



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**OPERACIÓN EN UN SISTEMA DE REDES
DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSION**

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

PRESENTAN:

**ARCADIO SORIANO GUZMAN
JUSTINO FRIAS CASTAÑEDA**



**DIRECTOR DE TESIS:
ING. ARTURO MORALES COLLANTES**

MEXICO D.F.

MAYO 2004

Una tesis es la muestra del espíritu de aprendizaje y superación, es trazar un plan para lograr la excelencia de ser un profesional y el esfuerzo de los autores para alcanzar los objetivos deseados, respaldados por un trabajo en equipo.

El presente trabajo lo dedico a mis padres **“Ismael Soriano y Remedios Guzmán”** por su amor, bondad y apoyo, por sus enseñanzas y consejos de las virtudes que un individuo debe conservar con calidad humana, sentido común, sencillez, sinceridad, honestidad, lealtad, iniciativa, optimismo, espíritu de logro y la pasión por la excelencia.

A mis hermanas Reyna y Lizbeth, a mí cuñado Salvador, a mis sobrinos Erick y Samanta por su comprensión.

A Linda Lorena mujer a la que amo, por regalarme los momentos mas alegres de mi vida y de quien deseo se conserve por siempre a mi lado para apoyarme en mis futuros logros como profesional y como hombre.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por darme las facilidades de sus instalaciones para adquirir los conocimientos básicos requeridos de la presente licenciatura. Así mismo a todos aquellos ingenieros y personas que desinteresadamente me dieron su apoyo para la realización de esta investigación y en especial a los ingenieros: Arturo Morales Collantes, Augusto O. Hintze y al jurado para el examen profesional

A los Ingenieros y compañeros de los Centros de Operación Redes de distribución Pedregal y Verónica, de Luz y Fuerza del Centro; por las facilidades para la consulta en la Biblioteca de varias fuentes técnicas básicas y compilar toda la información necesaria para el desarrollo del presente tema.

Arcadio Soriano Guzmán.

Una tesis es la muestra del espíritu de aprendizaje y superación, es trazar un plan para lograr la excelencia de ser un profesional y el esfuerzo de los autores para alcanzar los objetivos deseados, respaldados por un trabajo en equipo.

El presente trabajo lo dedico a mis padres **“Leodegario Frías Rodríguez e Isaura Castañeda Jiménez, así como también a mis hermanos y hermanas”** que son los principales responsables de que yo este aquí tratando de redactar una hoja de agradecimiento a su amor, bondad y apoyo económico, por sus consejos, sentido común, sencillez, sinceridad y honestidad, para emprender el viaje por el camino de la vida.

A mis hijas Karely Analucy y Katleen Anahí Frías Colín, con mucho respeto y como una muestra y guía de ejemplo a seguir ya que con la perseverancia en el estudio, se logra todo para la superación personal y así poder realizarse con responsabilidad en el ejercicio profesional, en el desarrollo del trabajo y en la vida cotidiana con personalidad propia.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por darme las facilidades de sus instalaciones para adquirir los conocimientos básicos requeridos de la presente licenciatura. Así mismo a todos aquellos ingenieros y personas que desinteresadamente me dieron su apoyo para la realización de esta investigación y en especial a los ingenieros: Arturo Morales Collantes, Augusto O. Hintze y al jurado para el examen profesional

A los Ingenieros y compañeros de los Centros de Operación Redes de distribución Pedregal y Verónica, de Luz y Fuerza del Centro; por las facilidades para la consulta en la Biblioteca de varias fuentes técnicas básicas y compilar toda la información necesaria para el desarrollo del presente tema.

Justino Frías Castañeda.

OPERACIÓN EN UN SISTEMA DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSION

INDICE TEMÁTICO

INTRODUCCION

1.- ANTECEDENTES DE LA CREACIÓN DE LOS CENTROS DE OPERACIÓN REDES DE DISTRIBUCION

- 1.1 – Antecedentes históricos de distribución eléctrica en Luz y Fuerza del Centro.
- 1.2 - Origen y creación de los Centros de Operación de Redes de Distribución en LyFC
- 1.3 – Estructura General de Luz y Fuerza del Centro.
- 1.4 – Estructura de la Subdirección de Distribución y Comercialización
- 1.5 – Estructura de la Gerencia de Operación de Redes de Distribución de Luz y Fuerza del Centro
- 1.6 – Interrelaciones de Operación Redes de Distribución.
- 1.7 – Estructura general de Operación.
- 1.8 – Estructura General de Quejas.
- 1.9 – Relación entre Centros de Operación Redes de Distribución.

2.- DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN

- 2.1 – Sistema Eléctrico de Potencia
- 2.2 – Sistema de Distribución .
- 2.3 – Elementos que componen un Sistema de Distribución en Media Tensión.
- 2.4 – Principales dispositivos de seccionamiento en un alimentador primario en 23 kV
- 2.5 – Clasificación de los sistemas de distribución por su operación.
- 2.6 – Clasificación de sistemas de distribución por su tipo de construcción
- 2.7 – Clasificación por su tipo de arreglo en su configuración de un sistema de distribución subterránea

- 2.8 – Clasificación de subestaciones de distribución de acuerdo a su propiedad.
- 2.9 – Subestaciones de potencia para distribución en Media Tensión correspondientes al CORDP

3.- SUBESTACIONES DE POTENCIA ABASTECEDORAS EN LOS CENTROS DE OPERACIÓN EN MEDIA TENSIÓN

- 3.1 - Doble barra con interruptor de amarre.
- 3.2 – Anillo (Doble Anillo)
- 3.3 – Doble Interruptor
- 3.4 – Barra Seccionada
- 3.5 - Doble Barra con Barra de Transferencia
- 3.6 – Barra sencilla con cuchilla de enlace.

4 – ACTIVIDADES DESARROLLADAS EN LOS CENTROS DE OPERACIÓN CIUDAD

- 4.1 – Licencias
- 4.2 – Prioridad que se da a las actividades que desarrolla un Ingeniero Operador de Ciudad
- 4.3 – Lógica de operación de un Ingeniero Operador de Ciudad durante un Disturbio
- 4.4 – Lógica de operación cuando un disturbio ocurre en un alimentador cuya trayectoria comprende dos Centros de Operación
- 4.5 – Análisis

5.- REGLAMENTO DE OPERACIÓN

- 5.1 - Definiciones
- 5.2 – Operadores de Sistema y Ciudad
- 5.3 - Jefes de turno
- 5.4 - Maniobras
- 5.6 - Coordinador de quejas

6.- TENDENCIAS FUTURAS.

6.1 - Propuesta o acciones tomadas para mejorar el servicio eléctrico

7.- CONCLUSIONES

8.- BIBLIOGRAFÍA.

INTRODUCCIÓN.

La energía eléctrica es de suma importancia en el mundo siendo la base en procesos industriales, avances tecnológicos y la economía de cualquier país, la finalidad de un sistema eléctrico es proveer a la humanidad de energía mediante un grupo de máquinas que convierten esta energía en luz, calor, etc., Indispensable en la vida moderna, dando mayor comodidad en la actividad laboral, la convivencia en el hogar, círculos sociales, creando con esto una mejor calidad de vida y el desarrollo para cualquier ciudad o país.

Es por esta razón que el presente trabajo tiene como objetivo dar el conocimiento de la intensa actividad que realiza Luz y Fuerza del Centro en un Centro de Operación de Redes de distribución, para brindar un servicio continuo y confiable de energía eléctrica aun teniendo factores adversos como son los fraudes o robos de energía eléctrica que se presentan en la mayoría de los alimentadores que suministran la energía en esta ciudad. Es importante señalar que la información tomada hará referencia al Centro de Operación Redes de Distribución Pedregal (C.O.R.D.P.)

En suma este trabajo intenta dar una guía o lógica de operación, misma que pretende facilitar al lector entender y comprender las causas o motivos que dificultan, en ocasiones que el servicio no cumpla su cometido, siendo que la calidad, la confiabilidad y continuidad en el servicio son la principal finalidad de Luz y Fuerza del Centro.

1.- ANTECEDENTES

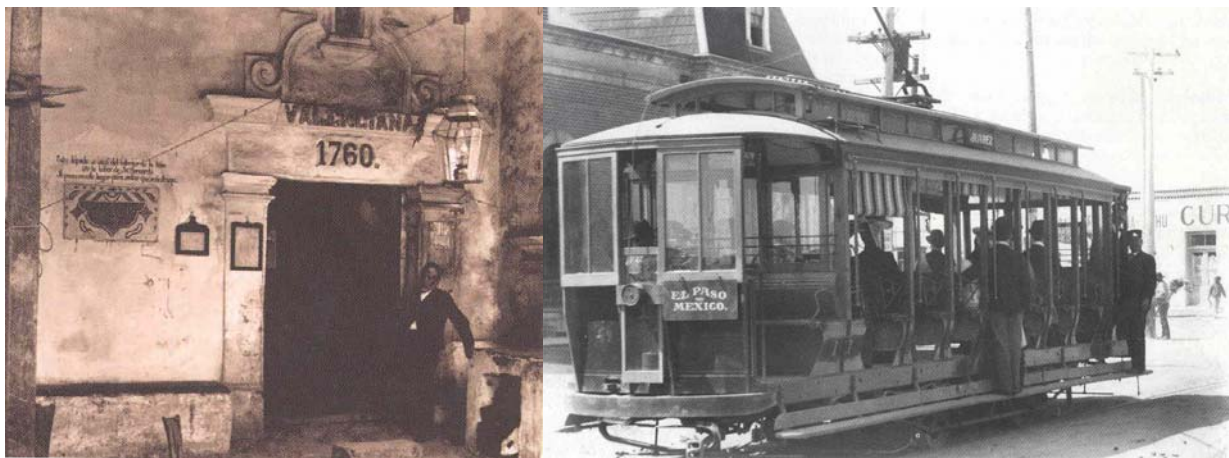
1.1 Antecedentes históricos de distribución en Luz y Fuerza del Centro.

Con los descubrimientos del campo magnético producido por un imán, el electromagnetismo producido al circular una corriente en conductor, la inducción electromagnética, el invento del generador de energía eléctrica y por último el descubrimiento de la luz artificial encapsulada en 1879 por Thomas Alba Edison; en esta década y con este descubrimiento se da inicio a la vida moderna. Thomas Alba Edison crea la primera empresa eléctrica que lleva su nombre y empieza a construir sus primeras líneas aéreas, con conductores de cobre, fusibles, aisladores a base de porcelana, tela y caucho etc. Comercializando así este dispositivo principalmente para iluminar las casas habitación, oficinas calles y avenidas de la ciudad de Nueva York.

Período 1881 –1903 (Energía eléctrica en México)

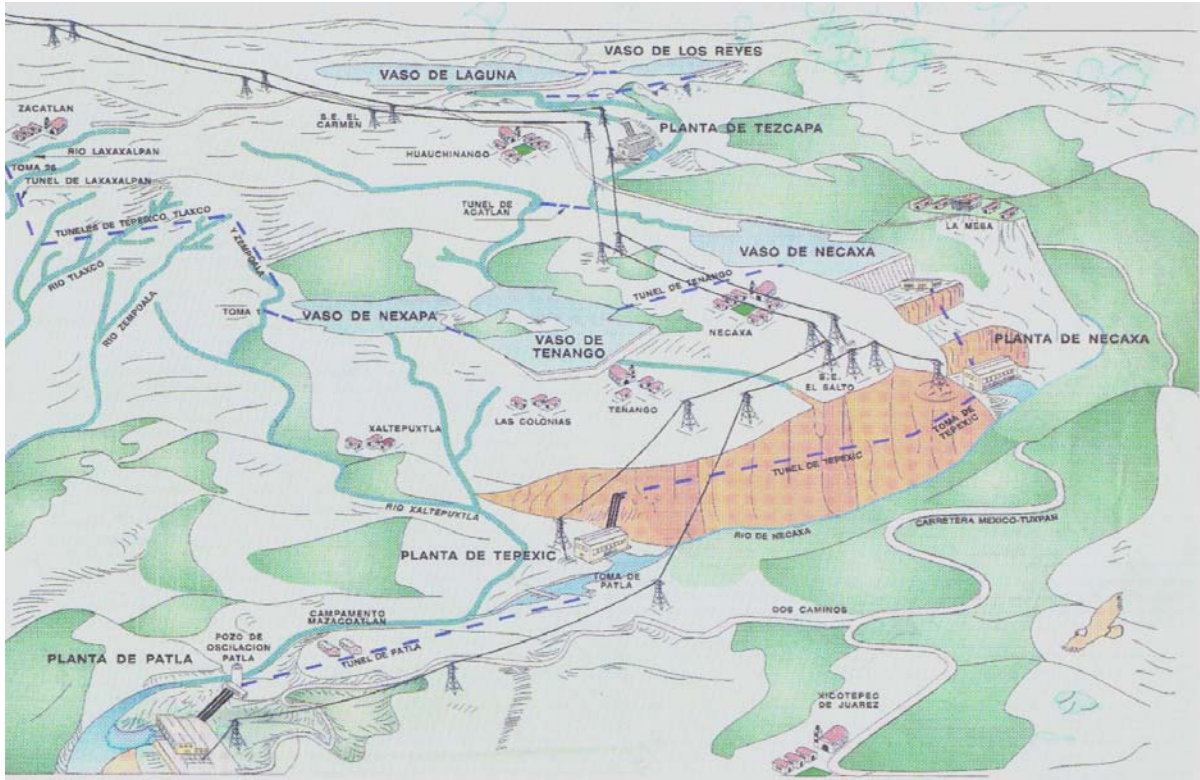
Más de 100 empresas eléctricas se establecen para generar y llevar la energía eléctrica a:

- 1.- Industria minera
- 2.- Fabricas Textiles (fuerza Motriz)
- 3.- Alumbrado Público y
- 4.- Tranvías.



1 a).- Inicio de la Distribución eléctrica en México

En 1882 en la ciudad de México, se realiza la primera instalación de alumbrado público; con un generador de 10 HP. Acoplado a una máquina de vapor. Catorce años después el ayuntamiento de la ciudad de México otorga las concesiones para vender y distribuir energía eléctrica en el D.F. (1896); de tal modo que en 1903 la compañía “The Mexican Ligth & Power Company LTD”, base de lo que ahora es Luz y Fuerza del Centro firma el Contrato- Concesión con el gobierno de México.



1 b).- Concesión a The Mexican Light & Power Co. LTD, para aprovechar las aguas nacionales del ahora sistema Hidroeléctrico en Necaxa

Período 1903 –1910 (Primeras Redes de Transmisión y distribución)

En 1905 el día 6 de diciembre a las 15:00 hrs. inicia por primera vez y hasta la fecha la distribución de energía aprovechando la fuerza motriz de las caídas de agua de los ríos Tenango y Necaxa con dos líneas de 60 kV. Posteriormente cambia de 60 a 85 kV. Siendo la distribución a través de una red radial y la operación de las cuchillas seccionadoras estrictamente sin potencial.

Las ciudades beneficiadas este año con el servicio eléctrico son Puebla y Orizaba, operándose con voltajes de 2 y 3 kV, la red subterránea se operaba en 3 kV y 220/127 V con subestaciones tipo Kiosco.



1 c).- Subestaciones tipo Kiosco

Período 1910 –1920 (Distribución durante la Revolución Mexicana).

En este período la operación se realizaba localmente en las subestaciones existentes y se atendían los siguientes alimentadores

Alimentadores Aéreos

11 en 2 kV
10 en 6 kV

Subterráneos

7 en 3 kV



1 d).- La operación de la red es local y se realiza desde las subestaciones existentes.

Período 1920 –1930 (Cambio de voltaje de 2 y 3 kV a 6 kV).

Entra en servicio la planta Nonóalco en 1922 y se inicia el reemplazo de subestaciones tipo Kiosco de 3 kV por Bóvedas de 6 kV en 1926.

En 1927 se construye la primera red subterránea automática operada en 6 kV.

En este período existían los siguientes alimentadores

Alimentadores aéreos

4 en 2 kV
21 en 3 kV
9 en 6 kV

Alimentadores subterráneos

12 en 3 y 6 kV



1 e).- Entra en servicio la planta Nonoalco

Período 1930 –1940 (Las primeras redes de distribución en 20 kV).

Para alimentar la zona industrial del norte de la ciudad se construyen alimentadores de 20 kV. En este período se operaban 61 alimentadores aéreos en 6 kV, 17 en 3kV y 14 subterráneos, atendidos por dos operadores.

En 1933 se envía al congreso la iniciativa para la creación de *Comisión Federal de Electricidad* “**CFE**” y se crea en 1937.



1 f).- Inicio de la operación de la red desde la planta de Nonóalco

Subestaciones seleccionadas 1895-1940.

| SE y Ubicación. | Capacidad kW | Voltaje de llegada kV | Fecha puesta en operación |
|-----------------------------------|--------------|-----------------------|---------------------------|
| The Mexican Light & Power Company | | | |
| Tepexic, Pue. | 49842 | 6.0 | 1927 |
| Alameda, Mor | 12000 | 6.0 | 1923. |
| Loreto, Hgo. | 9900 | 20.0 | 1930 |
| Tezcapa, pue. | 5250 | 4.0 | 1928 |
| Toluca, Mex | 4500 | 20.0 | 1929 |
| Juandó, Hgo | 4050 | 6.0 | 1937 |
| Peña pobre, D.F. | 3000 | 20.0 | 1934 |
| Xochimilco, D.F. | 3000 | 20.0 | 1940 |
| Tlazpana, D.F. | 2250 | 20.0 | 1928 |

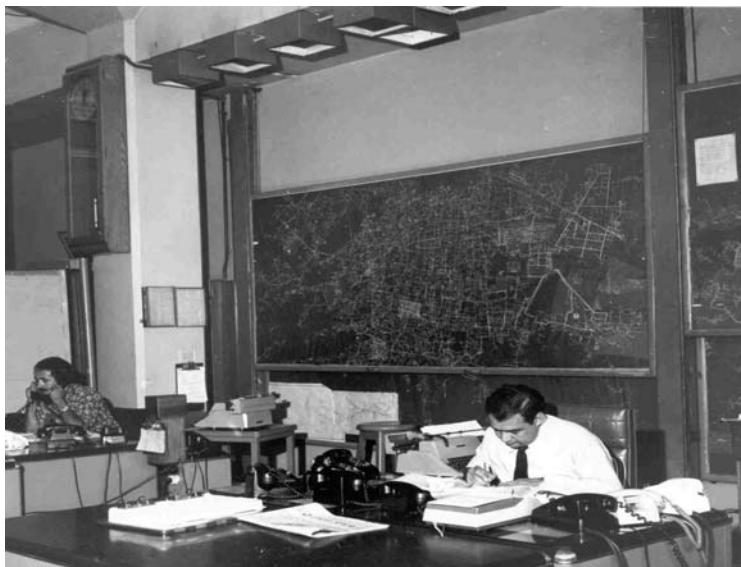
Fuente: AGN, fondo SECOFI, serie CFE, caja 4, fólder 109 expds 4054-4072.

