



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
"CAMPUS ARAGON"

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS
COMPACTAS TIPO CONVENCIONAL DE
230/23Kv y 85/23Kv HACIENDO USO
DEL DERECHO DE VIA

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N
CAROLINA ESCUTIA VALDES
HECTOR LUIS ESPINOSA CONTRERAS

ASESOR: ING. PASCUAL RIVERA MUÑOZ

MEXICO.

1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

277637



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

Agradecimientos

A Dios:

A Dios por permitirnos existir.

*A la Universidad Nacional
Autónoma de México, por
habernos dado las bases de nuestra
formación profesional.*

A nuestro asesor:

*Con respeto y afecto al Ingeniero:
Pascual Rivera Muñoz,
agradeciendo su valiosa ayuda en la
elaboración y presentación de
nuestra tesis.*

A nuestros maestros:

*Todos ellos que durante varios años
nos transmitieron sus conocimientos
y compartieron sus experiencias.*

*Deseamos agradecer muy
especialmente a los ingenieros: Eligio
Duarte Cuevas y José Antonio
Estrada Villa ambos miembros del
Departamento de Ingeniería
Eléctrica de Luz y Fuerza del
Centro por su apoyo y aportaciones
para la realización de este trabajo.*

A ti mamá:

Porque gracias a tu apoyo, comprensión, amor y sobre todo a tu inteligencia para guiarme siempre, es que ahora puedo cerrar uno de los capítulos más importantes de mi vida.

A ti papá:

Gracias, porque a pesar de la distancia, siempre estuviste cerca de mí para apoyarme y alentarme a seguir adelante.

A ustedes Betty y Faby:

Por ser hermanas y amigas, que aunque con diferentes formas de pensar, siempre he contado con ustedes de palabra y acción.

Carolina Escutia Valdés.

A la fam. Espinosa Contreras:

Gracias por las palabras, ayuda y apoyo incondicional que me brindaron a lo largo de mi carrera, siempre estarán en mi corazón.

A ti Héctor:

Gracias por permitirme crecer contigo y por darme la oportunidad de conocer el verdadero significado de las palabras compañero y amigo; espero contar siempre con el privilegio de tu amistad ya que siempre estarás en mi mente y mi corazón.

Carolina Escutia Valdés.

A mis padres:

Con amor y admiración dedico el presente trabajo a mis padres:

Héctor Luis Espinosa Martínez y María Yolanda Contreras Del Valle, quienes durante mi vida entera me han apoyado en todo, brindándome su cariño, tiempo y comprensión.

Mi tesis dedico a ellos como una muestra de gratitud y símbolo de su esfuerzo.

A mis hermanas:

A mis hermanas Minerva y Cecilia, por su compañía y por el cariño que siempre me han demostrado.

Héctor

A Caro:

Por haber sido mi compañera en cada uno de los momentos de mi etapa universitaria y por permitirme sentir el verdadero afecto de una amistad.

A todas aquellas personas que han hecho posible mi llegada hasta esta etapa de mi vida; Gracias por su amistad.

Héctor

INDICE

INDICE

Pág.

INTRODUCCION

1

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

1. Subestación Eléctrica.....	4
2. Clasificación de las subestaciones eléctricas.....	5
3. Elementos constitutivos de una subestación.....	6
3.1. El transformador.....	8
3.1.1.Partes principales del transformador.....	8
3.1.2.Clasificación de los transformadores.....	9
3.1.3.Control del transformador.....	11
3.1.4.Conexiones de los transformadores.....	11
3.1.5.Autotransformador.....	13
3.1.6.Transformadores en paralelo.....	14
3.2. Transformadores de instrumento.....	15
3.2.1.Transformadores de corriente.....	16
3.2.2.Transformadores de potencial.....	16
3.3. Interruptores.....	17
3.4. Restauradores.....	22
3.5. Cuchillas desconectadoras.....	23
3.6. Relevadores.....	26
3.7. Pararrayos.....	28
3.8. Tableros eléctricos.....	28
3.9. Capacitores.....	30
3.10.Divisor de voltaje.....	30

3.11. Barras colectoras.....	31
3.11.1. Barras.....	32
3.11.2. Tipos de barras.....	32
3.12. Sistema de tierras.....	34
3.13. Planta de emergencia.....	35
4. Topología y diagramas de conexiones de las subestaciones eléctricas.....	36
4.1. Arreglo de interruptor y medio.....	38
4.2. Arreglo de anillo en alta tensión.....	39
4.3. Arreglo de doble barra con amarre.....	40
4.4. Arreglo en anillo para 23 kV.....	42

CAPITULO II

SUBESTACIONES COMPACTAS 230/23 KV Y 85/23 KV.

1. Diagrama unifilar.....	43
2. Arreglo físico.....	47
2.1. Arreglo físico con marco de remate.....	48
2.2. Arreglo físico sin marco de remate.....	53
3. Diagrama esquemático de protección.....	58
3.1 Diagrama esquemático de protección de alimentadores.....	59
3.2 Diagrama esquemático de protección para los bancos de potencia.....	61
4. Control	63

CAPITULO III

ANALISIS ECONOMICO.

1. Análisis comparativo para subestaciones de 230/23 kV.....	68
2. Análisis comparativo para subestaciones de 85/23 kV	72

ANEXO A 77

ANEXO B 99

CONCLUSIONES 100

BIBLIOGRAFIA 102

INTRODUCCION

INTRODUCCION

Luz y Fuerza del centro (LFC), tiene la función primordial de proporcionar servicio eléctrico a la comunidad, operando y manteniendo el Sistema Central que se interconecta a través de líneas de transmisión con el resto del Sistema Eléctrico Nacional de la República, por lo cual abastece de fluido eléctrico a los habitantes del Distrito Federal, Estado de México y parte de los estados de Hidalgo, Morelos y Puebla, lo cual demanda una energía de aproximadamente la cuarta parte del total de la energía consumida en el país (fig. 1), en un área del 1.6% del territorio nacional (25,310km²).

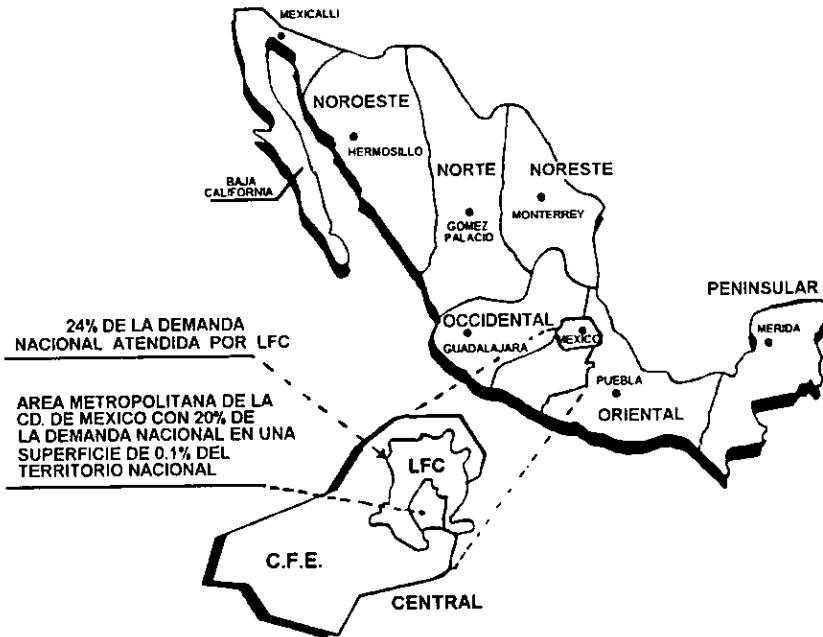


Figura 1 Ambito geográfico del área de control central.

Debido a la creciente demanda de energía eléctrica y considerando que en la zona central que abastece LFC es cada día más difícil conseguir terrenos para la construcción de subestaciones eléctricas, principalmente en zonas urbanas, donde el número de ellos ha disminuido considerablemente, su costo es muy elevado y desde luego esos pocos espacios tienen un área muy reducida, es necesario pensar en el proyecto de subestaciones compactas ya sea convencionales con aislamiento en aire o subestaciones del tipo encapsulado con aislamiento en SF₆.

El análisis que debe hacerse con respecto al uso de uno u otro tipo de subestaciones, requiere necesariamente de estudios económicos, técnicos y sociales.

Además, aún en zonas rurales donde los espacios son más grandes y podía pensarse que no habría problema para la construcción de una subestación, es necesario que los terrenos viables para dichas obras se encuentren disponibles dentro del área donde se requiere la demanda de energía eléctrica.

Cuando LFC quiere ampliar el sistema de potencia y se encuentra con ese tipo de problemas, tiene como resultado que las subestaciones se encuentran retiradas de los centros de carga; lo que provoca que los alimentadores sean más largos y por lo tanto existan pérdidas considerables y una regulación deficiente.

La propuesta del presente trabajo es la construcción de subestaciones eléctricas compactas con equipo convencional haciendo uso de los derechos de vía de las líneas de transmisión de 85 y 230 kV, del sistema de LFC; que no sólo permitan una eficiencia de operación adecuada, sino además utilicen equipo y material reducido en su construcción.

Así pues, el desarrollo de esta propuesta se efectúa de la siguiente manera:

El capítulo 1 presenta los conceptos básicos de las subestaciones eléctricas describiendo las partes que la componen así como las características principales de cada una de ellas; también se incluyen los diagramas de conexiones para subestaciones eléctricas más utilizadas por LFC.

El capítulo 2 contiene el diagrama unifilar y el arreglo físico que se propone para construir subestaciones tanto de 85/23 kV como de 230/23 kV dentro de los derechos de vía, se incluye también el diagrama de protección que se utilizaría para este tipo de subestaciones así como su control.

En el capítulo 3 se muestra un análisis económico de las subestaciones propuestas, comparandolas con otras subestaciones actualmente utilizadas por LFC.

Finalmente se presentan las conclusiones de este trabajo y se incluyen dos anexos, en uno de los cuales se detalla el costo de las subestaciones para cada uno de los arreglos analizados y el otro contiene los símbolos eléctricos utilizados en los diagramas.

CAPITULO

I

DESCRIPCION GENERAL DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS

I. Subestación eléctrica.

Una subestación eléctrica es un conjunto de equipos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema.

El punto de partida para la localización de una subestación se deriva de un estudio de planeación, a partir del cual se localiza, con la mayor aproximación, el centro de carga de la región que se necesita alimentar.

Un método que se puede utilizar para localizar una subestación, es el siguiente: en un plano grande de una ciudad se traza, a escala, una cuadrícula que puede ser de 0.5 x 0.5 km. En cada cuadro de medio kilómetro de lado, se obtiene estadísticamente la capacidad instalada, contando el número de transformadores de distribución repartidos en el área y sumando la potencia en kVA de todos ellos.

Lo anterior se efectúa año tras año y, en esta forma, se detecta la velocidad de crecimiento de la demanda eléctrica en el área mencionada, en kVA, para cinco y para diez años. Obtenida la localización del centro de carga, conociendo la capacidad actual de la subestación y previendo las ampliaciones futuras, se determina la superficie necesaria para la instalación de la misma. A continuación, se procede a la localización de un terreno de área igual o mayor a la requerida y lo más próximo posible al centro de carga del área.

Una vez localizado el terreno, y antes de comprarlo, se debe efectuar un estudio para que no exista dificultad en la llegada de los circuitos de alimentación a

la subestación. Las alimentaciones podrán efectuarse por medio de líneas de transmisión, o bien, si no hay espacio disponible para su tendido, por medio de cables subterráneos de alta tensión.

Localizado el terreno necesario, se procede a la obtención de los datos climatológicos de la región.

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

La capacidad de una subestación se fija, considerando la demanda actual de la zona en kVA, más el incremento en el crecimiento, para los siguientes diez años, previendo el espacio necesario para las futuras ampliaciones.

Las tensiones normalizadas para un sistema de potencia en México son las siguientes:

Alta tensión 400, 230, 85 y 23 kV.

Baja tensión 440, 220 y 127 V.

II. Clasificación de las subestaciones eléctricas.

Las subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:

- a) Subestaciones variadoras de tensión.
- b) Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.
- c) Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones, éstas se pueden agrupar en:

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

De acuerdo al tipo de construcción, éstas se pueden clasificar como:

- a) Tipo intemperie. Estas subestaciones se construyen en terrenos expuestos a la intemperie y requieren de un diseño y equipos capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve e inclemencias atmosféricas diversas) por lo general se adoptan en los sistemas de alta tensión.
- b) Tipo interior. En este tipo de subestaciones los equipos que se usan están diseñados para operar en interiores.
- c) Tipo blindado. En estas subestaciones los equipos se encuentran muy protegidos y el espacio necesario es muy reducido en comparación con las construcciones de subestaciones convencionales, por lo general se utilizan en el interior de edificios que requieran de poco espacio para estas instalaciones.

III. Elementos constitutivos de una subestación.

Los elementos que constituyen una subestación se pueden clasificar en elementos principales y elementos secundarios.

- ◆ Elementos principales.
 - 1. Transformador.
 - 2. Transformadores de instrumento.
 - 3. Interruptor.

4. Restaurador.
 5. Cuchillas desconectadoras.
 6. Relevadores.
 7. Apartarrayos.
 8. Tableros eléctricos.
 9. Capacitores.
 10. Divisores de voltaje.
 11. Barras colectoras.
 12. Sistema de tierras.
 13. Planta de emergencia.
- ◆ Elementos secundarios.
1. Cables de potencia.
 2. Cables de control.
 3. Alumbrado.
 4. Estructura.
 5. Herrajes.
 6. Equipo contra incendio.
 7. Equipo de filtrado de aceite.
 8. Trincheras, ductos, conductos, drenajes.
 9. Cercas.

Se puede mencionar que todos los elementos de una subestación eléctrica tienen una función que desempeñar y cada uno es importante de acuerdo a la ubicación que guardan dentro de la instalación, sin embargo es obvio que es necesario mencionar con cierto detalle aquellos elementos que por la función que desempeñan resultan de mayor importancia.

3.1. El transformador.

El transformador es la parte más importante de una subestación eléctrica ya sea por la función que representa de transferir la energía eléctrica de un circuito a otro, o bien por su costo con relación a las otras partes de la instalación.

El transformador es un dispositivo eléctrico que por inducción electromagnética transforma energía eléctrica de uno o más circuitos, a uno o más circuitos, acoplado inductivamente a la misma frecuencia y cambiando usualmente los valores de tensión y corriente.

3.1.1. Partes principales del transformador.

Las principales partes que constituyen un transformador de potencia son:

1. Tanques.
2. Tubos radiadores.
3. Núcleo (circuito magnético).
4. Devanados.
5. Tanque conservador.
6. Indicador de nivel de aceite.
7. Relé de protección (Buchholz).
8. Tubo de escape.
9. Boquillas.
10. Aisladores de porcelana.
11. Puesta a tierra.
12. Conexión de los tubos radiadores.
13. Termómetro.
14. Base de rolar.
15. Refrigerante.

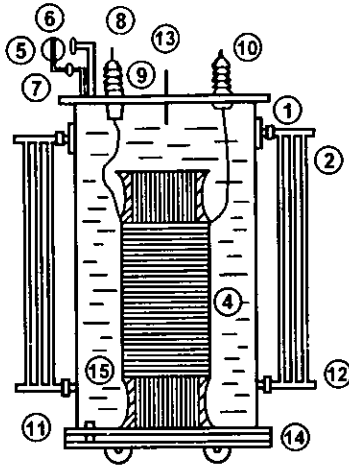


Figura 1. Partes esenciales del transformador

3.1.2. Clasificación de los transformadores.

Los transformadores se pueden clasificar por:

- a) La forma de su núcleo.
 1. Tipo núcleo.
 2. Tipo acorazado.
- b) Por el número de fases.
 1. Monofásico.
 2. Trifásico.
- c) Por el número de devanados.
 1. Dos devanados.
 2. Tres devanados.
- d) Por el medio refrigerante.
 1. Aire.
 2. Aceite.
 3. Líquido inerte.

e) Por el tipo de enfriamiento.

1. Enfriamiento OA - Autoenfriados.
2. Enfriamiento OW- Con enfriamiento por agua.
3. Enfriamiento OW/A - Enfriados por agua y con enfriamiento propio.
4. Enfriamiento OA/FA - Autoenfriados/ Enfriado por aire forzado.
5. Enfriamiento OA/FA/FA - Auto enfriados/ Enfriados por aire forzado (primer paso) y de enfriamiento por aire forzado (segundo paso).
6. Enfriamiento FOA - Enfriamiento por circulación forzada, del líquido en enfriadores de aire.
7. Enfriamiento OA/FA/FOA- Autoenfriados/Enfriamiento por aire forzado y de enfriamiento por circulación forzada del líquido en enfriadores de aire.
8. Enfriamiento FOW - Por circulación forzada del líquido en enfriadores con agua.

f) Por la regulación.

1. Regulación fija.
2. Regulación variable con carga.
3. Regulación variable sin carga.

g) Por su operación.

1. De potencia.
2. De distribución.
3. De instrumento.

h) Por su instalación.

1. Tipo poste (sólo de distribución).
2. Tipo subestación.

i) Por su servicio.

1. Para uso interior.
2. Para uso intemperie.
3. Para uso en atmósferas inflamables o explosivas.

3.1.3. Control del transformador.

Los parámetros que se deben controlar para mantener en buen estado el funcionamiento del transformador son los siguientes:

1. Temperatura del transformador.

La temperatura de un transformador se lee por medio de termómetros de mercurio.

2. Presión del transformador.

La presión en los transformadores se controla normalmente por medio de manómetros que pueden tener accionamiento automático.

3. Nivel de aceite o líquido.

El nivel de aceite se controla mediante indicadores de nivel que así mismo pueden tener accionamiento automático.

4. Rigidez dieléctrica del aceite.

La rigidez dieléctrica del aceite se controla tomando muestras periódicamente del aceite del transformador por medio de la válvula de muestra que se encuentra colocada por lo general en la parte inferior del transformador.

3.1.4. Conexiones de los transformadores.

Los primarios y los secundarios de cualquier transformador, pueden conectarse de cualquiera de las siguientes formas:

Conexión delta - delta.

La conexión delta - delta en transformadores trifásicos se emplea normalmente en lugares donde existen tensiones relativamente bajas; en sistemas de distribución se utiliza para alimentar cargas trifásicas a tres hilos.

