

COMPENDIO DEL “MANUAL DE DISEÑO DE SUBESTACIONES” DE LA EMPRESA SUMINISTRADORA LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, MÉXICO

Arturo López Malo Lorenzana

Luz y Fuerza del Centro, México

Resumen

En “Luz y Fuerza del Centro” (LFC), empresa que suministra la energía eléctrica en el centro de la República Mexicana desde hace 100 años, se utilizan subestaciones (S.E.’s) en tensiones de 400, 230, 85, 23 y 6 kV, con un total de 189 convencionales y 32 aisladas en hexafluoruro de azufre (SF_6). El presente trabajo, reseña sucintamente el contenido del “Manual de Diseño de Subestaciones”, el cual describe los aspectos que deben cumplir los diseños de las subestaciones convencionales que construye LFC en las tensiones mencionadas. En el capítulo 1 se describen las características de las subestaciones de LFC de transmisión, subtransmisión y distribución, la aplicación de las S.E.’s en SF_6 y las que abastecen a clientes en 85 y 230 kV; en el capítulo 2 se analizan los diversos arreglos utilizados en LFC; en el capítulo 3 se describe el procedimiento para proteger el equipo contra sobretensiones, aplicándolo en tres ejemplos prácticos: coordinación de aislamiento, determinación de la zona de protección de apartarrayos y el blindaje en las subestaciones. En el capítulo 4, se analizan los parámetros y procedimientos para diseñar las barras colectoras en subestaciones, finalizando con un ejemplo práctico de aplicación. El capítulo 5 describen las características y procedimientos de diseño de sistemas de tierra, aplicándolos en un ejemplo práctico; en el capítulo 6 se analizan los sistemas de control local y remoto, utilizando la unidad terminal remota; se concluye en el capítulo 7, con la aplicación de los esquemas de protección y medición comúnmente utilizados en LFC.

Introducción

Considerando la importancia que implica la actualización de la información técnica para el desarrollo del proyecto, construcción y mantenimiento de las S.E.’s en México del Sistema Central, se elaboró el “Manual de Diseño de Subestaciones” conjuntando los avances tecnológicos, la normatividad nacional e internacional y la experiencia acumulada en el diseño de S.E.’s por LFC para tensiones de 400, 230, 85, 23 y 6 kV, con objeto de coadyuvar en la integración de la normatividad propia, en la capacitación del personal técnico, así como en el conocimiento de las filosofías y procedimientos que se aplican hoy día en el desarrollo de proyectos de subestaciones, acorde con las nuevas tecnologías, complementando las prácticas que por muchos años han contribuido a mantener la seguridad, confiabilidad y flexibilidad de operación en el Sistema Central de México. En el presente trabajo, se describe muy sucintamente el contenido de los siete capítulos que conforman el “Manual” que cuenta con 70 tablas, 214 figuras y en su totalidad 706 páginas, enfatizando la aplicación práctica de los procedimientos y metodologías utilizadas para desarrollar el diseño de las subestaciones que LFC construye.

Cap.1.- Características de la red eléctrica de LFC [1,2,3]

El Sistema Central proporciona el Servicio Público de Energía Eléctrica en la zona céntrica del país y Luz y Fuerza del Centro atiende más de cinco millones de usuarios y suministra la energía eléctrica a la Ciudad de México y zona conurbada, así como a parte de los Estados de México, Hidalgo, Morelos

y Puebla, incluidas ciudades capitales como Toluca, Pachuca y Cuernavaca, en un espacio físico cercano a tan solo el 1.02% del territorio nacional y que satisface el 20% del total de la energía el país (Fig.1). Luz y Fuerza del Centro tiene un sistema de transmisión conocido como “el anillo” que circunda el área metropolitana de la ciudad de México con siete subestaciones en operación de 400/230 kV cada una con tres o cuatro bancos de 330 MVA y actualmente están en proceso de construcción cuatro subestaciones adicionales (Fig.2). El crecimiento de la demanda del 6% anual, provoca que los grandes consumidores de energía se conecten en tensiones de subtransmisión, y para abastecer estos servicios LFC ha instalado subestaciones “Tipo Cliente” considerando primordialmente la continuidad y calidad del servicio sin descuidar la confiabilidad del propio anillo de subtransmisión en 230 kV y de la red de 85 kV. De acuerdo con las tensiones de transformación, existen en el sistema de LFC los siguientes tipos principales de subestaciones: de distribución en 85/6, 85/23 y 230/23 kV, subestaciones de subtransmisión en 230/85 kV y de transmisión en 400/230 kV, adicionalmente las subestaciones Tipo Cliente. En este capítulo, se describen los tipos de diagramas de conexiones o arreglos de subestaciones utilizados por LFC a través de los años, los cuales son: barra sencilla, barras principales y barras auxiliares de transferencia, doble barra con interruptor de amarre, doble barra con interruptor comodín, juego de barras colectoras principales y auxiliares, interruptor y medio, anillo sencillo y doble anillo, y la doble barra con doble interruptor. En la Fig. 3, como ejemplo, se muestra el arreglo en doble anillo, empleado en S.E.’s de distribución con transformadores de 60 MVA, 230/23 kV; asimismo, se describen las características técnicas de los transformadores para 400/230 kV, 230/23 kV, 85/23 kV y 85/6 kV, incluyendo la capacidad instalada y firme así como los arreglos utilizados en el lado primario y secundario. Se detallan las características de las subestaciones “Tipo Cliente” en 230/23 kV y 85/23 kV, así como los arreglos normalizados clasificados por el tipo de suministro y por su diagrama de conexiones alimentadas en forma radial y en anillo incluyendo planta y elevaciones para 230 y 85 kV; en la Fig. 4, se muestra un diagrama unifilar para una subestación en SF₆ Tipo Cliente en 85 kV alimentada en anillo. Por otra parte, se analiza la conexión con su diagrama de fasores para los transformadores de potencia utilizados en LFC y las capacidades interruptivas en las S.E.’s del Sistema Central; también se describen los elementos y características de las S.E.’s encapsuladas y aisladas en SF₆ cuyas tensiones nominales y niveles de aislamiento se indican en la Tabla 1.

Tabla 1.- Tensiones nominales y niveles de aislamiento para S.E.’s en SF₆ de LFC

Tensión nominal (kV)		Niveles de aislamiento (kV)					
		Baja frecuencia 1 min., 60 Hz		Impulso por rayo onda completa 1.2 X 50 µs (cresta)		Impulso por maniobra 250 X 2500 µs (cresta)	
del sistema	de diseño	a tierra	a través de las terminales del aparato en posición abierto	a tierra	a través de las terminales del aparato en posición abierto	a tierra	a través de las terminales del aparato en posición abierto
23	24	50	60	125	145	---	---
85	123	185	210	450	520	---	---
230	245	395	460	950	1050	---	---
400	420	520	610	1425	1425 +240*	1050	900 +345*

* Estos valores son de tensión cresta a frec. del sistema, aplicada al borne opuesto

Adicionalmente se describen, con detalles de construcción, tres ejemplos de aplicación para

subestaciones en SF₆: instaladas en derechos de vía, en terreno compresible y con enlace por medio de cable de potencia, finalmente se realiza una comparación económica entre subestación convencional y en SF₆ para arreglo de doble barra en 230 kV y doble anillo en 230 kV, con dos líneas de 230 kV, 3 bancos 230 kV/23 kV de 60 MVA cada uno, 3 bancos de capacitores y 12 alimentadores en 23 kV. Se incluye como apéndice el catálogo de 135 especificaciones técnicas (LFC-ING-No.) desarrolladas en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de LFC.

Cap.2.- Diagramas de conexiones [4,5]

El diagrama de conexiones (arreglo) de una subestación tiene como finalidad representar mediante símbolos, en forma ordenada y en una sola línea las conexiones, las características principales y la nomenclatura del equipo que forma parte de ella. En este capítulo se describen los siguientes requerimientos principales que permiten optimizar el diagrama de conexiones: continuidad de servicio, flexibilidad de operación, facilidad de mantenimiento al equipo, habilidad para limitar los niveles de corto circuito, simplicidad en los esquemas de control y protección, economía de equipo y su instalación, área disponible para su construcción y posibilidad de ampliación.

En el sector eléctrico se han empleado una diversidad de diagramas de conexiones, basándose en los requerimientos que se deben satisfacer para cubrir las expectativas y condiciones propias de las subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución, en el “Manual” se describen los arreglos típicos genéricos con base a sus ventajas y desventajas respecto a los requerimientos de selección, utilizados en las subestaciones del sector eléctrico como son los siguientes: barra sencilla, doble barra con interruptor comodín, doble barra con interruptor de amarre, triple barra con interruptor de amarre, triple barra con interruptor comodín, anillo, interruptor y medio y la doble barra doble interruptor.

Luz y Fuerza del Centro, de acuerdo con los requerimientos para la selección de los diagramas de conexión y a los cambios de topología que ha tenido su sistema, se han aplicado diferentes arreglos en las subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución, adaptándose a las necesidades propias de crecimiento y a las exigencias de calidad y confiabilidad del servicio; en este capítulo se describen las diversas aplicaciones de los arreglos utilizados en LFC, considerando las ventajas de los arreglos seleccionados en las tensiones de 400, 230, 85 y 23 kV.

Las subestaciones de transmisión (400/230kV) de LFC forman parte del anillo de 400 kV del Área de Control Central, que está interconectado con líneas de transmisión formadas por dos circuitos trifásicos que operan normalmente en paralelo, la capacidad firme de cada línea equivale a la capacidad de transmisión de uno de los dos circuitos para que en caso de que se desconecte uno de ellos por alguna contingencia o por mantenimiento, el otro continúe suministrando la energía eléctrica y no exista interrupción del servicio. Estas subestaciones, se proyectan para que en su etapa final estén formadas por cuatro bancos de potencia de 330 MVA cada uno, con lo que se obtiene una capacidad de transformación firme en la subestación (empleando autotransformadores monofásicos) de 1320 MVA y para recibir dos líneas 400 kV con dos circuitos cada una, cada fase de los circuitos está constituida por dos conductores de 567.63 mm² (1113 kCM), lo que da una capacidad de transmisión por circuito de 1500 MVA suponiendo que los conductores llegan a trabajar a su límite térmico (se considera que no hay restricciones de carga por razones de regulación de voltaje o límite de estabilidad, ya que se trata de líneas cortas). Las subestaciones de transmisión alimentan a la red de 230 kV que esta diseñada con líneas de transmisión de doble circuito trifásico que operan normalmente en paralelo y cada circuito se tiene la capacidad para transmitir la carga de los dos circuitos para que la desconexión de uno de ellos no provoque la desconexión de otros elementos por sobrecarga y en esta forma por un proceso cascada, la interrupción total del sistema. Dada la importancia que tienen las subestaciones de transmisión en la seguridad del sistema, LFC ha normalizada la aplicación del arreglo de interruptor y medio para las secciones de 400 y 230 kV, tanto en subestaciones convencionales como las aisladas en SF₆, pero para las primeras se emplean autotransformadores monofásicos de 110 MVA que forman bancos trifásicos y para las aisladas en SF₆ se utilizan autotransformadores trifásicos de 330 MVA.

Las subestaciones de subtransmisión (230/85 kV) tienen la función de transformar la energía para suministrarla a la red de 85 kV de LFC. En forma similar que la red de transmisión, la red de subtransmisión (85 kV) está formada con líneas de dos circuitos trifásicos que también operan normalmente en paralelo y cada circuito tiene la capacidad para transmitir, en caso necesario, la carga de los dos. En las subestaciones de subtransmisión la capacidad instalada de los bancos de potencia permite la desconexión de un transformador trifásico o la sustitución de un transformador monofásico por el de reserva sin que se carguen los otros transformadores de la subestación mas allá de los límites permitidos; por lo que la desconexión de uno de los circuitos de una línea de subtransmisión o un transformador de potencia no causa trastornos de importancia en el sistema.

En las subestaciones de subtransmisión se utiliza, tanto en la tensión de 230 kV como en 85 kV, el arreglo de doble barra con interruptor de amarre, conocido también como barra partida, indicado en la Fig. 5. Con este arreglo en condiciones normales de operación el interruptor de amarre se encuentra cerrado y la mitad de las líneas de transmisión y la mitad de los bancos de transformación se conectan a uno de los juegos de barras colectoras y la otra mitad al otro juego, por lo que al operar la protección diferencial de uno de los juegos de barras colectoras, solo se queda fuera de servicio la mitad de los elementos de la subestación, sin causar trastornos graves en el sistema de potencia.

Conforme fue creciendo la capacidad del anillo de 230 kV se utilizó, en las subestaciones de subtransmisión e interconexión, el arreglo con interruptor y medio mostrado en la Fig.6, que por las ventajas que tiene sobre los arreglos que se habían utilizado anteriormente, se cuenta con mayor continuidad en el suministro de energía eléctrica y proporciona mas seguridad al sistema.

Debido a que la capacidad de la red de subtransmisión ha tenido un crecimiento constante en los últimos años, la filosofía actual de aplicación de los diversos diagramas de conexión, es utilizar también el arreglo de interruptor y medio en las subestaciones de subtransmisión para la tensión de 85 kV, para obtener mayor flexibilidad de operación, facilidad en mantenimiento y continuidad en el suministro de energía.