Período 1940 –1950 (Red Radial interconectada).

Al incrementarse la red de distribución se convierte en radial interconectada, para dar flexibilidad y continuidad al servicio; este tipo de arreglo se utiliza en las fronteras, instalando cuchillas seccionadoras para interconectar la carga con otros alimentadores; para su operación, las frecuencias a las que generaban son 50 y 60 Hz además de corriente continua, siendo esta última un 1.64% del 100 % de lo que se generaba en 1944.

La operación de la Red se subdivide en Operación Sistema y Operación Ciudad atendiéndose 129 alimentadores.

Se crea el primer puesto de transmisor práctico de quejas en 1948.



1 g).- Subdivisión de la Operación de Redes en: Operación Sistema y Operación Ciudad.

Subestaciones seleccionadas 1940-1953.

| SE y Ubicación. | Capacidad kW | Voltaje de llegada kV | Fecha puesta en operación |
|-----------------------------------|--------------|-----------------------|---------------------------|
| The Mexican Light & Power Company | | | |
| Nonóalco, D.F. | 136000 | 85.0 | 1953 |
| Necaxa, Pue. | 128000 | 4.0 | 1950 |
| Taxqueña, D.F. | 40000 | 85.0 | 1947 |
| San Lázaro, D.F. | 30000 | 28.0 | 1951 |
| Juandó, Hgo. | 15000 | 85.0 | 1949 |
| Consolidada, D.F. | 9950 | 20.0 | 1942 |
| Carmen, Pue. | 7500 | 85.0 | 1945 |
| Texcoco, Méx. | 3750 | 20.0 | 1952 |
| Mixcoac, D.F. | 3000 | 20.0 | 1949 |
| Iguala Gro. | 2131 | 20.0 | 1948 |
| Los Reyes; Méx. | 200 | 20.0 | 1949. |

Fuente: AGN, fondo SECOFI, serie CFE, caja 4, fólder 109 expds 4054-4072.

Período 1950 –1960 (Traslado de la Operación al Edificio Verónica).

En esta década el alumbrado público era controlado por la Mexlight y subsidiarias.

En 1955 se inicia la construcción del Edificio de Verónica y se concluye su construcción en esta misma década, se trasladan las salas de Operación Sistema y la Operación Ciudad a sus dependencias correspondientes en el Edificio Verónica.

El sismo de 1957 derriba el Ángel de la Independencia y quedan fuera de servicio 81 alimentadores (50%) de la Red de distribución, siendo los 164 alimentadores aéreos y subterráneos el 100% de la cantidad de alimentadores atendidos.

Se implantan los trabajos con *línea viva* “LV”, esto para brindar un servicio continuo a la ciudadanía, lo cual provoca el uso de equipo especial para mantenimiento de la red de distribución de líneas aéreas con potencial de 6 kV, usando bastones, trampolines, plataformas, etc. Así mismo se reemplaza o instala cualquier equipo, no existe equipo hidráulico como jirafas o canastillas, se usa un remolque para transportar todo el equipo de “LV” y para parar postes se utiliza un tripie instalado en un camión de doble rodada llamado gaveta. Este tipo de trabajos con “LV” se sigue generalizando hasta la fecha, con bastones y protectores rígidos, disminuyendo los trabajos con licencias.



1 h).- Construcción del edificio Verónica

Período 1960 –1970 (Se nacionaliza la Industria Eléctrica)

Se nacionaliza la industria eléctrica; la Compañía Luz y Fuerza del Centro (**CLyFC**) adquiere la totalidad de los bienes y derechos que integraban la Mexlight y subsidiarias, además de adoptar en 1961 la tensión de 23 kV como distribución primaria y a utilizar los conductores ALD Y ACSR, electrificándose 100 colonias en Ciudad Netzahualcóyotl, atendándose un total de 310 alimentadores.

La red de 23 kV, tiende a crecer y la necesidad de aumentar la continuidad del servicio generaliza el uso de equipos de operación con carga, tipo Alduti-rupter, Switch en las troncales de los alimentadores, alduti en posición vertical con doble cámara de explosión unipolar con giro hacia el centro, el uso del conductor aislado y trenzado en Baja Tensión (B.T.)

Para la operación de la Red, se dibujan los alimentadores en pizarrones de fondo verde los cuales se identificaban los medios de seccionamiento con su estado operativo, transformadores y servicios en 6 y 23 kV.

Se firma el Convenio de Operación Sistema el 24 de mayo de 1967, donde se ponen las reglas para operar todas las plantas que sirven al Sistema Central.

A finales de esta década se empieza a utilizar el equipo hidráulico, canastillas, jirafas, grúas y carros de parar. Se disminuye el *Tiempo de Interrupción Usuario* "TIU" hasta un 15%.



1 i).- Se inicia el Uso de canastillas jirafas y Grúas.

Período 1970 –1980 (Cambio de Frecuencia de 50 a 60 Ciclos)

En esta década se inicia con la implantación de redes automáticas; se realiza el cambio de frecuencia de 50 a 60 ciclos mediante convertidores de frecuencia, en la zona central por el *Comité Unificador de Frecuencia* "CUF".

En 1973, se instalan los primeros restauradores, seccionadores y capacitores automáticos en 23 kV. Se empiezan a usar los interruptores en aire tipo Driestcher, que actualmente se están retirando por desajustes en sus mecanismos de operación.

En 1977, se construye la subestación Nueva San Ángel primera en SF6.



1 j).- Primera Subestación en SF6 (San Ángel, 1977)

Período 1980 –1990 (Incremento de Subestaciones Automatizadas)

E los 80's Se da auge a los trabajos de *Línea Viva "LV"*, misma que facilita y agiliza cualquier maniobra para la red aérea, disminuyendo considerablemente el uso de licencias y por ende la disminución del tiempo de interrupción "**TIU**".

El 28 de febrero de 1987 quedan sin efecto las concesiones de que fueron titulares las empresas denominadas; Compañía de Luz y Fuerza del Centro S.A., Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca S.A., Compañía Meridional de Fuerza S.A. y Compañía de Luz y Fuerza de Toluca S.A. para prestar sin exclusividad, servicios de energía eléctrica en el Distrito Federal y en diversas porciones de los estados de Guerrero, Hidalgo, México, Michoacán, Morelos, Puebla y Tlaxcala. Aun cuando dichas compañías fueron legalmente disueltas, deben continuar, prestando sus servicios que tuvieron hasta ser totalmente liquidadas.

En 1988, se inicia la descentralización de la operación de la red de distribución, con la creación del CORDE en el norte de la ciudad.

En 1989, se contaba con 21 subestaciones Automatizadas y 61 convencionales, con las cuales se atendían 585 alimentadores.



1 k).- Centro Operación Redes de distribución Ecatepec. (1988)

Período 1990 –2000 (Respuesta a los cambios que demandan la calidad del servicio)

En esta década se implementan los procedimientos para *Maniobras Aéreas desde Piso*, con potencial sistema “**MAP**” de línea viva.

Compañía de Luz y Fuerza del Centro (**CLyFC**) el 15 de febrero 1994 se convierte en una empresa descentralizada quedando su razón social como Luz y Fuerza del Centro (LyFC), terminado así el estado de su liquidación en el acto de transmisión de acciones de Compañía de Luz y Fuerza del Centro que efectúa la Comisión Federal de Electricidad a favor del Gobierno Federal.

En este mismo año, se inician las modificaciones de conceptos, representación gráfica de alimentadores para la Operación de la Red de Distribución.

En 1995, se inician los procesos de digitalización de la Red de Distribución y se adquiere el primer Sistema de Telecontrol de las redes de distribución. De tal manera que desde 1997, los controles de equipo de seccionamiento para la red de distribución son ya microprocesadas.

En 1997, se inicia la construcción del Centro de Operación Redes de Distribución Pedregal (CORDP)

El *tiempo de interrupción usuario* “**TIU**”, modifica los conceptos de seccionamiento con objeto de mejorar la continuidad del servicio por lo que se promueve la inversión en equipo de seccionamiento automático con electrónica de potencia, como restauradores, seccionadores y capacitores que se instalan en los principales alimentadores; al incrementar el número de licencias se incrementa el “**TIU**”, por lo que se incrementan los trabajos con “**LV**”, con la finalidad de reducir el “**TIU**” provocando en el mayor de sus casos en zonas arboladas, se inicia con la instalación de los primeros tramos de cable semiaislado en media tensión.



1 l).-Instalación de medios de seccionamiento para reducción del TIU

Período 2000 –2004 (Camino a la Modernización)

En el 2000, inicia actividades el Centro de Operación Redes de Operación Pedregal, en el sur de la ciudad; implantando sistemas de visualización para múltiples aplicaciones además de instalar un conmutador de mayor capacidad y a futuro contará con el primer centro de llamadas.

Se genera el plan maestro para la creación e integración del Sistema de la Administración de Distribución. Por lo que se incrementa la instalación de equipo de seccionamiento automático con telecontrol, usando *Unidades de Terminal Remoto* “**UTR**” con radio comunicación de 900 MHZ. Se digitalizan alimentadores sobre la cartografía urbana y en un sistema geo-referenciado.

Se inician los esfuerzos de modernización de la atención de quejas mediante el desarrollo del sistema ORD; descentralizando los procesos de atención de quejas e iniciando esfuerzos para contar con un centro de atención de llamadas.

Se inician los proyectos de telecontrol en los Centros de Operación Toluca, Cuernavaca y Pachuca (2000-2002).

El “**TIU**”, toma la importancia real de acuerdo al crecimiento poblacional y al crecimiento en las demandas de carga, por lo que Luz y Fuerza del Centro inicia y pone atención especial en la disminución del “**TIU**”. Se inicia con el programa de reducción de pérdidas, PREP 25-15 que pretende reducir las pérdidas en la red de distribución de un 25% a un 15% modificando la B.T. para reducir pérdidas eléctricas por efecto Joule RI^2 mediante la instalación de transformadores de menor capacidad, así como blindar la B.T. para desalentar los ilícitos y regularizar los servicios en fraude y en robo.

Se lleva a cabo el primer proyecto con equipo de seccionamiento migrable a través de controles programables.

Se estima que un futuro no muy lejano el Centro de Operación Redes de Distribución Pedregal sea el más moderno de México y uno de los más modernos de América, integrando un Sistema de Administración de Distribución y como prototipo del centros de Control de LyFC.



1 m).- Creación del primer Centro de Operación Redes para integrar un Sistema de Administración de Distribución.

1.2 Origen y creación de los centros de operación redes de distribución

El origen de la operación de la red prácticamente inicia con la distribución a través de las subestaciones existentes de manera local, en voltajes de 2 y 3 kV posteriormente se realiza el cambio a 6 kV.

En la década de los 30's, con el crecimiento de las demandas industriales y residenciales se inicia la distribución en 20kV. Al incrementar el voltaje de distribución se moderniza el sector eléctrico utilizando la tecnología requerida en este período, con cualidades y características de los dispositivos eléctricos empleados en la red y subestaciones. Con el crecimiento poblacional la demanda eléctrica aumenta por lo tanto, crea la necesidad de incrementar el número de alimentadores, mismos que son atendidos en este período por dos operadores.

Posteriormente en la década de los 40's, con la finalidad de establecer responsabilidades de operación de la red de acuerdo al voltaje de suministro se subdivide: en Operación Sistema y Operación Ciudad, oficinas que se localizaban en las instalaciones de Nonóalco. En esta década se tiene registrado la atención a 129 alimentadores y en 1948, con el objeto de atender a los clientes se crea el primer puesto de transmisor práctico de quejas.

En el período de 1950- 1960 la energía eléctrica era distribuida bajo la razón social Mexlight y subsidiarias quien construye el edificio Verónica y a finales de este período se traslada la Operación al citado inmueble. Ya en los 60's se nacionaliza la industria eléctrica cambiando la razón social a Compañía de Luz y Fuerza del Centro adquiriendo la totalidad de los bienes y derechos que integraban la Mexlight y subsidiarias.

Posteriormente, con fundamento en el criterio de una administración unificada se realiza la interconexión y unificación a la misma frecuencia (60 Hz) de las redes de sistemas de transmisión que suministraban en 50 y 60 Hz. mediante Convertidores de Frecuencia de 50 a 60 Hz.

Entra en servicio el *Centro Nacional de Control de Energía* (CENACE), encargado de regular las entradas en operación de las unidades generadoras, autoriza los paros de unidad ya sea por efecto de emergencias o para que la unidad quede disponible para labores de mantenimiento. Regula, además la calidad y los costos de la generación a través de la vigilancia de indicadores como frecuencia y voltaje y de uso óptimo de los recursos disponibles.

Por las exigencias de los consumidores se adecuan las subestaciones que transforman la energía generadas en las centrales y de manera paralela se elevan las tensiones de las líneas.

Con el fin de administrar, dar un mejor aprovechamiento, operación y distribución de la energía se proyecta la creación de Centros de Operación mismos que serán creados en las Divisiones de influencia de Luz y Fuerza del Centro, estableciendo tres Centros de Operación en la División Metropolitana siendo como sigue:

- A) Centro de Operación de Redes de Distribución Verónica.
- B) Centro de Operación de Redes de Distribución Ecatepec
- C) Centro de Operación de Redes de Distribución Pedregal

En 1988, se inicia la descentralización de la operación creando y poniendo en operación el segundo Centro de Operación de Redes de Distribución Ecatepec, doce años después se pone en operación el tercer Centro de Operación de Redes Distribución Pedregal.



1 n).- Centro Operación Redes de Distribución Pedregal (C.O.R.D.P.)

Luz y fuerza del Centro (LyFC) conjuntamente con el Sindicato Mexicano de Electricistas (SME) conviene y autorizan convenios, acuerdos y adendas; para apoyar al Grupo de Operadores, debido a las funciones que desarrollan y con objeto de optimizar al máximo los recursos humanos, recursos materiales, recursos económicos y técnicos destinados al área de Operación de Redes de Distribución. Con el propósito de prestar a los usuarios un mejor servicio público de energía eléctrica, lograr la optimización de las funciones y servicios, apoyar la modernización en Luz y fuerza del Centro aplicando nuevas tecnologías en la Operación de Redes de Distribución, alcanzar los niveles de confiabilidad y calidad en el servicio tan importante que presta.

Así mismo la meta es lograr la optimización de las funciones y servicios encomendados a la sección quejas del área de operación redes de distribución, por tal razón se acuerdan las normas especiales aplicables al personal de la sección quejas a fin de estar en posibilidad de atender telefónicamente las distintas quejas de los usuarios del servicio público de energía eléctrica y de mantener los niveles de confiabilidad de servicio, así como de reducir los tiempos de interrupción del mismo.

El 3 de noviembre de 1999 mediante el convenio 1088; Se establece que el actual Grupo de Operadores, del área de Operación de Redes de Distribución, cambia su denominación a Grupo de Ingenieros Operadores de Distribución transformando los puestos del Grupo de Operadores a Ingeniero Operador de Distribución creando la categoría de Ingeniero Operador de Distribución Jefe de Turno y las de Ingeniero Operador de Distribución Subterránea (IODS), resultantes de este acuerdo que corresponden a los Centros de Operación Pedregal y Ecatepec , serán transformados en Ingeniero Operador de Distribución.

Algunos de los convenios, acuerdos y adendas más significativos firmados para el apoyo del Grupo de Ingenieros Operadores incluyendo e departamento de quejas se encuentran los siguientes:

Convenios: 400,425, 470, 494, 507, 1088, 1109, 1140

Acuerdos: 280 y 631

Adendas : No. 15

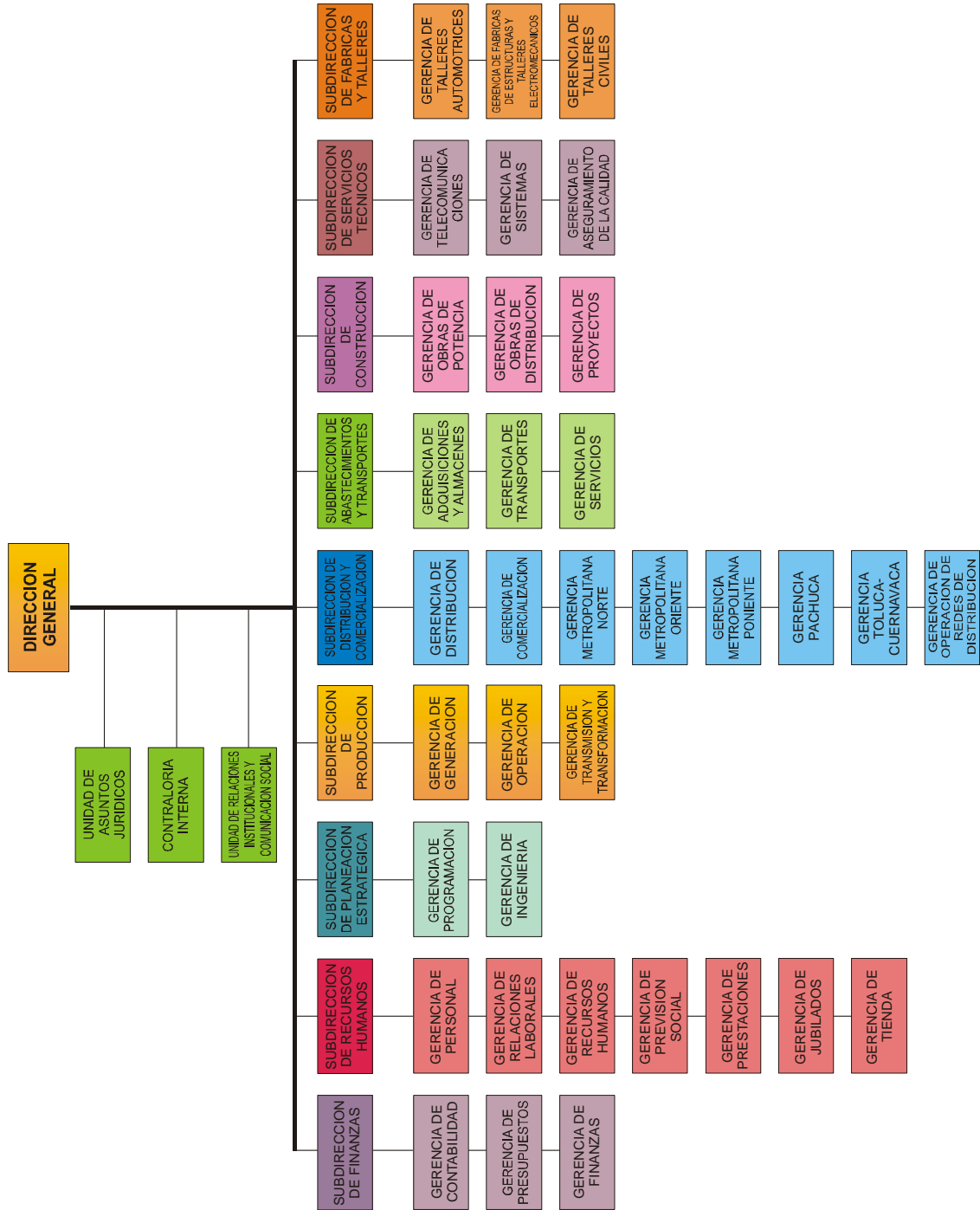
1.3 Estructura general de Luz y Fuerza del Centro

Para que exista un centro de operación debe existir en primera instancia una o más entidades o compañías que respalden los procesos de un sistema de potencia de tal manera que estas sean las responsables de la generación, transmisión y distribución o que el último proceso este coordinado para distribuir y comercializar la energía eléctrica por una o más compañías intermediarias, mismas que tienen como objetivo fundamental proporcionar en determinada zona de concesión el servicio público de energía eléctrica, en condiciones adecuadas de cantidad, calidad, oportunidad, precio y atención al usuario. Siendo en este último proceso, donde se crean los Centros de Operación de Redes de Distribución para llevar acabo la administración, operación, y atención a los consumidores.