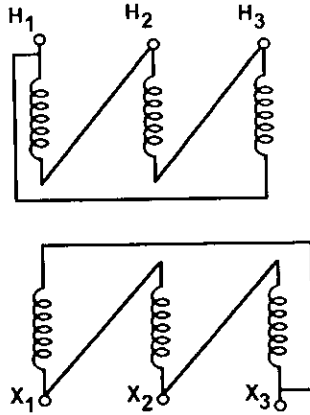


Figura 2.

Conexión estrella - estrella.

Esta conexión se emplea en tensiones muy elevadas ya que se disminuye la cantidad de aislamiento.

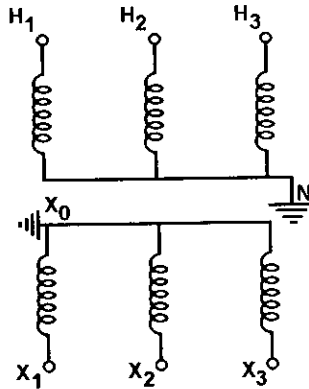


Figura 3

Conexión delta - estrella.

Esta conexión se emplea en aquellos sistemas de transmisión en que es necesario elevar voltajes de generación. En sistemas de distribución es conveniente su uso debido a que se pueden tener dos voltajes diferentes (entre fase y neutro).

Conexión estrella - delta.

Se utiliza esta conexión en los sistemas de transmisión de las subestaciones receptoras cuya función es reducir voltajes. En sistemas de distribución es poco usual.

Conexión delta abierta - delta abierta.

Esta puede considerarse como una conexión de emergencia en transformadores trifásicos, ya que si un transformador se quema o sufre una avería en cualquiera de sus fases, se puede seguir alimentando carga trifásica operando el transformador a dos fases, sólo que su capacidad disminuye a un 58.8% aproximadamente.

3.1.5. Autotransformador.

Es un dispositivo eléctrico estático que transfiere energía de ciertas características de un circuito a otro con características diferentes, por conducción eléctrica e inducción electromagnética, manteniendo la frecuencia constante.

El autotransformador tiene un circuito magnético y, a diferencia del transformador, sus circuitos eléctricos están unidos entre sí.

Se utiliza cuando la relación de transformación es menor de dos. Son más baratos que los transformadores equivalentes y sus características generales son las siguientes:

- a) Menor tamaño, peso y costo.
- b) Como la impedancia entre primario y secundario es menor que en un transformador, se presenta una posibilidad mayor de fallas.
- c) Debido a que sólo existe una bobina, el devanado de baja tensión también debe soportar las sobretensiones que recibe el devanado de alta tensión.
- d) Las conexiones en el primario y el secundario deben ser siempre iguales o sea estrella-estrella o delta-delta; estas últimas no son usuales.

3.1.6. Transformadores en paralelo.

Se entiende que tienen operación en paralelo aquellos transformadores cuyos primarios están conectados a una misma fuente y los secundarios a una misma carga.

Las razones por las que los transformadores se emplean en esta forma son las siguientes:

1. Se conectan transformadores en paralelo cuando las capacidades de generación son muy elevadas y se requeriría un transformador demasiado grande.
2. Para lograr un incremento en la capacidad de una instalación, frecuentemente se presenta el aumento de carga, por lo que es necesario aumentar esa capacidad. En vez de comprar un transformador más grande, se instala en paralelo con el ya existente otro de capacidad igual a la nueva demanda; ésto resulta económicamente más conveniente.
3. Para dar flexibilidad de operación a un sistema.

Para la operación de transformadores en paralelo son necesarios los siguientes requisitos:

1. Igual relación de transformación.
2. Voltajes iguales en el lado primario y secundario.
3. Las relaciones de resistencias y reactancias deben ser equivalentes.

3.2. Transformadores de instrumento.

Son unos dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, 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.

Como los aparatos de medición y protección que se montan sobre los tableros de una subestación no están contruidos para soportar ni grandes tensiones, ni grandes corrientes; 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 respectivamente.

Los transformadores de instrumento tienen diferente precisión de acuerdo con el empleo que se les dé. A esta precisión se le denomina clase de precisión y se selecciona de acuerdo con la siguiente tabla:

CLASE	UTILIZACION
0.1	Los pertenecientes a esta clase son generalmente transformadores patrones empleados en laboratorios para calibración.
0.2	Los de esta clase pueden emplearse como transformadores patrones o para alimentar instrumentos que requieran mucha precisión, como son instrumentos registradores, controladores, etc.
0.5	Los de esta clase se emplean comúnmente para alimentar instrumentos de medición normal, como son amperímetros, vóltmetros, wattmetros, etc.
3	Los pertenecientes a esta clase son empleados normalmente para alimentar instrumentos de protección como son relevadores.

3.2.1. Transformadores de corriente.

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Los transformadores de corriente se pueden fabricar para servicio interior o exterior. Los de servicio interior son más económicos y se fabrican para tensiones de servicio de hasta 25kV, y con aislamiento en resina sintética. Los de servicio exterior y para tensiones medias se fabrican con aislamiento de porcelana y aceite, aunque ya se utilizan aislamientos a base de resinas que soportan las condiciones climatológicas. Para altas tensiones se continúan utilizando aislamientos a base de papel y aceite dentro de un recipiente metálico, con boquillas de porcelana.

La tensión del aislamiento de un transformador de corriente debe ser, cuando menos, igual a la tensión más elevada del sistema al que va a estar conectado.

Las relaciones de transformación son de diferentes valores, pero la corriente en el devanado secundario normalmente es de 5A.

3.2.2. Transformadores de potencial.

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

Estos transformadores se fabrican para servicio interior o exterior, y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

El voltaje en el devanado secundario es normalmente de 127V.

3.3. Interruptores.

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales y bajo condiciones de corto circuito.

Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes (corto circuito).

El interruptor se puede considerar formado por tres partes principales:

- ◆ Parte activa.

Esta constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

◆ Parte pasiva.

Esta formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, (si el interruptor es de aceite), en los que se aloja la parte activa.

En sí, la parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

- a) Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
- b) Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
- c) Soporta los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control.

◆ Accesorios.

Se consideran como tales las siguientes partes:

- a) Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente.
- b) Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- c) Conectores de tierra.
- d) Placa de datos.
- e) Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

El accionamiento de los dispositivos de control puede ser de tipo neumático, electrohidráulico o de resorte.

Los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos.

1. Gran volumen de aceite.

Los interruptores de grandes capacidades con gran volumen de aceite originan fuertes presiones internas que en algunas ocasiones pueden provocar explosiones. Para disminuir estos riesgos se idearon dispositivos donde se forman las burbujas de gas, reduciendo las presiones a un volumen menor. Estos dispositivos reciben el nombre de cámaras de extracción y dentro de estas cámaras se extingue el arco. El procedimiento de extinción es el siguiente:

- a) Al ocurrir una falla se separan los contactos que se encuentran dentro de la cámara de extinción.
- b) Los gases que se producen tienden a escapar, pero como se hallan dentro de la cámara que contiene aceite, originan una violenta circulación de aceite que extingue el arco.
- c) Cuando el contacto móvil sale de la cámara, el arco residual se acaba de extinguir, entrando nuevamente aceite frío a la cámara.
- d) Cuando los arcos se han extinguido, se cierran los elementos de admisión de la cámara.

En la figura 4 se ilustra el diagrama de un interruptor de gran volumen de aceite con cámara de extinción.

Boquillas de conexión al circuito.....	1
Contactos fijos.....	2
Cámara de extinción.....	3
Contactos móviles con su vástago.....	4
Recipiente.....	5
Aceite.....	6

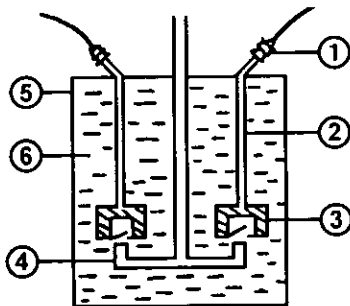


Figura 4

2. Pequeño volumen de aceite.

Los interruptores de reducido volumen de aceite reciben este nombre debido a que su cantidad de aceite es pequeña en comparación con los de gran volumen. (Su contenido de aceite varia entre 1.5 y 2.5 % del que contienen los de gran volumen).

El funcionamiento de este interruptor es el siguiente:

- Al ocurrir una falla se desconecta el contacto móvil originándose un arco eléctrico.
- A medida que sale el contacto móvil se va creando una circulación de aceite entre las diferentes cámaras que constituyen el cuerpo.
- Al alcanzar el contacto móvil su máxima carrera el aceite que circula violentamente extingue el arco por completo.
- Los gases que se producen escapan por la parte superior del interruptor.

En la figura 5 se ilustra el interruptor de pequeño volumen de aceite.

Parte externa.....	1
Cuerpo de la cámara.....	2
Contacto móvil.....	3
Contacto fijo.....	4
Aceite.....	5

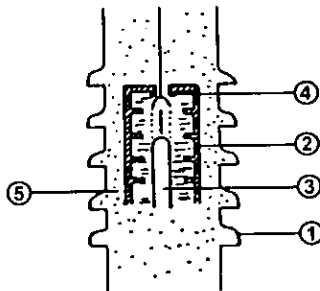


Figura 5

3. Neumáticos.

Su uso se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite utilizado en los interruptores de los dos casos anteriores.

En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire inyectado. La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto, lo cual produce sobretensiones mayores que en los casos anteriores.

4. Hexafloruro de azufre.

Son interruptores cuya cámara de extinción opera dentro de un gas llamado hexafloruro de azufre (SF_6), éste es un gas que presenta ciertas características particulares para la extinción del arco debido a que reúne dos requisitos fundamentales.

- a) Un elevado valor de rigidez dieléctrica.
- b) Una elevada velocidad de recuperación de la rigidez dieléctrica cuando se pierde durante la interrupción a causa del arco eléctrico.

La rigidez dieléctrica del SF_6 a la presión atmosférica es dos o tres veces mayor que la del aire.

5. Vacío.

En los interruptores en vacío los contactos están dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío casi absoluto. El contacto fijo esta sellado con la cámara de vacío y por el otro lado entra el contacto móvil, que también esta sellado al otro extremo de la cámara y que, en lugar de deslizarse se mueve junto con la contracción de un fuelle de un material que parece ser una aleación del latón.

Al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío, no se produce ionización y, por tanto, no es necesario el soplado del arco, ya que éste se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo.

3.4. Restauradores.

Para satisfacer la continuidad del servicio eléctrico se ideó un interruptor de operación automática llamado restaurador, que no necesita de accionamiento manual para sus operaciones de cierre o apertura (la operación manual se refiere al mando por control remoto), es decir, construido de tal manera que un disparo o un cierre está calibrado de antemano y opera bajo una secuencia lógica predeterminada que constituye un interruptor de operación automática con características de apertura y cierre regulables de acuerdo con las necesidades de la red de distribución que se va a proteger.

Un restaurador tiene sus tres contactos dentro de un mismo tanque, opera en forma semejante a un interruptor trifásico, ya que sus contactos móviles son accionados por un vástago común, conectando y desconectando en forma simultánea.

El proceso de apertura y recierre es el siguiente:

1. Cuando ocurre una falla la bobina de disparo se energiza y actúa sobre un trinquete mecánico que hace caer a los contactos móviles.
2. Los contactos móviles disponen de resortes tensionados de tal forma que la apertura es rápida. Al caer los contactos móviles energizan la bobina de recierre que se encuentra calibrada para operar con un cierto intervalo.
3. La bobina de recierre acciona un dispositivo mecánico que opera los contactos móviles, conectándose nuevamente con los contactos fijos.
4. Si la falla es transitoria, el restaurador queda conectado y preparado para otra falla; si la falla es permanente repetirá todo el proceso anterior hasta quedar fuera según sea el número de recierres para el cual se ha calibrado.

La interrupción del arco tiene lugar en una cámara de extinción que contiene a los contactos.

3.5. Cuchillas desconectadoras.

Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión pero en general sin corriente ya que poseen una capacidad interruptiva casi nula.

Su empleo es necesario en los sistemas ya que debe existir seguridad en el aislamiento físico de los circuitos antes de realizar cualquier trabajo y para los cuales la presencia de un interruptor no es suficiente para garantizar un aislamiento eléctrico.

Las cuchillas desconectadoras en particular deben cumplir con los siguientes requisitos:

- ◆ Garantizar un aislamiento dieléctrico a tierra y sobre todo en la apertura.
- ◆ Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista una elevación de temperatura en las diferentes partes de la cuchilla y en particular de los contactos.
- ◆ Soportar por un tiempo especificado (generalmente un segundo) los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de corto circuito.
- ◆ Las maniobras de cierre y apertura se deben realizar sin posibilidad de que se presenten falsos contactos aún en condiciones atmosféricas desfavorables como puede ser por ejemplo la presencia de hielo.

Las cuchillas desconectadoras pueden tener formas y características constructivas que tienen variantes en base a la tensión de aislamiento y a la corriente que deben conducir en condiciones normales, pudiéndose distinguir:

1. Cuchillas unipolares.

En este seccionador en la posición cerrada la navaja se encuentra insertada en un contacto que está aprisionando fuertemente la navaja para garantizar un buen contacto eléctrico.

Puede haber una o más navajas según sea la corriente nominal que conducen, por lo general se emplean en baja tensión y en tensiones medias con corrientes hasta de 1500 Amperes.

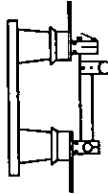


Figura 6. Cuchilla desconectadora unipolar.

2. Cuchillas tripolares.

Son básicamente el mismo tipo de cuchillas unipolares pero el mando es tal que se accionan las tres fases simultáneamente.

3. Cuchillas unipolares de rotación.

Estas pueden tener un perno control o bien con interrupción doble o pueden existir de interrupción simple con columna central giratoria, son utilizadas por lo general en sistemas de alta tensión con corrientes hasta de 2000 Amperes.

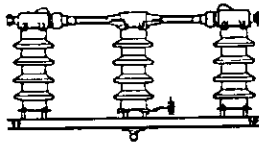


Figura 7. Cuchilla desconectadora unipolar de rotación

4. Cuchillas desconectoras tripolares giratorias.

Son casi iguales a las giratorias unipolares, pero emplean mando tripolar para accionamiento simultaneo de los tres polos, por lo general se usan en 85 y 230 kV.

5. Cuchillas desconectoras de apertura vertical.

En estas cuchillas se tiene un giro del orden de 110° de la columna central del aislador, la apertura se realiza en dos tiempos por medio de un giro de 60° de la cuchilla (navaja) que gira sobre su propio eje y un movimiento vertical de la otra navaja en forma propia. Los puntos de contacto son antihielo y a prueba de contaminación. Se usan en sistemas de 85 a 230 kV.

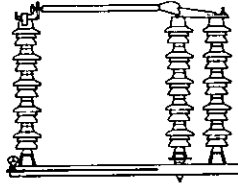


Figura 8. Cuchilla desconectora de apertura vertical.

6. Cuchillas desconectoras tipo pantógrafo.

Se construyen en general del tipo monopolar siendo su elemento de conexión del tipo pantógrafo de donde viene su nombre, el cierre del circuito se obtiene levantando el contacto móvil que se encuentra sobre el pantógrafo conectándose al contacto fijo que se monta sobre el cable o sistema de barras de la subestación, su empleo es importante en las subestaciones en donde se dispone de poco espacio para la subestación y por otro lado presenta la ventaja de que pueden ser inspeccionadas sin poner fuera de servicio esa parte de la instalación.

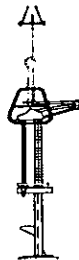


Figura 9. Cuchilla desconectora tipo pantógrafo

Para la mayoría de los tipos de cuchillas mencionadas se tienen básicamente las siguientes formas de accionamiento:

- ◆ Manual directo o con pértiga.
- ◆ Manual con mando por varilla y palanca o manivela.
- ◆ A control remoto accionadas por motor eléctrico o bien en forma neumática.

3.6. Relevadores.

El relevador es un dispositivo que provoca un cambio brusco en uno o más circuitos eléctricos de control, cuando la cantidad o cantidades medidas a las cuales responde cambian de una manera predeterminada.

Los relevadores se dividen en cuatro grupos:

- a) Relevador de protección. La función de este relevador es la de detectar fallas en líneas o aparatos, o bien otro tipo de condiciones indeseables, e incitar o permitir una apropiada desconexión al dar una adecuada señal de alarma. Estos relevadores se llaman de "alta velocidad" cuando su tiempo de operación no excede de tres ciclos en frecuencias de 60 c.p.s., y de "baja velocidad" cuando operan en más de tres ciclos.
- b) Relevador auxiliar. El relevador auxiliar es usado para asistir en el desarrollo de sus funciones a los relevadores de protección, como respaldo.
- c) Relevador regulador. Es un regulador cuya función es detectar la variación no deseada de la cantidad medida o variable controlada, y restaurar la cantidad dentro de los límites deseados o establecidos con anterioridad.
- d) Relevador verificador. Es aquel cuya función es verificar las condiciones del sistema de fuerza con respecto a límites prescritos indicando operaciones automáticas o permitiéndolas, además de abrir un interruptor durante las condiciones de falla.

Los relevadores y otros aparatos para protección de corto circuito, excepto fusibles y elementos de acción térmica en interruptores de bajo voltaje, se basan fundamentalmente en dos principios de operación:

1. Atracción electromagnética.
2. Inducción electromagnética.

Existen diferentes tipos de relevadores usados en la protección de los sistemas de potencia normalmente accionados por señal eléctrica y eventualmente por algún otro tipo de elemento como son los relevadores accionados por presión o temperatura, en particular para los sistemas de potencia se emplean relevadores accionados eléctricamente.

Estos relevadores se pueden clasificar de acuerdo a diferentes formas:

- a) De acuerdo a la naturaleza de la cantidad actuante a la cual el relevador responde: de corriente, voltaje, frecuencia, y la dirección de éstos responde a una señal específica.
- b) De acuerdo al método por el cual el relevador actúa sobre el interruptor puede ser de acción directa cuyos elementos actúan directamente en forma mecánica para operar al interruptor y de acción indirecta cuyo elemento de control actúa sobre una fuente auxiliar para operar al interruptor.
- c) De acuerdo a la función del esquema de protección los relevadores se pueden clasificar como principales y auxiliares.
- d) De acuerdo a la conexión de sus elementos de conexión los relevadores primarios son aquellos cuyos elementos de detección se conectan directamente en el circuito o elemento que protegen y relevadores secundarios aquellos que se conectan a través de transformadores de potencial o de corriente.

