En cambio la aparición de esfuerzos de polaridades opuestas conducen a mejorar el nivel de aislamiento para la sobretensión por maniobra de fase a tierra para una red de 90 Kv, resultando un nivel de 300 Kvc.

e) Aislamiento longitudinal.

Por analogía, con el razonamiento desarrollado para la tensión entre fases y aplicando las mejoras clásicas consideradas en las normas : Se obtienen los mismos niveles de tensión entrada-salida de los seccionadores en posición abierta, es decir 385 Kv para la tensión de choque del rayo y 320 Kvc para la tensión del choque por maniobra.

F) Línea de fuga.

Debido a los materiales instalados para protección de contaminación atmosférica, la línea de fuga de los aisladores será la línea de fuga correspondiente a la clase 1 de contaminación, correspondiente en este caso a 1600 mm mínimo.

Termocondicionamiento

El revestimiento del edificio está definido en función de las condiciones climatológicas y arquitectónicas. Generalmente la hermeticidad y el termocondicionamiento dado por las paredes, muros, así como por el aislamiento térmico del techo son suficientes para no considerar una línea de fuga de 1600 mm, en las cuestiones de contaminación o de humedad en los casos habituales de instalación.

Un estudio de termocondicionamiento es conducido sin embargo para proponer las soluciones que impiden la formación de condensación en los casos difíciles. Este estudio permite definir la probabilidad de aparición de condensación en función de las características térmicas del edificio, de los dispositivos de protección eventuales y de las condiciones climatológicas reales.

En caso de dificultades locales, las diferentes soluciones visibles pueden ser :

- *Calefacción con termostato del edificio.*
- *Instalación de deshumidificadores.*
- *Instalación de una pared fría que permita secar el aire por bombeo.*
- *Aislamiento mas o menos constante.*

Reacción al fuego

Las disposiciones hechas para los materiales instalados (ausencia de productos inflamables como aceite, utilización de cables de B.T. sin halógenos, etc.), disminuyen los riesgos de incendio y sobre todo los riesgos de propagación de este. Para la mayoría de los casos de aplicación, estas disposiciones son suficientes y no necesitan de precauciones suplementarias. Sólo en el caso de subestaciones situadas en conglomerados se amerita un estudio particular que vuelva esta construcción compatible con las diversas restricciones impuestas por la localidad.

Sistema de reducción de presión

Este sistema ha sido diseñado para evitar sobrepresión. En el raro caso de presentarse un arco interno, el sistema actúa canalizando los altos volúmenes de gas en sentido vertical al exterior del edificio, hacia donde puede causar el menor daño posible proporcionando seguridad al lugar.

V. CARACTERISTICAS DEL MATERIAL EMPLEADO

Material de alta tensión

Los materiales eléctricos instalados en alta tensión son especificados para cada tipo de subestación (aisladores sintéticos, aislamiento reducido en 100 Kv, etc.), y son seleccionados de manera independiente y siguiendo los cuadernos de carga de EDF. Las partes importantes como los mecanismos y las cámaras de ruptura de los interruptores son seleccionados con materiales clásicos. Responden a las exigencias siguientes :

Se prohíbe el aceite como aislante para el material eléctrico lo que conduce a utilizar :

- *Interruptores en SF₆.*

- Transformadores de medición del tipo seco.
- Utilización de los aisladores en resinas sintéticas tanto como para los aisladores soporte como para los aisladores de los aparatos, para los interruptores, seccionadores, reductores de medición, extremidades de los cables en los casos de llegadas subterráneas y todo los que pueda tener trazo de condensación en el interior de la subestación.

Las características del material están reagrupadas en la tabla adjunta[13].

	<i>Elementos de aislamiento</i>	<i>Interruptor</i>	<i>Seccionador</i>
Tensión nominal	72.5 Kv o 100 Kv	72.5 Kv o 100 Kv	100 Kv
Corriente nominal	1250 A	1250 A	1250 A
Corriente admisible de corta duración	20 KA., 1 seg	16 KA., 1 seg (100 Kv) 20 KA., 1 seg (72.5 Kv)	20 KA., 1 seg
Línea de fuga mínima	1600 mm	1600 mm	1600 mm
Potencia de corto circuito		16 KA, (en 100 Kv) 20 KA, (en 72.5 Kv)	
Duración del corte		3 ciclos	
Tiempo de masa*			
50 Hz, 1 min.	140 Kv eff	140 Kv eff	140 Kv eff
Choque de rayo	325 Kv c	325 Kv c	325 Kv c
Coque de maniobra	240 Kv c	240 Kv c (en 100 Kv)	240 Kv c
Tiempo de fase-fase			
50 Hz, 1 min.	140 Kv eff	140 Kv eff	140 Kv eff
Choque de rayo	325 Kv c	325 Kv c	325 Kv c
Coque de maniobra	360 Kv c	360 Kv c (en 100 Kv)	360 Kv c
Tiempo de entrada-salida**			
50 Hz, 1 min.		140 Kv eff	160 Kv eff
Choque de rayo		325 Kv c	385 Kv c
Coque de maniobra		240 Kv c (en 100 Kv)	320 Kv c

Tabla 1. Tabla de materiales

Material de media tensión

El material de mediana tensión utilizado dentro de este tipo de subestación es igual al material utilizado normalmente.

El diseño del sistema de mediana tensión es en base a tableros tipo metal-clad, cuya confiabilidad es muy superior a la de un esquema tradicional abierto (con aislamiento en aire). Este tipo de tableros es prácticamente libre de mantenimiento, requiriéndose llevar a cabo solamente algunas operaciones simples de rutina a intervalos de tiempo largos. La mayor parte de las operaciones de mantenimiento requeridas son sobre los interruptores de potencia, los cuales son extraíbles, por lo que fácilmente pueden sacarse de servicio y sustituirlo por uno de repuesto, con el fin de darle mantenimiento. Debido a la compartimentación interna de estos tableros, se puede dar mantenimiento a cualquier celda sin necesidad de desenergizar el juego de barras generales. En caso de tener más de una acometida en el tablero, se pueden proveer celdas de enlace que permitan una gran flexibilidad en la operación de los servicios derivados, pudiéndose conectar a cualquiera de las acometidas, lográndose así una gran continuidad en el servicio. Dadas las características superiores de desempeño de estos tableros, el incluir un sólo juego de barras se puede justificar plenamente, ya que con este arreglo se garantiza una mayor confiabilidad que con el arreglo de doble barra en un esquema abierto tradicional. La utilización de tableros con doble barra implicaría un costo mucho mayor, que para este tipo de aplicación sería difícilmente justificable, en virtud de que el incremento en la confiabilidad sería poco significativa.

VI. EQUIPO EMPLEADO

Los equipos utilizados en las subestaciones de tecnología S.I.M.C. difieren de aquellos empleados en las subestaciones tradicionales en diferentes aspectos. Por lo general cuentan con aislamiento sintético del tipo polimérico, que ofrece excelentes características dieléctricas y gran durabilidad al no estar expuesto a los efectos de la intemperie. Los transformadores de medición se construyen con aislamiento tipo seco, por lo que sus dimensiones son muy reducidas. Los equipos localizados en diferentes compartimentos son interconectados con pasamuros especiales o con cuchillas seccionadoras de diseño exclusivo para su aplicación específica y con las características de mantener la total independencia de cada uno de los compartimentos. Los juegos de barras son rígidos y construídos a base de solera de cobre o aluminio y montados sobre la soportería y aisladores especiales.

El equipo utilizado en las subestaciones S.I.M.C. es el siguiente:

- *Transformador de potencia*
- *Apartarayos de ZnO*
- *Seccionador con cuchillas rotativas*
- *Interruptor en SF6*

- *Cuchillas de puesta a tierra*
- *Transformador de corriente*
- *Transformador de voltaje*
- *Regulador de voltaje*
- *Equipo de protección, medición y control*
- *Seccionador de línea.*
- *Seccionador de barras.*

Seccionador con cuchillas rotativas

La conexión entre los compartimentos es asegurada a través de seccionadores con cuchillas rotativas con las siguientes características :

- *Función de doble interruptor.*
- *Resguardo permanente entre entradas y salidas.*
- *Aterrizamiento de los brazos a través de un contacto capaz de soportar la corriente de corto circuito.*

Con este interruptor se hace posible suprimir las distancias de trabajo y de seguridad. Las tres fases del interruptor son montadas en una estructura, éstas son ajustadas y probadas juntas en fábrica.

Una cuchilla de tierra puede ser conectada eventualmente al interruptor principal. En este caso un aparato de seguro mecánico es colocado entre el interruptor y la cuchilla.

Los interruptores utilizan como material aislante las resinas sintéticas. Estos aparatos pueden operarse manual o eléctricamente. Los mecanismos de operación eléctrico y manual son intercambiables, con respecto a la estructura de soporte o a las barras de operación.

Transformador de medición

Los transformadores de potencial y corriente son de tipo seco con aisladores de resinas sintéticas, lográndose eliminar el riesgo de fuga, explosión e incendio.