En la República Mexicana en la zona central del país ésta concesión está otorgada a Luz y Fuerza del Centro; siendo ésta empresa de-centralizada la encargada de suministrar tan importante servicio, por tal razón se enuncia su estructura general hasta los niveles de gerencia en la forma siguiente:

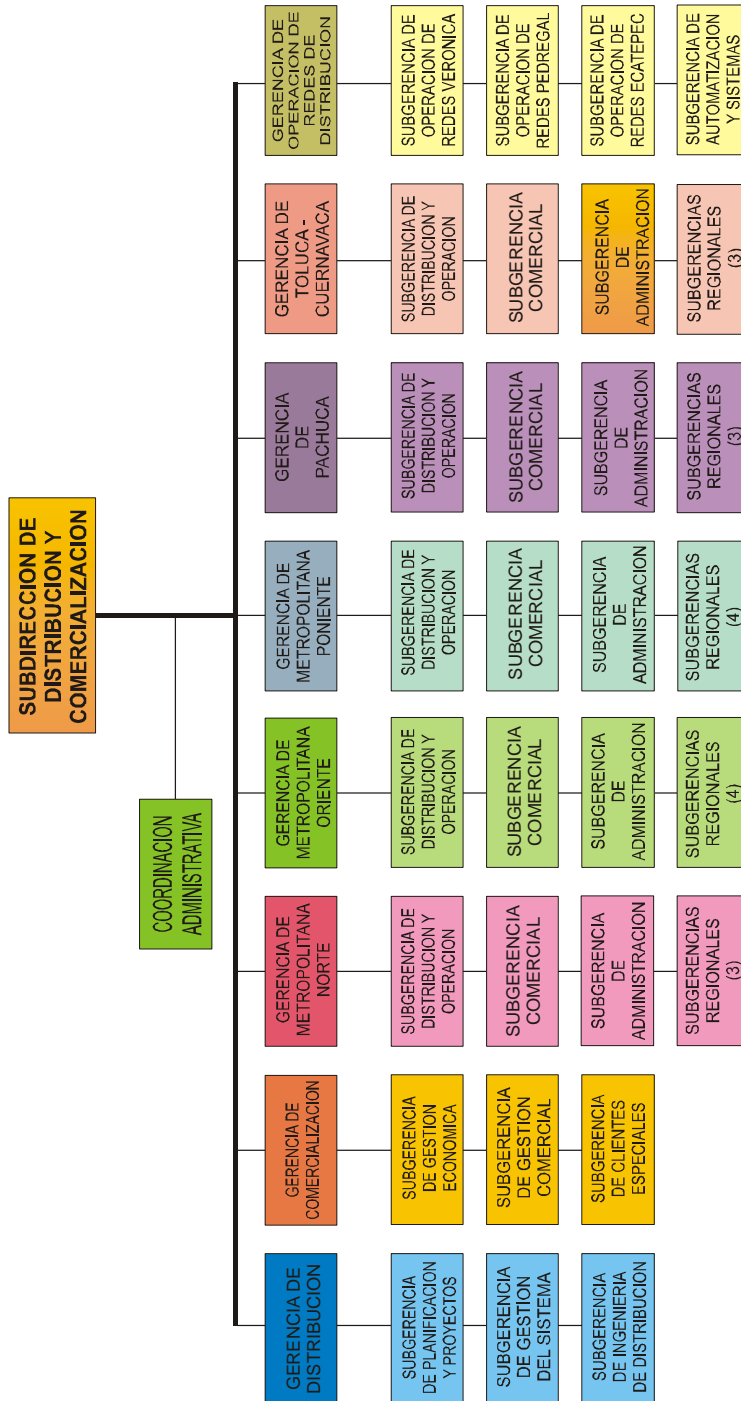
- Una dirección general
- Nueve subdirecciones
- Treinta y cinco gerencias

1.3 ESTRUCTURA GENERAL



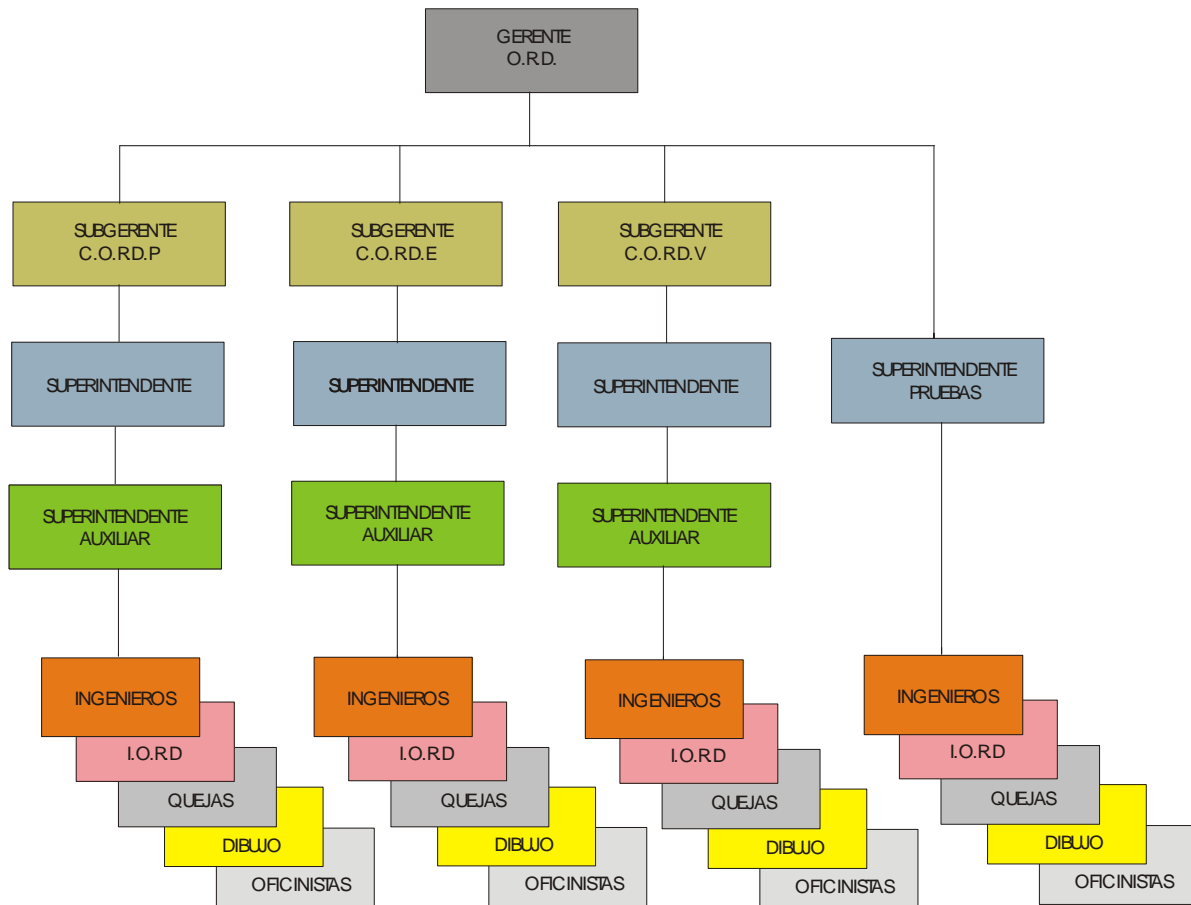
Dentro de la estructura general las secciones de Operación y de Quejas forman parte de la Gerencia de Operación de redes de Distribución, y esta a su vez de la Subdirección de Distribución y Comercialización

1.4 Estructura de la subdirección de distribución y comercialización

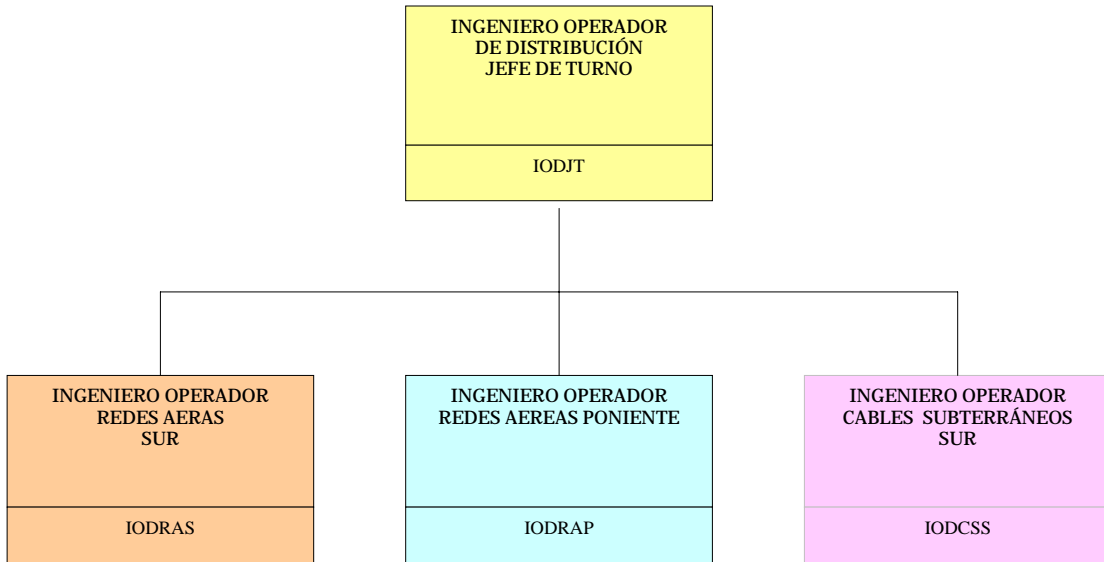


La Gerencia de Operación de Redes de Distribución esta constituida por tres Centros de Operación denominados Verónica (CORDV), Pedregal (CORDP) y Ecatepec (CORDE), los cuales dependen en función de organización de tres subgerencias. Conforme al organigrama siguiente:

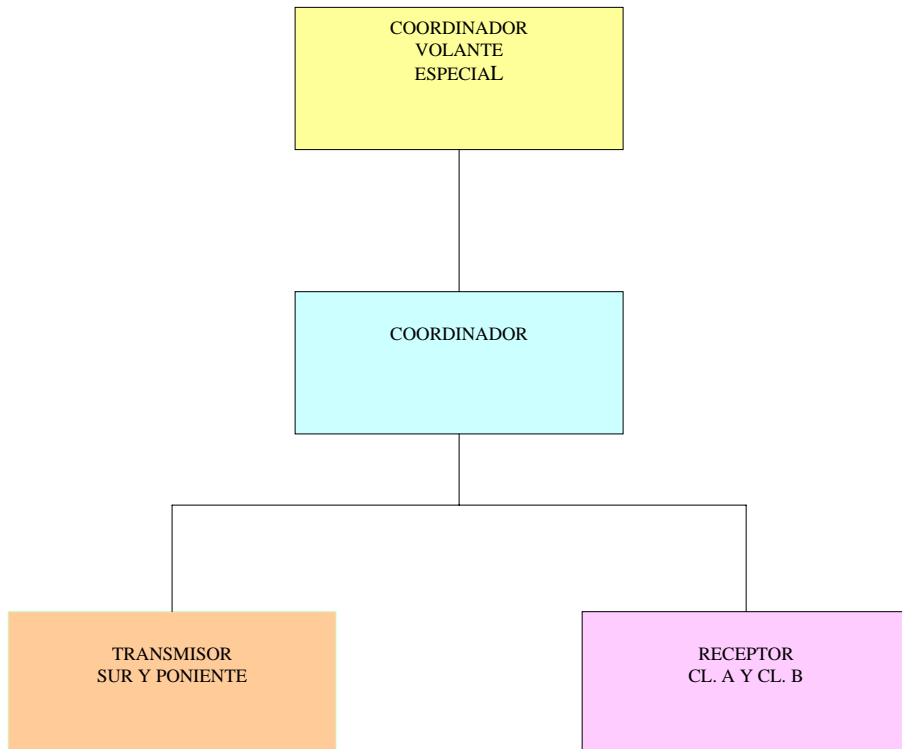
1.5.- ESTRUCTURA GENERAL DE OPERACION REDES DE DISTRIBUCION



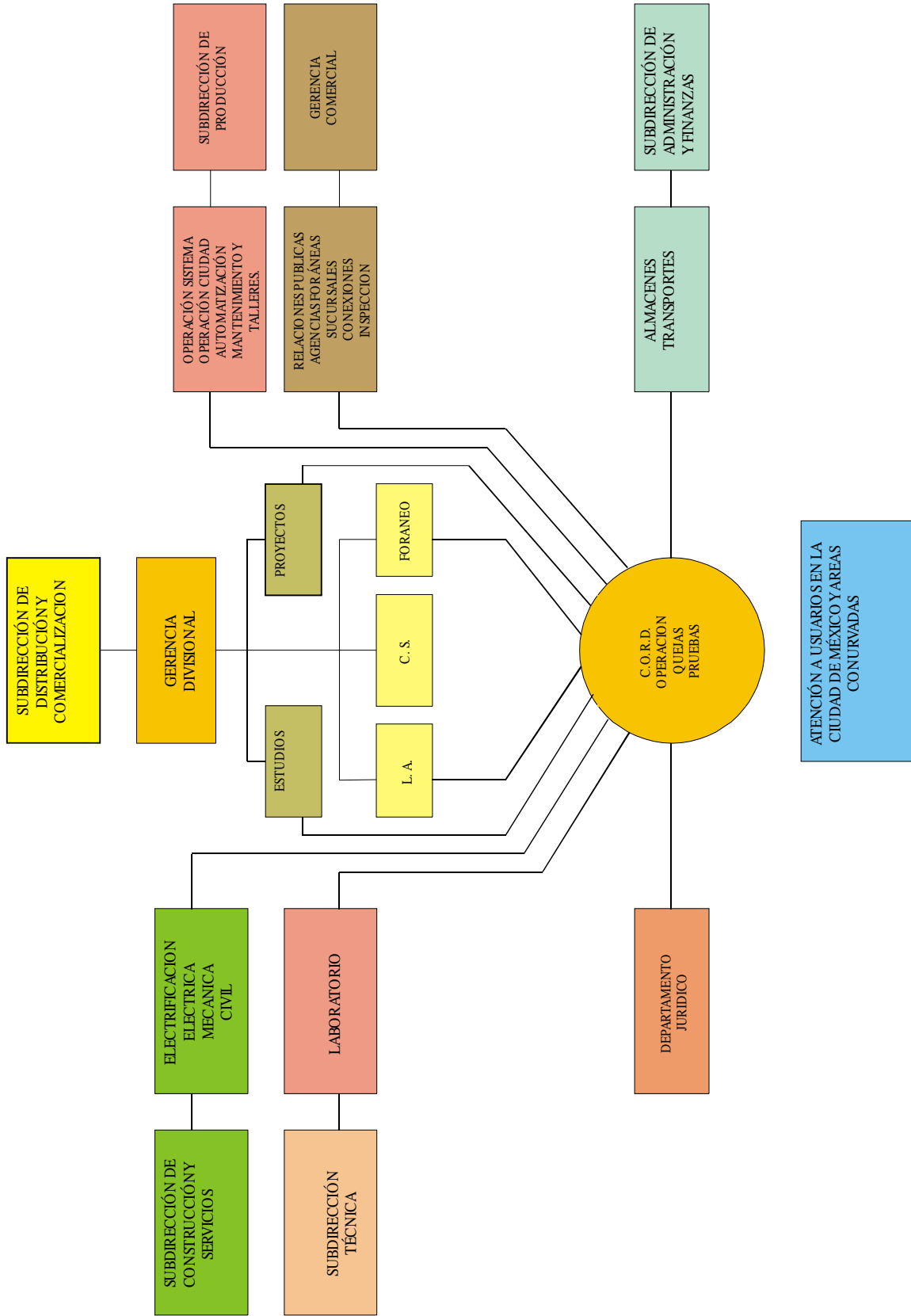
1.6 Estructura General de Operación



1.7 Estructura general de Quejas



1.8.- INTERRELACION DE OPERACION REDES DE DISTRIBUCION



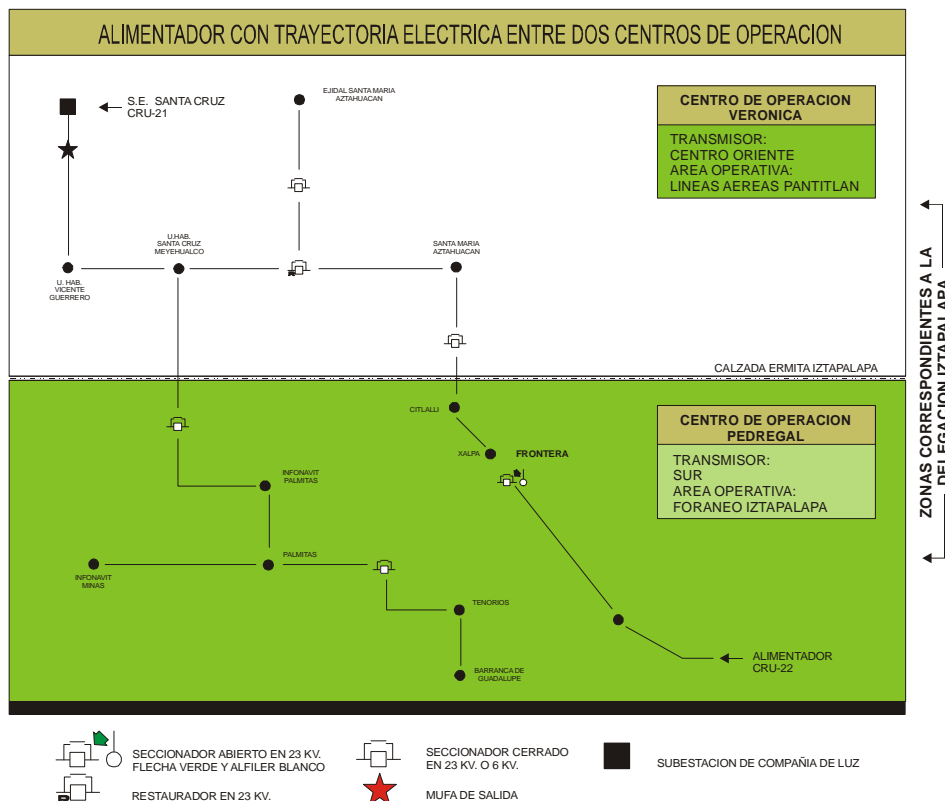
1.9 Relación entre Centros de Operación Redes de Distribución