En las subestaciones en SF₆ se aplica el arreglo de doble barra con amarre considerando que las contingencias en este tipo de subestaciones son menores, debido a no estar expuestas a las condiciones de la intemperie.

La subestaciones de transformación que alimentan a la red de distribución de 23 kV pueden ser alimentadas por la red de subtransmisión de 85 kV o directamente del sistema de transmisión de 230 kV; conforme el sistema de 230 kV fue creciendo, hubo la necesidad de que este tipo de subestaciones realizaran no solo la función de subestación de distribución sino también la de interconexión, por lo que se utilizó en 230 kV, el arreglo de interruptor y medio. Como las subestaciones aisladas en SF₆ son mas confiables que las aisladas en aire, actualmente se emplea el arreglo de doble barra con interruptor de amarre, para las subestaciones de 230/23 kV en la sección de alta tensión con aislamiento en SF₆; para la tensión de 23 kV, en este tipo de subestaciones se ha utilizado el arreglo de doble anillo que se muestra en la Fig.3.

Como el sistema de subtransmisión creció y continúa hasta la fecha en expansión, se determinó que las subestaciones de distribución 85/23 kV se utilicen también como subestaciones de interconexión, por lo cual en las últimas subestaciones se ha adoptado el arreglo de interruptor y medio también para la tensión de 85 kV, con excepción de las subestaciones aisladas en SF₆ en las cuales se continúa empleando el arreglo de doble barra con interruptor de amarre, debido a la alta confiabilidad que se tiene en las subestaciones con este tipo de aislamiento.

Por otra parte, en las subestaciones de distribución tanto de 230/23 kV como de 85/23 kV se ha utilizado también el arreglo de doble barra doble interruptor en la sección de 23kV. En la Tabla 2 se resumen los arreglos utilizados a través de los años en LFC.

En este capítulo se concluye con un apéndice que describe la nomenclatura de equipo en proyectos y automatización y los símbolos comúnmente utilizados.

Cap.3.- Disposiciones constructivas [6,7]

La selección del tipo de subestación, convencional o aislada en hexafluoruro de azufre, lo determinan básicamente las restricciones del sitio relacionadas con el espacio disponible y los aspectos ambientales. Debido a que el arreglo elegido determina el costo de la subestación, para la selección final se deben considerar los siguientes aspectos:

- Niveles de aislamiento y sobretensiones tomando en cuenta la tensión a la frecuencia nominal de la red, las sobretensiones temporales causadas por pérdida repentina de carga, ferorresonancia, o fallas de corto circuito a tierra, las sobretensiones de maniobra originadas por la apertura o cierre de interruptores y las provocadas por descargas atmosféricas.
- Intensidad de corriente máxima y sobrecorrientes considerando el efecto térmico y mecánico de los elementos conductores, en las condiciones de operación más desfavorables, así como las corrientes de corto circuito esperadas y determinadas por un análisis completo de la red.
- Condiciones de seguridad para el personal de operación y mantenimiento considerando la red de tierra y las distancias mínimas de seguridad entre partes vivas y el personal, así como las distancias entre partes vivas y los mecanismos de operación, tableros, paneles de control y equipo similar.

Tabla 2.- Arreglos utilizados en las diversas subestaciones de LFC y tendencias actuales

Subestación de:	A r r e g l o s								
	C o n v e n c i o n a l				Hexafluoruro de azufre				Gabinets blindados
	400 kV	230 kV	85 kV	23 kV	400 kV	230 kV	85 kV	23 kV	23 kV
Transmisión	C-1*	C-1*			C-1*	C-1*			
Subtransmisión		B C-1* C-2	A B C-1*			B*			
Distribución		A B C-1* C-2 D	A B C-1*	A B-1 B-2 E* F*		B*	B*	B*	A-1 B-2 F* G

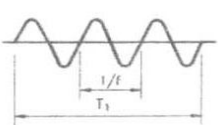
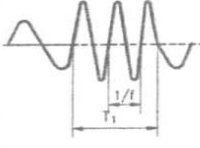
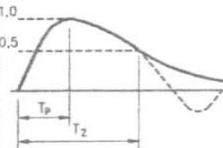
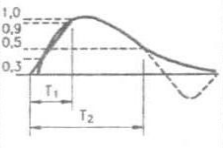
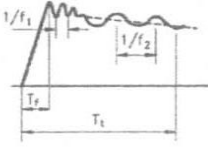
Clave de arreglos de la tabla anterior:

- A, A-1, A-3 Barra sencilla
A-2 Barras principales y barras auxiliares de transferencia
B Doble barra con interruptor de amarre (Fig. 5)
B-1 Doble barra con interruptor comodín
B-2 Barras principales y barras auxiliares
C-1,C-2 Interruptor y medio (Fig. 6)
D Anillo
E Anillo sencillo
F Doble anillo (Fig. 3)
G Doble barra doble interruptor
* Tendencia actual

El efecto corona, la radiointerferencia y el ruido acústico deben satisfacer los niveles específicos y no exceder los límites establecidos en los reglamentos y normas nacionales. El arreglo seleccionado determina la cantidad de equipo eléctrico que debe utilizarse, así como las limitaciones posibles de expansión de la subestación, lo cual implica en su caso adoptar una disposición constructiva que se

adapte a las condiciones propias del diagrama de conexiones elegido, considerando las ventajas o desventajas al emplear los diversos equipos y materiales disponibles para la construcción. En este diagrama pueden adoptarse varias disposiciones constructivas distintas, que permite presentar diferentes ventajas ó inconvenientes desde el punto de vista de la superficie ocupada, estructuras de soporte necesarias, cantidad de aisladores requeridos, tipo y longitud de barras colectoras, claridad de la instalación para facilitar su operación y aspecto de la instalación con respecto al medio circundante; todos estos factores tendrán una repercusión en el costo de la subestación. En este capítulo, se describen las características relacionadas con la tensión de operación (coordinación de aislamiento), para lo cual establecida esta tensión en la subestación, es necesario definir el nivel de aislamiento de las instalaciones y en subestaciones de alta tensión adoptar la normatividad y reglamentación para evitar que se produzca el efecto corona en las barras colectoras, conectores, grapas y en general en cualquier punto de la instalación. La selección del nivel de aislamiento determina las características de aislamiento de los aparatos y las distancias entre las partes conductoras de distintas fases y entre las partes conductoras y tierra, por lo que tiene una repercusión importante en el costo de la subestación. El nivel de aislamiento y la supresión del efecto corona presentan aspectos especiales en las subestaciones construidas a gran altitud que es el caso de las instalaciones de LFC, debido a que la rigidez dieléctrica del aire disminuye al aumentar la altitud (2300 m). Se describen los aislamientos utilizados en las subestaciones que pueden clasificarse básicamente en externos e internos y sus niveles de aislamiento tanto nominal como normalizado. A su vez en una tabla se indican para la selección del nivel de aislamiento, las tensiones de aguante normalizadas asociadas con la tensión máxima del equipo. Se analiza la tensión máxima del equipo considerando las tensiones de aguante convencional y estadística para los aislamientos no autorrecuperables y recuperables respectivamente. Para cualquier configuración de aislamiento, una sobretensión es cualquier tensión a través de sus terminales mayores que el pico de la tensión a frecuencia del sistema presente entre ellas, cuando todas las terminales de fase del equipo están energizadas con la tensión máxima del equipo. Se describen pormenorizadamente las tensiones y sobretensiones de acuerdo a su forma de onda y duración las cuales se clasifican en: tensión permanente a frecuencia del sistema, sobretensión temporal, sobretensión transitoria, sobretensiones de frente lento, sobretensión de frente rápido, sobretensión de frente muy rápido. En la Tabla 3, se clasifican las tensiones y sobretensiones de acuerdo a su clase, forma de onda y duración.

Tabla 3.- Clases y formas de onda de tensiones y sobretensiones de aguante

CLASES	BAJA FRECUENCIA		TRANSITORIA		
	PERMANENTE	TEMPORAL	FRENTE LENTO	FRENTE RAPIDO	FRENTE MUY RAPIDO
FORMA DE TENSION					
Intervalos de las formas de tensión	$f = 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,03 \text{ s} \leq T_1 \leq 3,600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5,000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \text{ ms}$	$3 \text{ ns} < T_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_f \leq 300 \text{ ms}$
Formas de tensión normalizada	$f = 60 \text{ Hz}$ $T_1 (*)$	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2,500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	(*)
Prueba de aguante normalizada	(*)	Prueba de corta duración a la frecuencia del sistema	Prueba de impulso por maniobra	Prueba de impulso por rayo	(*)
(*) Se especifica en la norma del equipo correspondiente					

La coordinación de aislamiento es la selección del nivel de aislamiento del equipo e instalación en relación con las sobretensiones que puedan presentarse en un punto del sistema, considerando las características de los dispositivos de protección y las condiciones de servicio, para reducir a un nivel técnico y económicamente aceptable la probabilidad de que los esfuerzos eléctricos puedan ocasionar falla del aislamiento o afectar la continuidad el servicio. En este capítulo, se describe el procedimiento para determinar la coordinación de aislamiento el cual está basado en los siguientes cinco pasos principales: obtener las sobretensiones representativas (V_{rp}), determinar las tensiones de aguante para coordinación (V_{cw}), calcular las tensiones de aguante requeridas (V_{rw}), establecer las tensiones de aguante requeridas corregidas (V_{rwt}) y seleccionar la tensión de aguante normalizada (V_w). Como ejemplo de aplicación, en el apéndice se desarrolla el procedimiento para una subestación de 230 kV, conexión estrella con neutro conectado solidamente a tierra, 2300 m de altitud y protección con apartarrayos de oxido de zinc, para lo cual se utilizan una diversidad de algoritmos (once fórmulas, dos tablas y seis figuras) considerando la energización y reenergización de líneas de transmisión, enfatizando en las sobretensiones de frente rápido como son las de rayo y por maniobra. Los resultados obtenidos, se indican en la Tabla 4.

Tabla 4.- Resumen de las tensiones de aguante requeridas mínimas obtenidas

Valores de (V_{rw}):		Aislamiento externo						Aislamiento interno					
		Equipo a la entrada de la línea		Equipo sin protección del apartarrayos		Equipo en la zona de protección del apartarrayos		Equipo a la entrada de la línea		Equipo sin protección del apartarrayos		Equipo en la zona de protección del apartarrayos	
		V_{rw}	V_{rwt}	V_{rw}	V_{rwt}	V_{rw}	V_{rwt}	V_{rw}	V_{rwt}	V_{rw}	V_{rwt}	V_{rw}	V_{rwt}
Corta duración frecuencia del sistema	Fase-tierra	239	635	239	551	239	385	228	388	228	342	228	249
	Fase-fase	414	942	414	842	414	762	394	555	394	502	394	460
Impulso por maniobra	Fase-tierra	900	-	795	-	576	-	776	-	685	-	497	-
	Fase-fase	1336	-	1211	-	1109	-	1109	-	1005	-	920	-
impulso por rayo	Fase-tierra	942	1080	942	940	942	660	687	854	687	753	687	548
	Fase-fase	942	1601	942	1434	942	1301	687	1220	687	1105	687	1012

Por otra parte, se describen las distancias de seguridad que se deben considerar en las subestaciones abiertas (Fig. 7), definidas por los siguientes parámetros: altura mínima de las partes vivas sobre las superficies accesibles, la distancia horizontal mínima entre partes vivas y barandales, cercas ó instalaciones similares, la distancia mínima entre las partes vivas y el cuerpo humano (o alguna herramienta conductora) durante circulación de personal en la subestación y la distancia mínima entre partes vivas y los mecanismos de operación ó cualquier parte conductora en movimiento. Asimismo, se analiza la protección contra sobretensiones usando el blindaje en la subestación, con una aplicación práctica indicada en el apéndice (Fig. 8), así como un ejemplo de la determinación de la zona de protección de los apartarrayos.

Cap.4.- Diseño de barras colectoras [8,9]

Las barras colectoras es el 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 diversos niveles de tensión, dependiendo del propio diseño de la subestación, las barras colectoras están formadas principalmente de los siguientes elementos: conductores eléctricos, aisladores que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor, 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 basándose en 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 realiza atendiendo aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas.

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico y cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos se componga el circuito tanto para corriente alterna como para directa. En este capítulo se describen los materiales y tipos de barras más comúnmente usadas tales como cables, tubos y barras de solera, enfatizando las características de cada uno de ellos, y especialmente las ventajas y desventajas de los tubos de aluminio o cobre, tales como que tiene igual resistencia a la deformación en todos los planos, reducen el número de soportes necesarios debido a su rigidez, facilidad en la unión entre dos tramos de tubo, reducen las pérdidas por efecto corona, reducen las pérdidas por efecto piel y tienen capacidades de conducción de corriente relativamente grandes por unidad de área; las desventajas del uso del tubo son su alto costo en comparación con los otros tipos de barras y se requiere un gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con que se fabrican los tramos de tubo. La selección del tamaño y peso de los tubos se realiza sobre la base de la capacidad de conducción de corriente y de su deflexión.