3.7. Pararrayos.

Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalances de sistemas

Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales: comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado, convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal, el dispositivo de protección debe ser capaz de interrumpir la corriente.

Los pararrayos deben quedar conectados permanentemente a los circuitos que protegen y entran en operación en el instante en que la sobretensión alcanza un valor convenido, superior a la tensión máxima del sistema.

3.8. Tableros eléctricos.

Los tableros de una subestación tienen por objeto soportar los aparatos de control, protección y medición, el diagrama sinóptico (bus mímico) y los indicadores luminosos de posición.

Existen diferentes tipos de tableros:

a) Tableros de un solo frente.

En subestaciones pequeñas se pueden montar los aparatos de control y de protección en un mismo tablero de un solo frente. Este tipo de instalación se encuentra en subestaciones antiguas.

Actualmente esta disposición ya no se realiza en las nuevas subestaciones, debido al mayor tamaño de las mismas y a la mayor complejidad tanto de las protecciones como de la automatización, que hacen conveniente utilizar otros tipos de disposición más funcionales.

b) Tableros dúplex.

En el arreglo de tipo dúplex, que es una disposición muy usada en los Estados Unidos, y que se adapta a las subestaciones de tamaño medio, los dispositivos de mando y los aparatos indicadores van montados en un tablero frontal y los relevadores de protección en un tablero posterior.

La desventaja de esta disposición consiste en que la longitud de los tableros de mando resulta más grande que en el caso de la disposición siguiente.

c) Tableros separados para el mando y los relevadores.

En este tipo de instalación se montan los dispositivos de mando, el diagrama sinóptico, los indicadores luminosos de posición y los aparatos de medición indicadores en un tablero fácilmente visible y accesible para el operador. Los relevadores de protección se montan en tableros separados, colocados ya sea en otra sección del edificio central de tableros, en otro frente de tableros colocados atrás del frente de tableros de mando, o bien, en casetas colocadas en las proximidades de equipo de alta tensión.

d) Tableros tipo mosaico para el mando.

El arreglo de tableros tipo mosaico para el mando es conveniente en subestaciones operadas a control remoto y donde los relevadores de protección se montan en tableros separados, colocados en otra sección del edificio de tableros o bien en casetas colocadas en las proximidades del equipo de alta tensión.

La ventaja de esta disposición consiste en que los dispositivos de mando, el diagrama sinóptico, los indicadores luminosos de posición y los aparatos de

medición son de tamaño reducido lo cual hace que el tablero de mando sea sumamente compacto.

3.9. Capacitores.

Son unos dispositivos eléctricos formados por dos láminas conductoras, separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica.

Los capacitores de alta tensión están sumergidos, por lo general, en líquidos dieléctricos y todo el conjunto está dentro de un tanque pequeño, herméticamente cerrado. Sus dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porcelana, cuyo tamaño dependerá del nivel de tensión del sistema al que se conectarán.

Se fabrican en unidades monofásicas y en unidades trifásicas. Una de las aplicaciones más importantes del capacitor es la de corregir el factor de potencia en líneas de distribución y en instalaciones industriales, aumentando la capacidad de distribución de las líneas, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores y la regulación del voltaje en los lugares de consumo.

En las instalaciones industriales y de potencia, los capacitores se instalan en grupos llamados bancos de capacitores.

3.10. Divisor de voltaje.

Es un dispositivo utilizado para medición o protección en los sistemas eléctricos como elemento primario de detección. Desde el punto de vista de su construcción estos pueden ser resistivos o capacitivos; aún cuando en aplicaciones específicas en sistemas eléctricos de potencia normalmente se emplean en sistemas

de alta tensión (115 - 400kV) y por lo general son del tipo capacitivo. A estos divisores se les conoce también en algunos lugares como transformadores capacitivos.

3.11. Barras colectoras.

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación.

Los circuitos que se conectan o derivan de las barras, pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierras, etc.

En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltaje, dependiendo del propio diseño de la subestación.

Las barras colectoras están formadas principalmente de los siguientes elementos:

- a) Conductores eléctricos.
- b) Aisladores: Que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.
- c) Conectores y herrajes: Que sirven para unir un tramo de conductor con el siguiente y para sujetar el conductor al aislador.

El diseño propio de las barras colectoras, implica la selección apropiada del conductor en lo referente al material, tipo y forma del mismo, a la selección de los aisladores y sus accesorios y a la selección de las distancias entre apoyos y entre fases. El diseño se hace en base a los esfuerzos estáticos y dinámicos a que están

sometidas las barras, y de acuerdo a las necesidades de conducción de corrientes, disposiciones físicas, etc., la selección final de las barras se hace atendiendo aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas.

3.11.1. Barras.

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico que llamaremos barra. Cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos se componga el circuito ya sea que tenga corriente alterna o directa.

3.11.2. Tipos de barras.

Los tipos normalmente usados son los siguientes:

1. Cables.

El cable es un conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra más comúnmente usado. También se han usado conductores de un solo alambre, en subestaciones de pequeña capacidad.

Las principales ventajas del uso de cable son las siguientes:

- a) Es el más económico de los tres tipos.
- b) Se logran tener claros más grandes.

Sus desventajas son:

- a) Se tienen mayores pérdidas por efecto corona.
- b) También se tienen mayores pérdidas por efecto superficial.

Los materiales más usados para cables son el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR). Este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso.

Dependiendo de la capacidad de energía y para reducir las pérdidas por efecto corona se usan conjuntos de 2, 3 y 4 cables unidos por separadores especiales.

2. Tubos.

Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para llevar grandes cantidades de corriente, especialmente en subestaciones instaladas en zonas urbanas.

El uso de tubo en subestaciones compactas resulta más económico que el uso de otro tipo de barra. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el área necesaria para su instalación además de que requiere estructuras más ligeras.

Los materiales más usados para tubos son el cobre y el aluminio.

Las principales ventajas del uso de tubo son las siguientes:

- a) Tiene igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- b) Reduce el número de soportes necesarios debido a su rigidez.
- c) Facilidad en la unión entre dos tramos de tubo.
- d) Reduce las pérdidas por efecto corona.
- e) Reduce las pérdidas por efecto superficial.
- f) Tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes por unidad de área.

Las desventajas del uso de tubo son las siguientes:

- a) Alto costo del tubo en comparación con los otros tipos de barras.
- b) Requiere un gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con que se fabrican los tramos de tubo.

3. Solera.

La forma de barra más comúnmente usada para llevar grandes cantidades de corriente (especialmente en interiores), es la solera de cobre o de aluminio.

Las principales ventajas del uso de soleras son las siguientes:

- a) Es relativamente más económica que el tubo.
- b) Tiene excelente ventilación debido a la mayor superficie de radiación en comparación con su sección transversal, especialmente en posición vertical.

Las principales desventajas son las siguientes:

- a) Baja resistencia mecánica al pandeo debido a los esfuerzos de corto circuito.

- b) Mayores pérdidas por efecto superficial y de proximidad cuando se conduce corriente alterna.
- c) Requiere de un número mayor de aisladores soporte.

3.12. Sistema de tierras.

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es la de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

La necesidad de contar con una red de tierra en las subestaciones es la de cumplir con las siguientes funciones:

1. Fijar el nivel de potencial de todas las masas metálicas con respecto al suelo.
2. Proteger las máquinas y los aparatos de las sobretensiones.
3. Asegurar la protección del personal en lo que se refiere a los peligros de la corriente eléctrica.

Con respecto a su funcionalidad los sistemas de tierra se clasifican como sigue:

a) Sistemas de tierra de protección.

Tienen la misión de limitar el valor de la tensión contra tierra de aquellas partes del sistema eléctrico que no deben ser mantenidas ni en tensión ni aisladas y con las cuales se puede poner en contacto el personal (por ejemplo: carcasa de una máquina eléctrica, herrajes o fierros de sostén de los aisladores, secundario de los transformadores de medida, sostenes de la línea eléctrica, etc.).

b) Sistemas de tierra de funcionamiento.

Sirven para poner a tierra, por necesidad de funcionamiento, determinados puntos del circuito eléctrico (neutro de generadores y transformadores, apartarrayos, etc.).

c) Sistemas de tierra de trabajo.

Son sistemas de tierra de protección con carácter provisional, efectuados para poner a tierra parte de una instalación eléctrica, normalmente en tensión, a los cuales se debe llegar para efectuar un trabajo o reparación.

Los sistemas de tierra están constituidos por los siguientes elementos:

- a) Conductores. Los conductores utilizados en los sistemas de tierra son de cable de cobre de calibres arriba de 4/0 AWG dependiendo del sistema que se utilice, se utiliza el cobre por su mejor conductividad.
- b) Electrodo. Son las varillas que se clavan en terrenos más o menos blandos y que sirven para encontrar zonas más húmedas (con menor resistividad eléctrica).
- c) Conectores y accesorios. Son aquellos elementos que nos sirven para unir a la red de tierras, los electrodos, los cables, las estructuras, etc.

3.13. Planta de emergencia.

Existen gran cantidad de instalaciones eléctricas que cuentan con una planta de emergencia para protegerse contra posibles fallas en el suministro de energía eléctrica. Normalmente en todos aquellos lugares de uso público (especialmente en hospitales), se requiere de una fuente de energía eléctrica que funcione mientras la red suministradora tenga caídas de voltaje importantes, fallas en alguna fase o interrupciones del servicio.

Las plantas de emergencia constan de un motor de combustión interna acoplado a un generador de corriente alterna. El cálculo de la capacidad de una planta eléctrica se hace en función de las cargas que deben operar

permanentemente. Estas cargas deberán quedar en un circuito alimentador y canalizaciones independientes.

La conexión y desconexión del sistema de emergencia se hace por medio de interruptores (manuales o automáticos) que transfieren la carga del suministro normal a la planta de emergencia. Las plantas automáticas tienen sensores de voltaje que detectan la ausencia de voltaje (o caídas más abajo de cierto límite) y envían una señal para que arranque el motor de combustión interna, cuyo sistema de enfriamiento tiene intercalada una resistencia eléctrica que lo mantiene caliente mientras no está funcionando.

IV. Topología y diagramas de conexiones de las subestaciones eléctricas.

El diagrama unifilar de una subestación eléctrica es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos.

El diseño de una instalación eléctrica tiene su origen en el diagrama unifilar correspondiente, que resulta del estudio de las necesidades de carga de la zona en el presente y con proyección a un futuro de mediano plazo.

La elección del diagrama unifilar de una subestación depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema.

El diagrama de conexiones que se adopte determina en gran parte el costo de la instalación. Este depende de la cantidad de equipo considerado en el diagrama, lo que a su vez repercute en la adquisición de mayor área de terreno y, finalmente en un costo total mayor.

Por otra parte, en la realización de un mismo diagrama de conexiones, se pueden adoptar diferentes disposiciones constructivas, que presentan variaciones de la superficie ocupada, en función del tipo de barras, del tipo de estructuras, de la mayor o menor sencillez de la instalación, etc., mismas que también repercuten en el costo final de la subestación.

Los criterios que se utilizan para seleccionar el diagrama unifilar más adecuado y económico de una instalación, son los siguientes:

- a) Continuidad del servicio.
- b) Flexibilidad de operación.
- c) Facilidad para dar mantenimiento al equipo.
- d) Cantidad de equipo eléctrico necesario.

Para asegurar la continuidad del servicio deben tomarse las disposiciones necesarias para hacer frente a una falla en algún elemento del sistema. A continuación se mencionan las principales disposiciones:

- a) Disponer de la reserva de generación adecuada para hacer frente a la posible salida de servicio, o indisponibilidad, de cierta capacidad de generación.
- b) Disponer de un sistema de protección automático que permita eliminar con la rapidez necesaria cualquier elemento del sistema que ha sufrido una avería.
- c) Diseñar el sistema de manera que la falla y desconexión de un elemento tenga la menor repercusión posible sobre el resto del sistema.
- d) Disponer de los circuitos de alimentación de emergencia para hacer frente a una falla en la alimentación normal.
- e) Disponer de los medios para un restablecimiento rápido del servicio, disminuyendo así la duración de las interrupciones, cuando éstas no han podido ser evitadas.

Por lo que hace a la topología de los sistemas, éstos pueden clasificarse en tres tipos: radial, anillo y red.

En un sistema radial las cargas tiene una sola alimentación, de manera que una avería en la alimentación produce una interrupción del suministro.

Con un sistema en anillo se tiene una doble alimentación y puede interrumpirse una de ellas sin causar una interrupción del suministro.

Con una red se aumenta el número de interconexiones y consecuentemente la seguridad del servicio.

Por lo que respecta a los diagramas unifilares, son diversos los arreglos que pueden utilizarse, pero, para fines del presente trabajo sólo se describen los arreglos para subestaciones de distribución de 85 y 230 kV que se emplean actualmente en LFC., estos arreglos se alimentan a través de dos líneas de transmisión para abastecer dos bancos, y del lado secundario distribuyen la energía por medio de alimentadores en 23kV a los consumidores, de tal manera que estos arreglos (dos líneas, dos bancos) se pretenden sustituir por el arreglo propuesto más adelante.

4.1. Arreglo de interruptor y medio.

Este esquema es muy utilizado en el lado de alta tensión de las subestaciones de potencia, especialmente en aquellas de interconexión que forman parte de un sistema de anillo debido a que ofrece alta continuidad de servicio.

En condiciones de operación, todos los interruptores están cerrados pero en caso de falla de una barra, opera su protección correspondiente transfiriendo su carga a la otra sin desconectar ninguna línea, ni algún transformador. Para efectos de mantenimiento en cualquier interruptor, éste se puede realizar sin afectar la continuidad del servicio. En las figuras 10 y 11 se muestra el arreglo descrito en 85 y 230 Kv para subestación convencional y en SF6.

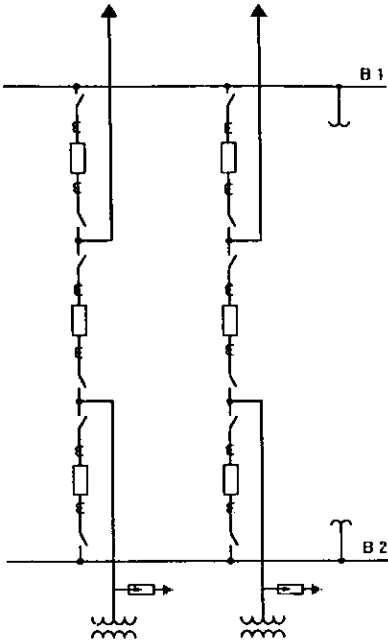


Figura 10. Interruptor y medio en 85 y 230 kV, convencional.

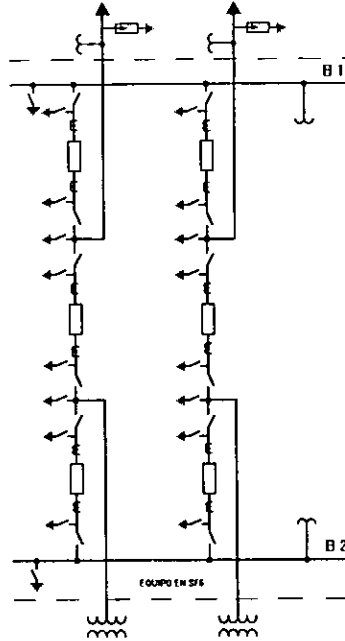


Figura 11. Interruptor y medio 230 kV, SF6.

4.2. Arreglo de anillo en alta tensión.

Consiste en instalar tantos interruptores como circuitos sean requeridos, instalando cada interruptor entre dos circuitos de tal manera que cada circuito este asociado a dos interruptores como se muestra en la figura 12.

Este arreglo no tiene la misma flexibilidad que el de interruptor y medio puesto que utiliza menor cantidad de interruptores, sin embargo esta alternativa es aplicable en donde no se cuenta con espacio suficiente, o bien cuando no se tiene suficiente equipo. Para ciertas aplicaciones, este arreglo puede ser la etapa inicial de un interruptor y medio.

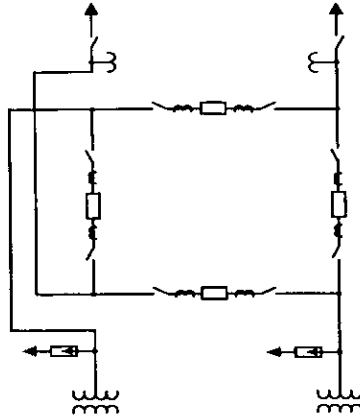


Figura 12. Anillo en 85 y 230 kV convencional.

4.3. Arreglo de doble barra con amarre.

Es uno de los arreglos más utilizados y se caracteriza porque la mitad de los elementos (líneas y bancos) se conectan a cada barra. Se utiliza tanto en 85 kV como en 230 kV en forma convencional como se muestra en la figura 13, o en hexafluoruro de azufre como se muestra en la figura 14. No tiene alta continuidad de servicio ya que para el mantenimiento de cualquier interruptor se debe desconectar la línea o transformador correspondiente.

En condiciones normales de operación el arreglo opera con el interruptor de amarre cerrado por lo que en caso de falla en una de las barras, permanece funcionando la subestación a la mitad de su capacidad mientras se efectúan las maniobras de apertura y cierre de cuchillas para transferir los elementos a las barras de servicio y reparar las barras dañadas.

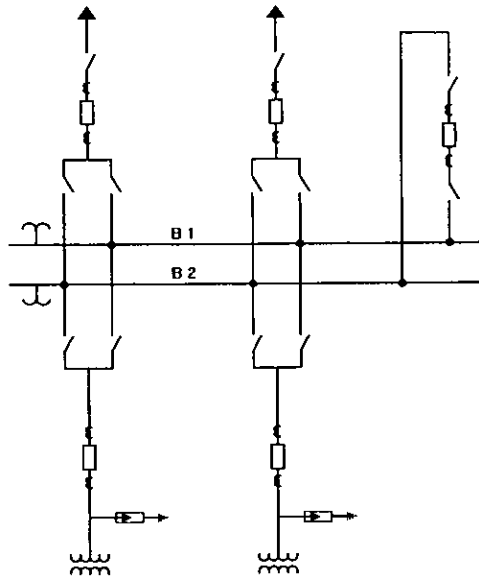


Figura 13. Doble barra con amarre en 85 y 230 kV convencional.