Los Centros de operación Redes de Distribución son autónomos y la única relación posible es que existan alimentadores cuya trayectoria eléctrica comprenda dos centros de operación. Esto significa lo siguiente:

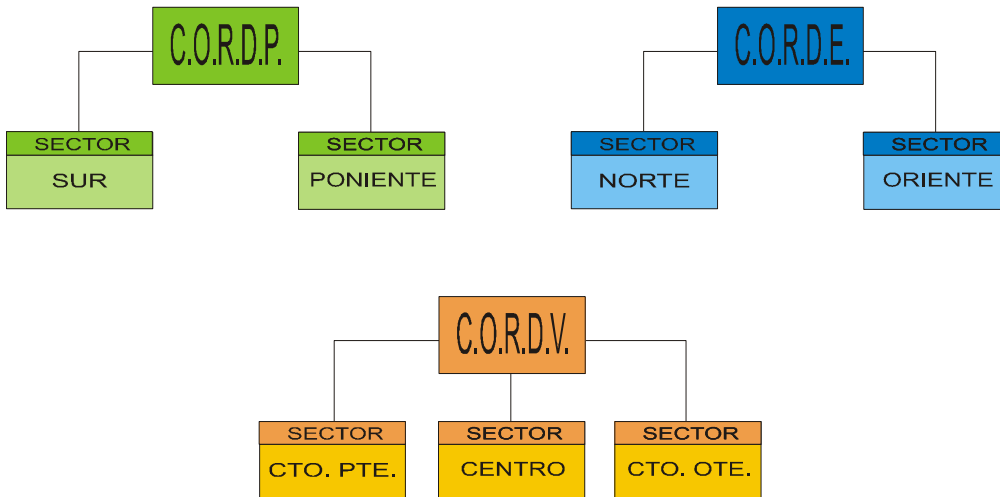
Cada centro de operación tiene un área geográfica definida para la atención de fallas eléctricas en media y baja tensión. Las cuales son reparadas por las áreas operativas de acuerdo a sus zonas convenidas. Normalmente la trayectoria eléctrica de un alimentador comprende un grupo de colonias de un mismo centro de operación. Sin embargo en ocasiones un mismo alimentador abastece de energía eléctrica a colonias de dos centros de operación. Ello se debe a que el mismo ha cruzado las fronteras geográficas de otro centro de operación.

Cuando este tipo de alimentador entra en disturbio por falla eléctrica, se aprecia que llaman usuarios de dos centros de operación. Por lo tanto se pueden recibir llamadas que correspondan a otras zonas de atención. El papel que desempeña el receptor en estos casos es muy importante, ya que al recibir el reporte del cliente indicándole los daños a equipos o instalaciones de luz y fuerza, que ocasionaron el disturbio del alimentador, deberá notificárselo a su coordinador, para que este a su vez informe al otro centro de operación. Máxime si la colonia en que se produjo el daño corresponde a su área geográfica de atención.

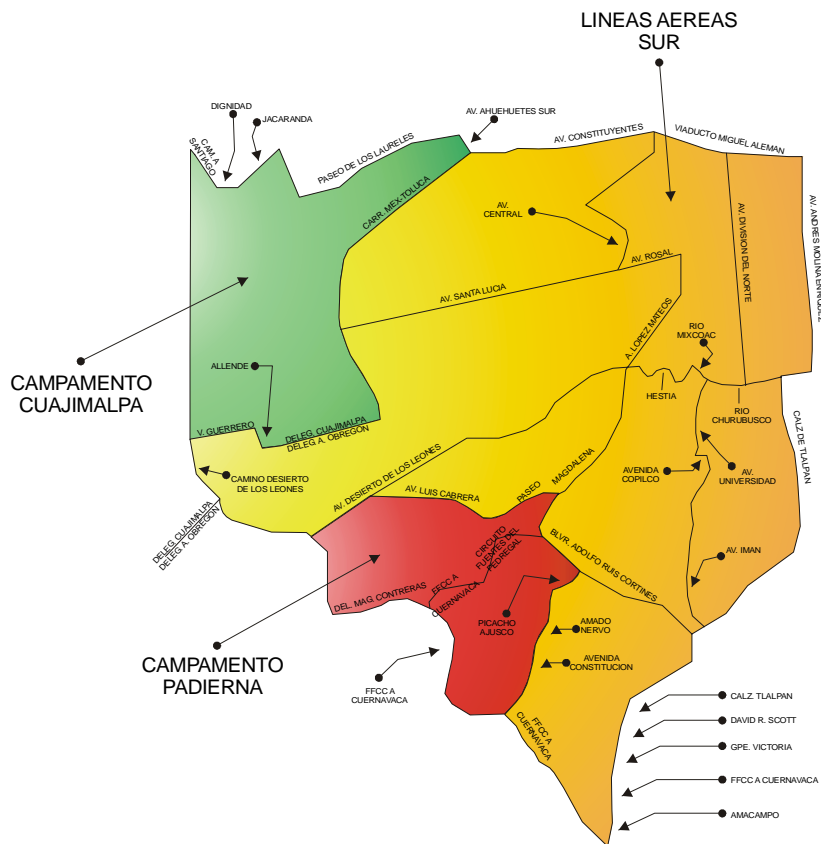
Alimentador con trayectoria entre dos centros de operación



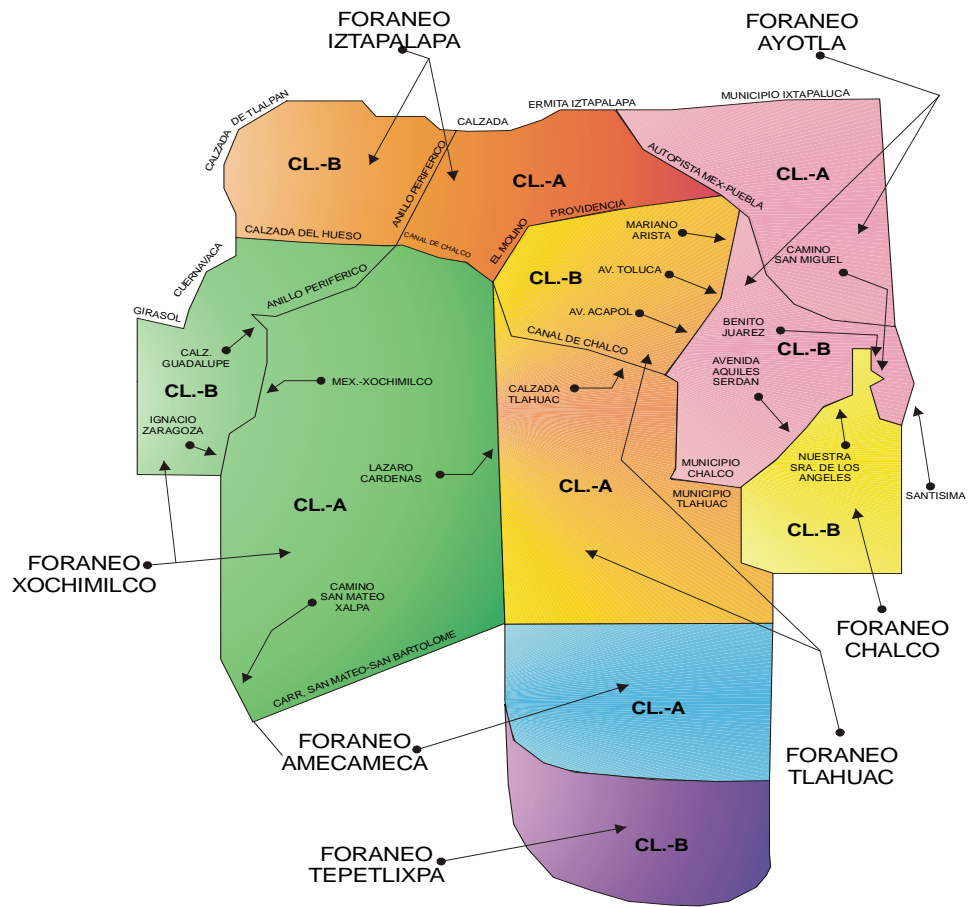
ESTOS SECTORES DE TRANSMISION DE LA QUEJA SON LOS SIGUIENTES:



SECTOR PONIENTE



SECTOR SUR



2.- DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN

2.1 Sistemas Eléctrico de Potencia

Un sistema eléctrico de potencia, es el conjunto de instalaciones con capacidad de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica. Es por tanto que un sistema eléctrico de potencia esta dividido por tres procesos fundamentales que son: Sistema de Generación, Sistema de Transmisión y Sistema de Distribución, siendo esta última división el tema de interés que nos ocupa y las otras divisiones solamente serán enunciadas.

El propósito de un sistema de potencia es suministrar la potencia eléctrica que demandan los consumidores en el tiempo y el lugar en que la requieran con calidad y bajo costo, manteniendo el voltaje y la frecuencia dentro de niveles aceptables. La energía debe ser entregada a los usuarios sin importar la ubicación en un área geográfica determinada.

Entendiendo por generación, al conjunto de dispositivos mecánicos y eléctricos capaces de transformar los recursos naturales en energía eléctrica.

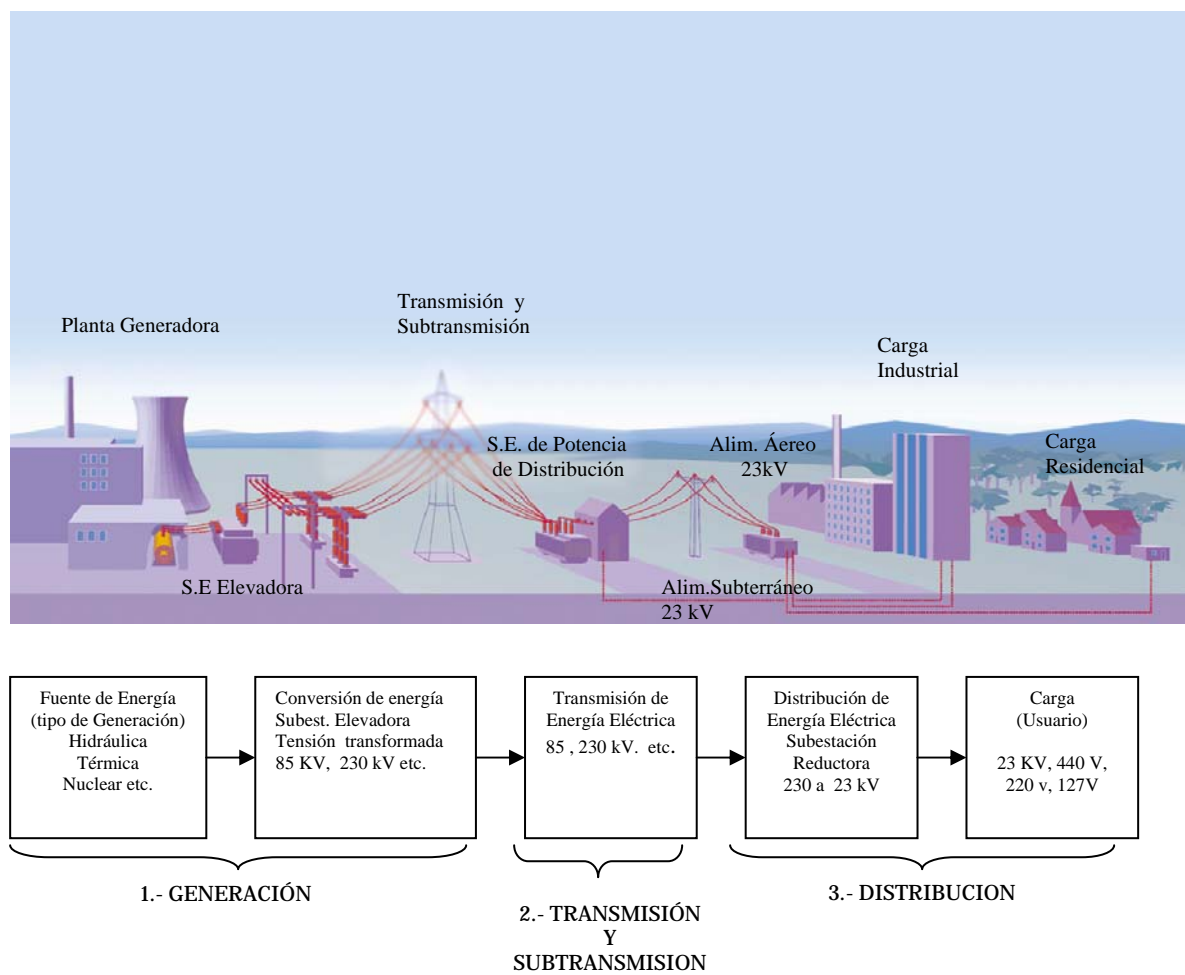


Fig. 2 a) Etapas o Procesos que conforman Sistema de Potencia Eléctrico

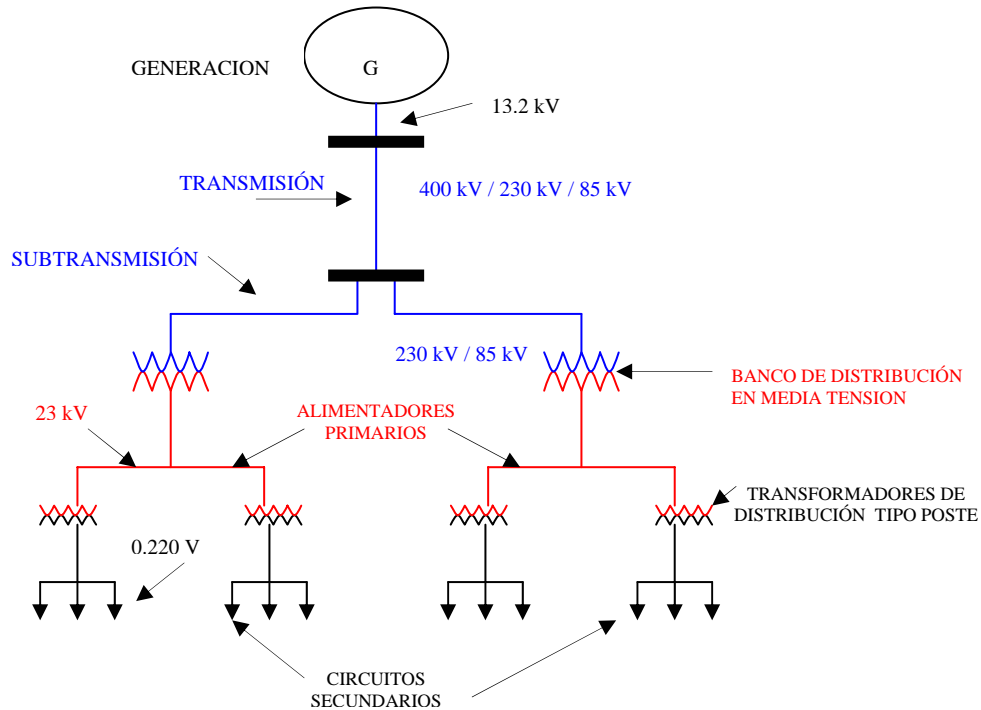


Fig. 2 b) Diagrama explicativo de un Sistema Eléctrico de Potencia

2.2 Elementos que componen un Sistema de Potencia.

- Planta de Generación.
- Subestación de Transmisión
- Líneas de Transmisión.
- Subestación de subtransmisión
- Líneas de subtransmisión
- Subestación de Distribución (Transformador receptor-reductor)

Para mejor comprensión se enuncian las siguientes definiciones de elementos que componen un sistema de potencia.

Planta Generadora. Es el conjunto de elementos mecánicos, eléctricos y electrónicos capaces de transformar la energía que se encuentra en los recursos naturales (carbon hidrocarburos, uranio, hulla blanca, sol, geotermia, viento, marea, etc.) energía eléctrica; estas plantas se clasifican de la manera siguiente:

Hidráulicas, Termoeléctricas, Nucleares, Eólicas, Maremotrices, Celdas Solares.

Subestaciones de transmisión.

La subestación de Transmisión es el conjunto de equipos eléctricos utilizados para transformar energía eléctrica recibida desde la planta generadora y elevar la tensión hasta voltajes de 400 kV/230 kV.

Las subestaciones de transmisión (400/230kV) de LyFC 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.