Conexión de alto voltaje

La subestación S.I.M.C. fue diseñada con el objeto de aceptar cualquier tipo de conexión de cable de A.T..

Interruptores

El diseño modular de las S.I.M.C. permite la instalación de diferentes tipos de interruptores de acuerdo con la magnitud de voltaje, de corriente y nivel de corto circuito.

La operación del mecanismo está colocada al frente del compartimento de interruptores. De esta manera, la operación local del interruptor puede hacerse con la bahía bajo operación.

Transformadores de potencia

Aquí también la subestación S.I.M.C. prueba su flexibilidad. Pueden instalarse varios tipos de transformadores de potencia, sin embargo, la experiencia muestra que son requeridos generalmente transformadores de 20 a 36 MVA.

Se tienen dos casos posibles :

- Subestaciones sin restricciones específicas : El sistema de enfriamiento es ensamblado al transformador, en este caso el equipo y la instalación son estándar.

- Subestaciones con operación específica o condiciones ambientales : El transformador debe instalarse en un compartimento cerrado. La mejor solución consiste en la desconexión del sistema de enfriamiento, el cual puede colocarse fuera del compartimento cerrado.

También cuenta el hecho de que las pérdidas térmicas del transformador mismo son mucho menores que aquellas del sistema de enfriamiento, esto viene a facilitar el enfriamiento del compartimento del transformador.

En este caso es posible la instalación a prueba de sonido del transformador. El sistema de enfriamiento es hecho de radiadores. Los filtros de ruido son colocados en la entrada de aire y en la salida del compartimento.

Sistema de tierras.

El aterrizamiento se hace con conductor de cobre desnudo. Los conductores de cobre se conectan a la red de tierras. Suelen conectarse al edificio y al equipo de A.T. por medio de:

- Estructuras de acero.*
- Hierro de concreto reforzado.*
- Unidad de operación.*

- *Interruptores de tierra.*
- *Apartarrayos.*
- *Neutro de transformadores de medición.*
- *Barrera que rodea el transformador principal.*
- *Neutro del transformador principal.*
- *Tanque del transformador y equipo auxiliar.*
- *Cajas y cubículos.*
- *Puertas de acero, paneles de acero, puerta de malla dentro de la subestación.*
- *En el nivel del corredor y frente a cada celda de A.T. se utiliza un bloque de tierra.*
- *La sección de cruce del conductor de cobre está de acuerdo al valor de la potencia de corto circuito de la subestación.*

VII. INSTALACION

Prefabricación

Para obtener confiabilidad y ganar tiempo en el montaje en el sitio de producción de la subestación se impulsa a la industrialización. Entonces todos los materiales de A.T. son montados, regulados y probados en fábrica. después son transportados al lugar donde sólo se lleva a cabo un trabajo de ensamblado de los bajos ensambles. Esta solución reemplaza el edificio tradicional, contruido y arreglado en un lugar específico.

Las etapas de construcción para una subestación de alta tensión son las siguientes : (los transformadores de potencia y las baterías de los condensadores se instalan por separado).

- *Construcción de la sala de recepción de la subestación y de su red de tierras.*
- *Construcción del edificio con estructura metálica que constituye la estructura portadora.*
- *Montaje dentro del edificio de los subensambles prefabricados.*
- *Cableado de baja tensión de los elementos no prefabricados.*
- *Verificaciones.*

Características ligadas al producto industrial

Calidad de instalación : Se trata sólo de ensambles con lo que se suprimen los errores de ensamblado. Los terminados son hechos en fábrica.

Confiabilidad : El ensamble ha sufrido ya las pruebas dieléctricas de corto circuito. Los ajustes especiales han sido hechos en fábrica.

Rapidez de la instalación : Después de haber realizado la dala de recepción, son suficientes dos semanas para levantar el edificio e impermeabilizarlo. La instalación eléctrica puede hacerse independientemente de cualquier contratiempo en 4 o 6 semanas según la importancia de la obra.

Lugar ocupado dentro de la red

En México las funciones de gran transporte y de interconexión están aseguradas principalmente por la red de 400 Kv y en menor escala por la red de 230 Kv. La función de repartición es cuando se asegura a los 230 Kv las redes de 123 Kv y 72.5 Kv así como la distribución en las redes de 23 o 15 Kv.

La subestaciones S.I.M.C. son subestaciones de 90 Kv o 63/20 Kv ó 115 Kv (alta tensión/mediana tensión) (A.T./M.T.) etc. Existen diferentes cascadas posibles para llegar desde los centros de producción hasta las subestaciones que aseguran la distribución de la energía eléctrica en 23 Kv o 13.8 Kv y cumplen con las disposiciones locales.

La gran mayoría de las subestaciones A.T./M.T. se realizan según el esquema simple de juego de barras indicado en la figura 1 y funcionan en régimen de bode. El ritmo de construcción actualmente es de 35 subestaciones y se puede aumentar a 60 por año en algún tiempo, con la finalidad de acresentar la calidad del servicio.

Esquema unifilar de alta tensión

La construcción de una subestación S.I.M.C. A.T./M.T. según el esquema simple de juego de barras se hace de manera progresiva en función de la mayor o menor necesidad de energía en la localidad. De manera general las etapas son las siguientes como se observan en la figura 6 :

- *Instalación de la primera tráve en el año n en que comprende una celda de la línea de A.T., una celda del transformador de A.T., 10 celdas de M.T. y la totalidad de los locales para conduit y de locales anexos.*
- *Garantía del transformador, año n + 1 que comprende la instalación suplementaria de una celda del transformador.*
- *Garantía de la línea, año n + 4 que comprende la instalación suplementaria de una celda de línea de A.T. y de 10 celdas de M.T..*
- *Instalación del tercer transformadar año n + 10 que comprende la instalación suplementaria de una celda*

del transformador A.T. y de 20 celdas de M.T..

- Instalación eventual de una tercera línea para una alimentación de un cliente de A.T..

Los transformadores de potencia instalados tienen una potencia máxima de 36 MVA y podrán aumentarse en años futuros hasta potencias de 50 MVA en 72.5 Kv y 60 MVA en 123 Kv.

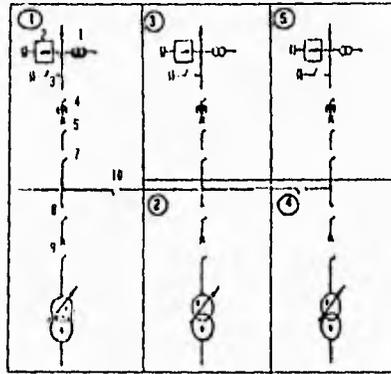


Figura 5. Esquema unifilar de una SIMC y descomposición de las etapas de construcción.

Secuencia de energización y desenergización

Independientemente del esquema de interbloques y encerrojamiento propio de una subestación S.I.M.C. en particular, en la generalidad de los casos será imperativo controlar los siguientes puntos durante la energización:

- La subestación debe de haber sido energizada anteriormente por lo menos en una ocasión (la presente secuencia se refiere a la energización, no a las consideraciones particulares de la puesta en servicio).
- Se deberán retirar todos los medios provisionales o permanentes de puesta a tierra de todas las partes expuestas o sujetas a energización (juegos de barras, conexiones, etc.).
- Todos los paneles y puertas de acceso a compartimentos sujetos a energización deberán encontrarse en su posición definitiva, encerrojados (o eventualmente consignados por medio de candados), de acuerdo con el esquema de interbloques y encerrojamiento correspondiente.
- Se deberá asegurar que todos los seccionadores pasamuros rotativos se encuentren encerrojados (o eventualmente consignados por medio de candados) en la posición abierta, las cuchillas de puesta a tierra se encuentren encerrojadas (o eventualmente consignados por medio de candados) en la posición cerrada y que todos los interruptores se encuentren en la posición abierta.

e. Después de haber verificado el correcto cumplimiento de los puntos anteriores, se podrá proceder a la energización, mediante el seguimiento en orden estricto de los pasos de la siguiente secuencia:

f. Retirar las consignaciones y deshabilitar los encerrojamientos a fin de poder abrir las cuchillas de puesta a tierra del (los) compartimento(s) a ser energizado(s) de acuerdo con el esquema particular de interbloques y encerrojamientos de la subestación.

g. Retirar las consignaciones y deshabilitar los encerrojamientos a fin de poder cerrar los seccionadores pasamuros rotativos de (los) compartimento(s) a ser energizado(s), de acuerdo con el esquema particular de interbloques y encerrojamientos de la subestación. Proceder con el cierre de estos seccionadores.

h. Liberar los bloqueos de los interruptores (posible sólo después del cierre de los seccionadores) de acuerdo con el esquema particular de interbloques y encerrojamientos de la subestación. Proceder con el cierre de los interruptores.

i. Una vez que se haya energizado, se podrá verificar la presencia de tensión en el compartimento mediante el uso de la pistola sensora de campo eléctrico, introduciéndola en el receptáculo correspondiente.