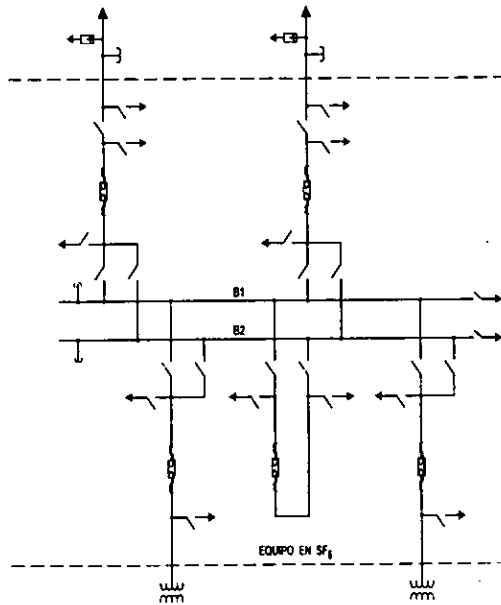


Figura 14. Doble barra con amarre en 85 y 230kV, SF6.

4.4. Arreglo en anillo para 23 kV.

Es un arreglo que se puede utilizar tanto en anillo sencillo como en anillo doble y con objeto de realizar un cuadro comparativo, en la figura 15 se muestra el diagrama unifilar del anillo doble exclusivamente. Es muy flexible para su operación y ofrece total continuidad de servicio, aún cuando por falla o mantenimiento, un transformador quede fuera de servicio, ya que en caso de falla de cualquier circuito, se abren los interruptores adyacentes y se cierran los enlaces con lo cual se restablece inmediatamente el servicio. Para efectos de mantenimiento de algún interruptor, el alimentador respectivo se transfiere al circuito adyacente a través del interruptor de enlace. Este arreglo puede realizarse en forma convencional o con gabinetes blindados como se muestra en la figura 16.

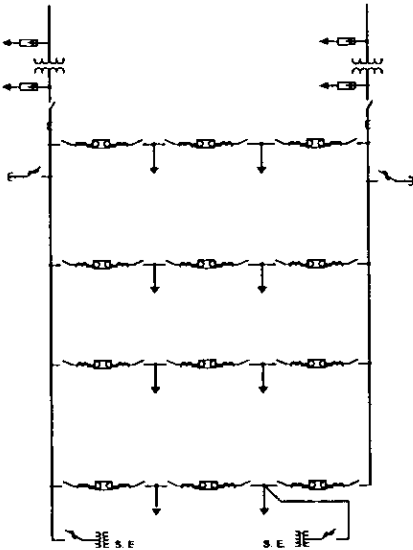


Figura 15 Anillo en 23 kV convencional.

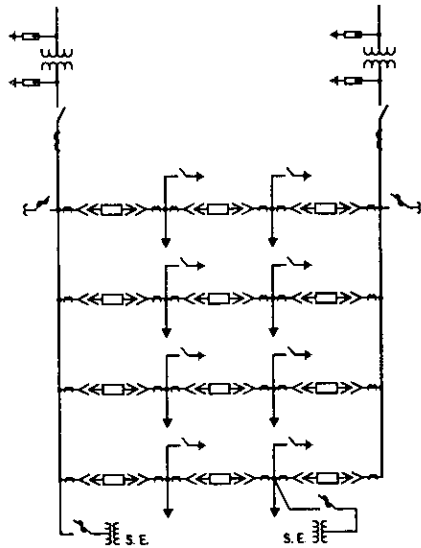


Figura 16. Anillo en 23 kV con gabinetes blindados.

CAPITULO

II

SUBESTACIONES COMPACTAS

230/23 kV Y 85/23 kV

I. Diagrama unifilar.

En el ámbito geográfico del Area de Control Central que opera y mantiene LFC, aproximadamente el 80% de las líneas de transmisión en 85 y 230 kV, cuentan con doble circuito como se muestra en las figuras 1 y 2, lo que permite asegurar una alta continuidad en la transmisión de la energía.

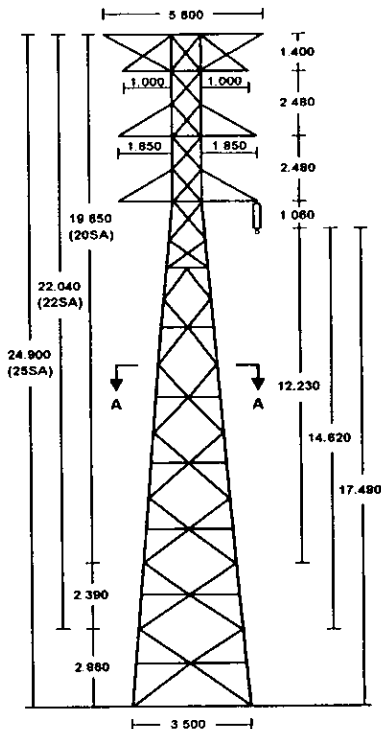


Fig 1 Torre de suspensión para líneas de 85 kV.

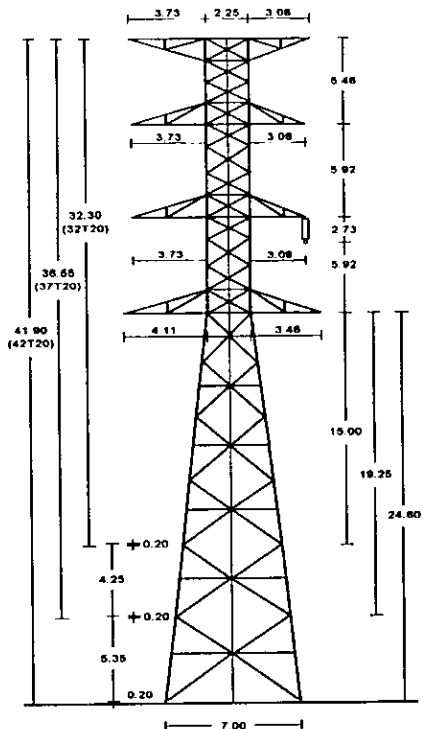


Fig. 2 Torre de suspensión para líneas de 230kV

Los derechos de vía cuentan con espacios adecuados para poder instalar subestaciones de distribución, ya que para 85 y 230 kV el ancho del derecho de vía para líneas de transmisión es de 17 y 30 m respectivamente con claros entre torres de 300 y 470 m, que determina un área útil muy amplia a lo largo de las propias líneas y por otro lado, evita la compra de terrenos en la zona metropolitana, los cuales escasean además de ser de altos costos.

Al iniciar el proyecto de una subestación es necesario seleccionar el diagrama unifilar más conveniente, el cual contemple necesariamente los aspectos de continuidad del servicio, flexibilidad de operación, seguridad y costo.

En el caso de esta propuesta se analiza la construcción de subestaciones eléctricas compactas con equipo convencional dentro de los derechos de vía de las líneas de transmisión de 85 y 230 kV, del sistema de LFC.

Este tipo de subestación compacta que se desarrolla se alimenta con dos circuitos paralelos entre dos subestaciones de potencia; alimentando según sea el caso a bancos de transformadores "82" de 30 MVA (85/23 kV) ó "221" de 60 MVA (230/23 kV) de cada uno de los dos circuitos, a través de una cuchilla desconectadora y un interruptor de potencia como se muestra en la figura 3. La capacidad de corto circuito de los interruptores y la momentánea de las cuchillas debe ser de 40 o 50 kA dependiendo de la zona y la corriente nominal será de 2000 A para 230 kV y 1600 A para 85 kV.

Del secundario de los transformadores de potencia se instala una cuchilla desconectadora para efectos de operación y mantenimiento, y a la salida de éstas se alimenta a las barras desde las cuales se interconectan los bancos a través de un interruptor de enlace y de la continuación de estas barras, se energiza a los alimentadores radiales que en número serán 2 para cada banco de 30 MVA y 4 para los de 60 MVA.

Las cuchillas de salida de los transformadores serán de operación con carga con capacidad nominal de 1250 A para bancos de 30 MVA (82) y de 2000 A para bancos de 60 MVA (221) y los interruptores serán de 1250 A para todos los alimentadores y el del enlace será de 2000 A para "bancos 221" y de 1250 A para "bancos 82". La capacidad de corto circuito de estos equipos de 23 kV debe ser de 25 kA.

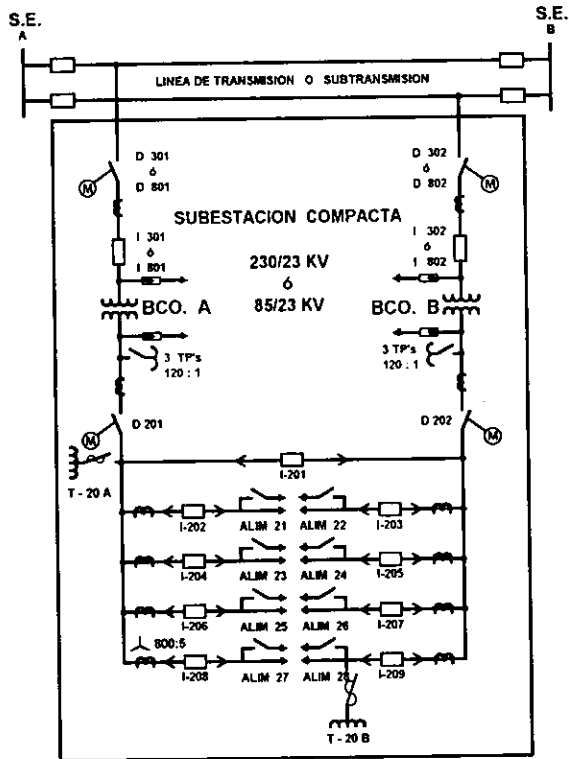


Figura 3. Diagrama unifilar propuesto.

Para proteger a los transformadores de sobretensiones producidas por descargas atmosféricas o por maniobra de interruptores para el caso de 230 kV, se

instalan apartarrayos los cuales se ubican a la llegada del banco en alta tensión y en el lado de baja tensión a la entrada de los gabinetes blindados del equipo de 23kV.

Dependiendo de la carga de los alimentadores y de las interconexiones que éstos pudieran tener con otros en el sistema de distribución, se podrían extender las barras para instalar alimentadores adicionales o bien bancos de capacitores para compensar el factor de potencia.

Este arreglo es muy confiable debido a que los bancos de transformación están conectados a diferentes circuitos, por lo que la eventualidad de falla de una de las líneas no afecta a la carga, ya que ésta se llevaría por el banco alimentado del otro circuito, cerrando el interruptor de enlace del lado de 23 kV de los transformadores.

La cantidad de equipo de potencia requerido es muy reducida para este arreglo. Un sólo banco de transformación de 30 ó 60 MVA por circuito con sus correspondientes cuchillas desconectoras en ambos lados y sólo un interruptor del lado de 85 ó 230 kV respectivamente. Del lado de 23 kV, además de las cuchillas mencionadas anteriormente, se requerirá de un interruptor de enlace de los secundarios de los transformadores y de un interruptor por cada alimentador, todos ellos instalados en gabinetes blindados y del tipo removible desenchufable.

Para propósitos de control, protección y medición se instalan transformadores de corriente del tipo pedestal del lado primario, entre las cuchillas y el interruptor y del lado secundario también del tipo pedestal antes de la cuchilla desconectora, así como del tipo pasamuro en cada uno de los interruptores de los alimentadores. Los transformadores de potencial (TP's) se instalarán a la salida del banco, del lado secundario. De acuerdo a las prácticas establecidas en LFC para gabinetes blindados, es necesario instalar cuchillas de puesta a tierra a la salida de cada alimentador.

Los transformadores para el servicio de estación se conectan uno al principio de las barras en el primer compartimiento antes del interruptor de enlace y el otro en un compartimiento lateral al interruptor de un alimentador.

II. Arreglo físico.

Teniendo ya bien definido el diagrama unifilar, se puede entonces realizar el arreglo físico.

Los derechos de vía para las líneas de transmisión de 85 y 230 kV son de 17 y 30 m respectivamente, como se ve en la figura 4.

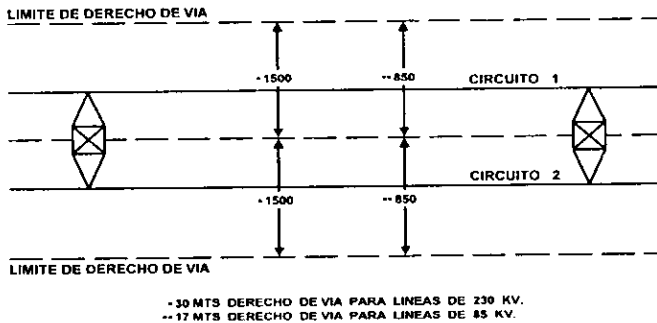


Figura 4. Derechos de vía para líneas de 85 y 230 kV.

Partiendo de la base anterior, el arreglo físico del equipo no debe en forma alguna pasar más allá del límite del derecho de vía.

Debe recordarse que estos espacios son propiedad de LFC y que por lo tanto no debe haber ningún problema en realizar el acomodo físico en ellos.

El propósito fundamental, por lo tanto de este tipo de subestaciones es que se ubiquen lo más cerca posible a los centros de carga, sin tener que realizar grandes modificaciones a la red de transmisión.

Esto quiere decir en principio, que la subestación debe conectarse a la red de transmisión o subtransmisión sin realizar cambios de torres (suspensión por remate) o realizando cuando más un cambio de las torres entre las cuales se ubicará dicha subestación.

Se analizarán por lo tanto dos tipos de arreglo físico que pueden realizarse: arreglo físico utilizando marco de remate y arreglo físico sin marco de remate.

2.1. Arreglo físico con marco de remate.

La figura 6 muestra una planta de disposición de equipo eléctrico para una subestación de 230/23 kV en la que como parte de la filosofía del proyecto se propone que si en el lugar donde se ubicará la subestación, hay torres de suspensión; éstas se cambien por torres de remate.

Teniendo como base que la disposición del equipo no debe rebasar el límite del derecho de vía, se propone la utilización de marcos de remate para derivar los dos circuitos desde la torre más cercana.

Debido a que la posición de los conductores de fase en la torre es vertical, la derivación de éstos al marco requiere de una distancia mínima para el cambio de posición, de forma vertical a horizontal. Esta distancia entre fases en LFC esta normalizada y en el caso de tensiones de 230 kV es de 2.88 m como mínimo.

Tomando en consideración que el derecho de vía es de 30 m, sólo los marcos de remate (dos) serían de 17.5 m teniendo una distancia normal de fase a tierra de

3.75 m como se muestra en la figura 5, estas dimensiones harían imposible la localización de ese tamaño de marco, por lo que en el arreglo propuesto se muestran según la figura 6 dos marcos de 11.25 m.

De la llegada al remate, el circuito continuaría hacia la torre siguiente, derivando en este marco la conexión a las cuchillas desconectoras. El tener un marco más reducido necesariamente requerirá instalar aisladores de soporte en las fases extremas.

Si hay posibilidad de retirar el equipo hacia uno u otro lado del derecho de vía, se puede retirar éste como se muestra; pero si no hay alternativa la caseta de control donde se encuentran los gabinetes de 23 kV se tendría que girar colocándola paralela al derecho de vía; ésto para permitir la salida del equipo en el sentido del derecho de vía.

Este tipo de arreglo se muestra para dos bancos y una sección de 23 kV a base de gabinetes blindados (en caso de 230 kV, dos bancos de 60 MVA).

La distancia que se dejaría a la malla perimetral sería de 3.75m, que sería una distancia segura a las partes con potencial.

La alimentación a las barras de 23 kV en la zona de gabinetes sería con cable clase 25 kV a base de aislamiento sólido extruido (4 cables por fase de 240 mm² de sección).

La caseta de control además de los gabinetes deberá contar con un cuarto de baterías, un baño, bodega y en la parte superior el cuarto de control donde se instalará el concentrador UTR, PC e impresora.

Las medidas aproximadas de esta subestación serían de 30 m x 48 m o de 30 m x la longitud necesaria dependiendo de la disponibilidad de área para salida del equipo.

En caso de requerir mayor número de salidas de alimentadores (6 por banco) de los en principio disponibles (4 por banco), se puede colocar otro tren de gabinetes similar uniendo las barras con cable o con ductos. La figura 7 muestra la elevación de este arreglo.

El mismo tipo de arreglo pero con distancias más reducidas se puede implementar en el caso de subestaciones de 85/23 kV. Este se muestra en las figuras 8 y 9.