Se describen los accesorios de las barras colectoras que son todos aquellos elementos que se utilizan para unir elementos conductores, fijarlos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos de los diferentes tipos que existen en instalaciones de barras colectoras, enfatizando en los tipos de accesorios tales como conectores, juntas de expansión y herrajes; asimismo se describen los materiales y características de los accesorios. En la Fig. 9, se muestran las características de uno de los diversos conectores diseñados y fabricados por LFC y que se utilizan en las subestaciones de bajo perfil, que emplean barras tubulares de aluminio.

Los aisladores para las barras colectoras, son aquellos elementos que fijan las barras conductoras a la estructura y además proporcionan el nivel de aislamiento necesario. Se detallan los tipos de aisladores, características y materiales; en la Tabla 5 se indican los aisladores de suspensión utilizados para las diversas tensiones.

Tabla 5.- Aisladores de suspensión para 23, 85, 230 y 400 kV, altitud 2300m

Clase de aislador	Tipo	Nivel de tensión	Cantidad de aisladores en cadena	Clase de aislador		
				52-3	52-5-N1	52-5-N2
				Condiciones normales	Para niebla	Para niebla
Nivel de Tensión Eléctrica Nominal Aplicada	Suspensión	23 kV				
	Tensión	23 kV	3	X		
	Suspensión	85 kV	6		X	X
	Tensión	85 kV	7		X	X
	Suspensión	230 kV	16		X	X
	Tensión	230 kV	17		X	X
	Suspensión	400 kV	23		X	X
	Tensión	400 kV	2 x 24		X	X

Los parámetros considerados en el diseño de barras colectoras involucran una serie de variables relacionadas con los aspectos eléctricos, mecánicos y estructurales, los cuales determinan la factibilidad técnico-económica del diseño, así como las características propias de los materiales seleccionados para la construcción de las barras. Estos parámetros relacionan la tensión de operación, la disposición física de la subestación con las necesidades de conducción de corriente, los factores secundarios tales como el efecto corona y la radiointerferencia, así como las condiciones climáticas de la instalación, las características propias de la red eléctrica y la rigidez de los componentes que permiten soportar las barras colectoras. En este capítulo se detallan los algoritmos requeridos para desarrollar el diseño de barras colectoras, considerando que los límites de temperatura de las barras involucran tres aspectos fundamentales: operación continua, cuando existe corto circuito y las limitaciones de los equipos de acuerdo con los límites permisibles de sus especificaciones, para esto se indica la ecuación para calcular la corriente máxima de falla que las barras pueden soportar. Por otra parte, se analiza el efecto corona (Fig. 10) el cual es una descarga causada por el gradiente de voltaje manifestado en la superficie de un conductor que ioniza el aire circundante del conductor energizado, al exceder su rigidez dieléctrica. Se especifican las ecuaciones de las vibraciones en las barras que debido al viento se pueden provocar, con frecuencias cercanas a la frecuencia natural del conductor. Cuando exista la posibilidad de que la frecuencia natural calculada del tramo de conductor sea mayor que la frecuencia del sistema, se deben cambiar las características de los tramos de barras y realizar un análisis dinámico que permita determinar los esfuerzos esperados. Las fuerzas gravitacionales determinan la deflexión vertical de los conductores de las barras y son una componente de la fuerza total que el conductor debe soportar. Se describe que este tipo de fuerza se basa en el peso del conductor, los materiales de amortiguamiento, el peso del hielo y masas concentradas; también la fuerza del viento sobre el conductor se define con una ecuación considerando los factores que afectan tale como son la velocidad y la ráfaga del viento, el espesor radial de hielo y el perfil, diámetro, altura y exposición del conductor al viento.

Las fuerzas por corriente de corto circuito sobre el conductor se determinan con la ecuación siguiente:

$$F_{SC} = K_f \left[\frac{0.2 \times 10^{-4} \Gamma (1.6 \sqrt{2} I_{SC})^2}{D} \right]$$

donde:

F_{SC} = fuerza entre conductores paralelos (N/m)

I_{SC} = valor eficaz (rms) de la corriente simétrica de corto circuito (A)

D = espaciamiento entre centros de conductores paralelos (cm)

Γ = constante basada en el tipo de corto circuito y arreglo de conductores (Fig. 11)

K_f = factor de flexibilidad de la estructura de montaje

Se evalúa la rigidez del conductor considerando que cualquier tramo de barra debe tener la suficiente dureza y rigidez para soportar las fuerzas de gravedad, viento y corto circuito y mantener su integridad mecánica y eléctrica. Asimismo, debido a que las fuerzas sobre los conductores son transmitidas a los aisladores, la rigidez de ellos se evalúa de acuerdo con la fuerza en cantiliver, la cual es función de la longitud del tramo del conductor soportado por los aisladores. Las fuerzas externas sobre las barras y los aisladores son: la fuerza por corriente de corto circuito, la fuerza del viento y las fuerzas gravitacionales. Cuando la temperatura de una barra cambia, existe un correspondiente cambio en su longitud es decir una expansión térmica; este cambio de longitud se calcula, para evaluar de acuerdo con el cambio en la longitud de la barra debido a la propia expansión térmica, si fuese necesario reforzar el arreglo de barras propuesto, considerando la posibilidad de instalar juntas de expansión y clemas deslizantes para soportar los tubos sobre los aisladores.

Se describe el procedimiento de diseño el cual es un proceso iterativo, que permite reevaluar los parámetros iniciales para concluir con el diseño más apropiado aplicando adecuadamente la diversidad

de componentes del mercado. En la Fig. 12, se muestra el diagrama de flujo donde se indican cada uno de los pasos a seguir para el procedimiento de diseño, que permite concluir con un diseño satisfactorio de barras, para soportar las fuerzas eléctricas y mecánicas esperadas en el sitio donde se instala la subestación. Finalmente se aplica el procedimiento con un ejemplo práctico para barras de 230 kV.

Cap.5.- Diseño de sistemas de tierra [10,11]

Cuando se realizan las evaluaciones de las características de un sistema de tierra seguro, no se deben utilizar expresiones simplificadas pues estas limitan los resultados para poder diseñar redes con configuraciones irregulares o para utilizar sistemas muy mallados. En el diseño de una subestación eléctrica, es necesario definir diversas conexiones a tierra (puesta a tierra) para conectar a la propia red de tierra los neutros, tanques y carcasas de los equipos, los cables de guarda, las estructuras metálicas y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra, logrando las siguientes funciones principales:

- Proveer un medio de muy baja impedancia que permita disipar las corrientes eléctricas a tierra, evitando exceder los límites de diseño de los equipos.
- Proporcionar una trayectoria a tierra para el neutro de los sistemas o equipos eléctricos que así lo requieran, limitando la aparición de potencial en el neutro de un sistema en estrella aterrizado.
- Contar con un medio seguro que aterrice los equipos eléctricos cuando estén en mantenimiento.
- Facilitar la operación de los relevadores que eliminan las fallas a tierra del sistema.
- Disipar la corriente asociada a las descargas atmosféricas, limitando las sobre tensiones generadas.
- Limitar la elevación de potencial de la red a valores aceptables, cuando ocurre una falla a tierra.
- Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, que puedan ser peligrosas para el personal.
- Proporcionar mayor confiabilidad, continuidad y seguridad al sistema eléctrico.

Adicionalmente a las funciones descritas, una buena conexión a tierra, abate el costo del equipo utilizado, minimiza la radio interferencia y se reducen los niveles de aislamiento de los equipos (tensión de aguante al impulso) y la magnitud de la estabilidad transitoria. La oposición que se presenta a la circulación de la corriente de falla a tierra se llama resistencia de tierra, por lo tanto, el objetivo de una conexión a tierra es facilitar la disipación de la corriente de falla; la circulación de corrientes de falla a través de las conexiones a tierra, produce a su vez elevaciones de potencial del equipo conectado a tierra y gradientes de potencial sobre la superficie del terreno.

En este capítulo, se describen las definiciones relacionadas con el tema, así como las características y selección del modelo de suelo considerando que los diversos componentes del suelo, determinan el valor de la resistividad del terreno, por lo tanto cuando se tiene resistividad alta se considera un mal conductor y a su vez un buen aislante, se describen los compuestos químicos para el suelo que abaten la resistividad del terreno tales como bentonita (arcilla), gel (solución salina), resinas sintéticas, mezclas químicas especiales formadas a base de sulfato de sodio, sulfato de cobre, sulfato de magnesio, cloruro de calcio, silicatos, carbón mineral tipo coke, grafito, yeso, que se colocan alrededor de los conductores enterrados o electrodos utilizados. La resistividad del suelo basada en análisis estadísticos, permite solo una aproximación debido a que las características de una conexión a tierra, varía con las estaciones del año, por lo cual es necesario para el diseño adecuado de la red de tierra, recopilar datos de campo en el terreno de la subestación, realizando mediciones en diversos lugares del suelo, considerando las posibles capas del subsuelo para definir un modelo homogéneo o un modelo estratificado, ya que las variaciones horizontales y verticales provocan que se distorsione la trayectoria de la corriente de falla por drenar; se describen los procedimientos de medición (Fig. 13), indicando las recomendaciones para realizarlos.

Se detalla la definición de la corriente de corto circuito en la red de tierra, para lo cual en el diseño de un sistema de tierra se consideran las fallas de una fase a tierra y la de dos fases a tierra. De estos dos tipos de falla la de mayor ocurrencia y mayor magnitud de corriente es la de una fase a tierra, por lo que es el tipo de falla que normalmente se utiliza, considerando el factor decremental para determinar la corriente de falla asimétrica eficaz la cual se considera la máxima corriente de la red de tierra.

Se describen los efectos de la corriente eléctrica, determinando la corriente tolerable que permite establecer las tensiones tolerables por el cuerpo humano. En la Fig.14 se indican las diferentes formas de contactos circunstanciales que una persona puede cometer entre dos puntos dentro de una subestación, presentándose para cada caso un tipo de tensión de contacto las cuales son: tensión de toque o de contacto, tensión de toque metal a metal, tensión de transferencia y tensión de paso. Por lo tanto es necesario establecer para cada tipo de tensión de contacto, una tensión tolerable por el cuerpo humano basándose en la corriente tolerable las cuales se definen en este capítulo, con sus ecuaciones correspondientes. Como ejemplo, se indican las ecuaciones que determinan las tensiones de toque y de paso tolerables para una persona que tiene un peso promedio de 50 kg:

$$E_{toque50} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_f}} \quad E_{paso50} = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_f}}$$

$E_{toque50}$ = tensión de toque tolerable (V)

E_{paso50} = tensión de paso tolerable (V)

C_s = factor que relaciona el valor de la resistividad de la capa superficial ρ_s con el valor de la resistividad del terreno ρ

ρ = resistividad del suelo debajo del material superficial (Ω -m)

ρ_s = resistividad del material de capa superficial (Ω -m)

Considerando que se cuenta con un terreno para alojar la subestación y se ha distribuido el equipo eléctrico en este, incluyendo las estructuras y cercas que la conforman, se describen los aspectos básicos en el diseño, tales como la importancia de la malla, las condiciones generales e inadecuadas, diversas conexiones de equipos y materiales a la red de tierra (ejemplo conexión de transformador de potencia Fig. 15), conectores y accesorios.

Por otra parte, se describen las consideraciones especiales para el sistema de tierra en las subestaciones aisladas en gas de acuerdo con las tensiones transitorias en las envolventes.

Para la selección de la sección transversal del conductor de la red de tierra, se utilizan en una ecuación la elevación de temperatura de corto tiempo, la magnitud y el tiempo de duración de la falla y las constantes del material del conductor; asimismo, la resistencia de la red de tierra de la subestación es un factor muy importante para reducir los gradientes de tensión que se pueden presentar en condiciones de falla, debido a que la mayor densidad de corriente se presenta en la periferia de la red, por lo cual se determina esta resistencia con base en la resistividad del terreno, el área de la superficie ocupada por la red de tierra, la longitud total de la red incluyendo los conductores horizontales y verticales y la profundidad de la red de tierra.

Finalmente se evalúa la tensión de malla máxima que debe ser menor a la tensión de toque tolerable por el cuerpo humano, así como la tensión de paso máxima que también debe ser menor a la de paso tolerable calculada.

Considerando lo anterior se describe pormenorizadamente el procedimiento para el diseño de un sistema de tierra de acuerdo con el diagrama de flujo de la Fig. 16, que ilustra la secuencia de pasos que se deben realizar para el diseño de un sistema de tierra. Se concluye con un ejemplo de aplicación para una subestación de 400/230 kV.

Cap.6.- Sistemas de control [12,13]

El sistema de control de una subestación es el conjunto de instalaciones en baja tensión necesarias para controlar en forma manual o automática las instalaciones de alta tensión y comprenden lo siguiente:

- Dispositivos de mando para la operación del equipo de alta tensión (apertura y cierre de interruptores y cuchillas desconectadoras motorizadas) y el equipo auxiliar necesario para la correcta ejecución de las maniobras (diagrama mímico e indicadores luminosos de posición).
- Dispositivos de control automáticos tales como recierre automático de interruptores, sincronización automática, cambiador automático de derivaciones de transformadores, transferencia automática de potenciales, etcétera.
- Dispositivos de alarma sonoros y luminosos, que permiten indicar al operador el funcionamiento de una protección por relevadores o de alguna condición anormal en la subestación.
- Aparatos registradores tales como los osciloperturbógrafos, o los registradores de eventos y de disturbios, destinados a suministrar información sobre los disturbios que afecten a la subestación, la operación de los relevadores e interruptores y a la aparición de condiciones anormales de funcionamiento en el equipo de la subestación.