Teniéndose la subestación energizada, se podrá proceder a la desenergización, mediante el seguimiento en estricto orden inverso de los pasos de la secuencia de energización, tal y como se muestra a continuación :

a. Proceder con la apertura de los interruptores.

b. Liberar los bloqueos de los seccionadores pasamuros rotativos (posible sólo después de la apertura de los interruptores) de acuerdo con el esquema particular de interbloques y encerrojamientos de la subestación. Proceder con la apertura de estos seccionadores y, en caso necesario, a su consignación.

c. Liberar los bloqueos de las cuchillas de puesta a tierra (posible sólo después de la apertura de los seccionadores) de acuerdo con el esquema particular de interbloques y encerrojamientos de la subestación. Proceder con el cierre de las cuchillas de puesta a tierra y, en caso necesario, proceder a su consignación.

d. Una vez que se haya desenergizado y puesto a tierra, se deberá verificar visualmente la posición de los seccionadores y cuchillas de puesta a tierra a través de las mirillas de los compartimentos en cuestión así como verificar la ausencia de tensión en el compartimento mediante el uso de la pistola sensora de campo eléctrico, introduciéndola en el receptáculo correspondiente.

e. A fin de que el personal pueda tener acceso a los compartimentos desenergizados, se deberán liberar los bloqueos de las puertas de acceso (sólo posible después del proceso completo de desenergización), con lo que se podrá proceder a abrirlas y dar el servicio de mantenimiento en el equipo eléctrico.

VIII. OPERACION Y MANTENIMIENTO

Toda operación de mantenimiento dentro de los compartimentos A.T. forzosamente deberá conllevar un proceso de desenergización y puesta a tierra. Tal operación se efectuará únicamente en los compartimentos en que se vaya a dar el mantenimiento por sus características de construcción tipo metal-clad, pudiendo permanecer todos los demás compartimentos, incluso los adyacentes, energizados y en operación. En el caso de compartimentos con interruptores, en que exista riesgo de golpes mecánicos sobre las porcelanas, será imperativo extraer parte del gas SF6 de los polos hasta tenerse una presión máxima de 0.3 bars.

A fin de evitar posibles errores por parte del personal de operación, la subestación cuenta con un sistema de interbloqueos garantizando que no se pueda alterar la secuencia de operación y mantenimiento.

Todos los equipos eléctricos de la subestación S.I.M.C. deberán ser objeto de un programa de mantenimiento preventivo, pero a diferencia de las subestaciones abiertas, expuestas a la intemperie, en la subestación S.I.M.C. los periodos entre servicio serán a intervalos mayores de tiempo. Se deberán contemplar en este programa todas las libranzas que se requieran para el mantenimiento mayor de los equipos en alta tensión, asignando de preferencia fechas en que sea previsible una demanda baja, para así poder dar una continuidad en el servicio mediante la reconexión de toda la carga a un sólo transformador, en caso de contarse con un arreglo redundante.

Se recomienda, que por lo menos una vez al mes se lleve a cabo una visita a la subestación, en que se elabore una inspección visual de los equipos. Se deberán operar los interruptores cada tres meses a fin de verificar su funcionamiento. Como parte del mantenimiento anual se deberá revisar el estado del edificio, principalmente en las zonas de azoteas, verificar la estanqueidad del impermeabilizado, limpieza general de los desagües y bajadas pluviales, revisión de la estructura metálica (el apriete de los tornillos), así como el estado general de los acabados aparentes, especialmente de las pinturas en exteriores. También se recomienda dentro del mantenimiento anual la verificación del funcionamiento de todo el sistema de operación y control. Las operaciones anteriores, que forman parte del mantenimiento menor, podrán llevarse a cabo sin la necesidad de sacar de servicio la subestación, a excepción del breve periodo de tiempo en que trimesralmente se opera el interruptor, pero en ningún caso será necesaria sacar de servicio ningún compartimento ya que no se requiere tener acceso al interior de éstos.

El mantenimiento mayor se deberá llevar a cabo en periodos de 5 a 7 años, debiéndose sacar de servicio los diferentes compartimentos a fin de inspeccionar detalladamente los equipos. Esta operación se puede hacer en forma alternada entre los diferentes compartimentos, de modo que siempre se pueda tener funcionando parte de la subestación, pudiéndose cargar todos los circuitos derivados a los compartimentos en operación, para los que se deberán proveer las libranzas en fechas de baja demanda. Entre los aspectos más importantes a revisar se incluyen las características de los aislamientos de todos los equipos en A.T. (aisladores soporte, pasamuros, seccionadores pasamuros rotativos, transformadores de potencial e instrumentos, interruptores, boquillas de los transformadores, etc.). También se deberán revisar los mecanismos de operación de los equipos (desgaste y lubricación), buscar indicios de corrosión, verificar el estado de los contactos eléctricos, el apriete de conexiones de conductores y juego de barras así como llevar a cabo opcionalmente un control por termovisión para la detección de puntos calientes. Se deberá aprovechar la oportunidad de tener acceso al interior de los compartimentos para proveer reparaciones menores que puedan aún no ser necesarias como el cambio de los tubos fluorescentes de las luminarias. Cada 10 años se deberá inspeccionar el estado de la impermeabilización de los techos y pinturas sobre el concreto por una compañía especializada, a fin de determinar la fecha en que pueda requerirse su reparación. Ocasionalmente podrá requerirse efectuar operaciones de mantenimiento correctivo, en caso de fallas no previsibles en los equipos. La vida útil promedio de una instalación, antes de requerir una rehabilitación mayor generalizada, será de 25 a 35 años, dependiendo de las condiciones a que esté expuesta.

IX. SEGURIDAD, INTERBLOQUEOS Y ENCERROJAMIENTOS.

Los bloqueos y encerrojamientos se proveen como dispositivos de seguridad hacia el personal operativo y de mantenimiento y la instalación misma, previendo la eliminación de errores en secuencias de operación e impidiendo el acceso a compartimentos energizados. Adicionalmente se cuenta con dispositivos y procedimientos extras de seguridad como las mirillas para visualización directa de la posición de los equipos y los receptáculos para la pistola sensora de campo eléctrico.

Podrán existir bloqueos mecánicos directos (por ejemplo, entre el seccionador de línea y la cuchilla de puesta a tierra asociada a éste) o encerrojamientos mediante el sistema de llaves libres o cautivas (en función de la posición del equipo en que se encuentra instalado), pudiéndose implementar cualquier secuencia de operación de acuerdo con los requerimientos específicos del usuario. Como ejemplo específico de la funcionalidad de un encerrojamiento se puede citar el siguiente ejemplo :

- *El acceso a un compartimento de interruptor no es posible a menos que los seccionadores pasamuros rotativos asociados se encuentren en la posición abierto, con lo que se libera la llave necesaria para abrir la*

cerradura de la puerta. Inversamente, el cierre de los seccionadores no es posible a menos que se haya cerrado la puerta de acceso al compartimiento, con lo que se libera la llave necesaria para cerrar este seccionador.

Se pueden implementar encerrojamientos similares entre cualesquiera dos equipos (el interruptor y el seccionador pasamuros rotativo, por ejemplo), que al quedar ligados en su conjunto, definen perfectamente cada uno de los pasos y el orden estricto de ejecución, dentro de cada secuencia de operación. Los encerrojamientos se diseñan de acuerdo con la funcionalidad de cada compartimento o conjunto de compartimentos asociados (bahías completas de la subestación), pudiéndose citar, como ejemplos particulares, compartimentos para interruptores de acometidas, interruptores de circuitos derivados, interruptores de transformadores, interruptores de enlace, juegos de barras, entre otros. Los instructivos de cada una de las secuencias se localizará a la vista con toda claridad, frente a los mandos de los equipos correspondientes, en el corredor de maniobras. Como un dispositivo de seguridad adicional a los encerrojamientos, en los mandos de cada uno de los equipos se han previsto preparaciones para consignaciones (candados, por ejemplo), a fin de poder restringir la operación del equipo únicamente al personal autorizado (no sirven para garantizar las secuencias de operación).

X. APLICACIONES

Las subestaciones S.I.M.C. de concreto utilizan simple o doble juego de barras colectoras como solución de redes de transmisión industrial y pública por abajo de 100Kv.

La tecnología S.I.M.C. tiene más de 30 años en existencia tal, a lo largo de los cuales se ha venido optimizando su concepción. La única subestación de tecnología S.I.M.C. existente en México, se encuentra en las instalaciones del puesto central de control del Sistema de Transporte Colectivo de la Cd. de México, la cual opera en 85 KV contando con dos acometidas provenientes de la subestación de Nonoalco y Jamáica, pertenecientes a Luz y Fuerza del Centro, y a través de la cuál se derivan los circuitos alimentadores en 15 Kv para el alumbrado y la tracción de las líneas y estaciones. Cabe aclarar que esta subestación corresponde a las primeras concepciones de la S.I.M.C..

XI. SUBESTACION S.S.R.

DESCRIPCION

La fuerte industrialización de las subestaciones S.I.M.C. ha conducido a otras compañías a desarrollar la nueva subestación S.S.R. (Subestación con saturación reducida), construida a partir de un cierto número de proposiciones originales que son :

a) Edificio con dos niveles

El conjunto de subestación (parte de A.T., M.T., locales industriales y habitables) ocupan una parte del suelo análoga a la del edificio industrial de la subestación de diseño clásico.