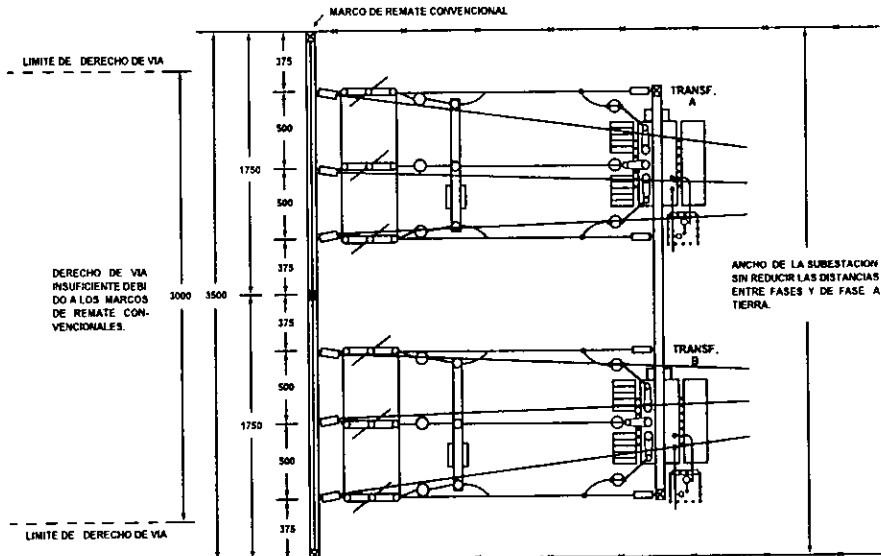


Figura 5. Planta subestación convencional 230/23 kV

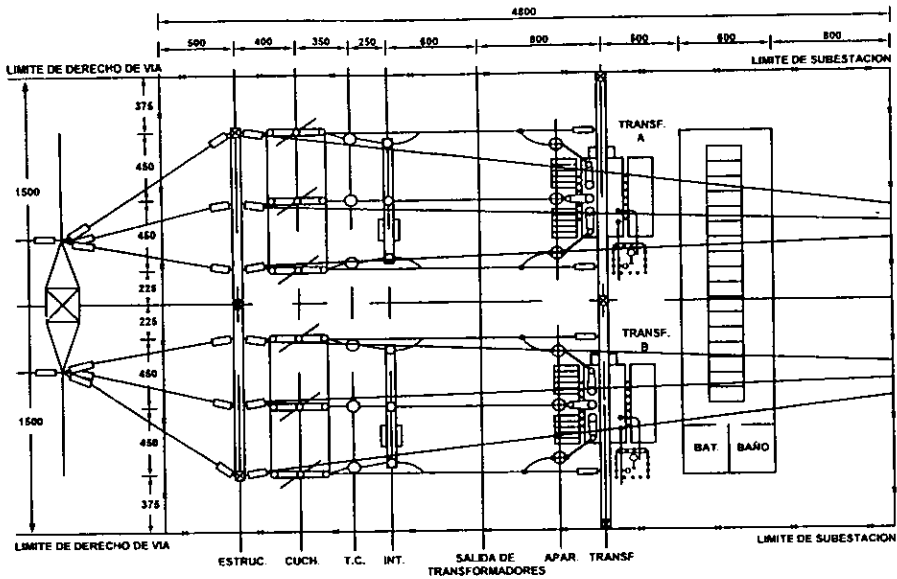


Figura 6. Planta subestación compacta 230/23 kV.

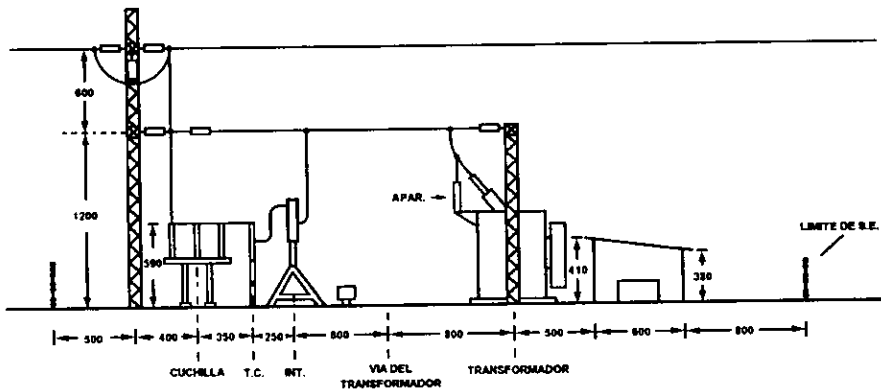


Figura 7. Elevación subestación compacta 230/23 kV.

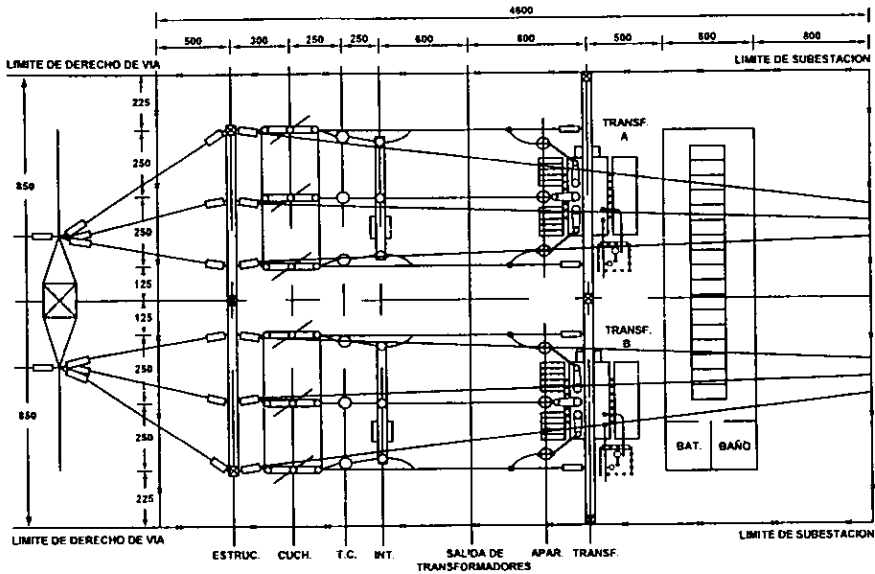


Figura 8. Planta subestación compacta 85/23 kV.

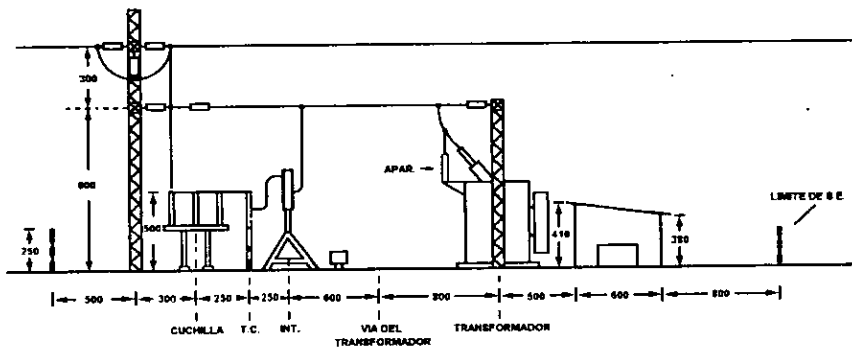


Figura 9. Elevación subestación compacta 85/23 kV.

2.2. Arreglo físico sin marco de remate.

De acuerdo con la figura 10, ésta muestra una disposición de equipo en un área similar de 30m x 48m pero en este caso ubicando la subestación entre dos torres de suspensión.

En este caso el problema que se plantea es como derivar los dos circuitos hacia el equipo eléctrico, sin hacer uso de marcos de remate y sin realizar un cambio de tipo de torres.

En principio desarrollar un proyecto como éste, tendría como filosofía básica el ubicar la subestación dentro del derecho de vía haciendo lo necesario para evitar alguna modificación en las torres de suspensión o su reemplazo por torres de tensión.

Para poder realizar un arreglo que tome en cuenta esta consideración, se requiere hacer la derivación de los circuitos en forma de TAP al equipo, haciendo uso de dos marcos laterales situados en el límite del derecho de vía. Uno de los tipos de torres de suspensión que utiliza LFC es de 17.5m al conductor más bajo y 5.92 m entre fases.

Directamente de los conductores se derivaría hacia dichos marcos un bus que sería al que se conectaría la cuchilla desconectadora y de ahí al demás equipo eléctrico, desde luego haciendo uso de aisladores de soporte.

Para el caso de la subestación de 230/23 kV la figura 10 muestra las distancias entre fases y a tierra y también en este caso una distancia de 3.75m a la malla perimetral del límite del derecho de vía.

En este arreglo, debido al inconveniente de no poder sacar el equipo hacia uno y otro lado del derecho de vía, los transformadores y demás equipos pueden ser

retirados en el mismo sentido del derecho de vía y la caseta de control colocarse ya sea como se muestra en la figura o en forma paralela al derecho de vía.

Igual que en el arreglo con marco de remate se puede colocar otro juego de gabinetes espalda con espalda para tener un mayor número de alimentadores del originalmente planeado.

En la caseta de control, aparte de los gabinetes se ubicarían las baterías, baño, bodega y en la parte superior el espacio para colocar el concentrador UTR, PC e impresora.

Debido a que las distancias que se proponen son las absolutamente necesarias, este tipo de arreglo requerirá para el caso de dos de las fases el utilizar aisladores de soporte para la conexión a las cuchillas.

En las figuras 11 y 12 se muestran una elevación principal y un corte de este arreglo.

El mismo tipo de arreglo se propone para las subestaciones tipo compacto en 85 kV, con derechos de vía de 17 m, con bancos de 30 MVA y una sección de 23 kV a base de gabinetes del tipo blindado interconectado al transformador con cable de potencia clase de 25 kV del tipo aislamiento sólido extruido (dos cables por fase), ver figuras 13, 14 y 15.

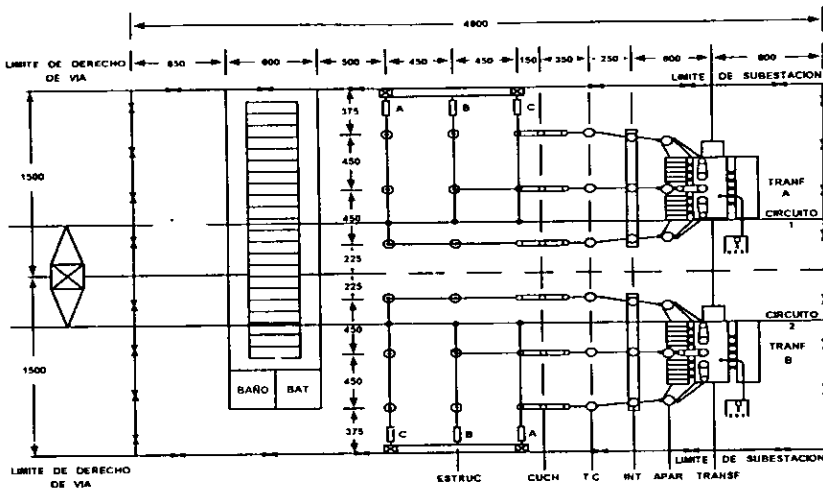


Figura 10 Planta subestación compacta 230/23kV sin marco de remate.

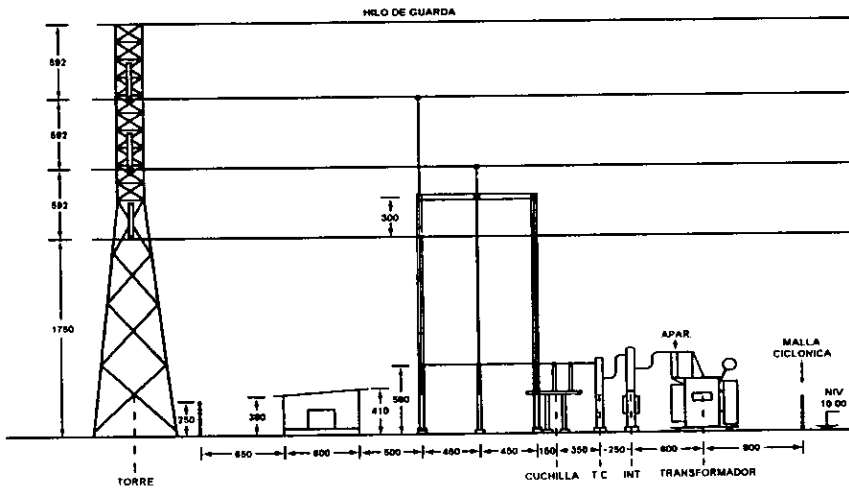


Figura 11. Elevación subestación compacta sin marco de remate 230/23 kV.

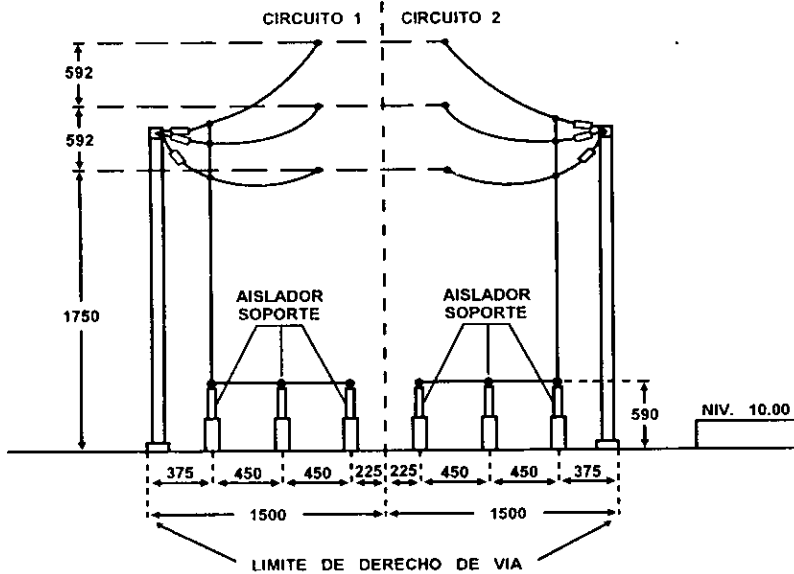


Figura 12 Corte subestación compacta sin marco de remate 230/23 kV.

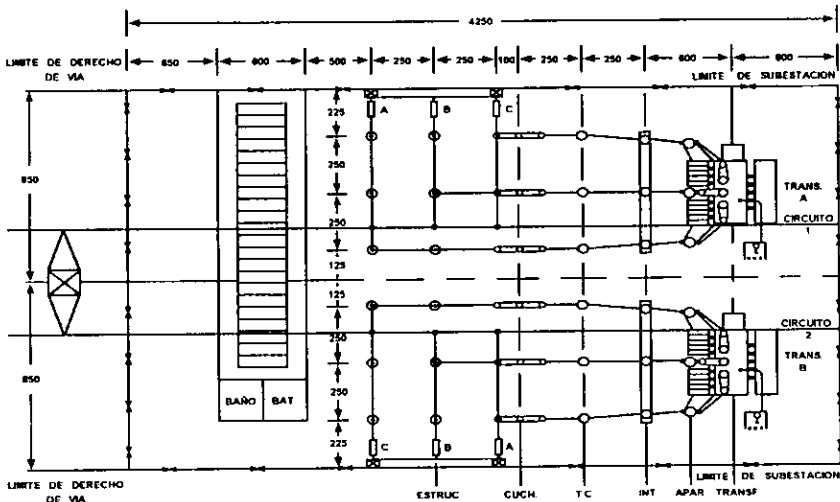


Figura 13 Planta subestación compacta 85/23 kV sin marco de remate

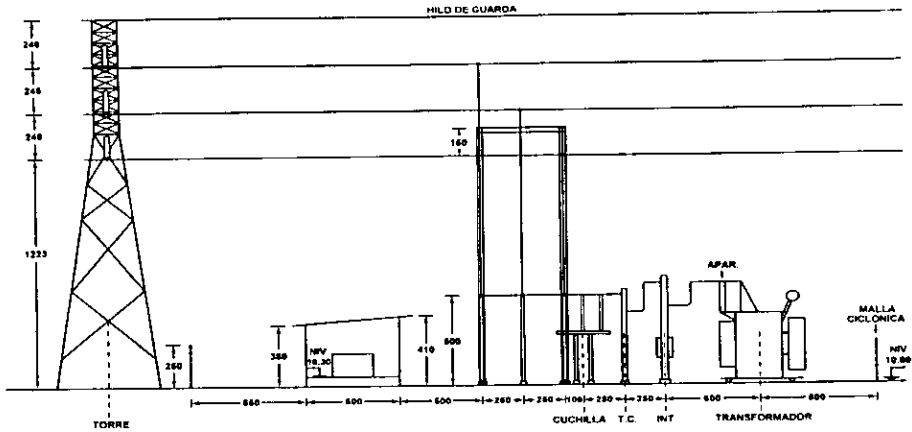


Figura 14 Elevación subestación compacta sin marco de remate 85/23 kV.

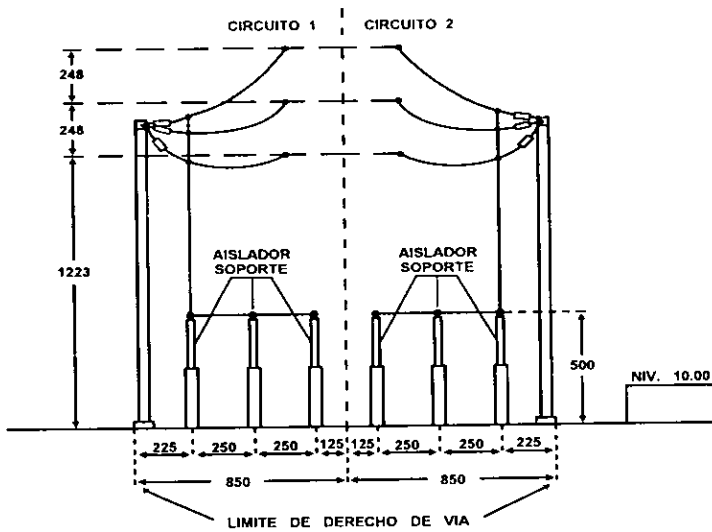


Figura 15. Corte subestación compacta sin marco de remate 85/23 kV.

El diagrama esquemático de protección, presentado en la figura 16 corresponde al aplicable para bancos de potencia 221 de 230/23 kV el cual se diferencia con respecto al de los bancos 82 de 85/23 kV exclusivamente en que la protección de sobrecorriente direccional de tierra (67N) se reemplaza por una protección no direccional (50/51N) debido a la conexión delta - estrella de los bancos.

Para efectos ilustrativos se muestra el diagrama esquemático sólo para bancos de potencia "221" con 8 alimentadores ya que éste es muy similar al de los bancos de transformación "82" con 4 alimentadores.

Este esquema no requiere de protección para las líneas de alimentación de la subestación debido a que solamente es necesario ajustar las protecciones en las subestaciones donde se rematan las líneas; sin embargo, cuando la protección de las líneas es diferencial (87H), se requiere sustituir ésta por otra tal como la de distancia (21) o de sobre corriente direccional de fase y tierra (67, 67N-1,2,3), considerando que la diferencia de corrientes donde se rematan las líneas impide una comparación diferencial en el arreglo propuesto (tipo tap).

3.1. Diagrama esquemático de protección de alimentadores.

Independientemente del equipo de protección utilizado, el esquema debe operar para los principios básicos que a continuación se enlistan:

1. Para fallas de corto circuito entre fases o de fase a tierra, debe operar el esquema instantáneamente para abrir el interruptor (50-1,2,3,N).
2. Para fallas por sobrecarga actúa el elemento de tiempo inverso de la protección para enviar el disparo al interruptor (51-1,2,3,N).
3. Cuando el valor de la frecuencia baja a rangos indeseados que puedan ocasionar inestabilidad en el sistema, la protección (81) debe mandar la operación de apertura del interruptor del alimentador correspondiente.