Los sistemas de control de las subestaciones se pueden clasificar por su ubicación en: control local y control remoto y por el tipo de operación en control manual y control automático. Los sistemas de control local son utilizados por el operador para realizar las maniobras en forma manual del equipo de la subestación, desde el tablero de control localizado en el salón de tableros de la propia subestación, la operación de los diferentes equipos de la subestación se realiza por medio de conmutadores y de acuerdo con la función que vayan a efectuar y la señalización que se utiliza para el control local de las subestaciones en conjunto con los conmutadores de control para la operación de los interruptores y cuchillas motorizadas, puede ser luz roja y verde o luz fija e intermitente.

Para el control local de una subestación es necesario que el operador pueda darse cuenta del estado que guardan los interruptores de potencia y cuchillas desconectadoras de la subestación para poder realizar las maniobras necesarias. Para esto, se utiliza el diagrama mímico que representa sobre el tablero de control el diagrama unifilar de la subestación, cuyas líneas y detalles están formados por listones de acrílico de colores. El cuadro de alarmas está localizado en el tablero de control aunque también en subestaciones grandes está montado en una consola, este consiste en un conjunto de señales luminosas y una sonora, que le indican al operador el funcionamiento anormal de uno de los equipos de la subestación.

El control remoto es utilizado para operar a una subestación desde un centro de operación, comúnmente se le conoce como telecontrol. En las subestaciones con este tipo de sistema de control, normalmente la operación de su equipo se realiza con el telecontrol y solo en casos de emergencia se operan desde el tablero de control local de la subestación. Las subestaciones se diseñan con sistemas de control remoto con la finalidad de disminuir costos de operación y aumentar la confiabilidad y eficiencia.

Para el telecontrol de las subestaciones de LFC se utiliza el sistema denominado Control Remoto y Adquisición de Datos (CRAD). Este es un sistema en el cual la información obtenida, a través de la unidad terminal remota (UTR), sobre las condiciones de operación de la subestación, es transmitida por los medios de comunicación adecuados a las computadoras, ubicadas en el Centro de Operación y Control (COC). La UTR es un equipo en el que se concentran y codifican las señales de control medición y señalización de la subestación, para convertirlas en información que se pueda transmitir al centro de control, donde por medio de computadoras es procesada para que el operador pueda tener una visión completa del funcionamiento de cada una de las subestaciones del sistema. Con la utilización de equipo multifunción y de las UTR's distribuidas, se realizan las conexiones con el gabinete auxiliar de los interruptores pero adicionalmente se hacen llegar todas las funciones de control, señalización y medición al gabinete de control, protección y medición (CPM) del elemento respectivo, para conectarlas a la UTR distribuida que se encuentra montada en el mismo gabinete. De

la UTR distribuida las señales se envían a un concentrador que a su vez las envía a la computadora maestra y al control local de la subestación, así también, por un sistema de comunicación adecuado las transmite al centro de control. En la Fig. 17 se muestra la automatización para el telecontrol de subestaciones con UTR distribuida. Para satisfacer las funciones de control, señalización, medición y voz entre las subestaciones y el COC, se emplean los mismos medios de comunicación utilizados en la protección de las líneas de transmisión de media y alta tensión, como son el hilo piloto, onda portadora (OPLAT), banda lateral única (BLU), y fibra óptica, a través de las unidades terminales remotas instaladas en las subestaciones telecontroladas. El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) ha dividido al Sistema Eléctrico Nacional Mexicano (Fig. 18) para su operación y supervisión en ocho áreas de control.

Para el control automático, en este capítulo se describen las funciones para el recierre en alimentadores de distribución, la transferencia de un banco de potencia a otro, el tiro de carga por baja frecuencia, la transferencia de potenciales, la sincronización automática, la regulación de tensión y el enclavamiento de interruptores y cuchillas. Se describen los aparatos registradores tales como el osciloperturbógrafo, los registradores de eventos y de disturbios, y se concluye con la descripción de los cables de control y las precauciones para su uso. En el apéndice se enlistan los planos normativos de LFC para control protección y medición (081-No.).

Cap.7.- Sistemas de protección y medición [14,15]

Un sistema de protección tiene como función principal detectar cuando sucede un cortocircuito y aislar rápidamente del sistema de potencia al elemento en cual ocurrió la falla, para disminuir el daño en el mismo equipo y las interrupciones del servicio. Un sistema de protección está formado por el siguiente equipo: transductores, sensores, baterías e interruptores, cada uno de los cuales se describen en este capítulo. Se detalla la clasificación de protecciones por relevadores indicando sus funciones y aplicaciones para los siguientes relevadores: de sobrecorriente, de sobrecorriente direccional, diferencial (Fig. 19), protección de distancia (Fig. 20) incluyendo los de característica tipo admitancia, tipo admitancia desplazada, tipo reactancia y tipo poligonal, a su vez describiendo el esquema de protección de distancia. Se describen los esquemas de protección por hilo piloto, tales como diferencial de corriente, hilo piloto de corriente circulante, por comparación de fases, por comparación direccional y comparación direccional de bloqueo.

Se analizan los esquemas de protección que utiliza Luz y Fuerza del Centro, considerando los siguientes: protección de líneas de transmisión y subtransmisión incluyendo cables de potencia en 230 y 85 kV (Fig. 21), protección de bancos de potencia para transmisión 400/230 kV, para subtransmisión 230/85 kV, para distribución en 230/23 kV y 85/23 kV, asimismo la protección de bancos de tierra en 85 kV, de alimentadores de 23 kV, de bancos de capacitores de 23 kV, la protección diferencial de barras colectoras y el uso de la protección por falla de interruptor, todos ellos con los esquemas de protección correspondientes y la descripción de los relevadores utilizados.

También se reseñan los equipos de medición empleados tales como el ampermetro, voltmetro, wattmetro, varmetro, etc., concluyendo con el multimetro que permite medir todos los parámetros de la subestación y también medir el flujo de energía en ambos sentidos en forma separada para mantener comunicación simultánea remota con otros equipos y/o con el operador por medio de una interfaz con modem telefónico para obtención de datos en sistemas de control supervisorio.

Por otra parte, se describen los transformadores de instrumento tales como transformadores de corriente, auxiliares, de potencial, de potencial capacitivos y los transductores de telemedición. Finalmente se describen los sistemas de medición de antaño y los actualmente utilizados en LFC, enfatizando las funciones que hoy en día emplea esta empresa aplicando las ventajas de los equipos multifunción.

Conclusiones

Considerando la amplia experiencia que “Luz y Fuerza del Centro” tiene en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones en tensiones de 400, 230, 85 y 23 kV, el “Manual” conjuga en siete capítulos los avances tecnológicos, la normatividad nacional e internacional y la experiencia acumulada en el diseño de subestaciones eléctricas, con objeto de coadyuvar en la integración de la normatividad propia, en la capacitación del personal técnico, así como en el conocimiento de las filosofías y procedimientos que se aplican hoy día en el desarrollo de proyectos de subestaciones, acorde con las nuevas tecnologías, complementando las prácticas que por muchos años han contribuido a mantener la seguridad, confiabilidad y flexibilidad de operación en el Sistema Central de México.

Referencias (solo algunas)

- [1] IEC 76-1:1993, "Power transformers", Part 1 (annex D).
- [2] LFC-ING-039 Especificaciones de transformadores de Potencia Trifásicos, de 30 MVA, 85/23 kV, abril 1998
- [3] LFC-ING-041 Especificación, "Subestaciones encapsuladas con aislamiento en gas hexafluoruro de azufre de 23, 85, 230 y 400 kV". Enero 2001.
- [4] H. G. Schütte: "General Guidelines for the Design of Outdoor A. C. Substations", CIGRE, No. 69, Paris, Francia, 1992.
- [5] G. Enríquez H., D. Oliva B.: "Estudio de confiabilidad en las subestaciones eléctricas del Sistema Eléctrico Nacional un enfoque nodal", RVP-IEEE, Acapulco Gro., México, 1993.
- [6] NMX-J-150/1-1998-ANCE, "Coordinación de Aislamiento, Parte 1: Definiciones, principios y reglas".
- [7] IEC 71-2: 1996, "Insulation co-ordination, Part 2: Application guide".
- [8] IEEE Std 605-1998, "Guide for Design of Substation Rigid-Bus Structures", New York.
- [9] LFC-ING-058 Especificación, "Columna aislador soporte de barra tipo cilindro de 23 a 400 kV". Febrero 2001.
- [10] IEEE Std 80-2000, "Guide for Safety in AC Substation Grounding", New York.
- [11] LFC-ING-041 Especificación, "Subestaciones Encapsuladas con Aislamiento en Gas Hexafluoruro de Azufre de 23, 85, 230 y 400 kV". Enero 2001.
- [12] Comité de Normalización, Normas LYF, "Norma de Colores para representar los Niveles de Tensión", 1987.
- [13] NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones Eléctricas (utilización)
- [14] Comité de Normalización de Subestaciones y Plantas Generadoras: "Criterios Básicos de Control, Protección y Medición para Subestaciones de LFC", 1999.
- [15] LFC-ING-065 Especificación, "Multimedidores". Febrero 1999.

Autor

Arturo López Malo Lorenzana,

Ingeniero Electricista, egresado en el año de 1973 de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico de México, realizó estudios de Maestría en “Sistemas de Ahorro, Conservación y uso eficiente de la Energía” en la Universidad Anáhuac del Edo. de México. Laboró en la Secretaría de Industria y Comercio como supervisor de proyectos y obras en baja media y alta tensión, así como en diversas empresas consultoras en proyectos e instalaciones eléctricas. Labora hoy día en Luz y Fuerza del Centro desde 1977 y ha colaborado en la Gerencia de Ingeniería desarrollando la ingeniería para el diseño de las subestaciones de 23, 85, 230 y 400 KV en las áreas de Proyectos, Protecciones, Estudios, Materiales, Ingeniería Preliminar, Normalización y últimamente en la sección de Ahorro de Energía. Ha participado como conferencista en diversos foros nacionales e internacionales, coautor del “Manual de Diseño de Subestaciones de LFC”; actualmente imparte la cátedra de Instalaciones Eléctricas en el Tecnológico de Monterrey Campus Edo. de México.

arlopemalo@hotmail.com, larturo@itesm.mx, México D.F. Tel. 51400404, Fax 51400392.