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 tiene la capacidad para transmitir la carga de los dos circuito 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, LyFC ha normalizado la aplicación del arreglo de interruptor y medio para las tensiones de 400 y 230 kV., tanto en subestaciones convencionales como las aisladas en hexafluoruro de azufre (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.

Líneas de Transmisión.

Las líneas de transmisión son circuitos eléctricos que transportan energía eléctrica con tensiones de 400 kV. y 230 kV. .

Subestaciones de subtransmisión.

Las subestaciones de subtransmisión (230/85 kV.) tienen la función de transformar la energía para suministrarla a la red de 85 kV. de LyFC. 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.

Líneas de subtransmisión.

Las líneas de subtransmisión generalmente alimentan tres o más subestaciones de potencia; En México conducen la energía eléctrica en tensiones de 85 kV.

Subestaciones de distribución.

Las 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.

2.3 Sistema de Distribución

Es la última de las divisiones de un Sistema Eléctrico de potencia compuesta por subestaciones reductoras y dispositivos eléctricos que tienen como finalidad suministrar la cantidad de energía eléctrica demandada por los consumidores.

Por lo tanto la distribución queda determinada por la capacidad de energía demandada por el usuario, misma que puede ser suministrada con líneas de Alta Tensión, Mediana Tensión y Baja Tensión.

Esto nos lleva a clasificar las tensiones de suministro como sigue:

| | | |
|-----------------------|--|-------------------|
| Alta Tensión (A. T.) | Suministro en voltajes mayores a 34.5 kV | Operación Sistema |
| Media Tensión (M. T.) | Suministro en voltajes entre 1 y 34.5 kV | Operación Ciudad |
| Baja Tensión (B. T.) | Suministro en voltajes menores a 1.0 kV. | Operación Ciudad |

Obviamente los usuarios contratados en alta tensión son industrias, suministradas con tensiones normalizadas en 150 kV, 115 kV y 85 kV; los usuarios contratados en media tensión la tensión de suministro normalizada es en 23 kV, 13.2 kV y 6 kV estas dos ultimas tienden a desaparecer y por ultimo la tensión de suministro en baja tensión es en 440 V, 220 V y 127 V

El Sistema de Distribución en Luz y fuerza del Centro entregada por Operación Ciudad, comprende las instalaciones eléctricas con tensión normalizada a partir de 23 kV hasta tensiones de 127 V, rango de tensiones en las que es entregada la energía eléctrica a los usuarios; el sistema de distribución esta integrado por, líneas de subtransmisión, subestación de potencia, alimentadores primarios, transformadores de distribución y circuitos secundarios. (Ver figura 2b).

2.4 Elementos que componen un Sistema de Distribución en Media Tensión

- Subestación de Potencia (Transformador receptor-reductor)
- Alimentadores Primarios (Aéreos o Subterráneos)
- Transformadores de distribución. (tipo poste, pedestal o tipo pozo)
- Circuitos secundarios.

Para mejor comprensión se enuncian las siguientes definiciones de elementos que componen un sistema de distribución en Media de Tensión.

Subestación de Potencia.

La subestación de potencia es un conjunto de equipos eléctricos utilizados para transformar energía eléctrica recibida de las líneas de transmisión o subtransmisión. Los transformadores de potencia reducen las tensiones recibidas del sistema de transmisión o subtransmisión a valores adecuados para ser distribuida a los consumidores, la red de distribución en estudio tiene subestaciones que operan con voltajes de 85 /23 kV y 230/23 kV, las capacidades comúnmente usadas en los transformadores es de 30 MVA y 60 MVA. Una vez reducida la tensión a 23 kV, la energía eléctrica es transportada por los alimentadores primarios.

Se consideran como subestaciones de potencia a los transformadores mayores a 500 KVA y se clasifican como sigue.

- Pequeños 500 a 10000 KVA.
- Medianos 10000 KVA a 100 MVA
- Grandes 100 MVA y mas

Las subestaciones de potencia según su función que desempeñan se clasifican como:

- Subestaciones elevadoras
- Subestaciones reductoras

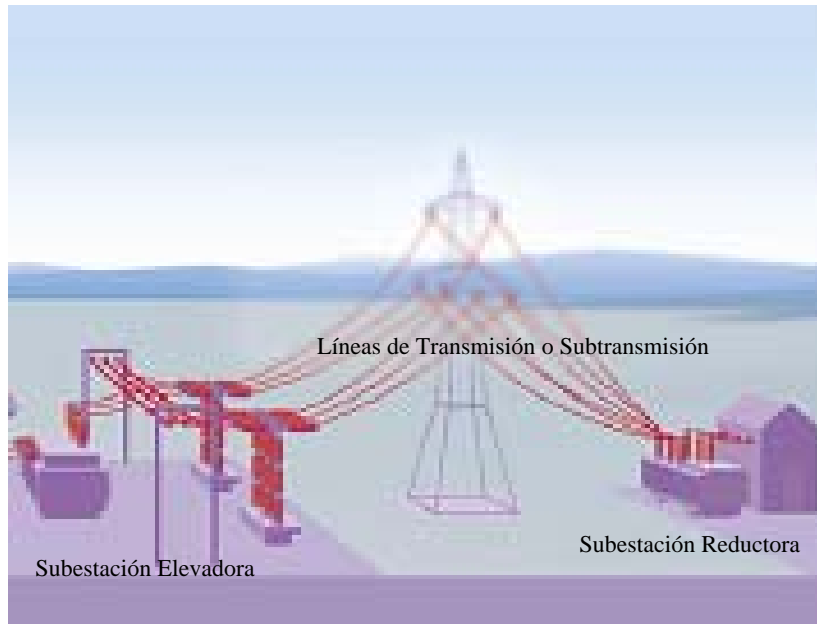


Fig. 2 c) Subestaciones de Potencia

Subestación elevadora.- Son aquellas subestaciones donde se eleva la tensión suministrada por las plantas generadoras.

Subestaciones reductoras.- Son aquellas donde se reduce la tensión para suministrar por una línea de transmisión o subtransmisión a otras subestaciones o alimentar redes de distribución.



Fig. 2 d) Subestación de potencia reductora 85 kV/23 kV.

Las subestaciones por su tipo de construcción se clasifican en:

- Subestaciones tipo interior
- Subestaciones tipo intemperie
- Subestaciones Blindadas

Subestaciones tipo interior.- Este tipo de subestación el equipo se instala dentro de un edificio, por su alto costo son utilizadas en lugares densamente poblados donde no hay posibilidad de contar con terreno o bien en lugares con alta contaminación.

Subestación tipo intemperie.- En este tipo de subestación el equipo opera expuesto a las condiciones atmosféricas y a la contaminación ambiental (ocupan grandes extensiones de terreno).

Subestaciones blindadas.- En este tipo de subestaciones el equipo se instala en gabinetes blindados a la intemperie.

Las subestaciones por su forma de operación las se clasifican en:

- Convencionales
- Automatizadas
- Rurales

Subestaciones convencionales.- Son aquellas que tiene personal de base para ejecutar las maniobras de operación, cuenta con equipo para control remoto desde el salón de tableros.

Subestaciones Automatizadas.- Cuentan con equipo computarizado para operarlas desde un centro de operación.

Subestaciones Rurales.- No tienen personal de base, ni equipo para operarse a control remoto. Estas tienden a desaparecer ya que la tensión de suministro normalizado esta siendo elevado desde 6 a 23 kV.

Las subestaciones por su arreglo de buses se clasifican como:

- Doble Barra con Interruptor de Amarre
- Anillo (Doble Anillo)
- Doble Interruptor
- Barra Seccionada
- Doble Barra con Barra de Transferencia o triple barra con interruptor de amarre.

- Barra Sencilla con Cuchillas de Enlace
- Triple barra con interruptor de amarre más interruptor comodín.
- Doble barra con interruptor y medio.

Nota: Estos tipos de arreglo se explicaran en el capítulo 3.

El presente tema está enfocado a un sistema de distribución en Media Tensión, enfatizando que el transformador de potencia Receptor-Reductor, las barras y el contacto fijo de las 92B será responsabilidad del ingeniero operador sistema y el ingeniero operador de distribución tendrá la responsabilidad a partir de los alimentadores hasta la acometida de los usuarios.

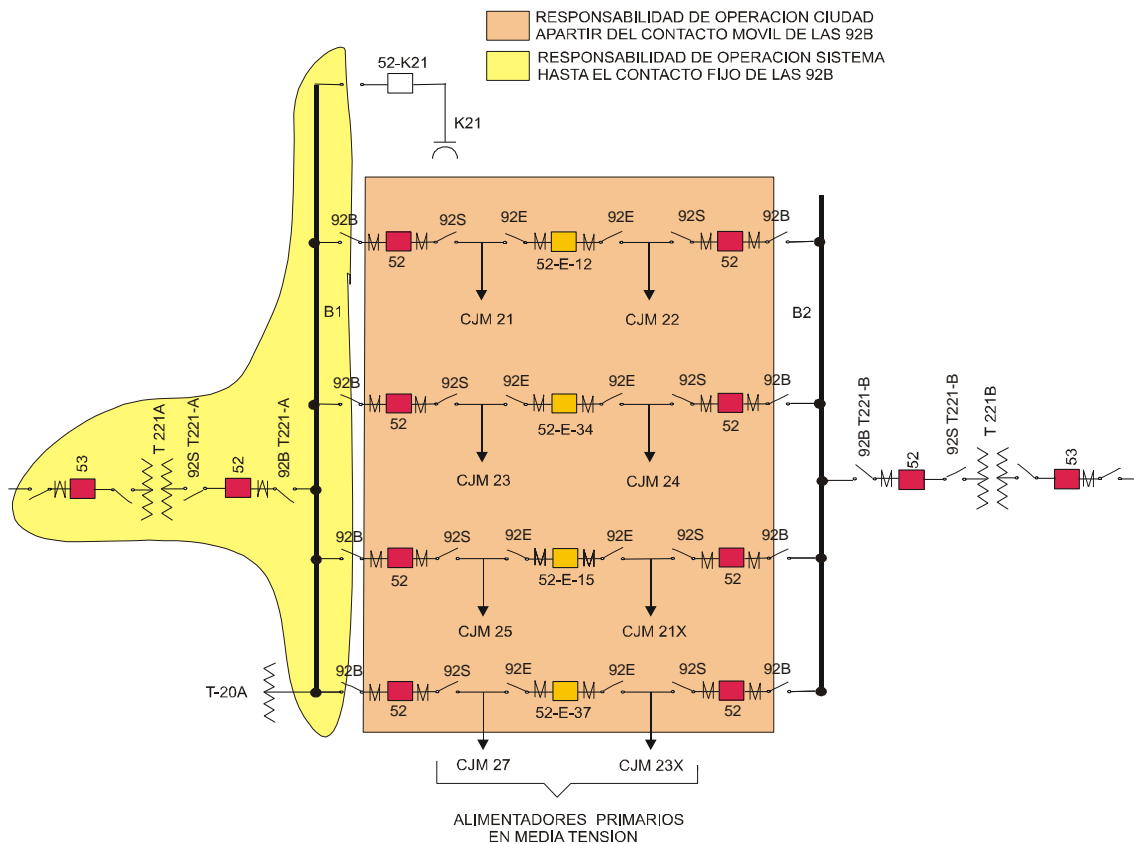


Fig. 2 e) Límites de responsabilidad de los Operación Sistema y Operación Distribución

Alimentadores Primarios.

Los alimentadores primarios en Media Tensión son líneas de distribución aérea o subterránea.

Línea aérea es aquella esta constituida por conductores desnudos ó semiaislados, instalados en espacios abiertos y que están soportados por postes u otro tipo de estructuras con los accesorios necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores. Las líneas de distribución aéreas se caracterizan por su sencillez y economía, se montan sobre postes, conductores, semiaislados y desnudos. La configuración más sencilla en estos sistemas es del tipo árbol, consiste de calibre grueso en la troncal y calibres más delgados en las ramificaciones, cuando se requiere mayor confiabilidad se utilizan configuraciones mas elaboradas. Son circuitos encargados de llevar la energía eléctrica desde los transformadores de la subestación de potencia hasta los transformadores de los usuarios, comúnmente se utilizan tensiones 23 kV, 13.8 kV y 6 kV, las tensiones de 13.8 kV y 6 kV se están dejando de utilizar en alimentadores primarios antiguos, elevándolas a 23 kV. Generalmente adoptan configuraciones que permiten hacer movimientos de carga con relativa facilidad, llevar acabo ampliaciones en la red con un mínimo de modificaciones, además de asegurar el máximo de continuidad y operar de la manera más eficiente posible.

Podemos distinguir tres tipos básicos de alimentadores primarios:

- Tipo Rural.
- Tipo Urbano
- Tipo Industrial.

Tipo Rural.- estos tipos de alimentadores pueden ser llevan dos tipos de carga que son:

- a) La que alimenta pequeños poblados cuya carga se caracteriza por motores chicos (bombas, molinos y pequeñas industrias) y alumbrado.
- b) La que alimenta grandes sistemas de Bombeo.

Tipo Urbano.- son aquellos que tienen carga de alumbrado, pequeños y grandes comercios y pequeñas industrias

Tipo Industrial.- Urbano o rural que se caracteriza por grandes consumos de energía y por ende grandes motores.

Los alimentadores primarios generalmente operan en forma radial y en el caso de existir anillos estos están normalmente abiertos operando con circuitos radiales, alimentando cargas de diferentes subestaciones.

La tensión nominal de distribución adoptada actualmente en las subestaciones correspondientes al Centro de Operación Redes de Distribución Pedregal (CORDP), es la de 23 kV en las diferentes configuraciones de dichas subestaciones. Los diagramas enfilares de los alimentadores primarios tienen cierto parecido a un árbol, generalmente tienen red troncal, subtroncal, y ramales.

Los calibres de las líneas de distribución más utilizados en LyFC es: en troncales ALD 336 en subtroncales y ramales ACSR 1/0 y ACSR 2, en Cables subterráneos para troncales 23PT1X240, en subtroncales 23TC1X150 y 23TC1X70 en ramales 23TC1X50 aunque la nueva tendencia es cambiar 23TC1X240 en estos tramos subterráneos. La capacidad de los alimentadores para distribuir energía eléctrica, está en función de la densidad de la carga en el área a suministrar, lo que determinara el número de alimentadores por transformador de potencia, nivel de tensión, y capacidad del transformador de potencia.



Fig. 2 f) Alimentadores primarios en 23kV.

Los alimentadores primarios en Media Tensión de distribución subterráneas; son alimentadores que se llevan en canalizaciones de concreto, ductos de PVC o directamente enterrados; y son los circuitos encargados de llevar la energía eléctrica desde los transformadores de la subestación de potencia hasta los transformadores de distribución a consumidores, mismos que están constituidos por cables troncales que salen en forma “ radial ” de la SE y con cables transversales que ligan a las troncales. La sección de cable que se utiliza debe ser uniforme, es decir, la misma para los troncales y para los ramales. Están constituidos por uno o varios cables aislados que forman parte de un circuito eléctrico o de comunicación.

La utilización de sistemas subterráneos se justifica en zonas urbanas con alta concentración de cargas o en lugares donde la estética es un factor importante, debido a que un sistema subterráneo incrementa su costo de tres a diez veces el costo de un

sistema aéreo. En estos sistemas los alimentadores primarios se construyen con cables aislados y van directamente enterrados.



Fig. 2 g) Alimentadores Subterráneos

Transformadores de distribución (Tipo Poste, Pedestal, Pozo, etc.)

Los transformadores de distribución son equipos eléctricos para reducir circuitos de Media Tensión a la tensión de utilización de los usuarios. En las redes de distribución de LyFC generalmente se utilizan transformadores monofásicos y trifásicos. Los transformadores de distribución en LyFC, normalmente son utilizados para reducir tensión de 23kV a tensiones de 127 V de fase a neutro y 220V entre líneas, con capacidades generalmente de 45, 75, y 112.5 kVA. Existen transformadores de los usuarios en media tensión que llegan a tener capacidades de hasta 2000 kVA, en LyFC. Los transformadores de usuarios en media tienen tensiones secundarias según sean las necesidades de los consumidores. Los transformadores de distribución pueden ser tipo poste o pedestal. Los transformadores tipo poste están diseñados para aplicaciones donde la distribución de energía eléctrica es aérea, los transformadores tipo pedestal son diseñados para la distribución subterránea comercial o residencial.

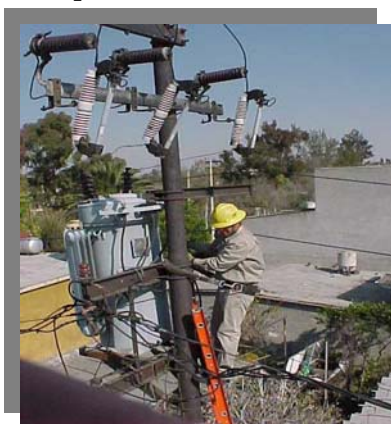


Fig. 2 h) Transformadores de Distribución

Circuitos secundarios.

Estos circuitos llevan la energía eléctrica de los transformadores de distribución hasta las acometidas de los usuarios en baja tensión, por lo general con tensiones de 127 V de fase a neutro y 220 V de fase a fase. Las acometidas son los puntos de interconexión entre los usuarios y los circuitos secundarios de los transformadores de distribución.