4. Para los alimentadores se requiere la función de recierre, la cual debe actuar solamente cuando el alimentador este fuera de servicio por sobrecarga (51-1,2,3,N), es decir, esta función no actúa para fallas en los bancos (86X y 86R) para fallas por baja frecuencia (81), o por operación de los elementos instantáneos del relevador (50-1,2,3,N), tampoco opera por un comando de apertura al interruptor. La función de recierre se debe poder bloquear individualmente ya sea local o remotamente.
5. Es necesario contar con alarmas que indiquen las protecciones que operan para cada una de las funciones mencionadas anteriormente, por lo que se requiere la alarma para la operación de los elementos instantáneos (A050 y A050N), la operación de la protección de falla a tierra del elemento de tiempo (A051N), así como la alarma para la operación por la baja frecuencia (A0BF). Adicionalmente para equipos microprocesados es conveniente contar con alarma de autodiagnóstico que supervise el estado de la protección (AFPP).
6. Tradicionalmente se ha utilizado la medición de corriente de las tres fases de alimentadores, pero en este trabajo se propone instalar equipos multimedidores que ofrecen además medición de voltaje, factor de potencia, watts, vars, voltamperes, demandas máximas, etc.

Dependiendo de la carga de los alimentadores y de las interconexiones que éstos pudieran tener con otros en el sistema de distribución, se podrían extender las barras para instalar alimentadores adicionales o bien bancos de capacitores para compensar el factor de potencia. Esto es factible debido al control automático con que cuenta la subestación propuesta, ya que se pueden agregar alimentadores adicionales que en función de su carga se programen para que en condiciones de falla de éstos, se proporcione servicio a aquellos que lleven suministros prioritarios sin importar a que banco de potencia pertenezcan, o bien, seleccionar automáticamente aquellos que la capacidad del banco sano pueda alimentar en función de las cargas que éstos tengan justo en el momento de la falla; esto se puede lograr instalando dispositivos inteligentes en el sistema de control automático correspondiente.

3.2. Diagrama esquemático de protección para los bancos de potencia.

La protección más selectiva y confiable para transformadores es la diferencial (87T) que compara las corrientes de entrada y salida de éste a través de los TC's instalados en ambos lados del banco y ocasionalmente de TC's auxiliares para compensar pequeños desajustes en las relaciones de transformación.

En condiciones de falla, envía una señal al relevador auxiliar de disparo (86X) que a su vez manda abrir el interruptor de alta tensión y a los interruptores de todos los alimentadores conectados a la barra alimentada por el propio banco.

Por su importancia y alto costo los transformadores requieren como protección primaria, además de la diferencial mencionada, la de presión de aceite (63) (Bucholtz) que detecta fallas internas y manda su disparo en la misma trayectoria del 87T.

Se cuenta además con un relevador de sobrecorriente instantánea y de tiempo y sobrecorriente direccional de tierra (50-1,2,3; 51-1,2,3 y 67N). Los correspondientes disparos de los elementos de sobrecorriente instantáneos (50-1,2,3) y de sobrecorriente direccional de tierra (67N), son enviados por la trayectoria de disparo de la protección primaria (87T) y operan sólo para fallas del banco de potencia. Los elementos de sobre corriente de tiempo (51-1,2,3) a través del relevador auxiliar de disparo para la protección de respaldo (86R), envían disparo tanto al interruptor de alta tensión como a los de los alimentadores en baja tensión y pueden operar por falla en el propio banco o en las barras o en algún alimentador cuando no abra su interruptor asociado.

Con objeto de contar con una protección de respaldo para falla en las líneas que alimentan a la subestación, se emplea la protección de sobrecorriente instantánea con un auxiliar de tiempo (50TT-62) que permite la operación de las

protecciones primarias de las líneas y facilita la coordinación de las mismas. Esta protección se tiene clasificada como de respaldo por lo que su trayectoria de disparo coincide con la del 86R y sólo afecta al interruptor de alta tensión.

Para protección de respaldo contra fallas de fase a tierra en 23 kV, se instala un relevador de sobrecorriente en los devanados del transformador (51T) que envía su señal de disparo al relevador auxiliar 86R.

Con objeto de no mezclar las protecciones y facilitar el análisis de las fallas, todas las operaciones por protección primaria se envían a la primera bobina de disparo del interruptor y las operaciones por protección de respaldo se envían a la segunda bobina.

Para efectos de transferencia automática de carga se instala un relevador de supervisión de voltaje (27) conectado a los TP's de cada transformador. Es importante destacar que estos TP's se conectan directamente a las barras mediante cuchillas sin elemento de protección (fusibles) con el objeto de garantizar su conexión permanente al circuito y sólo se operarán por mantenimiento o reparación.

Al igual que para el caso de los alimentadores, es necesario contar con las alarmas para cada una de las protecciones, requiriéndose para este caso las siguientes: Alarma Operó Buchholtz (AO63), Alarma Operó Protección Primaria (AOPP) y Alarma Operó Protección de Respaldo (AOPR). Para el caso de falla del equipo de protección éste enviará una alarma de autodiagnóstico (AFPP).

La utilización de multimedidores es mejor aprovechada para el caso de bancos, puesto que con un solo elemento se cubren todas las necesidades que son: corriente nominal, corriente máxima, voltajes, factor de potencia, potencia reactiva, activa y aparente, energía, etc.

Como se mencionó anteriormente, en LFC se tienen sistemas para el suministro de corriente directa a los servicios de los diferentes equipos de la subestación. Para los esquemas de control, protección y medición (CPM) se siguen los siguientes criterios: con $\pm PP$ se alimenta la protección primaria, con $\pm PR$ se alimenta la protección de respaldo, para las alarmas se emplea $\pm AA$ y para mando $\pm M$. Esto ofrece mayor flexibilidad en su funcionamiento, facilita procesos de mantenimiento y reparación y ofrece ventajas para las pruebas de operación del esquema en campo.

4. Control.

Las subestaciones de Luz y Fuerza del Centro contemplan en su diseño dos tipos de control:

- a) Control remoto.
- b) Control local.

El control remoto tiene la finalidad de hacer más eficiente la operación de las subestaciones y del sistema. Las señales para los comandos, señalizaciones, mediciones y alarmas se envían a un centro de operación y control remoto. Todas las subestaciones de LFC desde la década de los 70's se diseñan desatendidas.

El control local se tiene en la subestación, como respaldo del control remoto en caso de perderse la comunicación con el centro de operación o bien para que el personal de mantenimiento en la subestación pueda efectuar maniobras fácilmente.

Todas las funciones de control que se habilitan en las subestaciones de LFC están normalizadas, sin embargo, para las subestaciones compactas de 230/23 y 85/23 kV es necesario considerar la transferencia automática de los alimentadores de 23 kV debido al arreglo unifilar.

Las subestaciones se diseñaban hasta el año de 1993 con:

- ◆ Un tablero miniaturizado el cual incluía pequeños conmutadores para el control, incorporando un sistema de señalización de luz fija - luz parpadeante e instrumentos reducidos para la medición.
- ◆ Registrador de eventos.
- ◆ Unidades terminales remotas (UTR) con la finalidad de comunicar a la subestación con el centro de control remoto.
- ◆ Tableros de protección instalados en un salón.

En la actualidad la UTR es segmentada o distribuida para colocarla en cada uno de los gabinetes de protección, los cuales se montan cerca de los circuitos asociados. Además se reemplaza el registrador de eventos y el tablero de control miniaturizado por computadoras con interfaz hombre - máquina.

Para las subestaciones compactas esta última tecnología es muy apropiada porque las UTR's se pueden montar en los gabinetes blindados de cada interruptor de 23 kV junto con los relevadores de protección, haciendo innecesario que se cuente con un espacio dedicado a los tableros de protección.

Las funciones de control remoto y local con las que contarán este tipo de subestaciones son:

a) Señalizaciones:

- ◆ Posición de cada uno de los interruptores.
- ◆ Posición del cambiador de automático de derivaciones de los transformadores.
- ◆ Posición de cada una de las cuchillas desconectoras, incluyendo las de 23 kV de salida de los bancos de potencia.

b) Alarmas:

- ◆ De emergencia del equipo, que relaciona una situación peligrosa para éste o que pone en peligro la seguridad del sistema eléctrico. Estas son una por cada interruptor, banco de potencia y baterías.
- ◆ Alerta del equipo, que indican una situación anormal en la subestación sin que exista riesgo para él o el sistema eléctrico. Estas alarmas son para los mismos equipos que las de emergencia.
- ◆ Generales de la subestación.
- ◆ De la operación de cada una de las protecciones.
- ◆ De la falla de cada uno de los relevadores de protección, equipo de comunicaciones y control.
- ◆ Del bloqueo individual del recierre de los alimentadores.
- ◆ De la operación de la transferencia del servicio de estación.
- ◆ De la operación y del bloqueo de la transferencia automática de los alimentadores de 23 kV.

c) Mediciones.

- ◆ Energía, tensión entre fases, potencia activa, reactiva y aparente, en los bancos de potencia.
- ◆ De la corriente en cada una de las fases en los alimentadores.

Las mediciones señaladas son las mínimas con las que contará la subestación, sin embargo si se cuenta con multimedidores éstos pueden proporcionar datos para el mantenimiento y planeación del sistema.

d) Comandos:

- ◆ Apertura y cierre de cada uno de los interruptores.
- ◆ Apertura y cierre de cada una de las cuchillas desconectoras, incluyendo las de 23 kV de salida de los bancos de potencia.
- ◆ Para la reposición de los relevadores auxiliares de disparo.

- ◆ Para el bloqueo y reposición individual del recierre de los alimentadores.
- ◆ Para el bloqueo y reposición de la transferencia automática de los alimentadores de 23 kV.

e) Automatismos:

Las funciones de control automático que se tienen en las subestaciones de LFC son las siguientes:

- ◆ Transferencia de la alimentación para el servicio de estación de la subestación.
- ◆ Posición del cambiador de derivaciones de los bancos de potencia.
- ◆ Transferencia automática de los alimentadores de 23 kV.

Esta última función, la cual se describe a continuación, tiene la finalidad de disminuir el tiempo de interrupción en el servicio de los alimentadores y facilitar la operación de este tipo de subestaciones, cuando una línea o algún banco de potencia salgan de servicio.

La función automática de transferencia incluye también la reposición automática a las condiciones normales de operación cuando se haya eliminado la causa que originó su operación.

En condiciones normales de operación el interruptor de transferencia de 23 kV (designado en la figura 3, como I201) estará abierto, por lo que cada banco suministrará energía a los alimentadores asociados.

En caso de que quede fuera de servicio una línea o un banco, ya sea por falla o mantenimiento, se efectuará automáticamente la transferencia, cerrando el interruptor I201, suministrando el banco sano energía a todos los alimentadores de la subestación seleccionados. La transferencia se efectuará mediante el empleo de un relevador supervisor de potencial (27) instalado en el secundario de los TP's de 23 kV de cada banco.

CAPITULO

III

ANÁLISIS ECONÓMICO

En la realización de cualquier análisis económico, además de considerar los costos de adquisición de equipos y materiales, así como de mano de obra para proyecto, construcción y puesta en servicio de la instalación, se deben considerar los costos de operación, de mantenimiento, confiabilidad de las instalaciones, período de productividad y grado de automatización, es decir, el costo del ciclo de vida de la instalación. En el presente análisis únicamente se evalúan los costos del equipo electromecánico para la construcción de la instalación, considerando que éstos determinan la viabilidad del proyecto.

Para realizar la comparación lo más justa y equitativa posible, se han considerado instalaciones con el mismo número de alimentadores, así como se ha omitido intencionalmente el costo del terreno, ya que éste varía considerablemente en función de la zona, y para el arreglo propuesto no significa gasto por realizar, ya que la obra se propone bajo los derechos de vía de las líneas de transmisión de 230 y 85 kV.

En el presente trabajo se realiza el análisis comparativo para subestaciones de 230/23 kV con arreglo de interruptor y medio/doble anillo y de anillo/doble anillo, contra el propuesto con arreglo radial/radial, considerando en todos 2 líneas de 230 kV, 2 bancos de potencia de 60 MVA y 8 alimentadores.

Para las subestaciones de 85/23 kV los arreglos comparados son el de doble barra con amarre/doble anillo y el de anillo/doble anillo, contra el propuesto con arreglo radial/radial, y se consideran para todos dos líneas de 85 kV, dos bancos de potencia de 30 MVA y cuatro alimentadores.

1. Análisis comparativo para subestaciones de 230/23 kV.

En las figuras 1, 2 y 3, se muestran los diagramas unifilares de los esquemas analizados y en las tablas 1 y 2 se contabiliza la cantidad de equipo de potencia requerido para cada arreglo.

De las figuras y tablas mencionadas en el párrafo anterior, se observa que el arreglo propuesto requiere de mucho menos equipo que los utilizados en LFC hasta la fecha, especialmente en el lado de Alta Tensión (A.T.); en donde sólo se requieren dos interruptores de 230 kV, mientras que el de anillo utiliza 4 y el de interruptor y medio 6. En lo referente a cuchillas, el arreglo propuesto emplea 2, mientras que el de anillo necesita 8 y el de interruptor y medio 12, y para el caso de TC's sólo se utilizan 6, en tanto que el de anillo 24 y el de interruptor y medio 36. Finalmente se observa que no requiere de TP's en el lado de A.T., mientras que los otros arreglos requieren de 6 en ambos casos.

También en la sección de 23 kV se tienen ahorros significativos en el empleo de equipo, ya que para dar servicio a los 8 alimentadores de la subestación se requiere de 9 interruptores exclusivamente, contra 12 que emplea el doble anillo, así como sólo 2 cuchillas (operación con carga) contra 26 del doble anillo y 30 TC's contra los 78 del arreglo tradicional.

En el anexo A se presenta el costo de las subestaciones para los diversos arreglos analizados, pormenorizándose los precios del equipo electromecánico, los cuales se resumen en la tabla 3a.

Además del costo del equipo electromecánico, en la tabla 3a se presentan los costos por alimentador, por MVA instalado y por MVA firme para cada uno de los arreglos, y se incluye una columna en la que tomando como referencia el costo del arreglo propuesto, se observa que el arreglo anillo/doble anillo cuesta el 149% y el de interruptor y medio/doble anillo el 160% aproximadamente.

Es importante mencionar que del total del costo de la subestación (para el caso de la alternativa propuesta), los bancos de transformación representan aproximadamente el 41% de dicho total, por lo tanto, debido a que todos los esquemas incluyen dos bancos de 60 MVA y con objeto de ser más enfáticos en las ventajas del arreglo propuesto, en la tabla 3b se presenta la comparación considerando el costo total de las subestaciones sin incluir el de los bancos de potencia.

En esta comparación son más evidentes los ahorros obtenidos, ya que el arreglo de anillo/doble anillo cuesta 1.8 veces la alternativa propuesta y la de interruptor y medio/doble anillo el doble de su costo.

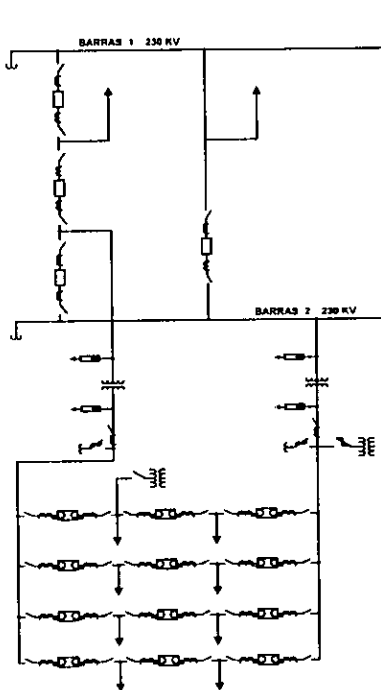


Figura 1. Arreglo en anillo / doble anillo 230/23 kV.

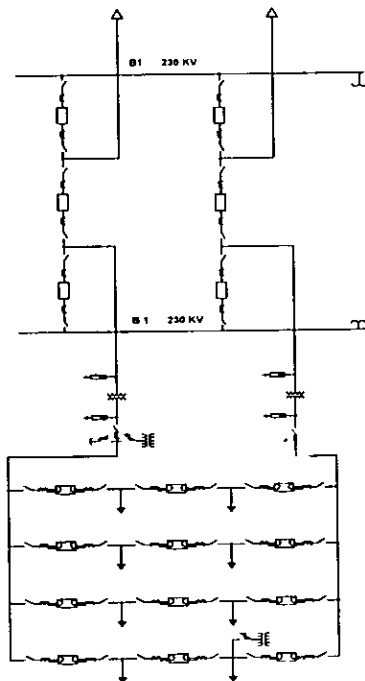


Figura 2. Arreglo de interruptor y medio / doble anillo 230/23 kV

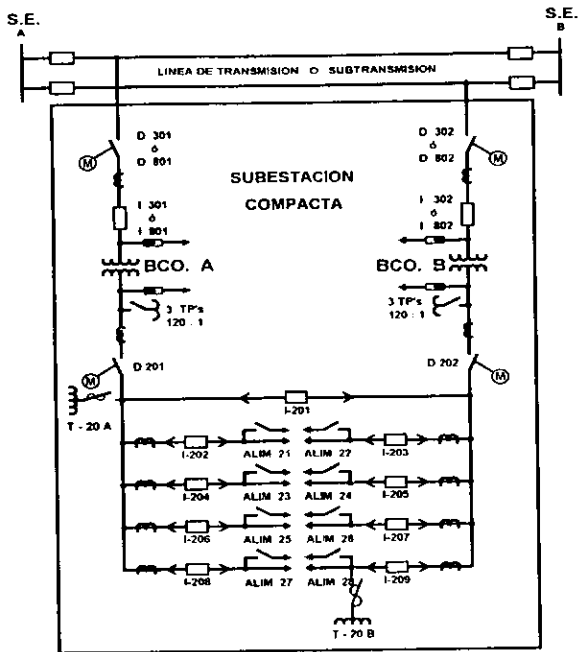


Figura 3. Arreglo propuesto radial / radial 230/23 kV

ARREGLO	INT's	CUCHI's	TC's	TP's	APARTA RAYOS
Doble anillo (8 alimentadores)	12	26	78	6	6
Radial propuesta (8 alimentadores)	9	2	30	6	6
Doble Anillo (4 alimentadores)	6	14	42	6	6
Radial propuesta (4 alimentadores)	5	2	18	6	6

Tabla 1. Equipo eléctrico utilizado en arreglos de 23 kV.