Fig. 1.- Ámbito de suministro de Luz y fuerza del Centro, México

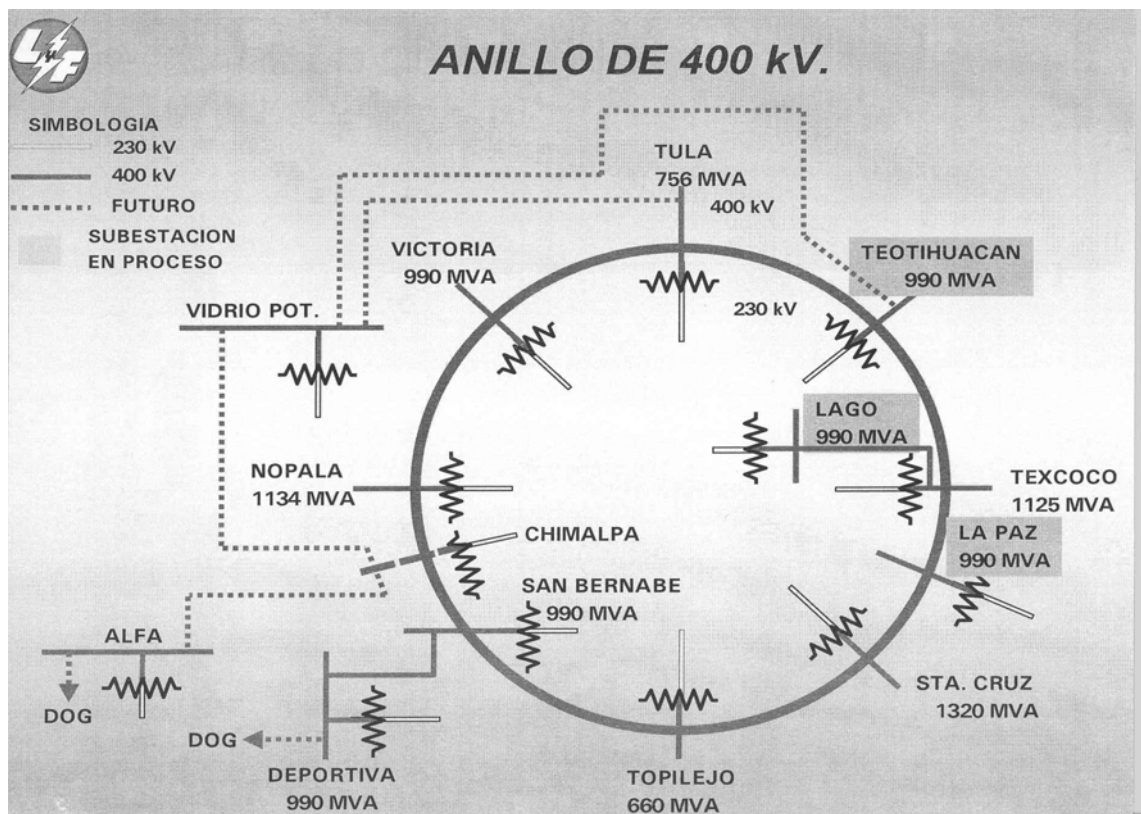


Fig. 2.- Anillo de 400 KV de la suministradora Luz y Fuerza del Centro

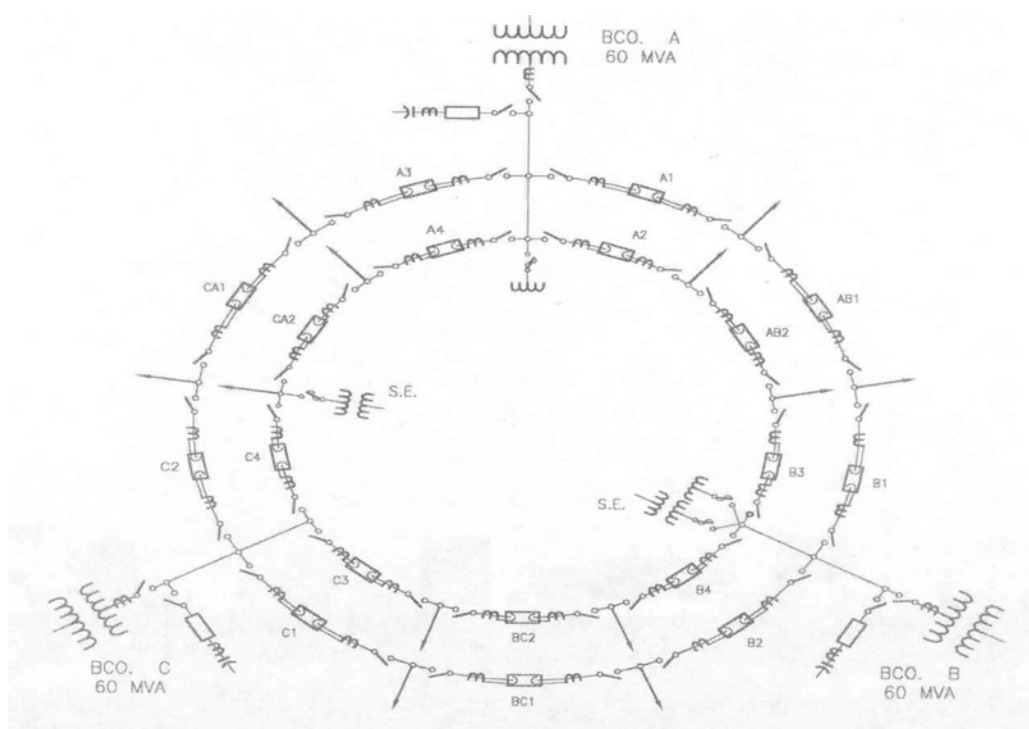


Fig. 3.- Arreglo en doble anillo, S.E.'s con transformadores de 60 MVA 230/23 KV

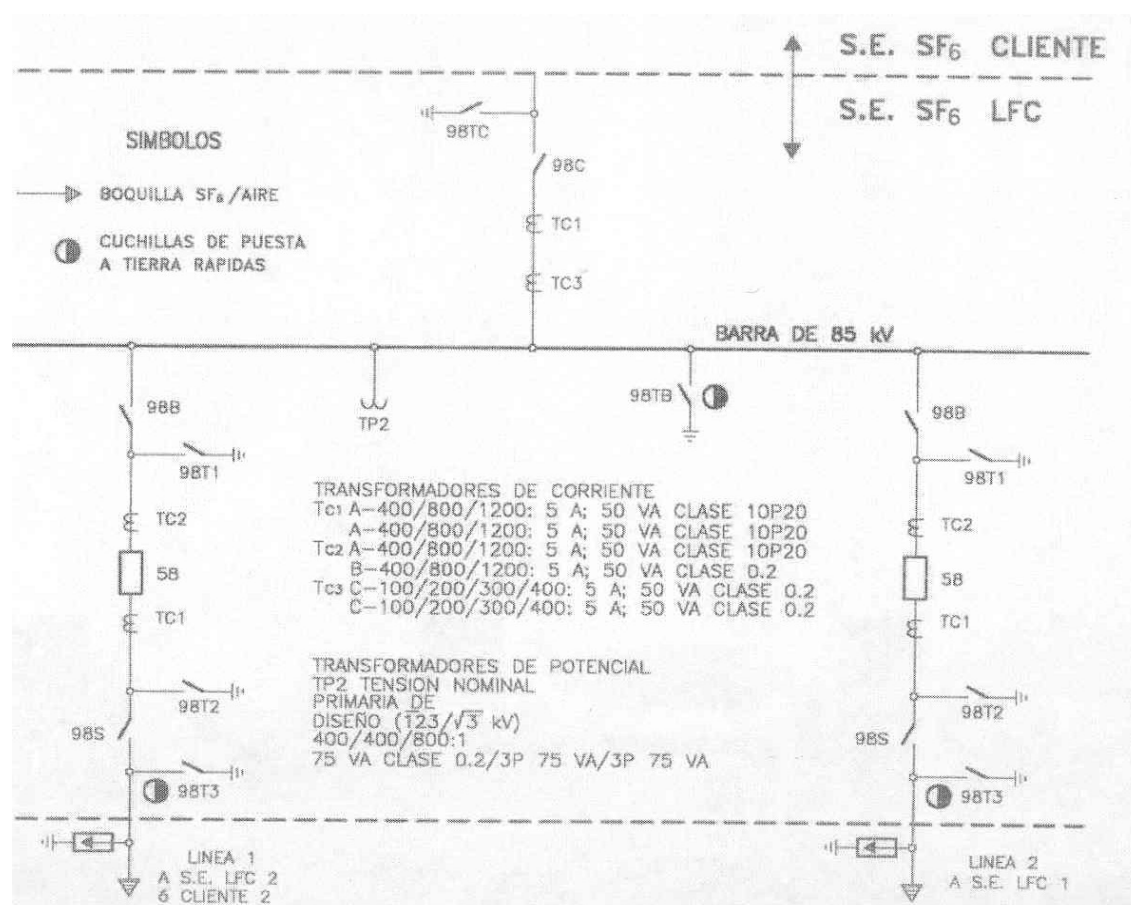


Fig. 4.- Subestación en SF₆ Tipo Cliente en 85 kV alimentada en anillo

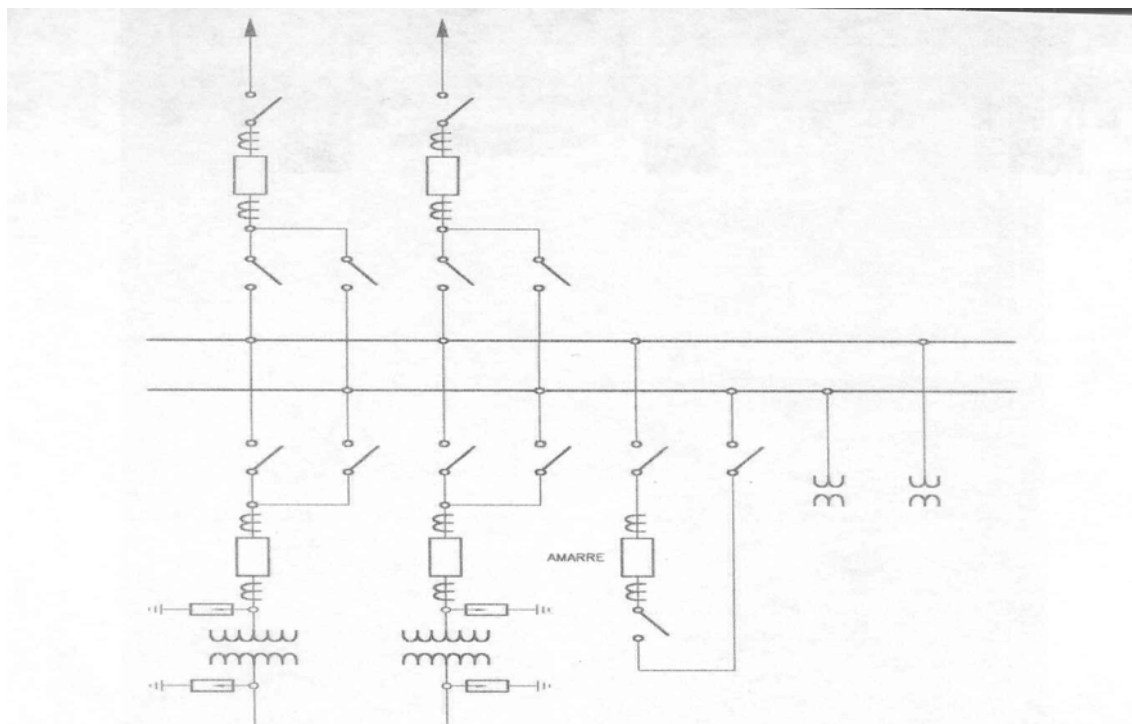


Fig. 5.- Arreglo de doble barra con interruptor de amarre en 230 kV y 85 kV

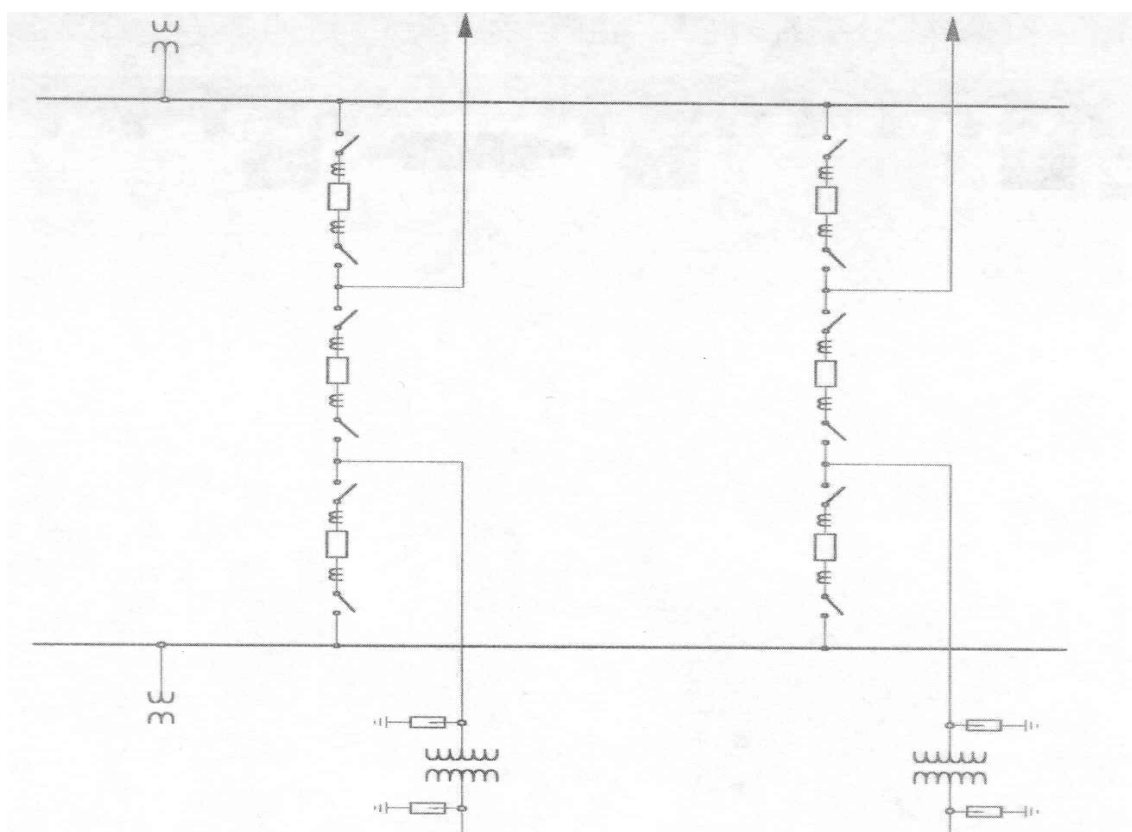


Fig. 6.- S.E.s de subtransmisión e interconexión, arreglo con interruptor y medio