En la construcción de la subestación de A.T. se dispone de un primer piso y las otras partes de la subestación están en la planta baja. Esta arquitectura permite toda una organización de la subestación y en particular la separación de la parte de A.T. del resto de la subestación.

b) Compartimentos

El conjunto de la subestación de A.T. está compuesto de un cierto número de compartimentos, cuya función está bien definida (compartimentos de salida de línea, juego de barras de extremidades, etc.) que pueden ser aisladas entre ellas y puestas a tierra asegurando mantener la corriente de corto circuito asignada y son manejadas desde un cuarto de servicio.

c) Módulos y empaques.

Cada compartimento es objeto de un empaque de extinción dentro del cual se encuentra el conjunto de materiales de A.T. con elementos premontados y preregulados en fábrica, que sólo necesitan ponerse en su lugar en la instalación y dentro de la subestación.

d) Seccionador telescópico.

El ángulo de los elementos en A.T. descansa bajo la utilización de seccionadores telescópicos de saturación reducida y de gran versatilidad en la instalación.

El arreglo con seccionadores clásicos conduciría a dimensiones mucho mayores.

EDIFICIO

El edificio tiene dos pisos instalados sobre una dala de apoyo que soporta las charolas de B.T. y eventualmente un ducto sanitario con intermedios de rejillas de anclado preselladas.

La estructura es de perfil metálico galvanizada y soporta los pórticos principales y las zapatas destinadas a recibir el piso intermedio. Las paredes exteriores son de repellado simple, poco aislado en la planta baja. El techo tiene una pendiente simple y es de placas onduladas, revestidas con un aislamiento interior.

La protección contra incendio dura una hora (calidad llamada de corte de fuego de las paredes).

ARQUITECTURA DEL EDIFICIO

La arquitectura del edificio es construida a partir de una base metálica que asegura la estabilidad mecánica del conjunto, así como el anclado de líneas en el caso de llegadas aéreas y de revestimiento o de bardas metálicas que deben adaptarse a las condiciones climatológicas locales.

El edificio está construido en dos niveles como se observa en la figura 6.

Nivel inferior

Está realizado de acuerdo al plan general de edificios que corresponde a subestaciones con barra simple, es decir de :

- *La subestación de M.T..*
- *Los locales de servicio (local de la batería, local telecomandado, etc).*
- *Un local de regulación general.*
- *Los locales administrativos.*
- *Una escalera de acceso al primer piso.*

El conjunto de estos equipos puede ser entregado en elementos preensamblables.

Segundo nivel

La subestación de A.T. ocupa el conjunto del segundo nivel. Las diferentes celdas (línea y transformador) están dispuestas a los lados del eje longitudinal del edificio.

Están enmarcadas por :

- *El juego de barras por el lado de llegada de la línea.*
- *Un pasillo de servicio del lado de la salida del transformador.*

El acceso al segundo nivel, se hace por medio de una puerta situada en el extremos del pasillo de servicio.

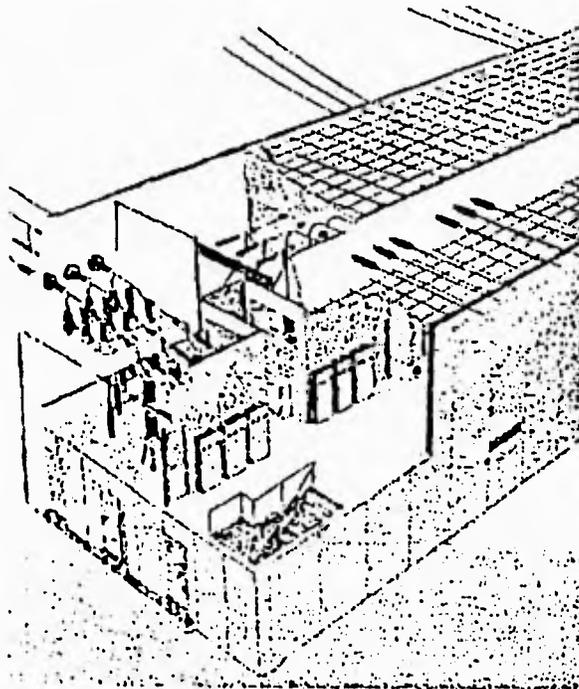


Figura 6. Perspectivas del edificio, que muestra la parte inferior de los locales de M.T., así como los locales de conducción y en la parte superior, la subestación de A.T.. Se hace notar el pasillo de servicio donde están ubicados todos los comandos de la trève.

ARQUITECTURA DE LA SUBESTACION

Seccionador telescópico

Con el fin de reducir los congestionamientos y facilitar la instalación del material, se diseñó un seccionador telescópico.

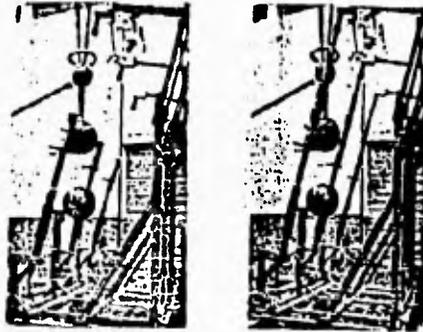


Figura 7. Seccionador telescópico TS72; la inclinación puede aceptar cualquier valor en el plano vertical.

El conjunto móvil está construido por tres tubos coaxiales deslizantes al interior de un elemento fijo. La continuidad eléctrica entre los diferentes elementos está asegurada por delgas de contacto. El contacto principal se realiza de la misma forma. El aparato es aislado de la masa por una columna aislante única de material organico. Los elementos telescópicos son aislados y empujados por un brazo aislado que en posición de seccionador abierto se repliega en el interior de la columna soporte aislante. Un sistema de triángulos flexibles y aislantes guiados al interior del tubo empujan a los brazos aislantes para efectuar alguna maniobra. Los triángulos flexibles son movidos por un sistema de maniobra lineal del tipo tuerca tornillo.

Este aparato permite una gran facilidad de instalación, en particular para la realización de la liga mecánica entre el sistema de maniobra y los seccionadores. El dispositivo de triángulos flexibles y su guía proporcionan la posición de los seccionadores totalmente independientes de sus comandos.

En cuanto a su utilización dentro de las subestaciones interiores, los seccionadores son aparatos de interior y satisfacen las condiciones de termocondicionamiento de este tipo de subestación.

Además sus distancias de apertura son superiores a la distancia necesaria para las tensiones asignadas con el fin de permitir el paso de una cortina móvil de puesta a tierra y manteniendo una masa suficiente con las partes que permanecen bajo tensión. Este dispositivo permite hacer los compartimentos para la subestación.

El interruptor

Es un interruptor en SF6 con soplador térmico de baja energía con posibilidad de comando mecánico u oleoneumático y equipado con aisladores de material organico.

ORGANIZACION DE LA SUBESTACION

La subestación está compuesta de un cierto número de compartimentos separados del pasillo de servicio y pueden ser aislados los unos de los otros por medio de páneces móviles que crean zonas de trabajo protegidas. Los materiales que corresponden a estos compartimentos premontados y prearreglados en fábrica son enviados en un sólo paquete.

A cada paquete se le asocia una función muy precisa confiriendo a la subestación la lógica y la claridad necesaria para su utilización.

En la figura 8 se muestra la disposición del paquete "interruptor-seccionador" de una celda.

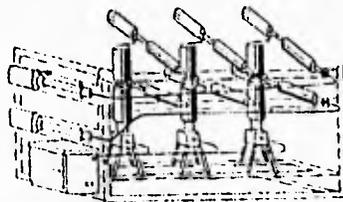


Figura 8. Paquete "interruptor seccionador de una celda.

La figura 9 muestra la disposición de los materiales dentro de la subestación con la organización de los compartimentos y de los páneces móviles.

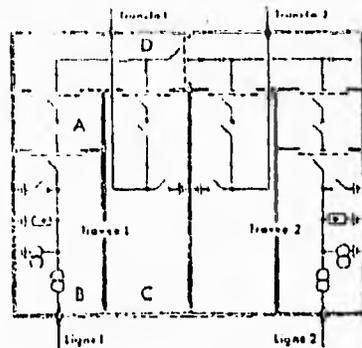
Los otros elementos esenciales para la buena organización de este tipo de subestacion son :

- *La disposición de los sistemas de maniobra.*
- *La posibilidad de ver la posición de los aparatos, en particular la de los seccionadores y tierras.*

Entonces dentro de la subestación S.S.R. las celdas en línea y el transformador de cada una de las traves son separadas por un pasillo perpendicular al pasillo principal en el cual son agrupados :

- *Los comandos de todos los aparatos de cada sección.*

- Los comandos de los p neles móviles.
- Las mirillas que permiten ver la posición de los aparatos y los p neles de cada sección.