ARREGLO	INT's	CUCHI's	TC's	TP's	APARTA RAYOS
Interruptor y medio	6	12	36	6	6
Anillo	4	8	24	6	6
Radial Propuesta	2	2	6	---	6

Tabla 2. Equipo eléctrico utilizado en arreglos de 230 kV.

ARREGLO	ALIMEN- TADORES	COSTOS TOTALES	COSTO EN %	COSTO POR ALIMEN- TADOR	COSTO POR MVA INST	COSTO POR MVA FIRME
A.T. Interrup.y/med B.T. Doble anillo	8	61,366,700.00	160.0	7,670,837.00	511,389.00	852,315.00
A.T. Anillo B.T. Doble anillo	8	57,332,890.00	149.0	7,166,611.00	477,774.00	796,290.00
A.T. Radial B.T. Radial	8	38,249,280.00	100.0	4,781,160.00	318,744.00	531,240.00

Tabla 3a. Costos totales para subestaciones de 230/23kV.

ARREGLO	ALIMENTA -DORES	COSTOS TOTALES SIN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	COSTO EN %
A.T. Interruptor y medio B.T. Doble anillo	8	45,766,700.00	202.0
A.T. Anillo B.T. Doble anillo	8	41,732,890.00	184.0
A.T. Radial B.T. Radial	8	22,649,280.00	100.0

Tabla 3b. Costos de subestaciones de 230/23 sin transformadores de potencia

2. Análisis comparativo para subestaciones de 85/23 kV.

Similarmente a lo indicado en el inciso anterior, en las figuras 4, 5 y 6, se presentan los diagramas analizados para subestaciones de 85/23kV y en las tablas 1 y 4 el equipo requerido para cada alternativa. El arreglo propuesto emplea en 85 kV sólo 2 interruptores, contra 4 que requiere el anillo y 5 que necesita el de doble barra con amarre; también este nuevo arreglo emplea dos cuchillas contra 10 del anillo y 12 del de doble barra con amarre, y requiere 6 TC's por 24 del anillo y 30 del de doble barra con amarre. Finalmente se observa que esta alternativa no requiere de TP's en alta tensión mientras que se requieren de 6 en cada una de las otras alternativas.

En el lado de 23 kV, el arreglo propuesto utiliza 5 interruptores, 2 cuchillas de operación con carga y 18 TC's, mientras que el doble anillo emplea 6 interruptores, 14 cuchillas y 42 TC's, lo que impacta en el costo total de las subestaciones presentado en la tabla 5a, que es un resumen de los costos detallados en el anexo A.

Del esquema de costos de la tabla 5a, puede observarse que tanto el arreglo anillo/doble anillo como el de doble barra/doble anillo cuestan 1.4 veces la alternativa presentada.

Finalmente en la tabla 5b, se presenta la comparación considerando el costo total sin incluir el costo de los dos bancos de 30 MVA, con lo que podemos observar que tanto el arreglo anillo/doble anillo como el doble barra/doble anillo cuestan 1.7 veces la alternativa propuesta.

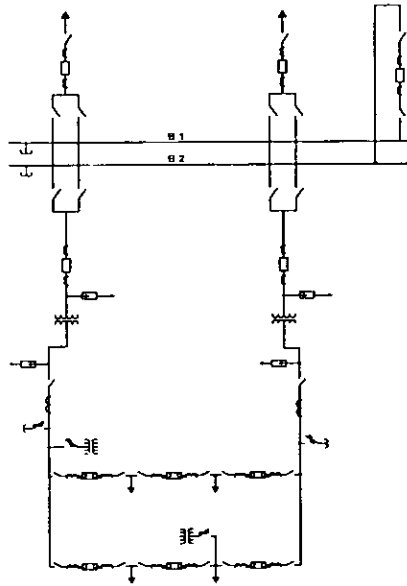


Figura 4. Arreglo doble barra con amarre / doble anillo 85/23 kV

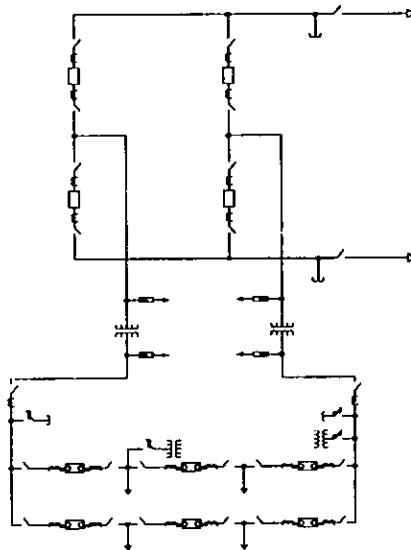


Figura 5. Arreglo en anillo / doble anillo 85/23 kV

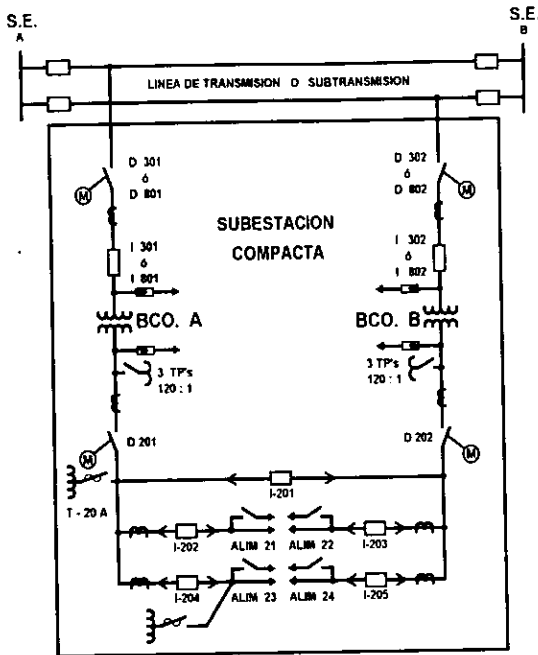


Figura 6. Arreglo propuesto radial / radial 85/23 kV.

ARREGLO	INT's	CUCHI's	TC's	TP's	APARTA RAYOS
Doble anillo (8 alimentadores)	12	26	78	6	6
Radial propuesta) (8 alimentadores)	9	2	30	6	6
Doble Anillo (4 alimentadores)	6	14	42	6	6
Radial propuesta (4 alimentadores)	5	2	18	6	6

Tabla 1. Equipo eléctrico utilizado en arreglos de 23 kV

ARREGLO	INT's	CUCHI's	TC's	TP's.	APARTA RAYOS
Doble Barra con Amarre	5	12	30	6	6
Anillo	4	10	24	6	6
Radial Propuesta	2	2	6	—	6

Tabla 4. Equipo eléctrico utilizado en arreglos de 85 kV.

ARREGLO	ALIMEN- TADORES	COSTOS TOTALES	COSTO EN %	COSTO POR ALIMEN- TADOR	COSTO POR MVA INST.	COSTO POR MVA FIRME
A.T. Doble barra con amarre B.T. Doble anillo	4	43,068,380.00	144.0	10,767,095.00	717,806.00	1,196,343.00
A.T. Anillo B.T. Doble anillo	4	42,383,570.00	142.0	10,595,892.00	706,392.00	1,177,321.00
A.T. Radial B.T. Radial	4	29,807,690.00	100.0	7,451,922.00	496,794.00	827,991.00

Tabla 5a. Costos totales para subestaciones de 85/23 kV

ARREGLO	ALIMEN- TADORES	COSTOS TOTALES SIN TRANSFORMADORES DE POTENCIA	COSTO EN %
A.T. Doble barra con amarre B.T. Doble anillo	4	30,468,380.00	177.0
A.T. Anillo B.T. Doble anillo	4	29,783,570.00	173.0
A.T. Radial B.T. Radial	4	17,207,690.00	100.0

Tabla 5b Costos de subestaciones de 85/23 kV sin transformadores de potencia

Debido a que la mayoría de los equipos son de importación o tienen componentes cuyos costos impactan en divisas extranjeras, se ha considerado un tipo de cambio de 10 pesos mexicanos por dolar estadounidense.

ANEXO

A

ANEXO A

Costo de subestaciones para los arreglos analizados.

- 1.1. Interruptor y medio / doble anillo (230/23 kV).
- 1.2. Anillo / doble anillo (230/23 kV).
- 1.3. Radial / radial (230/23 kV).
- 1.4. Doble barra con amarre / doble anillo (85/23 kV).
- 1.5. Anillo / doble anillo (85/23 kV).
- 1.6. Radial / radial (85/23 kV).

1.1. Subestación: Tipo LyF 230/23 kV.

Instalación de: 2 bancos 221, 2 líneas de 230 kV, 8 alimentadores de 23 kV.

Arreglo en: Interruptor y medio en 230 kV.

Arreglo en: Doble anillo en 23 kV.

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
6	Pieza	Apartarrayos para circuitos de 23 kV clase estación	7,970.00	47,820.00
6	Pieza	Apartarrayos para circuitos de 230 kV clase estación de OZN	30,440.00	182,640.00
2	Pieza	Banco de potencia 3F, 230/23kV, 60 MVA	7,800,000.00	15,600,000.00
1	Banco	Batería tipo ácido para 125 VCD de 216 A-H	56,670.00	56,670.00

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
1	Banco	Batería tipo ácido para 48 VCD de 50 A-H	10,000.00	10,000.00
4	Lote	Cable de control	62,500.00	250,000.00
1	Pieza	Cargador de baterías 120 VCD, 35 A	29,670.00	29,670.00
1	Pieza	Cargador de baterías 48 VCD, 20 A	21,420.00	21,420.00
24	Juego	Cuchilla desconectadora 23 kV, 3F, 1200 A, 25 kA. Operación de manual	84,330.00	2,023,920.00
2	Juego	Cuchilla desconectadora 23 kV, 3F, 2000 A, 25 kA	95,830.00	191,660.00
12	Juego	Cuchilla desconectadora 230 kV, 3F, 2000 A, 40 kA, mecanismo eléctrico	231,670.00	2,780,040.00
4	Lote	Equipo de alumbrado	12,500.00	50,000.00
3	Pieza	Equipo de BLU	258,670.00	776,010.00
2	Pieza	Equipo de tonos F6	97,830.00	195,660.00
4	Lote	Herrajes y conectores	62,500.00	250,000.00
12	Pieza	Interruptor de potencia 23 kV, 3F, 1250 A, 25 kA	126,670.00	1,520,040.00
6	Pieza	Interruptor de potencia 230 kV, 3F, 2000 A, 40 kA de capacidad interruptiva	800,000.00	4,800,000.00
4	Lote	Material para sistema de tierras	12,500.00	50,000.00
2	Pieza	Reactor para neutro del banco	41,250.00	82,500.00

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
1	Pieza	Registrador de eventos RIS 512 P	195,000.00	195,000.00
1	Pieza	Salón de tableros y barda de la subestación	2,625,000.00	2,625,000.00
8	Pieza	Gabinete CPM para alimentador de 23 kV	97,500.00	780,000.00
2	Pieza	Gabinetes CPM para banco	256,670.00	513,340.00
2	Pieza	Tablero CPM para línea con protección de distancia	231,170.00	462,340.00
2	Pieza	Tablero de servicio de estación tipo CLFC	325,000.00	650,000.00
1	Pieza	Tablero de diferencial de barras	216,670.00	216,670.00
1	Pieza	Tablero para la transferencia de potenciales	84,330.00	84,330.00
4	Pieza	Trampa de onda para circuitos 230 kV	25,670.00	102,680.00
36	Pieza	Transformadores de corriente de 230 kV, rel. 600 x 1200/1000 x 2000: 5//5 A, intemperie	102,330.00	3,683,880.00
2	Pieza	Transformador de corriente 15 kV rel 600: 5//5 A, intemperie	8,750.00	17,500.00
6	Pieza	Transformador de corriente 23 kV rel 1000 x 2000: 5//5 A	17,170.00	103,020.00

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
6	Pieza	Transformador de potencial 230 kV rel 1200 & 1200 & 2000:1	141,670.00	850,020.00
4	Pieza	Transformador de potencial capacitivo de 230 kV	35,000.00	140,000.00
6	Pieza	Transformador de potencial 23 kv rel 120:1	14,170.00	85,020.00
2	Pieza	Transformador de servicio de estación con porta fusibles	83,330.00	166,660.00
1	Pieza	Unidad terminal remota distribuida	773,330.00	773,330.00
			TOTAL	40,366,840.00
Material electromecánico				40,366,840.00
Material de construcción				12,115,310.00
Material civil				4,846,120.00
Transporte de carga y descarga				4,038,430.00
TOTAL DE MATERIAL				61,366,700.00

1.2. Subestación: tipo LyF 230/23 kV.

Instalación de: 2 bancos 221, 2 líneas de 230 kV, 8 alimentadores de 23 kV.

Arreglo en: anillo en 230 kV.

Arreglo en: doble anillo en 23 kV.

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
6	Pieza	Apartarrayos para circuitos de 23 kV clase estación	7,970.00	47,820.00,
6	Pieza	Apartarrayos para circuitos de 230 kV clase estación de OZN	30,440.00	182,640.00
2	Pieza	Banco de potencia 3F, 230/23kV, 60 MVA	7,800,000.00	15,600,000.00
1	Banco	Batería tipo ácido para 125 VCD de 216 A-H	56,670.00	56,670.00
1	Banco	Batería tipo ácido para 48 VCD de 50 A-H	10,000.00	10,000.00
4	Lote	Cable de control	62,500.00	250,000.00
1	Pieza	Cargador de baterías 120 VCD, 35 A	29,670.00	29,670.00
1	Pieza	Cargador de baterías 48 VCD, 20 A	21,420.00	21,420.00
24	Juego	Cuchilla desconectadora 23 kV, 3F, 1200 A, 25 kA. Operación de manual	84,330.00	2,023,920.00
2	Juego	Cuchilla desconectadora 23 kV, 3F, 2000 A, 25 kA	95,830.00	191,660.00

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO .	SUBTOTAL
8	Juego	Cuchilla desconectadora 230 kV, 3F, 2000 A, 40 kA, mecanismo eléctrico	231,670.00	1,853,360.00
4	Lote	Equipo de alumbrado	12,500.00	50,000.00
3	Pieza	Equipo de BLU	258,670.00	776,010.00
2	Pieza	Equipo de tonos F6	97,830.00	195,660.00
3	Lote	Herrajes y conectores	62,500.00	187,500.00
12	Pieza	Interruptor de potencia 23 kV, 3F, 1250 A, 25 kA	126,670.00	1,520,040.00
4	Pieza	Interruptor de potencia 230 kV, 3F, 2000 A, 40 kA de capacidad interruptiva	800,000.00	3,200,000.00
4	Lote	Material para sistema de tierras	12,500.00	50,000.00
2	Pieza	Reactor para neutro del banco	41,250.00	82,500.00
1	Pieza	Registrador de eventos RIS 512 P	195,000.	195,000.00
1	Pieza	Salón de tableros y barda de la subestación	2,625,000.00	2,625,000.00
8	Pieza	Gabinete CPM para alimentador de 23 kV	97,500.00	780,000.00
2	Pieza	Gabinetes CPM para banco	256,670.00	513,340.00
2	Pieza	Tablero CPM para línea con protección de distancia	231,170.00	462,340.00
2	Pieza	Tablero de servicio de estación tipo CLFC	325,000.00	650,000.00

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
1	Pieza	Tablero para la transferencia de potenciales	84,330.00	84,330.00
4	Pieza	Trampa de onda para circuitos 230 kV	25,670.00	102,680.00
24	Pieza	Transformadores de corriente de 230 kV, rel. 600 x 1200/1000 x 2000: 5//5 A, intemperie	102,330.00	2,455,920.00
2	Pieza	Transformador de corriente 15 kV rel 600: 5//5 A, intemperie	8,750.00	17,500.00
6	Pieza	Transformador de corriente 23 kV rel 1000 x 2000: 5//5 A	17,170.00	103,020.00
6	Pieza	Transformador de potencial 230 kV rel 1200 & 1200 & 2000:1	141,670.00	850,020.00
4	Pieza	Transformador de potencial capacitivo de 230 kV	35,000.00	140,000.00
6	Pieza	Transformador de potencial 23 kv rel 120 :1	14,170.00	85,020.00
2	Pieza	Transformador de servicio de estación con porta fusibles	83,330.00	166,660.00
1	Pieza	Unidad terminal remota distribuida	773,330.00	773,330.00

	TOTAL	36,333,030.00
Material electromecánico		36,333,030.00
Material de construcción		12,115,310.00
Material civil		4,846,120.00
Transporte de carga y descarga		4,038,430.00
TOTAL DE MATERIAL		57,332,890.00

1.3. Subestación propuesta 230/23 kV.

Instalación de: 2 bancos 221, 2 líneas de 230 kV, 8 alimentadores de 23 kV.

Arreglo: radial 230 kV.

Arreglo: radial 23 kV.