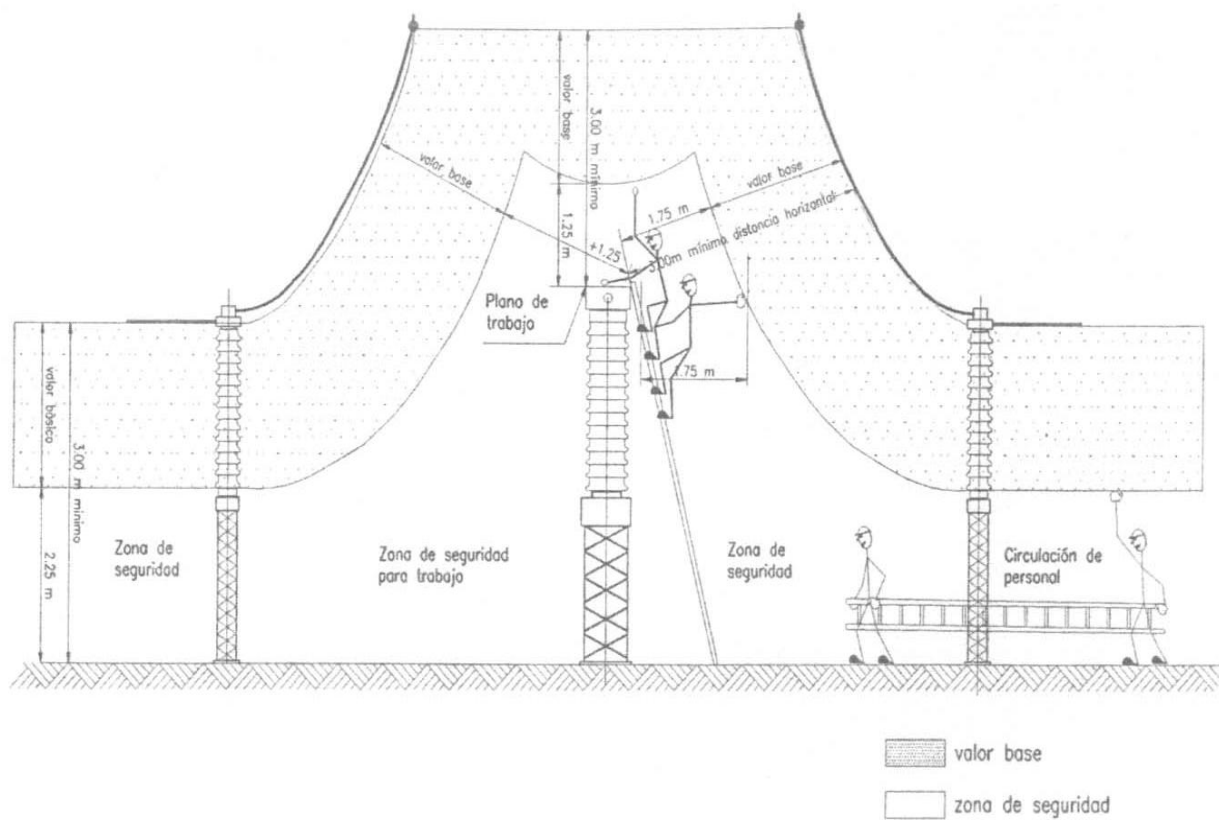


Fig. 7.- Distancias de seguridad en zonas de trabajo de subestaciones abiertas

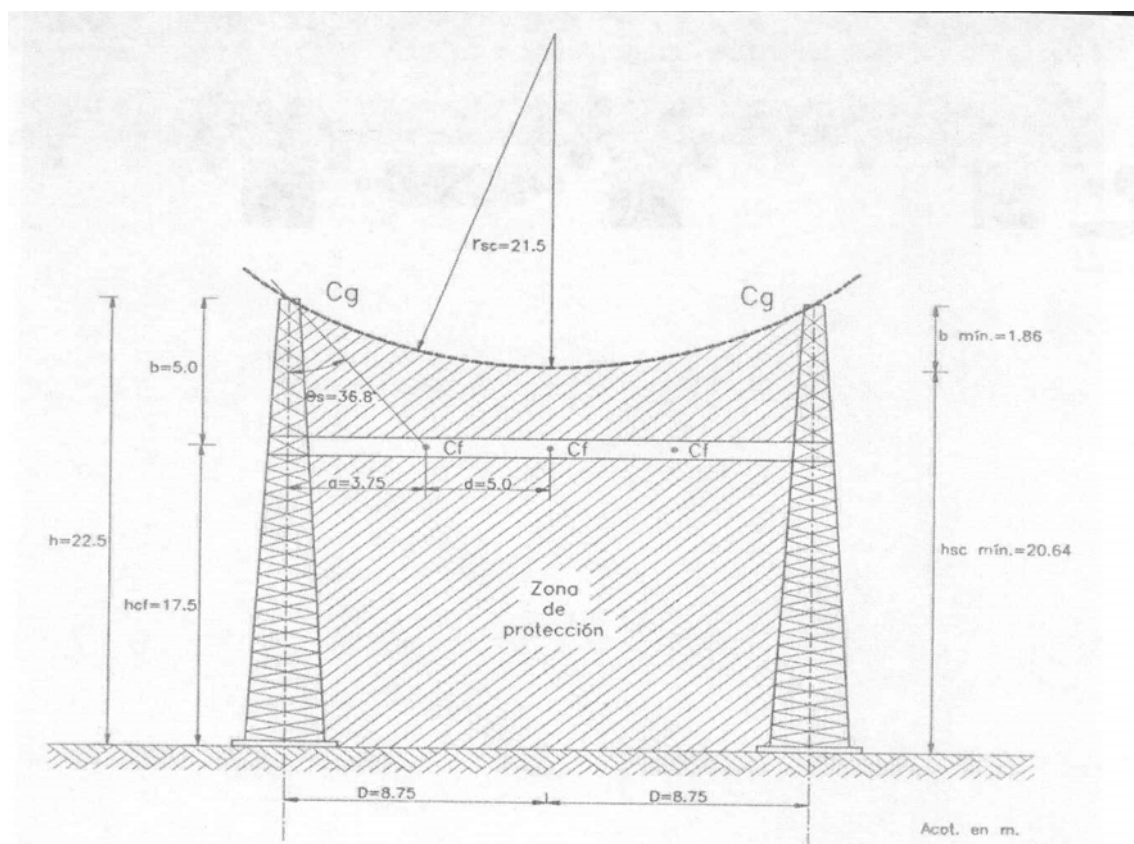


Fig. 8.- Ejemplo de zona de protección del blindaje en una subestación de 230 kV

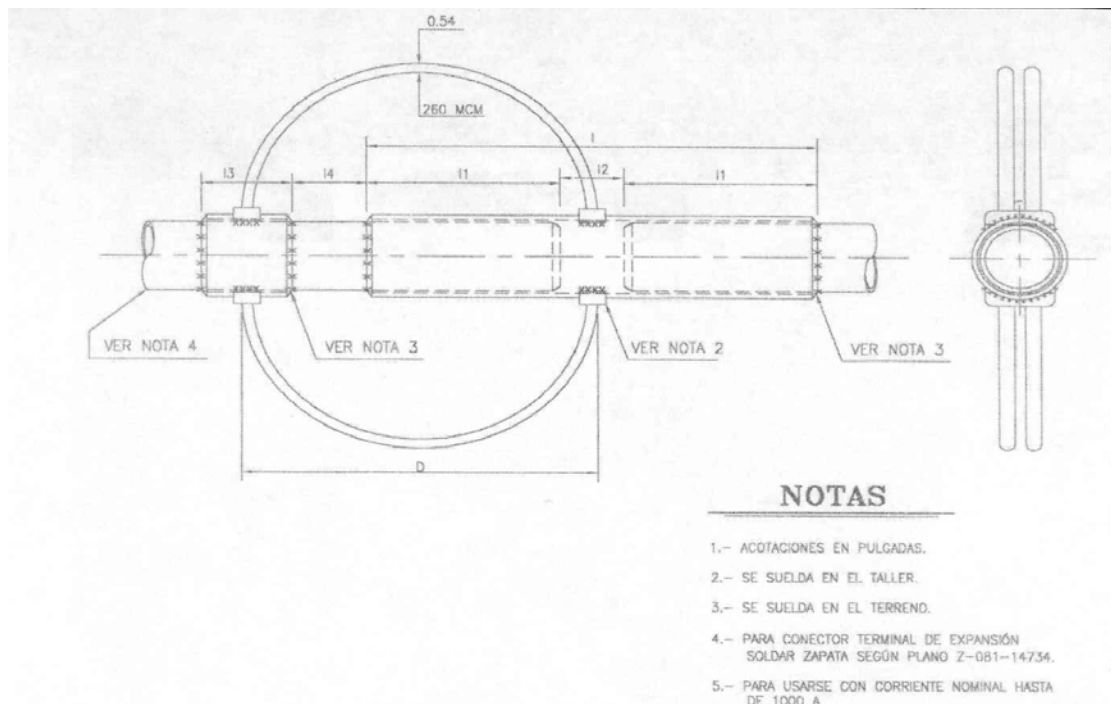


Fig. 9.- Cople de expansión diseñado y fabricado por LFC

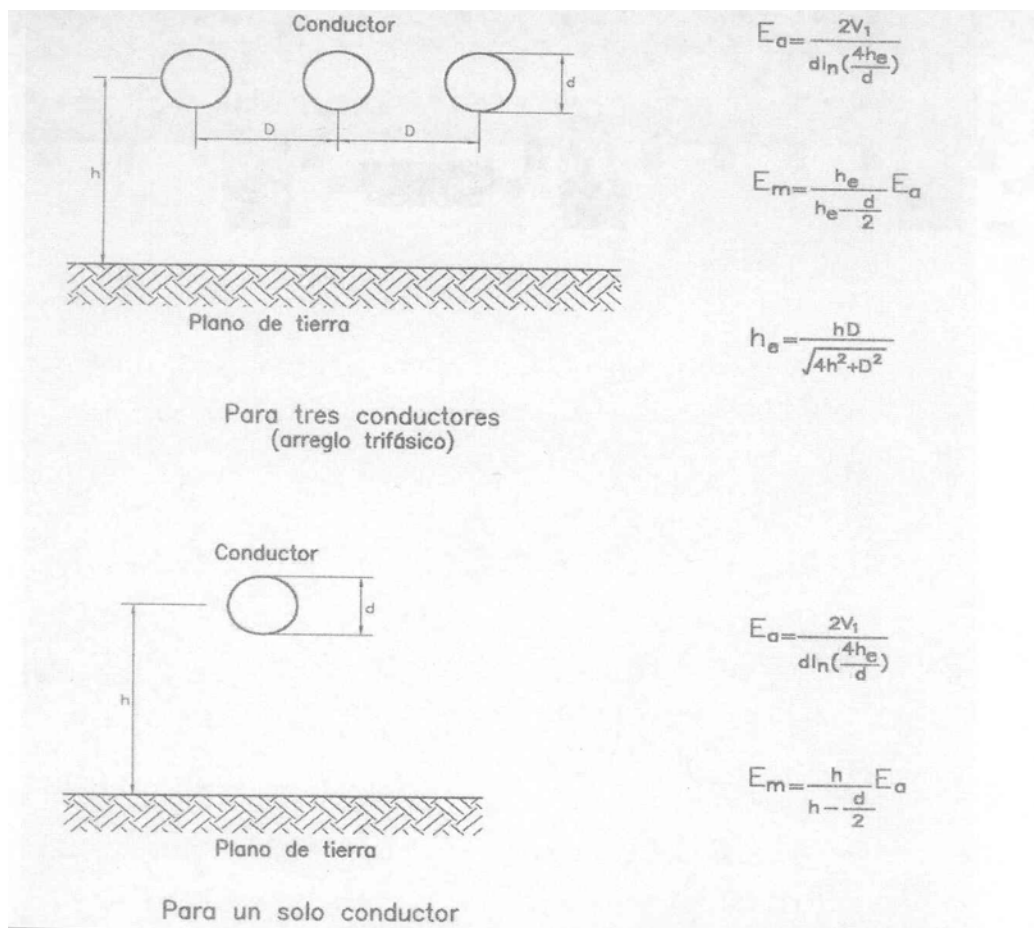


Fig. 10.- Máximo gradiente de tensión superficial de barras circulares

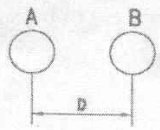
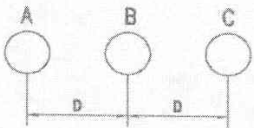
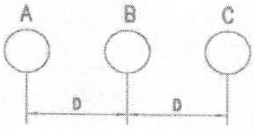
TIPO DE CORTO CIRCUITO	CONFIGURACION	FUERZA SOBRE EL CONDUCTOR	r
FASE A FASE		A δ B	1.00
TRIFÁSICO		B	0.866
TRIFÁSICO		A δ C	0.808

Fig. 11.- Constante Γ para el cálculo de la fuerza de la corriente de corto circuito