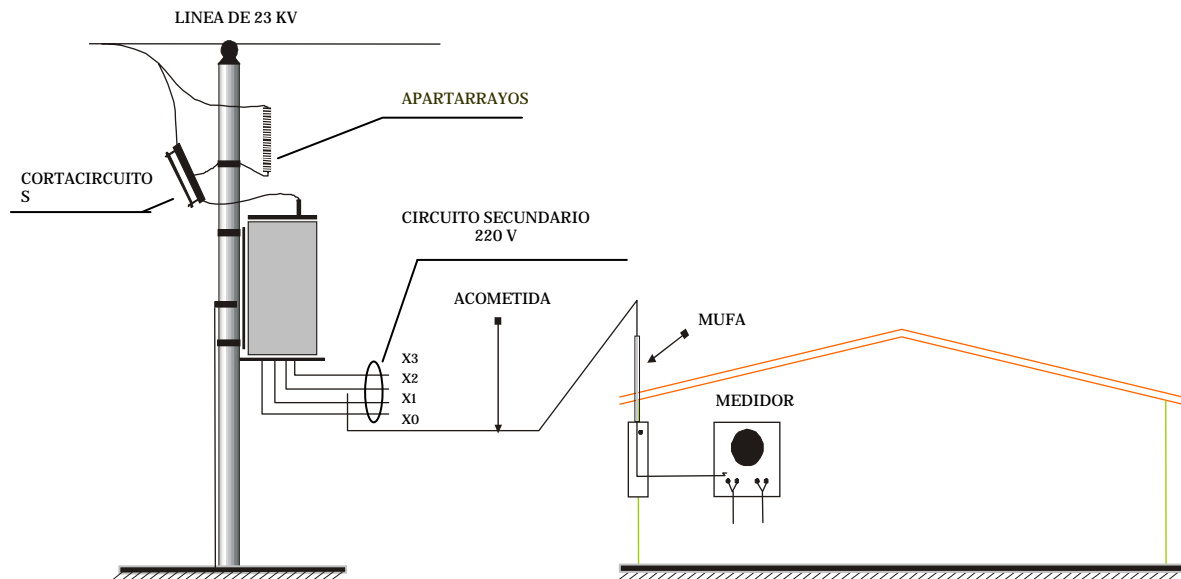
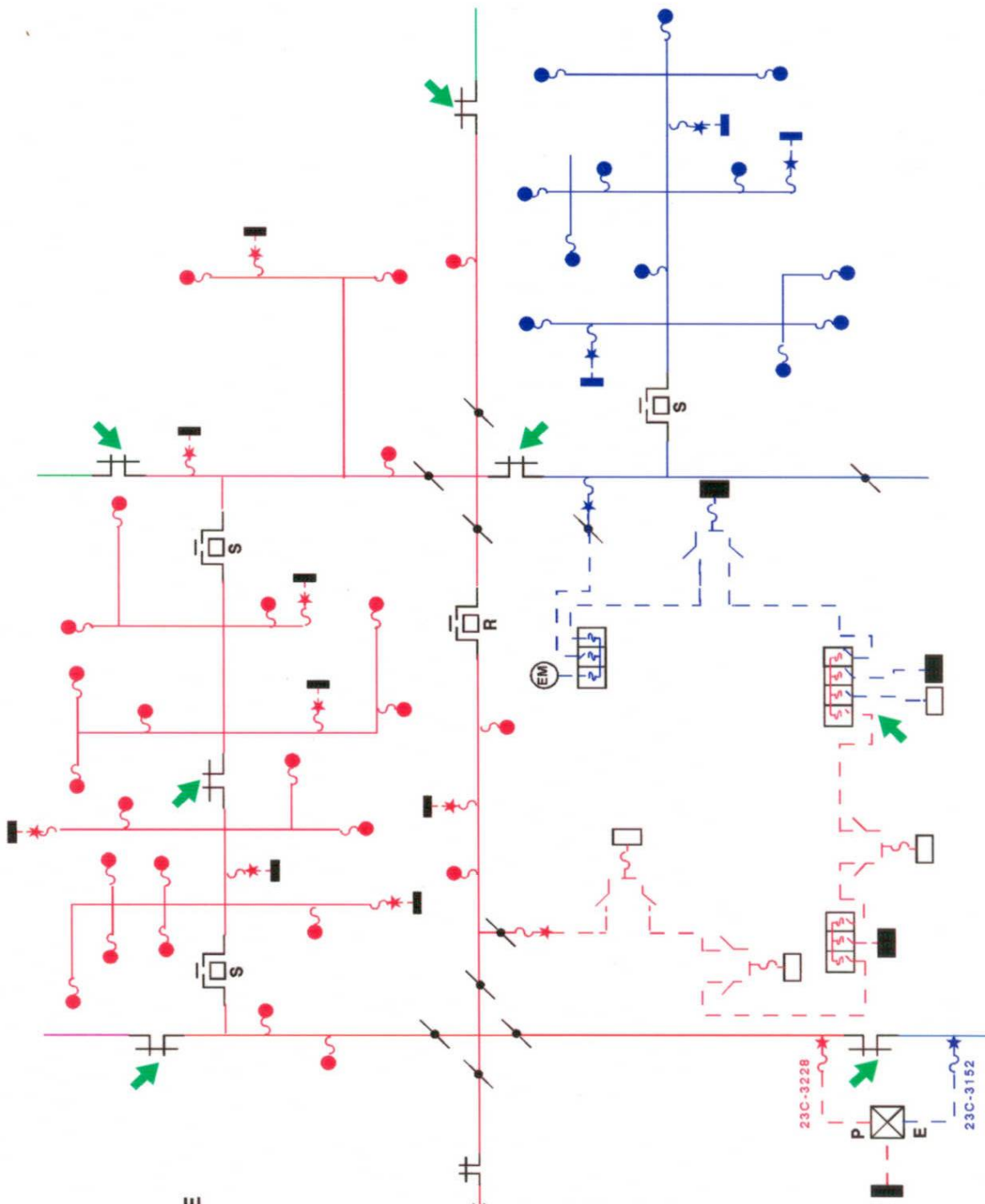


Fig. 2 i) Circuitos secundarios (Acometida de una casa habitación).

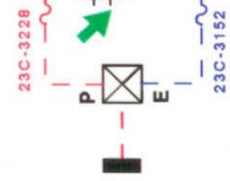
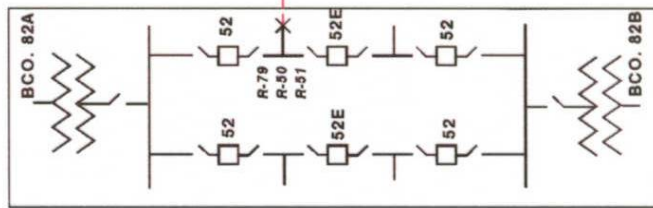
2.5 Principales dispositivos de seccionamiento en un alimentador primario en 23 kV.

Los dispositivos de seccionamiento son utilizados como equipos de protección contra sobre-corrientes, con esto se aumenta los niveles de confiabilidad o continuidad en el servicio, la instalación de estos equipos reduce el efecto de las fallas. Un alimentador está dotado de un interruptor de potencia o un restaurador en la subestación, un restaurador central en el alimentador, seccionadores y fusibles en circuitos laterales y cuchillas a lo largo del alimentador.

Para mostrar los principales dispositivos de seccionamiento en un alimentador primario en 23 kV, se toma como referencia el alimentador y la subestación de la figura siguiente, donde se muestra la ubicación de los siguientes elementos; cuchillas, restaurador, seccionador, interruptores alduti, fusibley transformadores.



SUBSTACION DE DISTRIBUCION



Interruptores

Es un dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto corriente de operación normal como altas corrientes durante un tiempo específico, debido a fallas en el sistema. Los interruptores pueden cerrar o abrir en forma manual o automática por medio de relevadores. Su operación automática se lleva a efecto por medio de relevadores, que son los encargados de censar las condiciones de operación de la red; situaciones anormales tales como sobrecargas o corrientes de falla ejercen acciones de mando sobre el interruptor, ordenándoles abrir.

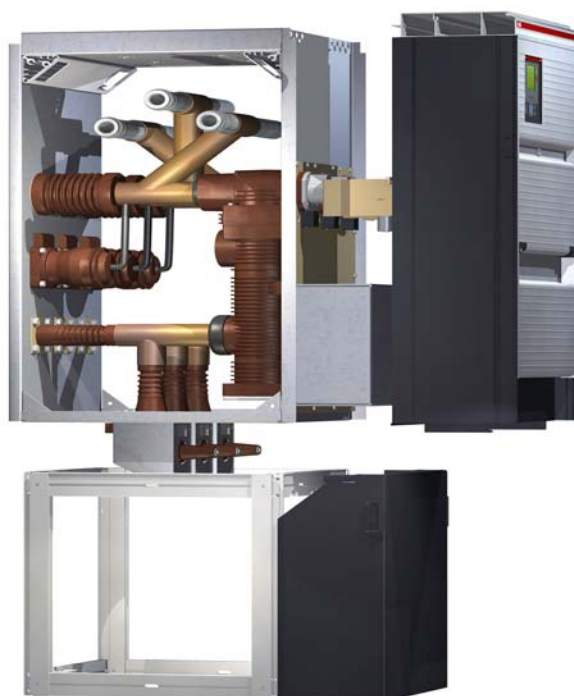


Fig. 2 j) Interruptor en vacío

Cuchillas de navaja

Es un dispositivo para abrir o cerrar circuitos sin carga debido a que no tiene capacidad interruptiva, son utilizadas para seccionar el alimentador, es un medio de seguridad quizás visual que permite asegurar que un circuito está abierto.

Las cuchillas de navaja de operación sin carga o seccionadoras operan como su nombre lo indica sin corriente, es decir no tiene la capacidad de restablecer automáticamente la continuidad del suministro de energía eléctrica, debido a que no tienen cámaras de extinción del arco de corriente presente ante una falla.



Figura 2 k) Cuchillas Horizontales y cuchillas verticales

Cortacircuitos fusible.

Cortacircuitos fusible están compuestas por un elemento fusible, tienen la capacidad de interrumpir una falla, al rebasar un límite de corriente para el cual fue diseñado y fundirse el fusible. La función del fusible fundamentalmente es aislar la parte del circuito en donde fue instalado del resto del alimentador sin falla e impedir que se dañen los equipos instalados delante del mismo, los fusibles son utilizados principalmente en ramales cortos, en el lado de alta y baja tensión de transformadores de usuarios en media tensión o transformadores de distribución.

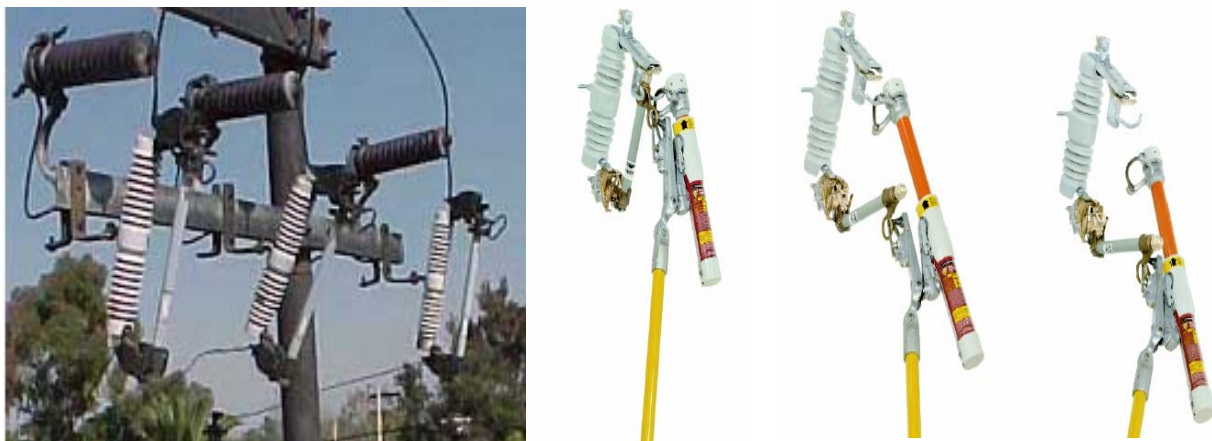


Fig. 2 l) Cortacircuitos y Loadbuster

Restaurador.

El restaurador es un interruptor contenido en un medio dieléctrico, de funcionamiento electromecánico a tres fases con un dispositivo electrónico censor de corriente de falla, capaz de detectar fallas por sobre-corriente, se instala en troncales de alimentadores de distribución aérea, cuya función es detectar corrientes de corto circuito efectuando la interrupción en 3 o 4 secuencias de apertura y cierre automática, seleccionando las fallas permanentes de las instantáneas habilitado para censar e interrumpir en determinado tiempo, bajo condiciones de falla temporal con el fin de mantener la continuidad del servicio,

Los restauradores se clasifican por el número de fases en monofásicos y trifásicos, su mecanismo de operación puede ser hidráulico o electrónico, finalmente la interrupción del arco de corriente es en vacío o aceite.

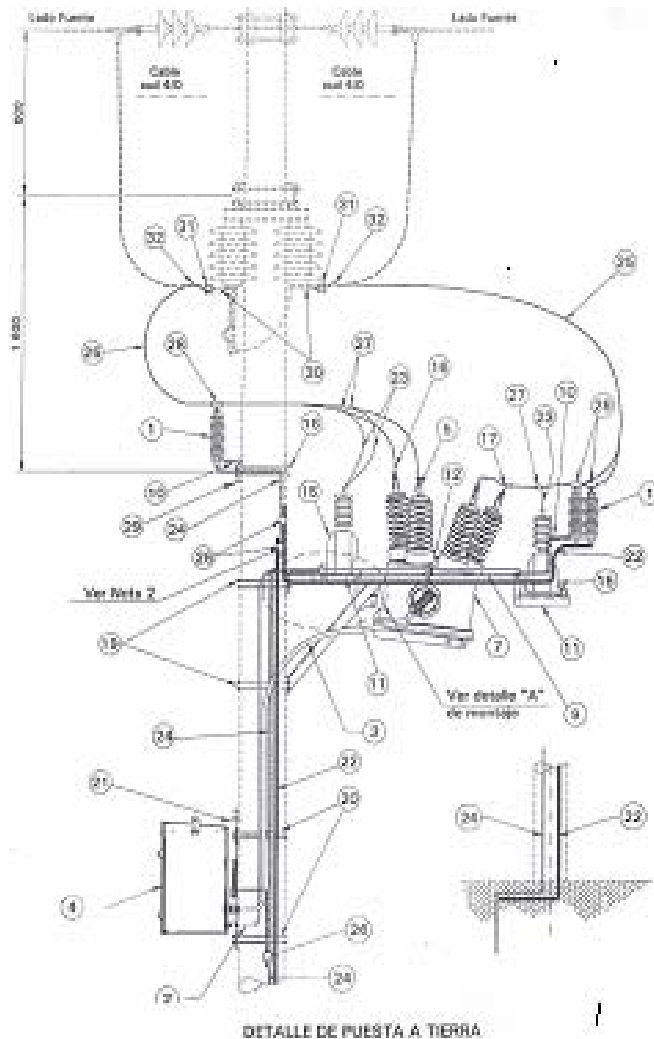


Figura 2 g Restorador GVR

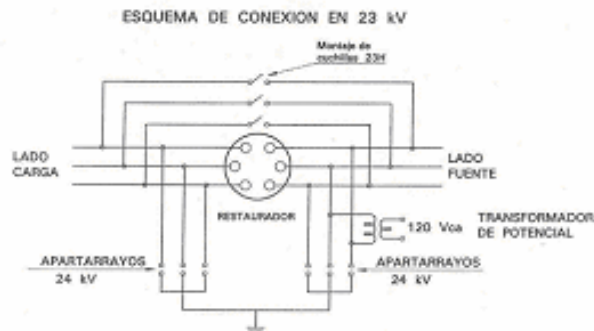


Fig. 2 m) Restaurador

Seccionalizador

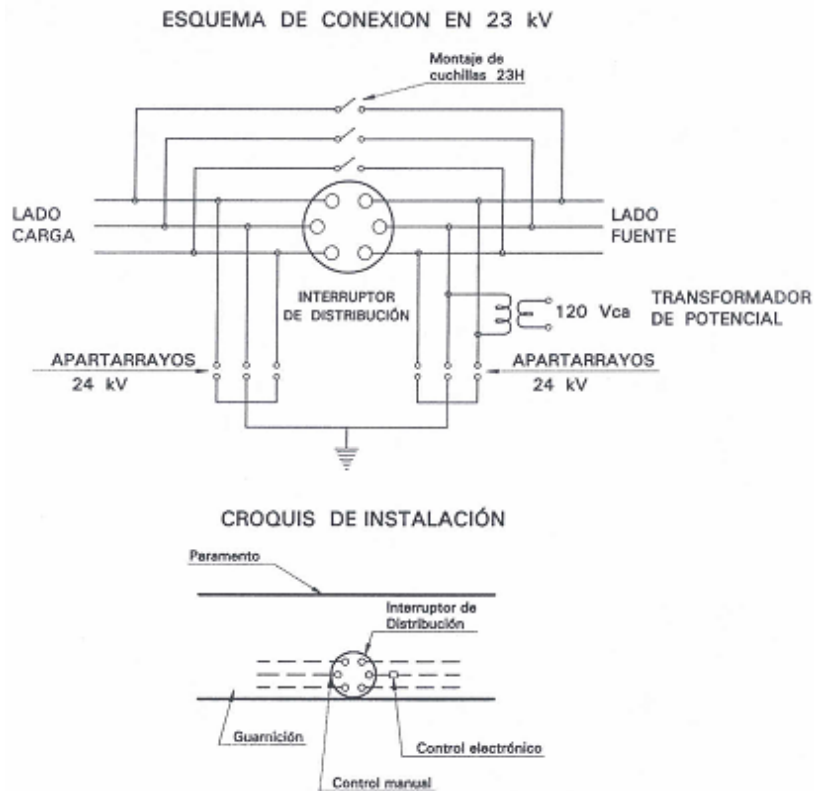
El seccionalizador es un interruptor electromecánico con control electrónico este equipo es instalado en la red de distribución aérea troncal o ramal, permite armar esquemas eléctricos con el propósito de aislar fallas y transferir cargas seccionando la zona afectada, con la finalidad de reducir el T.I.U.

Este dispositivo de protección hace posible que una falla pueda ser aislada o seccionada a una pequeña parte del alimentador donde fue instalado el seccionalizador, afectando de esta manera a un número menor de usuarios. Los seccionalizadores se clasifican en monofásicos o trifásicos, su mecanismo de operación puede ser hidráulico o electrónico

El seccionalizador es un dispositivo que permite aislar una falla en el ramal que este instalado, al abrir sus contactos después de completar 1 ó 2 recierres según se programe, para que dichos conteos se lleven a cabo es necesario cumplir con dos condiciones:

- 1.- Circulación previa de sobre-corriente igual o mayor a la corriente mínima de operación o conteo.
- 2.- Que dicha sobre-corriente haya sido interrumpida.

Un seccionador en su funcionamiento tiene comunicación con los restauradores o interruptores, según sea el caso. Un seccionalizador no tiene la capacidad de interrumpir corrientes de falla, por esta razón debe instalarse en serie después de un restaurador o un interruptor, después de accionar cualquiera de estos dos dispositivos antes mencionados, cuando la corriente a desaparecido acciona el seccionalizador, este permite al restaurador o interruptor cerrar las secciones sin falla restableciendo el servicio eléctrico.