- | | |
|--|--------------------------------------|
| A - Compartimento de interruptores | C - Compartimento de transición |
| B - Compartimento de llegada de líneas | D - Compartimento de juego de barras |

Figura 9. Esquema que muestra los compartimentos.

En caso necesario, el aislamiento de los dos seccionadores adyacentes est garantizado por la interposición de un panel a cierta distancia que separa al seccionador de barras de los comandos, los cuales se encuentran en el pasillo de cada una de las secciones.

FUNCIONAMIENTO DE LA SUBESTACION

Los principios fundamentales que permiten su funcionamiento son :

a) La subestación de A.T. está considerada como una instalación protegida para que cualquier operación dentro de algún compartimento sea posible, ya que los p neles sirven para separar cualquier trabajo en los compartimentos.

b) El procedimiento para entrar en cualquier compartimento es :

- Utilizar un sistema de llaves (libres) liberadas para las sucesivas maniobras consignadas. (la maniobra de los seccionadores y cierre con p neles).
- Verificar la ausencia de tensión por medio de un detector de campo eléctrico adaptado a la subestación.
- Puesta a tierra de la descarga antes de entrar al compartimento.

Además, el hecho de que los comandos sean ensamblados en el sitio (pasillo transversal) permite asociar un control visual para la posición de los aparatos.

AMPLIACION Y MANTENIMIENTO

El sistema de acoplamiento entre seccionadores permite la ampliación de la subestación sin que sea necesario interrumpir el servicio. En caso de mantenimiento es posible retirar cualquier paquete del compartimento y cambiarlo, ahorrando los tiempos de interrupción. Es posible también desmontar los aparatos polo por polo y en especial el interruptor.

La descomposición de la parte de alta tensión de la subestación en un número limitado de módulos estandar premontados y preregulados en fábrica (módulo-seccionador, módulo seccionador-disyuntor etc.) permite a la subestación S.S.R. responder a todos los casos o esquemas de interiores de subestaciones (esquema con 2 juegos de barras, esquema con un juego de barras, etc).

Además la descomposición en paquetes y los compartimentos de A.T de la subestación, así como la disposición con paneles móviles, permiten todas las arquitecturas deseadas (un sólo edificio que contiene todos los elementos de la subestación A.T./M.T. de manera que la subestación tiene lugares específicos para la instalación de los transformadores).

XII. VENTAJAS INVESTIGADAS PARA LA S.I.M.C.

El objetivo económico fijado para la S.I.M.C. es la igualdad de precio en promedio con la subestación abierta equivalente, ésta subestación presenta un gran número de ventajas entre las que se puede citar :

- *Una insensibilidad a las condiciones climatológicas*

El material eléctrico instalado se encuentra en condiciones ambientales privilegiadas; lo que aumenta el interés de la tecnología en el caso de zonas que presentan condiciones climatológicas difíciles, tales como contaminación industrial, salina o condiciones fuertes de nieve.

- *Una buena integración al ambiente local*

Por medio de las diversas posibilidades de acabados existe siempre la solución para las necesidades arquitectónicas. La técnica del edificio adoptada que consta en revestir con paredes una estructura metálica permite tener un número importante de variantes en lo concerniente a corredores y motivos de cada pared.

La llegada de A.T. puede realizarse con cable subterráneo que entra directamente al edificio sin atravesar la parte alta exterior, lo que limita el impacto sobre el ambiente.

- *Una superficie muy reducida.*

La integración dentro de un edificio único y la optimización en cuanto a las partes de A.T., M.T., control y mando, así como de las partes anexas, conducen a ocupar una superficie muy reducida. Hay que notar que esta importante ganancia de compactidad debe tomarse en cuenta en el momento de seleccionar el lugar de ubicación.

A pesar del aislamiento contra el aire de las celdas de A.T., el hecho de integrar en una misma estructura las partes de A.T./M.T./anexas, conduce a una reducción de la superficie que representa aproximadamente 1/3 de la subestación abierta equivalente y que puede representar aproximadamente 1/6 al integrar los transformadores.

- *Una mayor calidad en la instalación.*

En efecto la gran industrialización de este tipo de subestación hace posible el mejorar el trabajo en la fábrica con relación al trabajo en el sitio, lo cual repercute en la calidad de los materiales y suprime las áreas de montaje y los reglajes en el sitio mediante el control dentro de la fábrica.

La prefabricación es total. Los preensambles están montados y regulados en la fábrica y condicionadas de acuerdo con las diferentes fases de ensamblado

- *Una instalación rápida en el sitio*

Esto es permitido por la preelaboración en fábrica de los diferentes módulos funcionales preregulados y fácilmente transportables aún a zonas de acceso difícil.

El mantenimiento en el sitio se hace por medios funcionales simples, inherentes a la estructura metálica.

- *Una buena adaptación a los diferentes esquemas eléctricos.*

Los módulos permiten una gran flexibilidad que no es fijo a un sólo esquema o a una sólo arquitectura.

- *Una buena explotación de seguridad*

Tiene una explotación normal, de manera que el uso de compartimentos aumenta la seguridad inhibiendo la posibilidad de contacto accidental con las instalaciones de alta tensión.

Se trata de un material con envoltura metálica del tipo "blindado" (CEI 298) no hay distancias de trabajo. El acceso al interior de algún compartimento está condicionado al movimiento mecánico necesario para la posición abierta de los seccionadores que pertenecen a este compartimento o en su caso a la posición cerrada del seccionador de tierra. Además es posible trabajar dentro del compartimento manteniendo todos los otros compartimentos con tensión.

Las consecuencias de un posible arco interno han sido probados por completo y el sistema de reducción de presión nos proporciona la seguridad necesaria de personal y equipo. También se han probado los voltajes a tierra de acuerdo a las normas del IEEE con prototipos, considerando el desgaste de la ropa del operador, sus zapatos mojados etc..

Se han diseñado sistemas especiales para revisar a control remoto la saturación desde afuera de los compartimentos.

- *Corte visible*

La posición abierta o cerrada de todos los seccionadores de tierra es visible desde el pasillo de explotación donde son reunidos los dispositivos de maniobras.

- *Extinción sin corte.*

Puesto que las separaciones físicas son de doble corte con puesta a tierra del elemento móvil, existe la posibilidad de acceso de un lado del seccionador manteniendo la tensión del otro lado.

- *Protección de los materiales.*

Están encerrados por una cubierta metálica. Las separaciones físicas entre compartimentos son permanentes.

- *Mantenimiento reducido.*

Debido a que, los aparatos quedan protegidos de toda contaminación con una cubierta suficientemente hermética, a la ausencia de aceite como elemento aislante, al uso de aislamiento del aire a la presión atmosférica, a la utilización de transformadores de medición con aislamiento seco y los interruptores de corte encapsulados en SF₆, el mantenimiento se reduce a una simple vigilancia del estado de contactos y de los seccionadores.

- *Riesgo de incendio prácticamente nulo.*

Por la ausencia de aceite y buena protección de cables de B.T. haciéndolos pasar por la estructura metálica.

- *Equipotencialidad de las instalaciones.*

El principio de puesta a tierra limita las tensiones de paso y contacto.

- *Fácil mantenimiento de todos los componentes.*

Se limita un proceso de pasos simples ya que al utilizar tecnología tipo metal-clad, las operaciones se realizan sin ningún riesgo desenergizando el compartimento que contenga el equipo dañado, sustituyéndolo fácilmente por uno nuevo.

- *Protección contra ruido.*

Esto es para el caso de los transformadores que estén en el interior.

- *Protección contra las interferencias radioeléctricas y radiaciones.*

Al exterior de la subestación y en caso de maniobras pues el equipo es tipo "blindado", que permite la utilización de control comandado electrónico y numéricas.

- *Protección contra los actos de vandalismo.*

A través de las cubiertas y conexiones en A.T. que se pueden hacer con cables que se cruzan entre muros.

- *Mantenimiento constante.*

Los medios funcionales (gruas, montacargas, etc..) que sirven para el ensamblado se quedan en la subestación y pueden ser utilizados igualmente para desmontar.

- *Corte reducido en caso de maniobras.*

Si se trata de una intervención que sea relativa al seccionador o sobre cualquier otro equipo, el único compartimento afectado es el que se saca de funcionamiento.

Si se trata de una cuchilla de seccionador, sólo los dos compartimentos afectados se sacan de funcionamiento. Para el caso de un seccionador de barras, está previsto utilizar paredes metálicas removibles de manera que se queden los juegos de barras en servicio durante el tiempo de la intervención.

XIII. EXPORTACION

La exportación es una de las principales características del sistema. El 80% del mercado esta en Francia. Tomando en cuenta las ventajas ligadas a la prefabricación en la empresa, el acondicionamiento de los elementos es adaptado para transportarse.

Las ventajas consideradas son :

- *Posible fabricación local bajo ciertas condiciones.*
- *Capacitación simple del personal de explotación puesto que el material es convencional.*
- *Posible instalación a cualquier nivel sin un "especialista constructor".*
- *Explotación simple y con la filosofía de mediana tensión.*

XIV. PRUEBAS DE LABORATORIO.

Las especificaciones de funciones y soluciones pedidas por los fabricantes se dirigieron al empleo de subestaciones interiores con equipo aislado en aire, para lo cual fue necesario hacer estudios específicos.