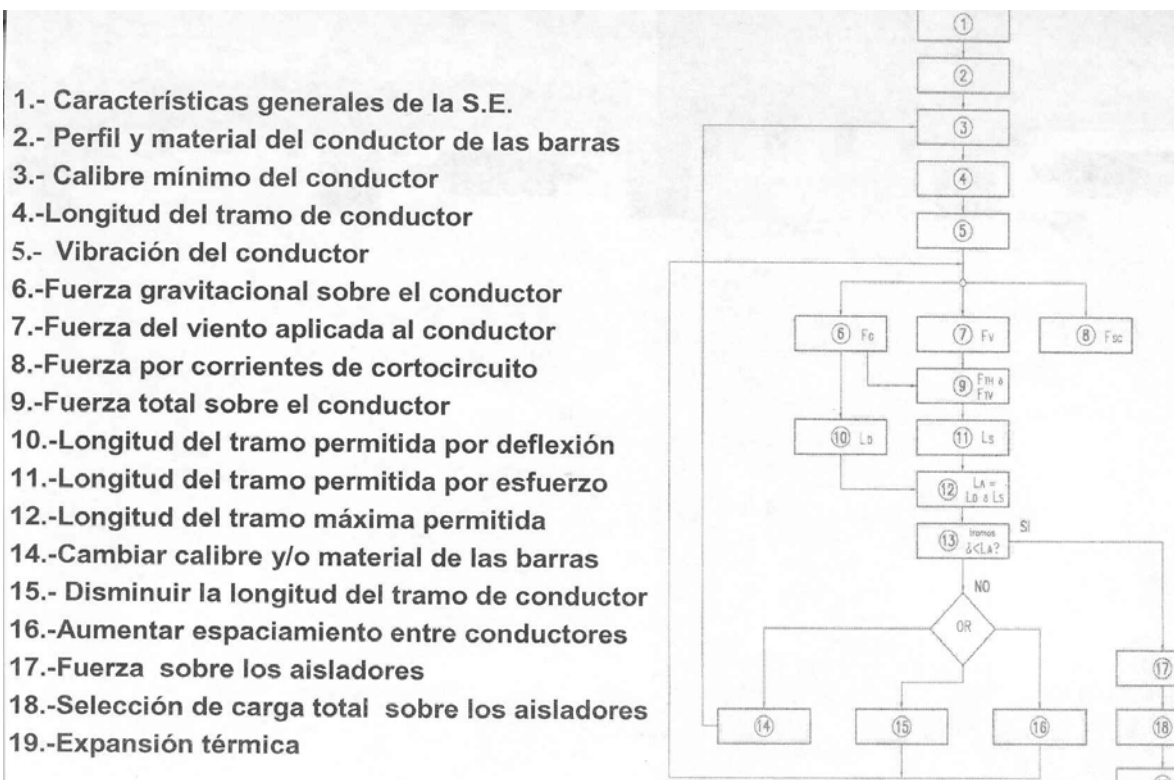


Fig. 12.- Diagrama de bloques para el diseño de barras en subestaciones

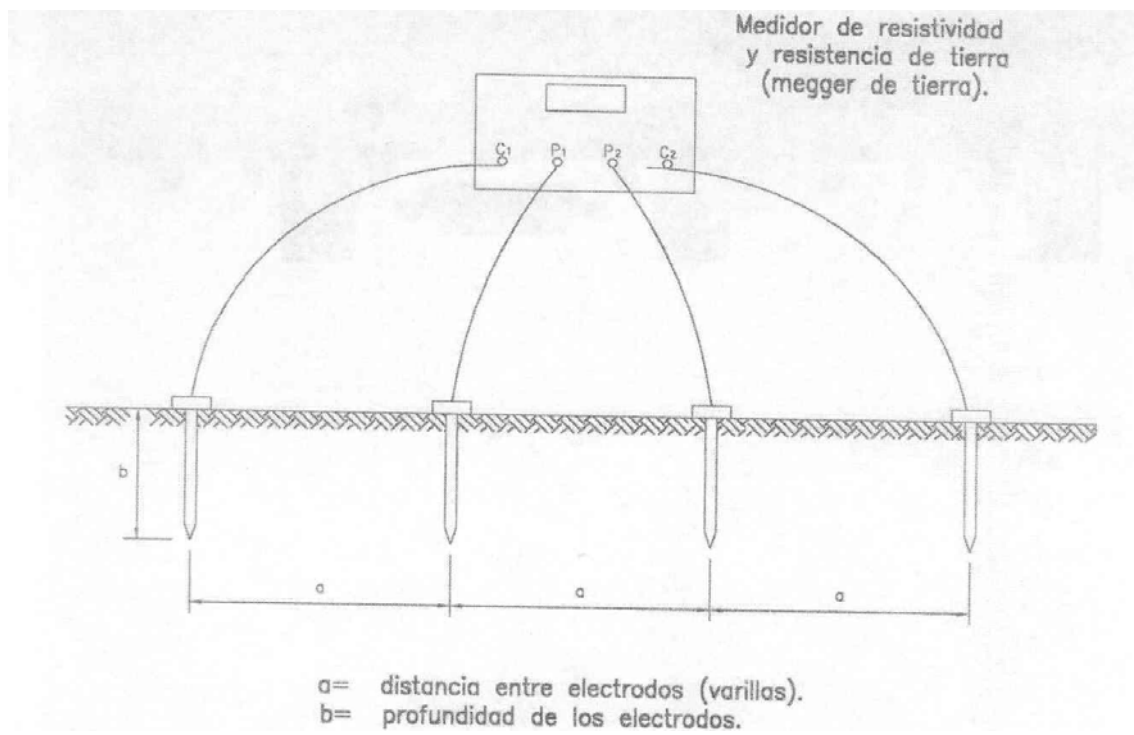


Fig. 13.- Medición de la resistividad del terreno por el método Wenner

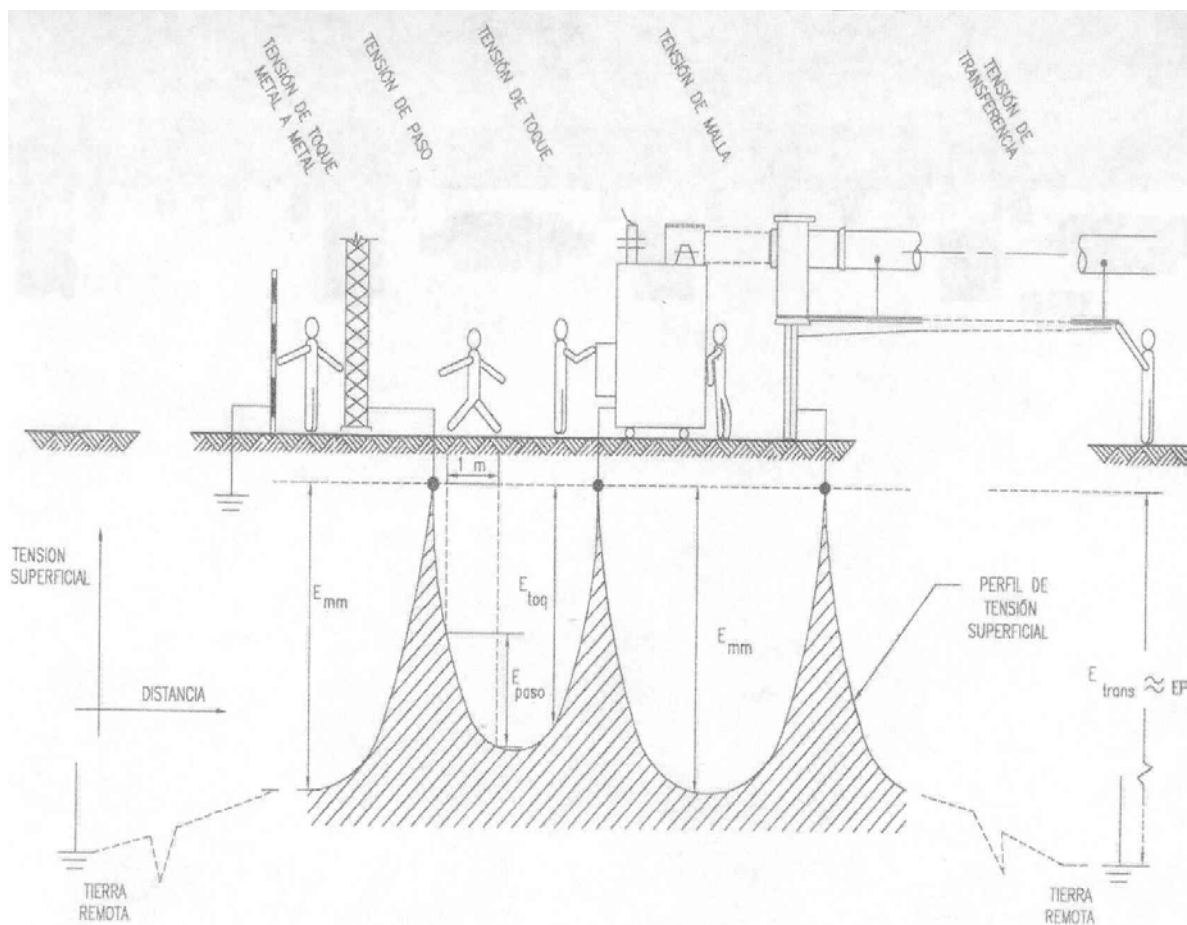


Fig. 14.- Situaciones básicas de choque eléctrico

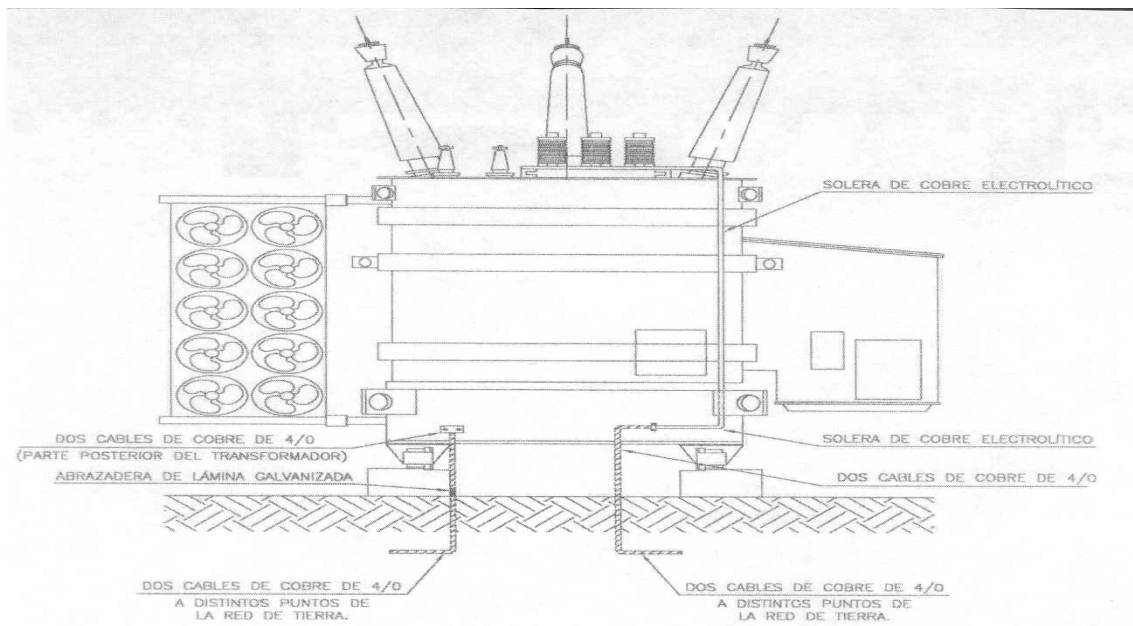


Fig. 15.- Puesta a tierra de apartarrayos y tanque del transformador

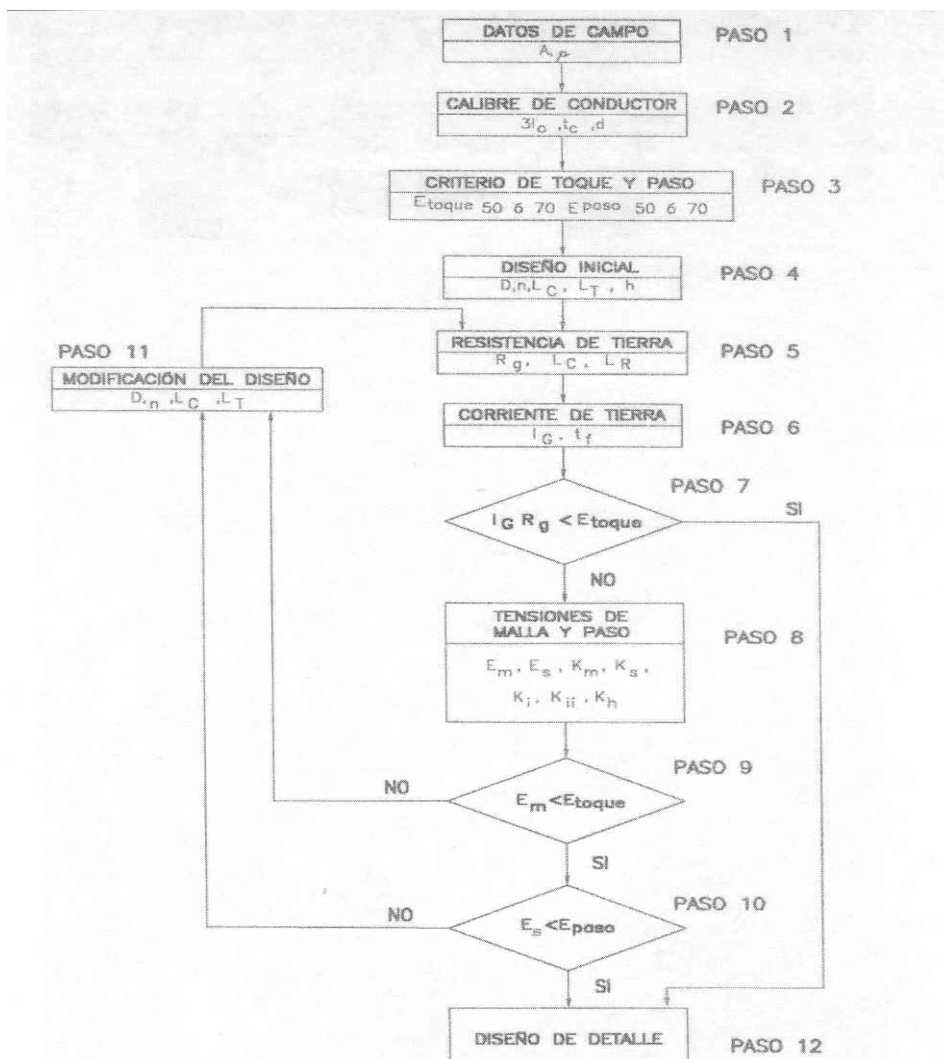


Fig. 16.- Diagrama de bloques para el diseño del sistema de tierra

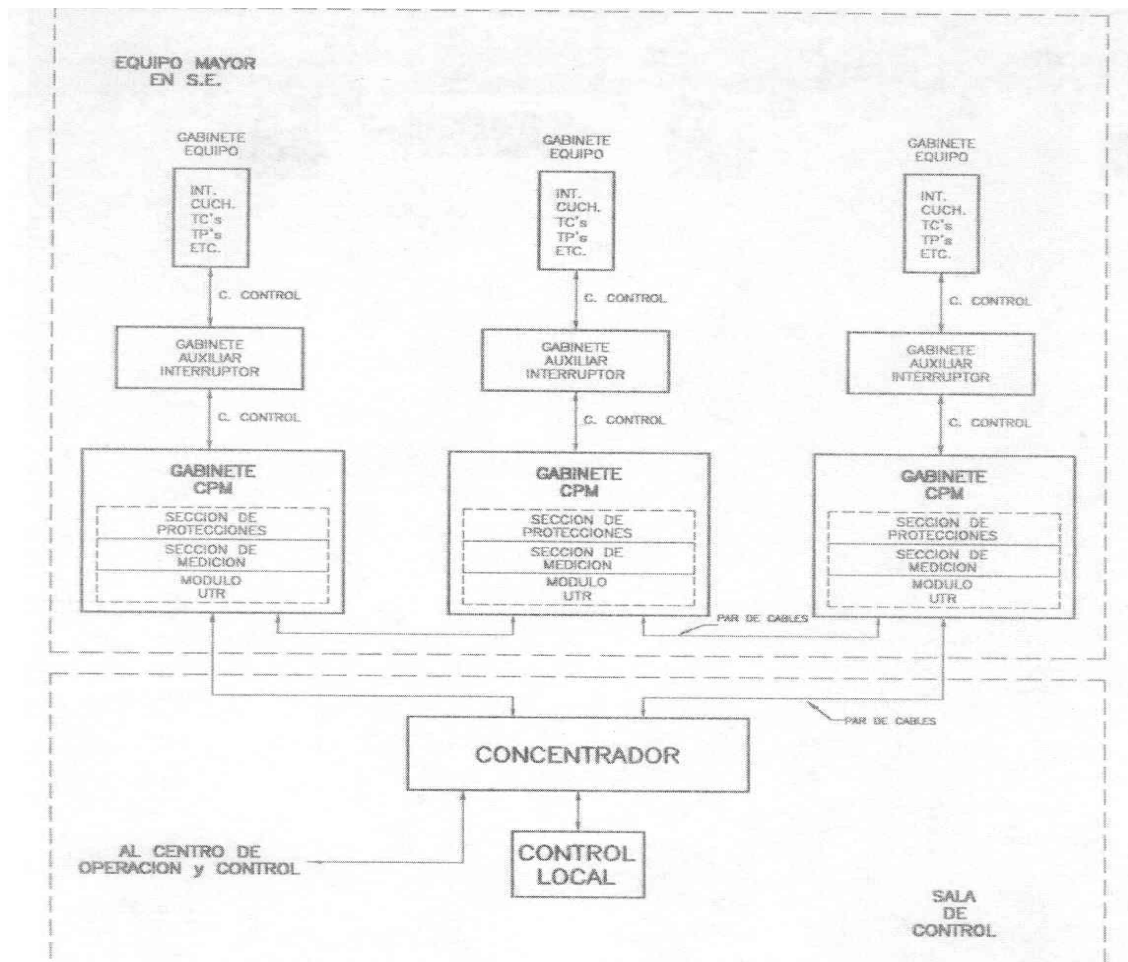