2.6 Clasificación de los sistemas de distribución. Por su operación, hay solo dos tipos fundamentales de redes de distribución:

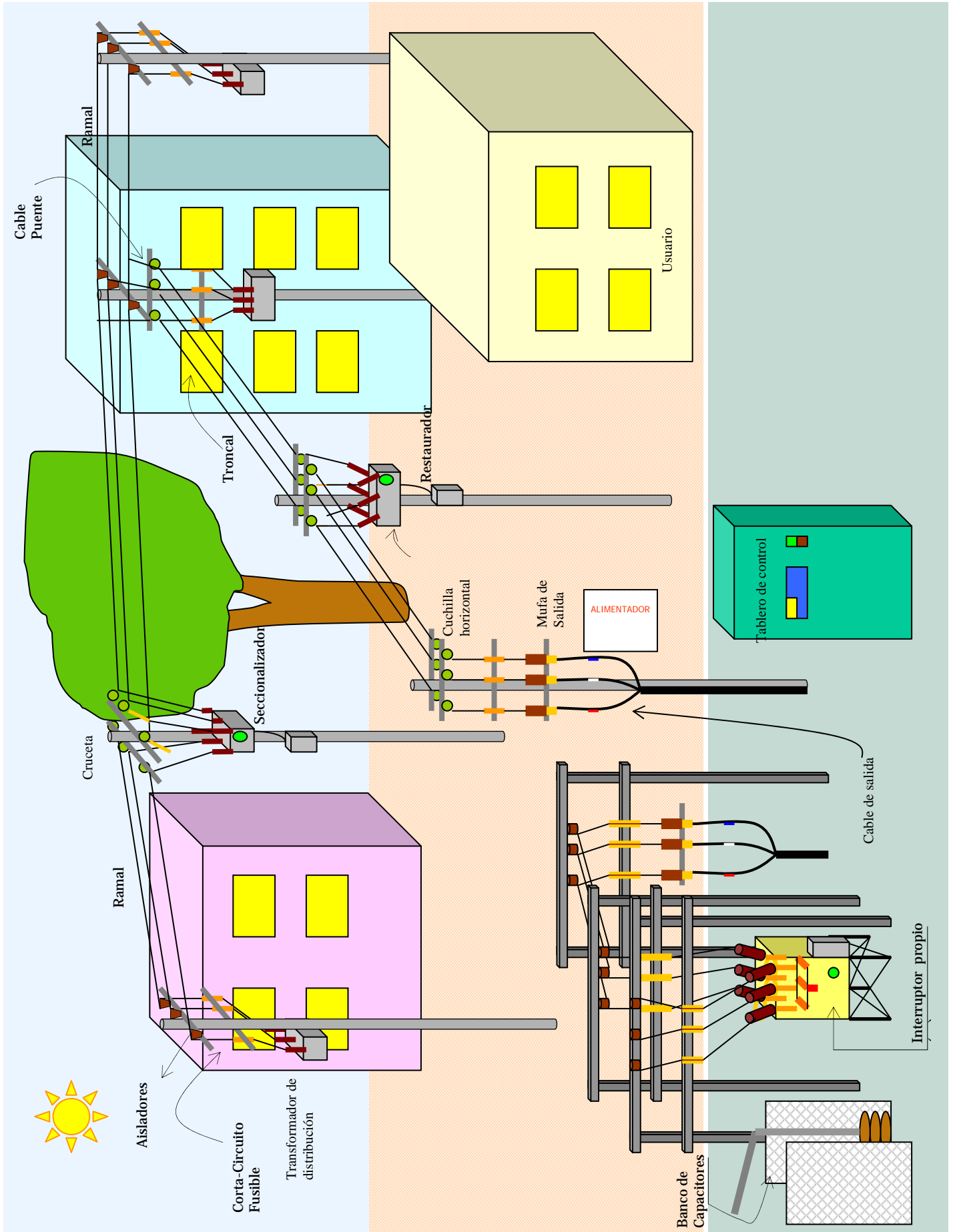
- Radial
- Paralelo

En **alimentadores de configuración radial** su flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en éste produce interrupción en el servicio.

En **alimentadores de configuración en paralelo** el flujo de energía se divide entre elementos, teniendo más de una trayectoria.

2.7 Clasificación de sistemas de distribución por su tipo de construcción se clasifican en tres y son:

- aéreos
- subterráneos
- mixto.



Sistema de distribución subterránea.

2.8 Clasificación por su tipo del arreglo en su configuración de un sistema de distribución subterránea se dividen en:

- operación radial
- Operación anillo
- Operación malla.

Redes de distribución con operación radial.

En este arreglo el flujo de corriente posee una sola trayectoria de la subestación de potencia a los transformadores de los usuarios, la operación radial en sistemas de distribución es común debido a su bajo costo y sencillez del sistema, sin embargo, una inconveniencia de esta configuración es que ante una falla se puede perder la continuidad del suministro de energía eléctrica, desde el punto de falla hasta el ultimo usuario del lado de la carga.

Un sistema de distribución esta compuesto de una o mas subestaciones de potencia y cada una de ellas cuenta con uno o más alimentadores, la figura 2.11 muestra un sistema de distribución radial con una sola subestación de potencia. LyFC diseña los alimentadores mallados, pero se operan en configuración radial.

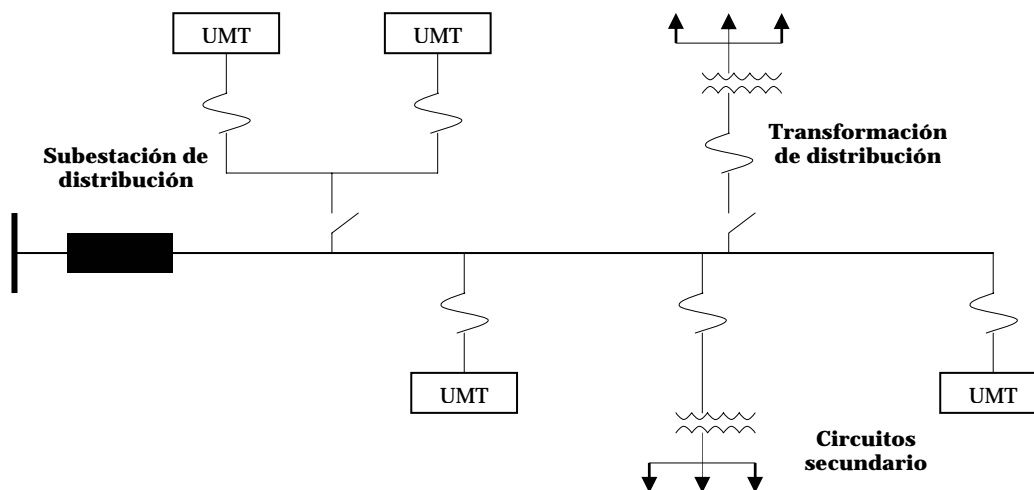


Figura 2.11

Redes de distribución con operación en anillo

En esta red el alimentador parte de una subestación siguiendo la trayectoria en las que están ubicadas las cargas, a esta se le suministra energía eléctrica, para posteriormente regresar a la misma subestación, la cual puede tener una, dos o mas fuentes de alimentación, en la figura 2.12 se presenta un diagrama de una red de distribución operando en anillo con una sola subestación de potencia.

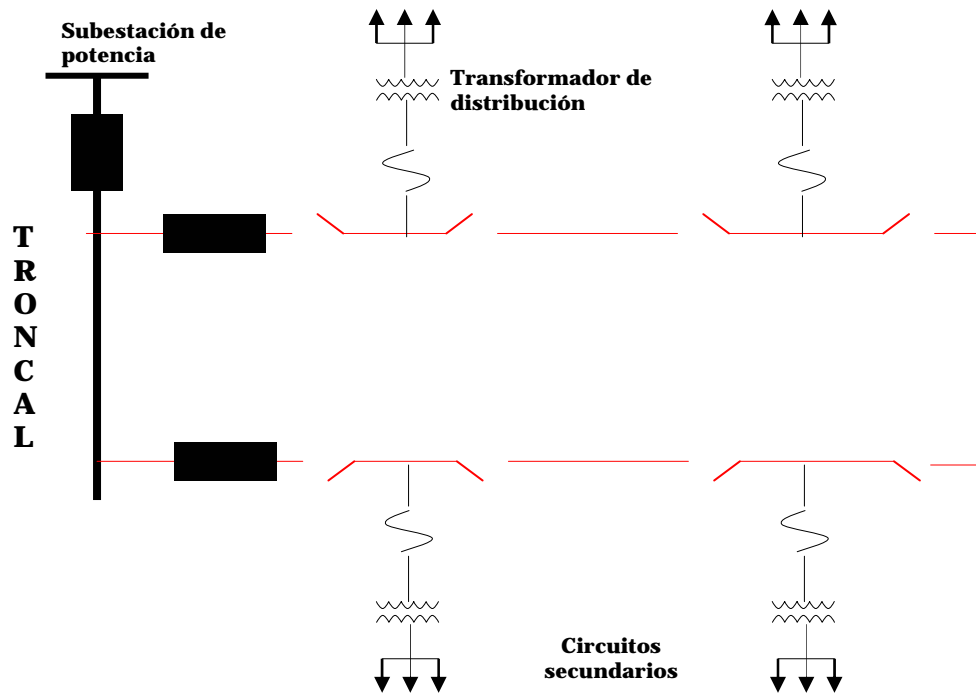


Figura 2.12

Redes de distribución con operación en malla

La red de distribución en malla es un conjunto de redes con operación en anillo interconectadas entre si, para dar mayor confiabilidad a la red, como se muestra en la figura 1.13 Estas redes son construidas subterráneas o aéreas y tienen la propiedad de que cuando existe una falla interna en el anillo, pueden resolverlo con sus propios recursos haciendo maniobras entre las subestaciones.

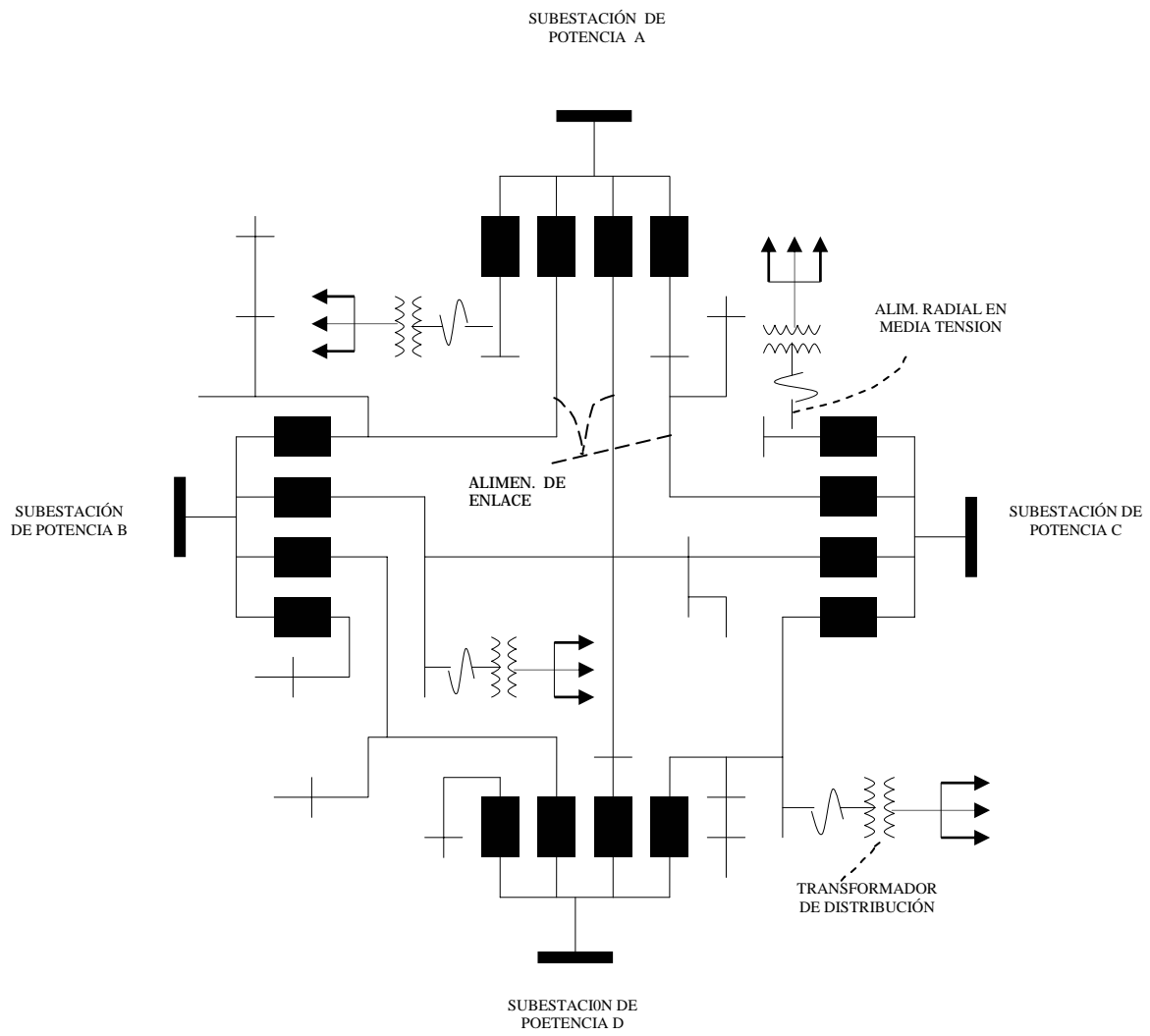
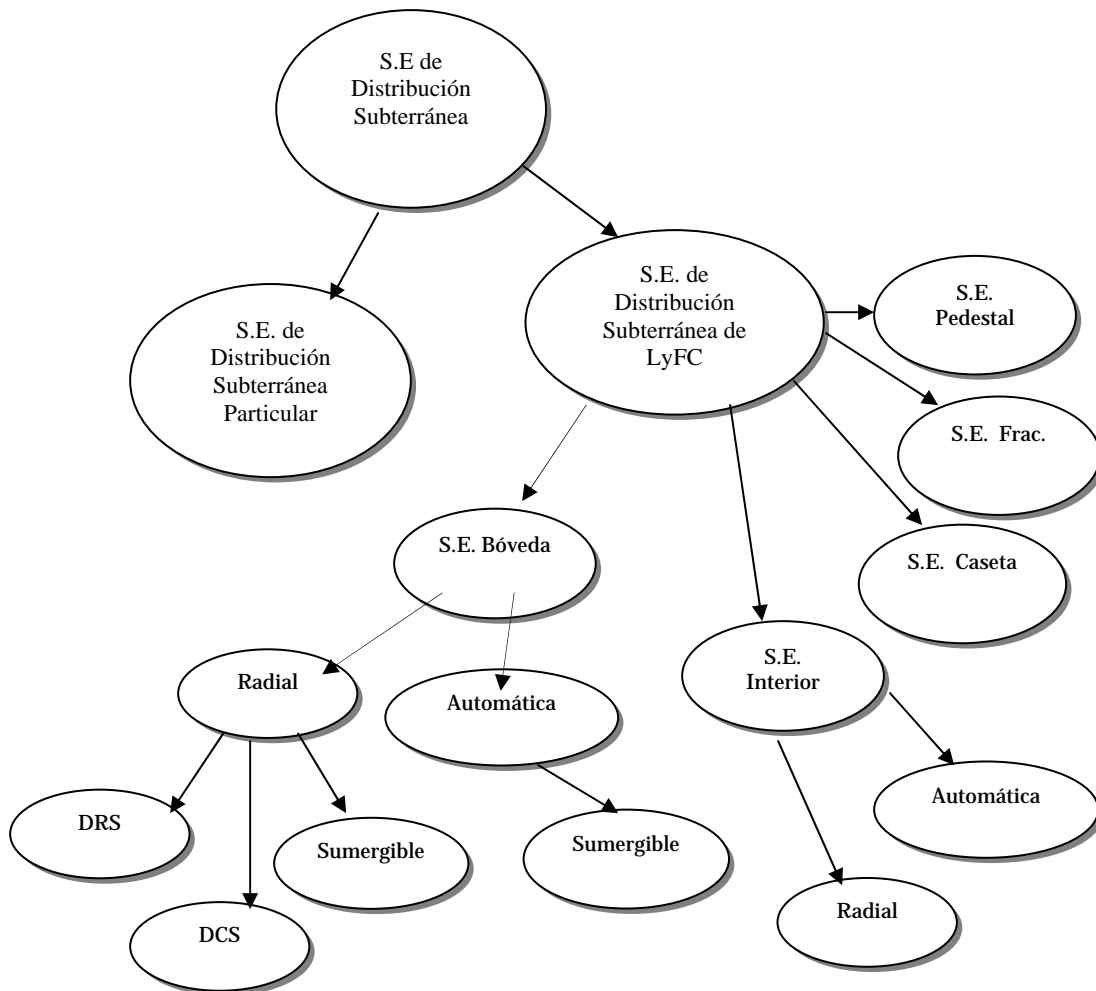


Figura 2.13

2.9 Clasificación de las subestaciones de distribución subterránea de acuerdo a su propiedad.



Como se muestra en la figura, las subestaciones se clasifican en:

- Particulares
- De LyFC

Las subestaciones particulares son aquellas que no son propiedad de LyFC, cuyo tipo depende del cliente, el cual no necesariamente se apega a las normas de LyFC para su instalación. Sin embargo debe contar con protecciones que eviten introducir fallas a la red eléctrica de distribución de LyFC. Su operación y mantenimiento son responsabilidad del cliente.

Las subestaciones de LyFC son aquellas que forman parte de la infraestructura de LyFC, de las cuales su operación y mantenimiento son responsabilidad de la misma empresa suministradora.

1.- Subestación Bóveda. Están diseñadas, para instalarse bajo el nivel del suelo. Estas se dividen en subestación bóveda radial y subestación bóveda automática.

2.- Subestación Bóveda Radial. Está diseñada para la instalación de transformadores tipo DRS (Distribución Residencial Subterránea) pozo, DCS (Distribución Comercial Subterránea) pozo y sumergible sin desconectados. Las subestaciones DRS y DCS poseen un selector de circuitos por media tensión, que permite hacer operaciones con potencial y carga, no contra posible falla.

3.- Subestación Bóveda Automática. Está diseñada para la instalación de transformadores tipo sumergible con desconectador, operable solamente sin potencial.

4.- Subestación Bóveda Radial DRS. Generalmente sus capacidades normalizadas por LyFC son: 75, 112.5, 150, 225 y 300 KVA, con selector de circuitos por media tensión, operable con potencial y carga, no contra posible falla.