Fueron sometidos prototipos para la mayoría de las pruebas de acuerdo a las recomendaciones CEI298 y más específicamente para aquellos casos de arco interno en compartimentos. Estos fueron completados con estudios de termocondiciones, de voltaje de paso y contacto y pruebas hechas para asegurar que la hipótesis de la coordinación estuviera bien planeada.

Las pruebas han sido realizadas con el laboratorio de la EDF de Renardières. Además las pruebas específicas de resistencia dieléctrica y de potencia nos dan los siguientes resultados :

- *Prueba de corriente admisible de corta duración : 31.5 KA eff. 1S.*
- *Tensión de contacto para falla a tierra a 20 KA : 3 V.*
- *Tensión de paso para falla a tierra a 20 KA : 3 V.*
- *Prueba de perturbaciones radioeléctricas sobre una instalación de conductor numérico : 100% de eficacia (blindaje de las charolas de B.T.).*
- *Prueba de calentamiento a $I_n = 1250 A$ ambiente $+10^{\circ}C$.*

XV. ESTANDARES

La subestación S.I.M.C. cumple con todos los standars aplicables y especificaciones incluyendo:

- *CEI 71-1, 71-2 y 71-3.*
- *UTEK 13.200 (Frances).*

CAPITULO III

ANALISIS TECNICO-ECONOMICO

I. INTRODUCCION

En el presente capítulo evaluaremos tres diferentes tecnologías en subestaciones equivalentes (Subestación convencional, subestación S.I.M.C. y subestación G.I.S.), para un campo de aplicación en particular, considerando tanto sus características técnicas como las económicas con el objeto de ver cuál de ellas representa la mejor opción.

Para nuestra evaluación nos limitaremos a hacer un análisis de resultados de diferentes estudios técnico-económicos elaborados por diversas compañías para las tecnologías mencionadas. Compararemos dichos estudios y concluiremos sobre ello.

II. COSTOS DE INVERSION EN SUBESTACIONES

La estimación del costo de una subestación se basa en las principales características de la misma (Número de alimentadores en todas las tensiones, relación de transformación, capacidad y tipo de transformador (1φ ó 3φ)).

Los elementos más costosos en una subestación son principalmente los transformadores de potencia y en segundo término los interruptores.

Costo del material y equipo de instalación permanente

Para hacer una evaluación económica de este tipo se distinguen básicamente dos tipos de costos unitarios de inversión, costo directo y costo directo más indirecto. El costo directo se refiere a los materiales, equipos, mano de obra, etc. necesarios para construir la obra en sí. El costo directo más indirecto incorpora adicionalmente los costos asociados con el diseño, administración y control de obras que, para efectos de estudio se pueden estimar como un porcentaje del valor del costo directo.

Costos de construcción

Estos costos comprenden la obra civil y la electromecánica. La primera incluye principalmente movimientos de tierra, concreto, trincheras para cables, adquisición y habilitación de acero de refuerzo y otras obras de

albañilería. La obra electromecánica está integrada por el montaje de los transformadores de potencia y demás equipos, así como el tendido y conexión de cables.

Otros

En este rubro se incluyen los costos de transporte de materiales y equipos de instalación permanente, adquisición de terrenos, supervisión de construcción y estudios topográficos.

III. METODOLOGIA DE ANALISIS

Para éste análisis he tomado estudios económicos elaborados por diversas compañías de tal manera que se hará una comparación entre dichos estudios para obtener conclusiones con cierta credibilidad. Esta comparación se hará considerando todas sus características tanto técnicas como económicas con el objeto de concluir cuál de ellas es la mejor opción en todos los aspectos para un campo de aplicación en particular.

Dicho análisis involucra características técnicas de espacio, nivel de seguridad, confiabilidad en el suministro, vulnerabilidad a ataques, insensibilidad al medio, impacto ambiental, facilidad de ampliación, facilidad de mantenimiento y económicas, costos relativos de inversión. Algunas de estas características resultaran casi obvias de acuerdo con las bases de diseño propias de cada subestación.

Primero analizaré cada uno de los puntos técnicos anteriormente mencionados basándome en el diseño de cada tecnología y en datos ya existentes, mostrándolos en una tabla comparativa que facilite el trabajo para determinar cual de ellas representa la mejor opción en este aspecto. Posteriormente se hará un análisis de costos de inversión utilizando datos ya elaborados y haciendo una comparación a través de tablas y gráficas que faciliten el manejo de los mismos.

IV. ANALISIS TECNICO

Cabe aclarar que todos los puntos aquí tratados tienen, como última consecuencia un cierto impacto en lo económico.

Ahorro de espacio

Las primeras comparaciones en los costos de las subestaciones convencionales clásicas y la subestación S.I.M.C. han hecho que resalte la importancia primordial del costo del terreno. En efecto, si en valor absoluto la subestación S.I.M.C. puede tener un costo en por ciento superior al de la subestación convencional clásica en

una zona rural, éste se convierte en igual o inferior en zonas suburbanas y urbanas como se observa en la figura 1 la cual no involucra los transformadores de potencia ya que su costo es mínimo para ambas soluciones.

Sin embargo hay que hacer notar que los gradientes obtenidos de las exigencias propias de las compañías suministradoras pueden ser todavía reducidos para ciertos campos de aplicación, como en el caso de :

- Integración de los transformadores de potencia al edificio, lo que conduce a una reducción en las superficies.
- Esquemas de alta tensión más consecuentes (doble juego de barras, más de tres llegadas o transformadores, etc.), lo que permite optimizar la compactación de las diferentes disposiciones.

Un estudio comparativo hecho en C.L.Y.F. del cual hablaremos más adelante arrojó los siguientes resultados al comparar áreas entre subestaciones convencionales y G.I.S. (los arreglos de las subestaciones se pueden ver en la tabla 2)[20] :

COMPARACION EN AREAS NECESARIAS ENTRE S.E.s CONVENCIONAL Y G.I.S.			
NOMBRE DE S.E.	G.I.S. (m²)	CONVENCIONAL (m²)	G.I.S./CONV (%)
CONDESA 123Kv	160	3600	4.4
CHAC 123 Kv	200	4500	4.4

Tabla No1. Comparación de áreas de una S.E. convencional con una G.I.S.

Podemos observar basándonos en los resultados de este estudio que el lugar ocupado por una subestación convencional es mucho mayor al que ocuparía una subestación G.I.S. (aproximadamente 5% del área ocupada por una S.E. convencional), y si el costo del terreno es alto en determinado lugar se obtiene un ahorro importante por lo que al igual que la subestación S.I.M.C. la subestación G.I.S. resulta ser una buena opción para dichos campos de aplicación.

Nivel de seguridad

Las subestaciones convencionales presentan un bajo nivel de seguridad con respecto a las subestaciones S.I.M.C. y G.I.S. en lo concerniente a la protección de operadores y personal de servicio, como para los habitantes de áreas vecinas al sitio de instalación, ya que en el caso de estas dos últimas presentan ciertas características como la de no tener expuestas las partes vivas o energizadas evitando cualquier accidente de contacto. Cuentan con dispositivos de alivio de sobrepresión evitando explosiones o incendios. En el caso de la

subestación S.I.M.C. los muros del edificio no son combustibles y están diseñados para funcionar como un efectivo retardante de la propagación del fuego.

Confiabilidad de suministro

En este aspecto las subestaciones tradicionales tampoco ofrecen grandes ventajas ya que están expuestas a fallas por condiciones atmosféricas, agresiones externas y algunos otros factores que no están bajo el control de los operadores, en cambio las subestaciones G.I.S y S.I.M.C. al estar dentro de un edificio no presentan este problema. Otro punto favorable en este aspecto con respecto a estas dos tecnologías es que cualquier falla en la subestación puede ser detectada y reparada en cuestión de pocos minutos por lo que se tiene mayor continuidad.

Las subestaciones S.I.M.C. presentan un diseño en media tensión a base de tableros tipo metal-clad cuya confiabilidad es muy superior al del sistema convencional abierto.

Vulnerabilidad a ataques

Esta es una característica que puede no parecer muy importante pero sin embargo, llega a tener graves consecuencias al no tomarse en cuenta. En este aspecto las subestaciones convencionales presenta grandes dificultades por estar al intemperie ya que están expuestas a cualquier situación que resulte agresiva para la misma, como ataques de vandalismo o animales circulando por la zona etc.. Las subestaciones S.I.M.C. y G.I.S. al encontrarse totalmente contenida en el interior de un edificio, resulta más difícil la posible intrusión de personal no autorizado.

Insensibilidad al medio

En este caso la subestación convencional queda desprotegida ante cualquier condición que se presente en el ambiente, en cambio en el caso de las otras dos tecnologías tratadas, el material eléctrico se encuentra en condiciones ambientales privilegiadas, además de estar en el interior del edificio, lo que aumenta el interés de las tecnologías en el caso de zonas que presentan condiciones climatológicas difíciles. Las subestación G.I.S. además de contar con esta última característica, sus elementos están dentro de una envolvente metálica, lo que la hace todavía más insensible a estos efectos aun no estando en el interior de un edificio.