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
6	Pieza	Apartarrayos para circuitos de 23 kV clase estación	7,970.00	47,820.00
6	Pieza	Apartarrayos para circuitos de 230 kV clase estación de OZN	30,440.00	182,640.00
2	Pieza	Banco de potencia 3F, 230/23kV, 60 MVA	7,800,000.00	15,600,000.00
1	Banco	Batería tipo ácido para 125 VCD de 216 A-H	56,670.00	56,670.00
1	Banco	Batería tipo ácido para 48 VCD de 50 A-H	10,000.00	10,000.00
2	Lote	Cable de control	62,500.00	125,000.00
1	Pieza	Cargador de baterías 120 VCD, 35 A	29,670.00	29,670.00
1	Pieza	Cargador de baterías 48 VCD, 20 A	21,420.00	21,420.00
2	Juego	Cuchilla desconectadora 23 kV, 3F, 2000 A, 25 kA, operación con carga	95,830.00	191,660.00
2	Juego	Cuchilla desconectadora 230 kV, 3F, 2000 A, 40 kA, mecanismo eléctrico	231,670.00	463,340.00

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
2	Lote	Equipo de alumbrado	12,500.00	25,000.00
2	Lote	Herrajes y conectores	62,500.00	125,000.00
8	Pieza	Interruptor de potencia 23 kV, 3F, 1250 A, 25 kA, removible	104,000.00	832,000.00
1	Pieza	Interruptor de potencia 23 kV, 3F, 2000A, 25 kA, removible	125,000.00	125,000.00
2	Pieza	Interruptor de potencia 230 kV, 3F, 2000 A, 40 kA de capacidad interruptiva	800,000.00	1,600,000.00
2	Lote	Material para sistema de tierras	12,500.00	25,000.00
2	Pieza	Reactor para neutro del banco	41,250.00	82,500.00
1	Pieza	Registrador de eventos RIS 512 P	195,000.00	195,000.00
1	Pieza	Salón de tableros y barda de la subestación	1,312,500.00	1,312,500.00
8	Pieza	Gabinete CPM para alimentador de 23 kV	133,330.00	1,066,640.00
2	Pieza	Gabinetes CPM para banco	133,330.00	266,660.00
2	Pieza	Tablero de servicio de estación tipo CLFC	325,000.00	650,000.00
6	Pieza	Transformadores de corriente de 230 kV, rel. 600 x 1200/1000 x 2000: 5//5 A, intemperie	102,330.00	613,980.00

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
2	Pieza	Transformador de corriente 15 kV rel 600: 5//5 A, intemperie	8,750.00	17,500.00
6	Pieza	Transformador de corriente 23 kV rel 1000 x 2000: 5//5 A	17,170.00	103,020.00
24	Pieza	Transformador de corriente 23 kV rel 600 x 1200:5//A tipo pasamuro	16,670.00	400,080.00
6	Pieza	Transformador de potencial 23 kv rel 120 :1	14,170.00	85,020.00
2	Pieza	Transformador de servicio de estación con porta fusibles	83,330.00	166,660.00
1	Pieza	Unidad terminal remota distribuida	773,330.00	773,330.00
			TOTAL	25,193,110.00

Material electromecánico	25,193,110.00
Material de construcción	7,532,410.00
Material civil	3,012,960.00
Transporte de carga y descarga	2,510,800.00
TOTAL DE MATERIAL	38,249,280.00

1.4. Subestación: Tipo LyF de 85/23 kV.

Instalación de: 2 bancos 82, 2 líneas de 85 kV, 4 alimentadores de 23 kV.

Arreglo en: Doble barra con amarre en 85 kV.

Arreglo en: Doble anillo en 23 kV.

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
6	Pieza	Apartarrayos para circuitos de 23 kV clase estación	7,970.00	47,820.00
6	Pieza	Apartarrayos para circuitos de 85 kV clase estación de OZN	18,500.00	111,000.00
2	Pieza	Banco de potencia 3F, 85/23kV, 30 MVA	6,300,000.00	12,600,000.00
1	Banco	Batería tipo ácido para 125 VCD de 216 A-H	56,670.00	56,670.00
1	Banco	Batería tipo ácido para 48 VCD de 50 A-H	10,000.00	10,000.00
3	Lote	Cable de control	62,500.00	187,500.00
1	Pieza	Cargador de baterías 120 VCD, 35 A	29,670.00	29,670.00
1	Pieza	Cargador de baterías 48 VCD, 20 A	21,420.00	21,420.00
14	Juego	Cuchilla desconectadora 23 kV, 3F, 1200 A, 25 kA, mecanismo operación manual	84,330.00	1,180,620.00

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
12	Juego	Cuchilla desconectadora 85 kV, 3F, 1600 A, 40 kA, mecanismo eléctrico	131,000.00	1,572,000.00
4	Lote	Equipo de alumbrado	12,500.00	50,000.00
3	Lote	Equipo de BLU	258,670.00	776,010.00
2	Lote	Equipo de tonos F6	97,830.00	195,660.00
3	Lote	Herrajes y conectores	62,500.00	187,500.00
6	Pieza	Interruptor de potencia 23 kV, 3F, 1250 A, 25 kA	126,670.00	760,020.00
5	Pieza	Interruptor de potencia 85 kV, 3F, 2000 A, 31.5 kA de capacidad interruptiva	391,670.00	1,958,350.00
4	Lote	Material para sistema de tierras (p/b)	12,500.00	50,000.00
2	Pieza	Reactor para neutro del banco	41,250.00	82,500.00
1	Pieza	Registrador de eventos RIS 512 P	195,000.00	195,000.00
1	Pieza	Salón de tableros y barda de la subestación	2,625,000.00	2,625,000.00
4	Pieza	Gabinete CPM para alimentador de 23 kV	97,500.00	390,000.00
2	Pieza	Gabinetes CPM para banco	256,670.00	513,340.00
2	Pieza	Tablero CPM para línea con protección de distancia	231,170.00	462,340.00
2	Pieza	Tablero de servicio de estación tipo CLFC	325,000.00	650,000.00

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
1	Pieza	Tablero para baja frecuencia	41,670.00	41,670.00
1	Pieza	Tablero para la diferencial de barras	216,670.00	216,670.00
4	Pieza	Trampa de onda para circuitos 85 kV	25,170.00	100,680.00
1	Pieza	Tablero para la transferencia de potenciales	84,330.00	84,330.00
30	Pieza	Transformador de corriente de 85 kV, rel. 400 x 800/1200: 5//5 A, intemperie	49,830.00	1,494,900.00
2	Pieza	Transformador de corriente 15 kV rel 600: 5//5 A, intemperie	8,750.00	17,500.00
6	Pieza	Transformador de corriente 23 kV rel 1000 x 2000: 5//5 A	17,170.00	103,020.00
6	Pieza	Transformador de potencial 85 kV rel 400 & 400 & 800:1	67,500.00	405,000.00
4	Pieza	Transformador de potencial capacitivo de 85 kV	33,330.00	133,320.00
6	Pieza	Transformador de potencial 23 kv rel 120:1	14,170.00	85,020.00
2	Pieza	Transformador de servicio de estación con porta fusibles	83,330.00	166,660.00
1	Pieza	Unidad terminal remota distribuida	773,330.00	773,230.00

	TOTAL	28,334,420.00
Material electromecánico		28,334,420.00
Material de construcción		8,500,370.00
Material civil		3,400,140.00
Transporte de carga y descarga		2,833,450.00
TOTAL DE MATERIAL		43,068,380.00

1.5. Subestación: tipo LyF 85/23 kV.

Instalación de: 2 bancos 82, 2 líneas de 85 kV, 4 alimentadores de 23 kV.

Arreglo en: Anillo en 85 kV.

Arreglo en: Doble anillo en 23 kV.

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
6	Pieza	Apartarrayos para circuitos de 23 kV clase estación	7,970.00	47,820.00
6	Pieza	Apartarrayos para circuitos de 85 kV clase estación de OZN	18,500.00	111,000.00
2	Pieza	Banco de potencia 3F, 85/23kV, 30 MVA	6,300,000.00	12,600,000.00
1	Banco	Batería tipo ácido para 125 VCD de 216 A-H	56,670.00	56,670.00
1	Banco	Batería tipo ácido para 48 VCD de 50 A-H	10,000.00	10,000.00
3	Lote	Cable de control	62,500.00	187,500.00
1	Pieza	Cargador de baterías 120 VCD, 35 A	29,670.00	29,670.00
1	Pieza	Cargador de baterías 48 VCD, 20 A	21,420.00	21,420.00
14	Juego	Cuchilla desconectadora 23 kV, 3F, 1200 A, 25 kA, mecanismo operación manual	84,330.00	1,180,620.00

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
10	Juego	Cuchilla desconectadora 85 kV, 3F, 1600 A, 40 kA, mecanismo eléctrico	131,000.00	1,310,000.00
4	Lote	Equipo de alumbrado	12,500.00	50,000.00
3	Lote	Equipo de BLU	258,670.00	776,010.00
2	Lote	Equipo de tonos F6	97,830.00	195,660.00
3	Lote	Herrajes y conectores	62,500.00	187,500.00
6	Pieza	Interruptor de potencia 23 kV, 3F, 1250 A, 25 kA	126,670.00	760,020.00
4	Pieza	Interruptor de potencia 85 kV, 3F, 2000 A, 31.5 kA de capacidad interruptiva	391,670.00	1,566,680.00
4	Lote	Material para sistema de tierras (p/b)	12,500.00	50,000.00
2	Pieza	Reactor para neutro del banco	41,250.00	82,500.00
1	Pieza	Registrador de eventos RIS 512 P	195,000.00	195,000.00
1	Pieza	Salón de tableros y barda de la subestación	2,625,000.00	2,625,000.00
4	Pieza	Gabinete CPM para alimentador de 23 kV	97,500.00	390,000.00
2	Pieza	Gabinetes CPM para banco	256,670.00	513,340.00
2	Pieza	Tablero CPM para línea con protección de distancia	231,170.00	462,340.00
2	Pieza	Tablero de servicio de estación tipo CLFC	325,000.00	650,000.00

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO .	SUBTOTAL
1	Pieza	Tablero para transferencia de potenciales	84,330.00	84,330.00
4	Pieza	Trampa de onda para circuitos 85 kV	25,170.00	100,680.00
24	Pieza	Transformadores de corriente de 85 kV, rel. 400 x 800/1200: 5//5 A, intemperie	49,830.00	1,195,920.00
2	Pieza	Transformador de corriente 15 kV rel 600: 5//5 A, intemperie	8,750.00	17,500.00
6	Pieza	Transformador de corriente 23 kV rel 1000 x 2000: 5//5 A	17,170.00	103,020.00
6	Pieza	Transformador de potencial 85 kV rel 400 & 400 & 800:1	67,500.00	405,000.00
4	Pieza	Transformador de potencial capacitivo de 85 kV	33,330.00	133,320.00
6	Pieza	Transformador de potencial 23 kv rel 120 :1	14,170.00	85,020.00
2	Pieza	Transformador de servicio de estación con porta fusibles	83,330.00	166,660.00
1	Pieza	Unidad terminal remota distribuida	773,330.00	773,330.00

	TOTAL	28,323,530.00
Material electromecánico		28,323,530.00
Material de construcción		8,111,570.00
Material civil		3,244,620.00
Transporte de carga y descarga		2,703,850.00
TOTAL DE MATERIAL		42,383,570.00

1.6. Subestación: propuesta 85/23 kV.

Instalación de: 2 bancos 82, 4 alimentadores de 23 kV.

Arreglo: radial 85 kV.

Arreglo: radial 23 kV.

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
6	Pieza	Apartarrayos para circuitos de 23 kV clase estación	7,970.00	47,820.00
6	Pieza	Apartarrayos para circuitos de 85 kV clase estación de OZN	18,500.00	111,000.00
2	Pieza	Banco de potencia 3F, 85/23kV, 30 MVA	6,300,000.00	12,600,000.00
1	Banco	Batería tipo ácido para 125 VCD de 216 A-H	56,670.00	56,670.00
1	Banco	Batería tipo ácido para 48 VCD de 50 A-H	10,000.00	10,000.00
2	Lote	Cable de control	62,500.00	125,000.00
1	Pieza	Cargador de baterías 120 VCD, 35 A	29,670.00	29,670.00
1	Pieza	Cargador de baterías 48 VCD, 20 A	21,420.00	21,420.00
2	Juego	Cuchilla desconectadora 85 kV, 3F, 1600 A, 40 kA, mecanismo eléctrico	131,000.00	262,000.00
2	Juego	Cuchilla desconectadora 23 kV, 3F, 2000 A, 25 kA, operación con carga	95,830.00	191,660.00

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
2	Lote	Equipo de alumbrado	12,500.00	25,000.00
2	Lote	Herrajes y conectores	62,500.00	125,000.00
4	Pieza	Interruptor de potencia 23 kV, 3F, 1250 A, 25 kA, removible	104,000.00	416,000.00
1	Pieza	Interruptor de potencia 23 kV, 3F, 2000 A, 25 kA, removible	125,000.00	125,000.00
2	Pieza	Interruptor de potencia 85 kV, 3F, 2000 A, 40 kA de capacidad interruptiva	391,670.00	783,340.00
2	Lote	Material para sistema de tierras (p/b)	12,500.00	25,500.00
2	Pieza	Reactor para neutro del banco	41,250.00	82,500.00
1	Pieza	Registrador de eventos RIS 512 P	195,000.00	195,000.00
1	Pieza	Salón de tableros y barda de la subestación	1,312,500.00	1,312,500.00
4	Pieza	Gabinete CPM para alimentador de 23 kV	133,330.00	533,320.00
2	Pieza	Gabinetes CPM para banco	133,330.00	266,660.00
2	Pieza	Tablero de servicio de estación tipo CLFC	325,000.00	650,000.00
6	Pieza	Transformadores de corriente de 85 kV, rel. 400 x 800/1200: 5//5 A, intemperie	49,830.00	298,980.00

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO	SUBTOTAL
2	Pieza	Transformador de corriente 15 kV rel 600: 5//5 A, intemperie	8,750.00	17,500.00
12	Pieza	Transformador de corriente 23 kV rel 600 x 1200: 5//5 A, tipo pasamuro	16,670.00	200,040.00
6	Pieza	Transformador de corriente 23 kV rel 1000 x 1200:5//5 A	17,170.00	103,020.00
6	Pieza	Transformador de potencial 23 kv rel 120 :1	14,170.00	85,020.00
2	Pieza	Transformador de servicio de estación con porta fusibles	83,330.00	166,660.00
1	Pieza	Unidad terminal remota distribuida	773,330.00	773,330.00
			TOTAL	19,639,590.00
Material electromecánico				19,639,590.00
Material de construcción				5,866,220.00
Material civil				2,346,480.00
Transporte de carga y descarga				1,955,400.00
TOTAL DE MATERIAL				29,807,690.00

ANEXO

B

ANEXO B

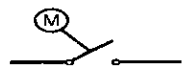
Símbolos eléctricos utilizados en los diagramas.



Apartarrayos



Cuchilla desconectadora



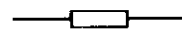
Cuchilla desconectadora operada con motor



Cuchilla desconectadora de puesta a tierra



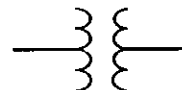
Cuchilla desconectadora con fusible



Interruptor



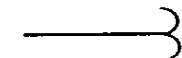
Interruptor desmontable



Transformador de potencia



Transformador de corriente



Transformador de potencial

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

1. Aplicando los criterios de diseño propuestos para las subestaciones eléctricas de 230/23 kV y de 85/23 kV éstas pueden ubicarse perfectamente dentro de los derechos de vía de las líneas de transmisión de 230 y 85 kV respectivamente, cuyos derechos de vía son de 30 m para las líneas de 230 kV y de 17 m para las de 85 kV.
2. Las subestaciones compactas con arreglo radial tanto en alta como en baja tensión requieren de muy poco equipo, por lo que ofrecen ahorros sustanciales con respecto a los esquemas tradicionalmente empleados en LFC y llegan a ser hasta del 100% en relación al arreglo de interruptor y medio / doble anillo de 230 a 23 kV.
3. El esquema propuesto es muy confiable debido a que los bancos de transformación están conectados a diferentes circuitos, por lo que la eventualidad de falla de una de las líneas no afecta a la carga, ya que ésta se puede llevar por el banco alimentado del otro circuito.
4. Este esquema hace uso de los equipos eléctricos tipo convencional que LFC requiere para sus obras, los cuales deben poder intercambiarse sin ninguna dificultad en cualquier área del sistema.
5. Se ha considerado que los espacios del derecho de vía son propiedad de LFC, por lo tanto no debe existir ningún problema en realizar el acomodo físico en ellos.
6. El diseño propuesto requiere necesariamente de una reducción en las distancias eléctricas normalmente utilizadas por LFC, sin llegar a sacrificar la seguridad del sistema debido a que dichas distancias cumplen con las normas establecidas.

7. Por las ventajas descritas anteriormente la alternativa propuesta cumple con los requerimientos de LFC en cuanto a confiabilidad, flexibilidad y continuidad de servicio.

8. Es de pensarse también que soluciones a este tipo de subestaciones puede haber más, siendo las más simples las que toman en consideración el uso de subestaciones encapsuladas con aislamiento en SF₆, pero en los tiempos actuales cuando cualquier esfuerzo por reducir el costo de inversiones en las empresas es primordial, el presente trabajo significa una opción viable y práctica que seguramente ofrecerá a las compañías suministradoras, una alternativa interesante para el diseño y construcción de subestaciones de distribución.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

BRATU SERBAN, Neagu; CAMPERO LITTLEWOOD, Eduardo. Instalaciones eléctricas. México, Ed. Alfaomega, 1992. 240p.

ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. México, Ed. McGraw Hill, 1996. 597p.

ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. El ABC de las instalaciones eléctricas industriales. México, Ed. Limusa, 1997. 580p.

ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión. México, Ed. Limusa, 1985. 245p.

ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. Fundamentos de sistemas de energía eléctrica. México, Ed. Limusa, 1991. 509p.

FOLEY, Joseph H. Fundamentos de instalaciones eléctricas. México, Ed. McGraw Hill, 1993. 322p.

GERENCIA DE PLANEACION E INGENIERIA; DEPARTAMENTO INGENIERIA ELECTRICA. Manual de diseño de subestaciones. Capítulo I Diagramas de conexiones. México, Editado por Relaciones Industriales, 1974. 85p.

GERENCIA DE PLANEACION E INGENIERIA; DEPARTAMENTO INGENIERIA ELECTRICA. Manual de diseño de subestaciones. Capítulo II Disposiciones constructivas. México, Editado por Relaciones Industriales, 1974. 85p.

GERENCIA DE PLANEACION E INGENIERIA; DEPARTAMENTO INGENIERIA ELECTRICA. Manual de diseño de subestaciones. Capítulo VI Sistema de protección y de medición. México, Editado por Relaciones Industriales, 1974. 85p.

GERENCIA DE PLANEACION E INGENIERIA; INGENIERIA ELECTRICA. Manual de diseño y normalización de líneas de transmisión. México, Editado por Relaciones Industriales, 1980. 155p.

RAULL MARTIN, José. Diseño de subestaciones eléctricas. México, Ed. McGraw Hill, 1990. 510p.

STEPHEN J., Chapman. Máquinas eléctricas. México, Ed. McGraw Hill, 1992. 655p.

VIQUEIRA LANDA, Jacinto. Redes eléctricas. México, Ed. Alfaomega, 1993. 456p.