Fig. 17.- Telecontrol de subestaciones con unidad terminal remota distribuida

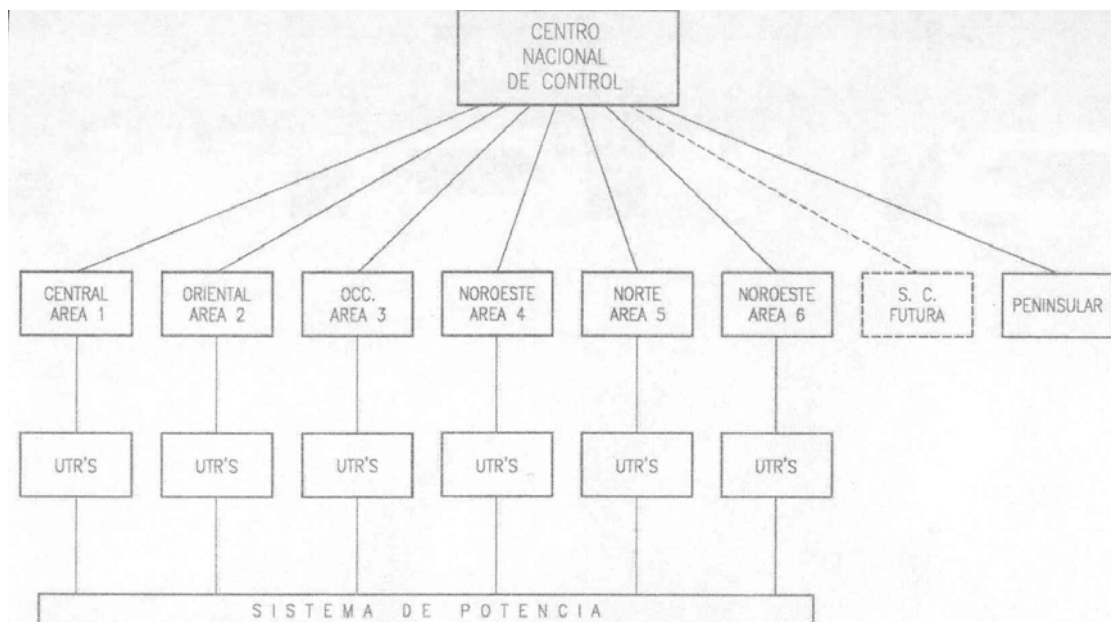


Fig. 18.- Configuración del sistema de información y control en tiempo real

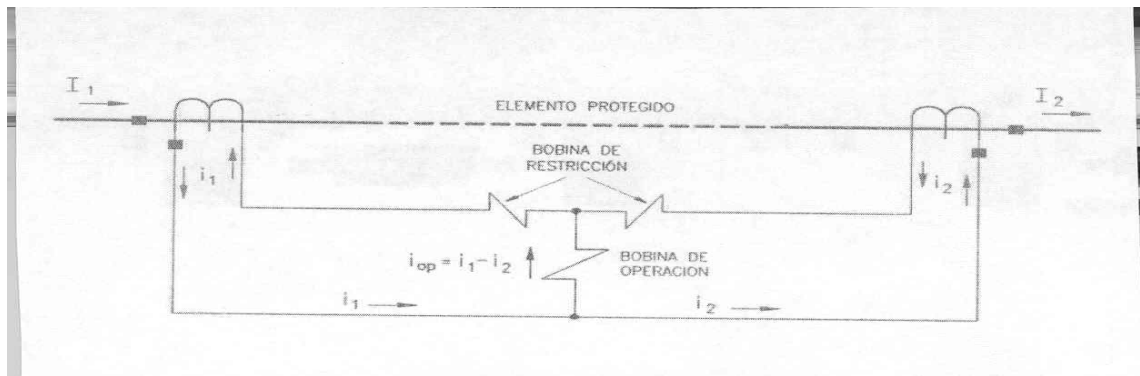


Fig. 19.- Esquema de protección diferencial de tanto por ciento, falla externa

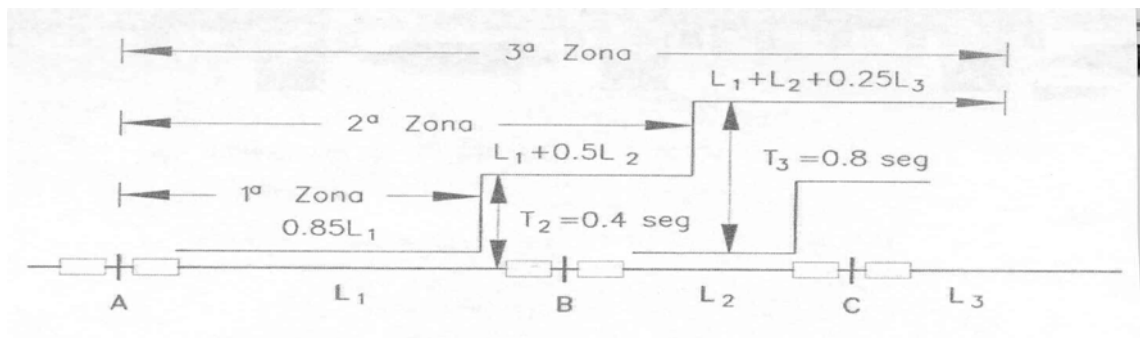


Fig. 20.- Esquema de las zonas de protección de los relevadores de distancia

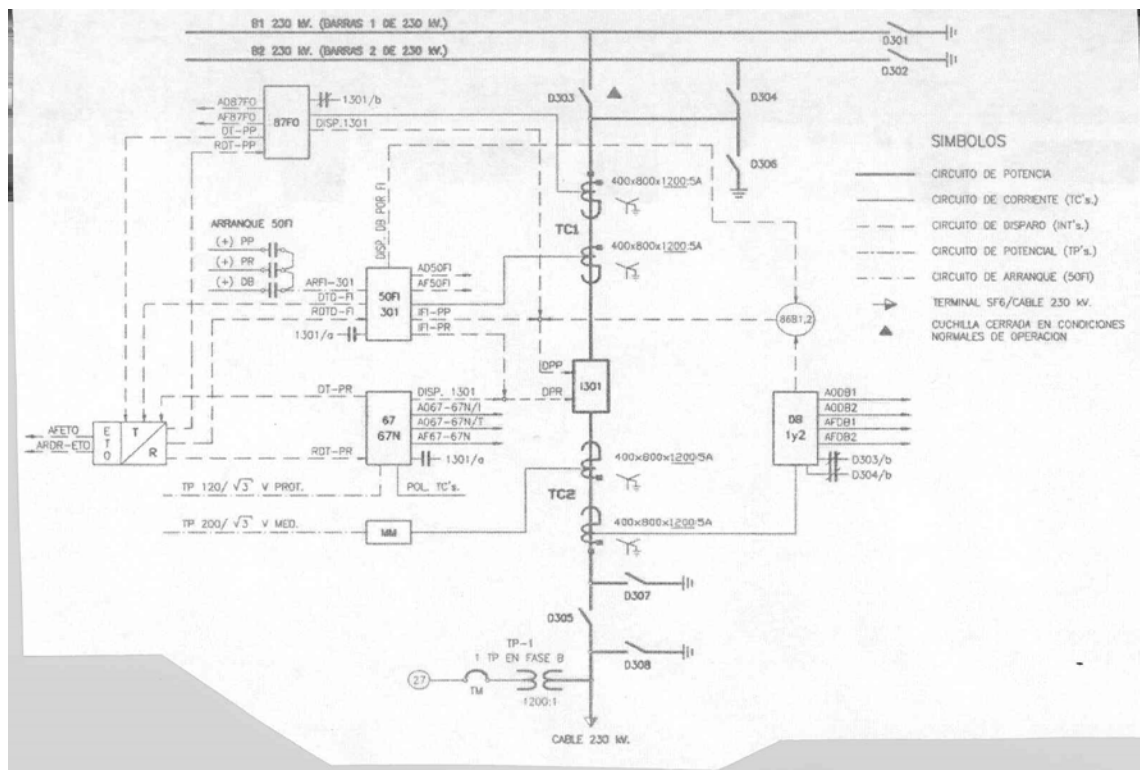


Fig. 21.- Protección y medición cable de 230 kV, arreglo doble barra en SF₆