Impacto ambiental

Con respecto a este punto las subestaciones convencionales tampoco presentan grandes ventajas ya que aun en las del tipo de perfil bajo en aire en que se reduce la altura de las estructuras de soporte y se construye un muro

perimetral de relativa poca altura, no pasan del todo desapercibidas. En cambio para los otros dos casos, se tiene la técnica del edificio adaptado al ambiente local por lo que pueden pasar desapercibidas por completo. Las subestacion G.I.S. al ser más pequeñas que las otras dos, presenta mayores ventajas en este aspecto.

Facilidad de mantenimiento

Al no estar expuestas a la contaminación ambiental, efectos meteorológicos etc., a diferencia de las subestaciones convencionales, las S.I.M.C. y G.I.S. se ven beneficiadas en cuanto a periodos de tiempo de mantenimiento, además de que éste se caracteriza por efectuarse con gran facilidad al reducirse a un pequeño número de operaciones de rutina. Al llevar a cabo este servicio, sólo se saca de operación parte del equipo, en cambio, en las subestaciones convencionales se deja fuera gran parte de la instalación.

En un estudio hecho por Groupe Schneider, en el que se evaluaron las tres tecnologías tomando como caso base la subestación convencional tubo los siguientes resultados técnicos [4] :

ANALISIS TECNICO DE LAS TRES TECNOLOGIAS			
CONCEPTO	BASE	S.I.M.C.	G.I.S.
• Ahorro de espacio	1	4	5
• Nivel de seguridad	3	5	5
• Confiabilidad de suministro	3	4	5
• Vulnerabilidad a ataques	1	4	4
• Insensibilidad al medio	2	4	5
• Impacto ambiental	2	4	5
• Facilidad de ampliación	2	5	4
• Facilidad de mantenimiento	3	4	4
PUNTUACION TOTAL	17	34	37

Tabla No1. Análisis Técnico

De acuerdo a lo expuesto en la tabla 1 y a los puntos tratados anteriormente basados en el diseño de cada subestación y en estudios hechos por diversas compañías, se observa que las subestaciones G.I.S. representan la mejor opción técnicamente hablando. También se observa que la subestación S.I.M.C. es una muy buena opción técnica, pero sin embargo la subestación convencional esta muy por debajo de las otras dos, debido a que representa tan sólo una solución parcial a la problemática de distribución en alta tensión en zonas urbanas.

Es importante hacer notar que la subestación S.I.M.C. proporciona un desempeño global muy semejante al de la G.I.S., a una fracción del costo de inversión, operación y mantenimiento

V. ANALISIS ECONOMICO

El primer estudio que analizaremos parte de una evaluación técnico-económica hecha por C.L.Y.F. desde el año de 1974, en donde se comparaba una subestación convencional con otra G.I.S., el cual se fue actualizando. Este estudio consideró en un principio subestaciones equivalentes a 230 Kv con un arreglo de doble barra con interruptor de amarre con tres bahías para cable, dos para conexión de transformador y una para amarre, presentando un desgloce bastante amplio. Posteriormente, un grupo de gente de la misma compañía realizó un segundo estudio tomando como base el anterior en el cual obtuvieron datos de subestaciones G.I.S. construidas desde 1978 hasta 1989 para C.L.Y.F. y C.F.E. en diferentes niveles de tensión y arreglos, pero para nuestro propósito sólo mostraremos aquellas que sean equivalentes a la tecnología S.I.M.C. Estos datos se muestran en la siguiente tabla[20].

DATOS DE S.E. GIS DE C.L.Y.F. Y C.F.E.										
S.E.	ARRE- GLO	KV	No BAHIA	MONE- DA	FABRI- CANTE	PRE- CIO	LOTE REFAC.	LOTE EQ. ESP.	NOTAS	
CON- DESA (INT.)	BARRA	87/10	123	FRANC	MERLN	5093	159	296	87/10	
	PRCPL			FRCS	GERIN	F.F.	F.F.	F.F.	I.F.F.	
	UNICA					116833	36417	68027	=	
						4	M.N.	M.N.	229.40	
				M.N.				M.N.		
CHAC (INT)	BARRA	88/11	123	YEN	MITSUI	119789	4615	11121	88/11	
	SIMPLE			JAPON	AND	Y.J	Y.J.	Y.J.	YJ=17.3	
	PARTI- DA				CO.		2072350	79848	192402	M.N.
					L.T.D		M.N.	M.N.	M.N.	

Tabla No2. Costos relativos de inversión de S.E.s G.I.S..

Los datos anteriores fueron afectados por determinados factores de inflación para escalarlos al '89.

Con los datos anteriores el estudio quedó obligado a formar subestaciones convencionales equivalentes a las subestaciones encapsuladas. Los costos unitarios de los equipos para formar las subestaciones convencionales fueron tomados de una revista que publica C.F.E. llamada "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico" .

Una vez determinados los costos para las subestaciones convencionales, se presentan en una tabla comparativa con los costos obtenidos para subestaciones G.I.S. con la cual se hará más fácil el manejo y visualización de los resultados[20].

COMPARACION DE COSTOS DE MATERIAL Y EQUIPO DE INSTALACION PERMANENTE			
A DICIEMBRE DE 1989			
NOMBRE DE S.E.	COSTO S.E.SF6 (miles de pesos)	COSTO S.E. CONV. (miles de pesos)	CONV/G.I.S. (%)
CONDESA 123 KV	2.515.957.90	4.024.895.20	160.0
CIHAC 123 KV	2.557.501.00	7.445.417.90	290.0

Tabla No3. Resultado del análisis-económico de S.E. convencional y G.I.S..

Comparando los porcentajes de la tabla anterior se puede observar que la subestación G.I.S. resulta ser bastante más costosa que la subestación convencional para niveles de voltaje de 123 Kv, lo cual me da a pensar que para determinadas subestaciones con niveles de voltaje inferiores el costo resulta ser todavía más elevado aunque, hay que considerar que las proporciones se mantienen. De una manera general determinaré, que el costo de una subestación G.I.S. para los niveles de voltaje que se manejan en una subestación S.I.M.C. equivalente (72.5 Kv a 123 Kv) son de aproximadamente 160 % a 290% mayores que los costos de una subestación convencional.

Un segundo estudio fué realizado por Groupe Shneider para conocer cual era la diferencia en costos relativos entre los tres tipos de subestaciones y obtuvieron los siguientes resultados[4] :

COSTOS RELATIVOS	
TRADICIONAL	100 %
P.I.C.	100/130 %
G.I.S.	200/250 %

Tabla No4. Costos relativos de inversión porcentuales, de las tres tecnologías sin considerar el costo del terreno.

De acuerdo con este estudio podemos confirmar lo anteriormente expuesto para subestaciones tradicional y G.I.S., en el sentido de que los costos son bastante más altos para una subestación encapsulada que para una convencional. Se puede observar que este último estudio arrojó resultados muy similares a los obtenidos por C.L.Y.F. por lo que podemos dar un buen grado de credibilidad a los resultados expuestos. En cuanto a los costos calculados para la subestación S.I.M.C., se observa que pueden ser muy similares a los de una subestación convencional; esto se debe a que la mayor parte del equipo utilizado en las subestaciones S.I.M.C. es

el mismo que se utiliza en una subestación convencional a diferencia de las cuchillas rotativas y algunos aditamentos especiales, además del edificio que la envuelve.

Un tercer estudio fué hecho por **cigré**, el cual se publicó en la "Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas en Alta Tensión" en la sección de agosto a septiembre de 1986 en el que se muestra un análisis económico entre las tres subestaciones. **cigré** hace una comparación entre el costo de la subestación y el costo del terreno y muestra resultados muy interesantes como se observa en la siguiente gráfica [13].

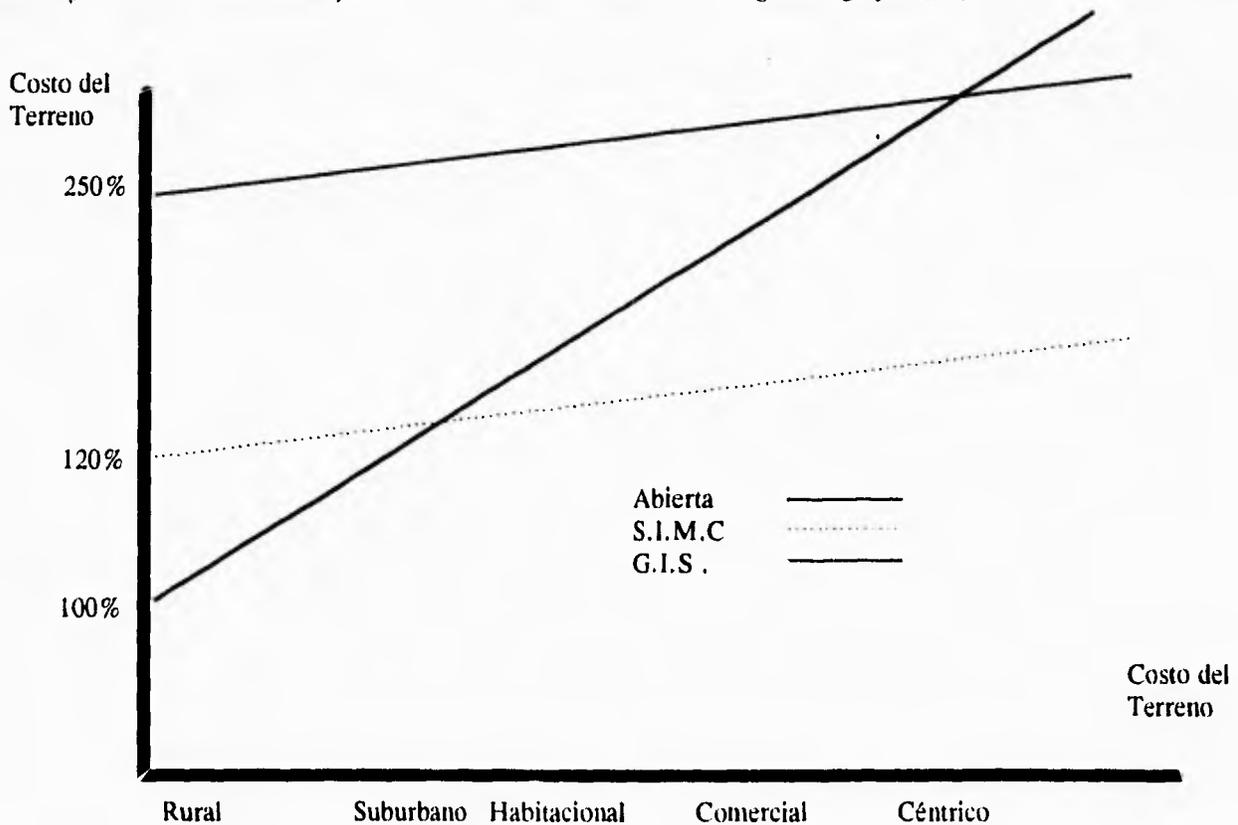


FIG.No1 Comparación del costo de las tres S.E.s en función del costo del terreno
(exceptuando los transformadores de Potencia)

En la figura 1 podemos observar de manera muy clara la distribución de los costos de las tres tecnologías analizadas de acuerdo al costo del terreno. De aquí es de donde partimos a confirmar que para campos de aplicación en donde se tienen lugares densamente poblados, muy contaminados y la demanda de energía eléctrica es muy elevada, la tecnología S.I.M.C. resulta ser la opción más viable, en cambio, en aquellos lugares en los que se tengan grandes extensiones de terreno para instalar subestaciones, la subestación convencional es inevitable y por último para aquellos campos de aplicación en que la demanda de energía eléctrica es enorme con poco espacio y niveles de voltaje mayores la subestación G.I.S. resulta ser la mejor y más refinada de las opciones.

VI. CONCLUSIONES DEL ANALISIS

De acuerdo con lo observado en el análisis podemos concluir lo siguiente :

- *En el análisis anterior se ve muy claro que las subestaciones convencionales sólo representan una solución parcial a la problemática de instalación de subestaciones de alta tensión en zonas urbanas ya que cumplen deficientemente con las características de diseño que se exigen para este campo de aplicación debido a que datan de una época en la que el desarrollo tecnológico no ofrecía comercialmente otra alternativa de ataque. Es por esto que últimamente se ha considerado como un recurso en vías de obsolencia y que va perdiendo popularidad.*
- *Al efectuar la comparación entre las tecnologías G.I.S. y S.I.M.C. se observa que ambas ofrecen ventajas similares destacando ligeramente el desempeño de las encapsuladas en SF6 pero al considerar la diferencia en precio nos damos cuenta que no resulta del todo justificable. Es aquí en donde se observa la superioridad en este campo de aplicación de las subestación S.I.M.C..*
- *Otro aspecto de gran importancia y que no ha sido tratado es el de las facilidades de financiamiento que se den al comprar la subestación. Este puede ser un factor que determine cual será la opción más viable de acuerdo con la disposición de efectivo con que se cuenta.*

CONCLUSIONES

- *La subestación S.I.M.C. es un producto relativamente nuevo desarrollado por las sociedades ALSTHOM y MERLIN GERIN para responder a ciertas preocupaciones de las Compañías Suministradoras de Energía, tales como el aumento de confiabilidad, rapidez en la instalación en el sitio, reducción de las superficies ocupadas así como la buena integración al ambiente existente.*
- *Las dos subestaciones de este diseño (S.I.M.C. y S.S.R.) responden efectivamente a estas preocupaciones y aportan un cierto número de ventajas suplementarias, tales como la prefabricación de materiales, su transporte por paquetes en carretera y la construcción de una subestación única para 72.5 y 123 Kv.*
- *El éxito técnico de la subestación S.I.M.C. se le atribuyó principalmente a que su diseño ataca directamente el problema de nivel de aislamiento de los equipos y consecuentemente queda protegida contra descargas atmosféricas y por maniobra, logrando hasta cierto punto un diseño en subestaciones estándar.*
- *Las subestaciones convencionales han dejado de ser una opción viable para instalar subestaciones en zonas urbanas debido, a que sólo representan una solución parcial a la problemática de distribución en alta tensión. Económicamente hablando tampoco resultan muy atractivas, ya que la subestación S.I.M.C. tiene un costo de inversión muy aproximado y presenta grandes ventajas sobre la convencional.*
- *Los primeros balances técnico-económicos permiten concluir que la subestación S.I.M.C. Ofrece las ventajas de una subestación con cubierta metálica y aislamiento gaseoso (acoplamiento e insensibilidad a las condiciones climatológicas), para un costo parecido al de una subestación abierta clásica. Se puede entonces pensar que la S.I.M.C. podría ocupar una parte significativa del mercado de subestaciones de AT/MT durante los años futuros.*

FALTA PAGINA

Nº 83 a la.....

REFERENCIAS

- [1] Jacinto Viqueira Landa. "Redes Eléctricas". Parte 1. Ed. Representaciones y Servicios de Ingeniería S.A. México 1986.
- [2] DEC. de F.I. "Curso de Diseño de Subestaciones Eléctricas". México, octubre 1990.
- [3] T.H. Carr. "Substation Practice". Second Edition revised and enlarged. London. Ed. Chapman and Hall LTD. 1952.
- [4] M.I. Juan Carlos Schiavon. "Presentación en la Reunión Anual del IEEE Centroamericano". Sn. José, Costa Rica, 18 al 20 de Noviembre de 1993.
- [5] CIME, Comité Permanente de Peritos en Instalaciones Eléctricas. "Curso de introducción para aspirantes a unidades verificadoras". México 1993
- [6] C.L.Y.F. Gerencia de planeación e ingeniería. "Manual de Diseño de Subestaciones" Capítulo II .Ed. Relaciones Industriales. México 1974
- [7] José Raúl Martín "Diseño de Subestaciones Eléctricas". Ed. McGRAW HILL. México 1987
- [8] Catálogo 9272. SPRECHER ENERGIE. "Instalación de Distribución de Media Tensión Encapsulada con Aislamiento de SF6 PG 100, 12/24/36 Kv, con Interruptores Automáticos de Vacío".
- [9] TESIS. ING. Vicente Angel Ainaga Velazquez. "Las Subestaciones Aisladas en Gas (GIS)". (Montaje, Pruebas de campo y Mantenimiento). México 1994.
- [10] IIE. ING. Hector Aragon García, CFE. "Descripción de un Sistema de Energía Eléctrica". Parte 2.3 de Subestaciones. México, octubre 1992
- [11] C. Russell Mason. "El Arte de la Ciencia de la Protección por Relevadores". Ed. CECOSA, México, noviembre 1986.
- [12] GEC ALSTHOM. "Protective Relays Application Guide" . June 1987.

- [13] *Cigré. Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques `a Haute Tension. "Poste HT/MT : Un Produit Industriel Nouveau Grâce Aux Postes Intérieurs Modulaires Compartimentés". Session 1986-27 août-4 septembre.*
- [14] *Merlin Gerin. Sistema PIC. "Subestación Interior Compartimentada 52-72.5-100 Kv".*
- [15] *Merlin Gerin. "Le Poste Intérieur Modulaire Compartimenté : une Technologie performante et économique". par G. de la Selle. Année 1987, No7.*
- [16] *Merlin Gerin. "Modular Indoor Substations M.I.S. ".*
- [17] *CDCEM. "Rotating disconnecter with center bushing, type 18.9 A, for indoor installations".*
- [18] *Groupe Schneider. División de Grandes Proyectos. "Una respuesta a C.F.E.". 27.enero.1995.*
- [19] *C.F.E.. "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico" .Transmisión y Transformación. 2a edición 1992.*
- [20] *C.L.I.F.. "Análisis Técnico-Económico de subestaciones en SF6 y convencionales". Abril de 1990.*