5.- Subestación Bóveda Radial DCS. Sus capacidades normalizadas por LyFC son: 300, 500 y 750 KVA, dotado con selector de circuitos par operar con potencial y carga, no contra falla. Ver fotografía.

6.- Subestación Bóveda Radial Sumergible. S.E. de distribución subterránea. Sus capacidades normalizadas por LyFC son 300, 500 y 750 KVA. Algunos tienen desconectados de media tensión, operable solamente sin potencial. Ver fotografía.

7.- Subestación Bóveda Automática Sumergible. S.E. cuyas capacidades normalizadas por LyFC son de 500 y 750 KVA, con desconectador operable sin potencial. Ver fotografía.

8.- Subestación Interior. Está diseñada para instalarse en lugares no expuestos al medio ambiente, generalmente se instalan en locales proporcionados por el cliente, de acuerdo a la especificación de LyFC vigente. Estas se dividen en radial y automática.

9.- Subestación Interior Radial. Están diseñadas para la instalación de un transformador tipo interior sin desconectador. Sus capacidades pueden ser de 300, 500 y 750 KVA. Ver fotografía.

10.- Subestación Interior Automática. Están diseñadas para la instalación de un transformador tipo interior con desconectador para operarse sin potencial. Sus capacidades pueden ser de 500 y 750 KVA. Ver fotografía.

11.- Subestación Frac. S.E. que se instala dentro de un gabinete metálico diseñado para operar a la intemperie. Esta subestación está compuesta por un transformador tipo poste de hasta 225 KVA, un dispositivo de protección para el transformador (fusible limitador) y dos medios de seccionamiento (interruptor en aire) operables con potencial y carga de acuerdo a diseño, para continuar el alimentador. Ver fotografía.

12.-Subestación Caseta. SE. que se instala en el interior de un local, utiliza transformadores tipo poste con capacidades de hasta 300 KVA, un dispositivo de protección para el transformador (fusible limitador) y dos medios de seccionamiento (cuchillas) para continuar el alimentador. Estas cuchillas pueden ser de operación en grupo o individual. Su operación es con potencial y carga en las en grupo, con potencial sin carga las individuales, dependiendo de las condiciones de instalación. Ver fotografía.

13.- Subestación Tipo Pedestal. SE. diseñada para instalarse expuesta al medio ambiente, conectada mediante terminales tipo codo, aislada eléctricamente (frente muerto). Cuentan con medios de seccionamiento (selector de circuitos) de operación con carga para continuar el alimentador, así como fusibles para protección del transformador, son del tipo DRS (distribución residencial subterránea) con capacidad de hasta 300 KVA. Ver fotografía.

Las subestaciones de LyFC son aquellas que forman parte de la infraestructura de LyFC, de las cuales su operación y mantenimiento son responsabilidad de la misma empresa suministradora.

Sistema de distribución mixta

La red Mixta es muy parecida a la red aérea, difiere de esta en sus alimentadores secundarios en lugar de instalarse en la postería, se instalan directamente enterrados en el suelo las ventajas son que eliminan una gran cantidad de conductores favoreciendo la estética del lugar y la posibilidad de falla disminuye notablemente.

2.9 Clasificación de Subestaciones de Potencia para Distribución en Media Tensión correspondientes al CORDP

El Centro de Operación Redes de Distribución Pedregal (CORDP), de acuerdo a su arreglo cuenta con tres los tipos de alimentadores Aéreos, Mixtos y Subterráneos. CORDP Subdivide a su sala de operación en tres sectores que son: Líneas Aéreas Sur, Líneas Aéreas Poniente y Cables Sur, atendiendo las subestaciones de acuerdo a su posición geográfica como sigue:

| Líneas Aéreas Sur | Líneas Aéreas Poniente | Cables Sur |
|----------------------|------------------------|-----------------------|
| 1.-Agua Viva (AGV) | 1.- Contreras (CRS) | 1 -Contadero (CTD) |
| 2.- Ayotla (AYO) | 2.-Coyoacán (COY) | 2.-PensadorMexicano |
| 3.-Coapa (COA) | 3.-Cuajimalpa (CJM) | 3.-Tecamachalco (TEH) |
| 4.-Chalco (CHA) | 4.-Odón de Buen (ODB) | |
| 5.-Los Reyes (RES) | 5.-Olivar (OLI) | |
| 6.-Iztapalapa (IZT) | 6.-Reforma (REF) | |
| 7.-San Andres (ANS) | 7.-San Angel (SNG) | |
| 8.-Santa Cruz (CRU) | 8.-Tacubaya (TYA) | |
| 9.-Taxqueña (TAX) | | |
| 10.-Xochimilco (XOC) | | |
| 11.- Covadonga (CVD) | | |

3.- SUBESTACIONES DE POTENCIA ABASTECEDORAS EN LOS CENTROS DE OPERACIÓN EN MEDIA TENSIÓN

Diagramas de conexiones típicos y sus características

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.

Algunos arreglos típicos en general, utilizados en las subestaciones del sector son los siguientes:

- Doble barra con interruptor de amarre
- Anillo (doble anillo**).
- Doble barra doble interruptor
- Barra seccionada ó doble barra con interruptor comodín
- Doble barra con barra de transferencia ó triple barra con interruptor comodín.
- Barra sencilla con cuchilla de enlace
- Triple barra con interruptor de amarre
- Interruptor y medio

Desde luego, existen otros arreglos que se aplican cuando se tienen restricciones económicas, limitaciones de espacio o condiciones especiales en la operación o en la distribución del equipo eléctrico. Los arreglos utilizados a través de los años en LyFC se indican en los diagramas unifilares siguientes.

A continuación se evalúan cada uno de los ocho arreglos indicados, en base a sus ventajas y desventajas, posteriormente se indicaran las maniobras correspondientes a cada uno de los arreglos enunciados.

El personal que este a cargo de realizar las maniobras deberá aplicar correctamente los procedimientos y normas de trabajo en la planeación, coordinación y supervisión de los mismos. Por lo tanto debe tener la habilidad de ubicar mentalmente la configuración correspondiente y sus condiciones particulares en cada subestación, identificar rápidamente las condiciones que guarda el equipo en el momento de efectuar la maniobra, establecer las diferentes rutas para atacar el problema y realizar la mejor elección, mantener una buena comunicación con los demás involucrados, utilizando los medios correspondientes. Si se llevan acabo los puntos antes citados se obtendrá la eficiencia precisa en la ejecución de los trabajos, sin afectar el desempeño de

general del sistema, además de obtener el mejor rendimiento de los equipos y evitar riesgos de trabajo para el personal que labora con línea viva. Es por esta razón que se describirán las configuraciones más utilizadas en las subestaciones de Luz y Fuerza del Centro.

3.1 Doble Barra con Interruptor de Amarre.

Este tipo de configuración se muestra en la Fig. 3.1, también se le conoce con el nombre de barra partida y tiene las siguientes características:

a) En condiciones normales de operación 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 de los elementos de la subestación se conectan al otro juego de barras.

b) El interruptor de amarre en condiciones normales de operación permanece cerrado para mantener el mismo potencial en ambas barras colectoras y además para poder realizar la transferencia de los elementos conectados de una barra a la otra, cuando se requiera realizar mantenimiento a una de ellas, sin necesidad de que ninguno de los elementos de la subestación quede fuera de servicio. La operación de transferencia de los elementos se realiza cerrando primero la cuchilla abierta y después se abre la cuchilla que estaba cerrada inicialmente sin necesidad de abrir el interruptor propio del elemento, por lo que no se afecta la continuidad del servicio. Durante esta maniobra no existe el problema de arcos peligrosos durante la operación de las cuchillas, debido a que la corriente de carga circula por la cuchilla que permanece cerrada.

c) Cada juego de barras colectoras cuenta con protección diferencial propia, de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de las barras queda fuera la mitad de la subestación, mientras se realizan las maniobras necesarias para la transferencia, a las barras en buenas condiciones, de los elementos que estaban conectados a las barras afectadas.

d) Para el mantenimiento de cualquiera de los interruptores es necesario sacar fuera de servicio la línea de transmisión o banco de potencia asociado, afectando la continuidad del servicio.

Subestaciones con esta configuración:

- Xochimilco (230 kV)
- Contadero (230 kV)
- Tecamachalco (230 kV)
- Ayotla. (230 kV)

Consideraciones generales de operación en el equipo encapsulado de 23 kV.

i- El arreglo de la subestación es doble barra con interruptor de amarre (la condición normal de operación de este interruptor es abierto) con carga repartida en cada barra con 6 alimentadores de 23 kV llevados por cada uno de los bancos 221A y 221B

ii- Cuando por operación de la protección primaria se bota un banco, el interruptor de amarre de 23 kV cierra "Automáticamente" restableciendo la carga por el banco que esta excitado (disponible).

iii- La transferencia de carga de barra a barra en servicio se realiza cerrando el interruptor de amarre de 23 kV, cerrando y abriendo las cuchillas "B" de cada alimentador de 23 kV según se trate de la barra a librar. Abriendo el interruptor de amarre y las cuchillas "B".

En caso de solicitarse aterrizada la barra 1 de 23 kV cerrar la cuchilla 92T2, cerrar la cuchilla 92B1 (barra a aterrizar) y conectar el 52 amarre. Contrariamente si se solicita la barra 2, se cierra la cuchilla 92T1, cerrar la cuchilla 92 B2 (barra a aterrizar) y conectar el 52 Amarre.

iv- Cada gabinete de control de alimentador y de banco tiene un SW de llave que bloquea la operación del equipo del circuito.

Nota: si se cierran las cuchillas de tierra y el interruptor, al sacar la llave se bloquea la operación de los mismos.

v.-Para aterrizar la salida de un alimentador de 23 kV se procede cerrando las cuchillas 92T1 o 92T2 del alimentador, se verifica la ausencia de potencial de regreso en el cable insertando en cada fase la lámpara "Testigo de Potencial" y finalmente se conecta en el 52 del alimentador a aterrizar.

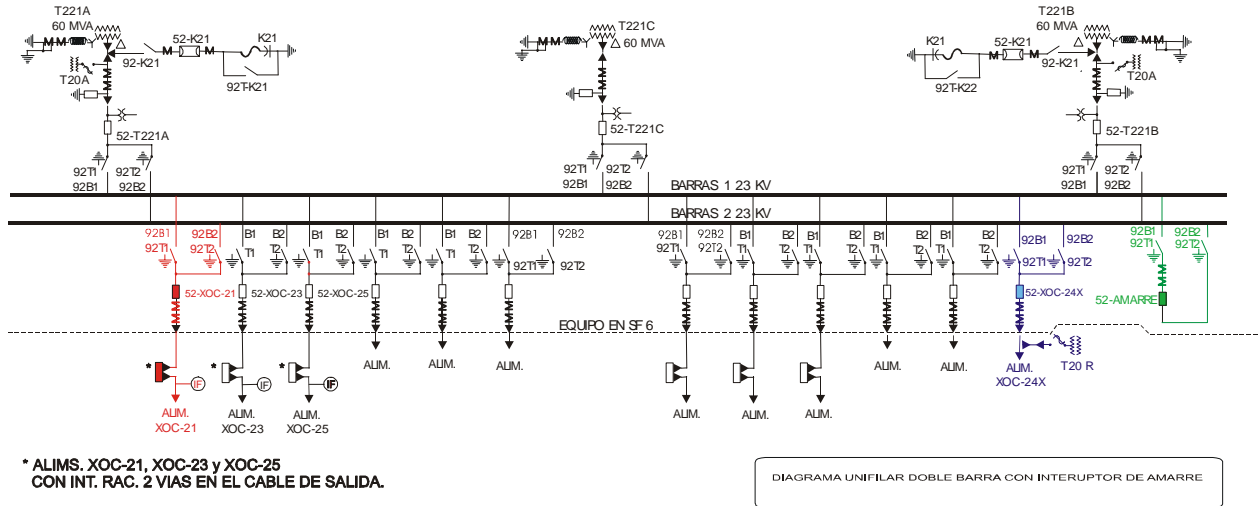


Fig. 3.1 Configuración Doble Barra con Interruptor y de Amarre

Maniobras en doble barra con interruptor de amarre.

Librar un banco 221.

- 1.- Efectuar la transferencia del T20A al T20R y abrir portafusibles, dejando el SWT en manual. En caso de solicitarse este banco.
- 2.- Pasar la carga de los alimentadores de ese banco al otro en paralelo, a través del amarre de 23 kV.
- 3.- Abrir el 53 correspondiente al banco 221 a librar, de acuerdo con el I.S.
- 4.- Abrir el 52 correspondiente al banco 221 a librar.
- 5.- Abrir las cuchillas 93 B1 ó 93B2 según el banco a librar, de acuerdo con el I.S.
- 6.- Abrir las cuchillas 92B1 ó 92B2 según el banco a librar
- Abrir interruptor termo magnético de TP´s (ubicado en el gabinete del banco por 23 kV).
- 8.- Verificar y demostrar la ausencia de potencial insertando la lámpara "testigo de potencial" En caso de solicitarse el banco aterrizado.
 - 8.1.- Cerrar 92T1 ó 92T2 correspondiente del banco a librar.
 - 8.2.- Cerrar el 52-T221 del banco correspondiente.
 - 8.3.- Cerrar 93T2 correspondiente, de acuerdo el. I.S.

Normalizar un banco T221 (si el banco fue aterrizado se procede)

- 1.- Abrir el 52 T221 del banco
- 2.- Abrir el 92T2 del banco respectivo
- 3.- Abrir 92T1 ó 92T2 según corresponda
- 4.- Conectar termo magnético del TP´s
- 5.- Cerrar 92B1 o 92B2 correspondientes al banco
- 6.- Cerrar 93B1 ó 93B2 del banco a normalizar.
- 7.- Cerrar el 52 T221 correspondiente

- 8.- Cerrar el 53 T221 correspondiente
- 9.- Normalizar la carga de los alimentadores propios del banco (en paralelo a través del amarre del 23 kV.).
- 10.- En caso de haber solicitado el banco T221, cerrar portafusibles del T20A y normalizar el servicio de estación, colocando el SWT en la posición automático.

Librar barras-1 de 23 kV (la condición normal del amarre de 23 kV es abierto)

- 1.- Conectar el 52-Amarre, de acuerdo con I.S.
- 2.- Pasar el T221A a barras-2 de 23 kV
 - 2.1.- Cerrar 92B2 T221A
 - 2.2.- Abrir 92B1 T221 A
- 3.-Pasar todos los alimentadores del banco T221 A Barras-2
 - 3.1.- Cerrar 92B2 de los alimentadores: 21, 23, 25, 27, 29 y 21X.
 - 3.2.- Abrir 92B1 de los anteriores alimentadores uno por uno.
- 4.- Abrir el 52-Amarre.
- 5.- Abrir 92B1-Amarre.
- 6.- Abrir 92B2- Amarre
- 7.- Si se solicita aterrizar la barra.
 - 7.1.- Cerrar 92T2 Amarre.
 - 7.2.- Cerrar 92B1 Amarre.
 - 7.3.- Cerrar 52 Amarre

Librar barras-1 de 23 kV

- 1.- Conectar el 52-Amarre, de acuerdo con I.S.
- 2.- Pasar el T221B a barras-1 de 23 kV (normalmente el T221B esta conectado a Barras-2)
 - 2.1.- Cerrar 92B1 T221B
 - 2.2.- Abrir 92B2 T221 B
- 3.-Pasar todos los alimentadores del banco T221 B Barras-1
 - 3.1.- Cerrar 92B1 de los alimentadores: 22, 24, 26, 28, 22X y 24X.
 - 3.2.- Abrir 92B2 de los anteriores alimentadores uno por uno.
- 4.- Abrir el 52-Amarre de acuerdo con I.S.
- 5.- Abrir 92B2-Amarre.
- 6.- Abrir 92B1- Amarre
- 7.- Si se solicita aterrizar la barra.
 - 7.1.- Cerrar 92T1 Amarre.
 - 7.2.- Cerrar 92B2 Amarre.
 - 7.3.- Cerrar 52 Amarre de acuerdo con I.S.

Normalizar Barras-1 de 23 kV considerando que la barra -1 esta aterrizada

- 1.- Abrir 52 Amarre.
- 2.- Abrir 92T2 Amarre.
- 3.- Cerrar 92B2 Amarre (esta cerrada 92B1 Amarre)
- 4.- Cerrar 52 Amarre, de acuerdo con I.S.

- 5.- Normalizar el banco 221 A Barras-1.
- 5.1.- Cerrar 92B1 T221A
- 5.2.- Abrir 92B2 T221A
- 6.- Normalizar los alimentadores del T221A a barras-1
- 6.1.- Cerrar 92B1 de los alimentadores: 21, 23, 25, 27, 29, y 21X.
- 6.2.- Abrir 92B2 de los anteriores alimentadores uno por uno.
- 7.- Abrir 52 Amarre, de acuerdo con I.S.

Normalizar Barras –2 de 23 kV

- 1.- Abrir 52 Amarre.
- 2.- Abrir 92T1 Amarre.
- 3.- Cerrar 92B1 Amarre (esta cerrada 92B2 Amarre)
- 4.- Cerrar 52 Amarre, de acuerdo con I.S.
- 5.- Normalizar el banco 221 B a Barras-2.
- 5.1.- Cerrar 92B2 T221B
- 5.2.- Abrir 92B1 T221B
- 6.- Normalizar los alimentadores del T221B a barras-2
- 6.1.- Cerrar 92B2 de los alimentadores: 22, 24, 26, 28, 22X, y 24X.
- 6.2.- Abrir 92B1 de los anteriores alimentadores uno por uno.
- 7.- Abrir 52 Amarre.

Librar un Alimentador.

- 1.-Abrir el interruptor propio del alimentador a librar.
- 2.- Abrir 92B1 o 92B2 según el alimentador.
- 3.- Probar la ausencia de potencial de regreso con la lámpara “Testigo de potencial”.
- 4.- Cerrar 92T1 o 92T2 según el alimentador a librar.
- 5.- Conectar el interruptor propio del alimentador a librar (con esto queda aterrizado).
- 6.- Bloquear operaciones en el equipo retirando la llave de control de SW. (Localizada en el gabinete propio del alimentador).

Normalizar alimentador.

- 1.-Desbloquear el equipo propio insertando y girando la llave control del SW.
- 2.- Abrir el interruptor de alimentador en licencia a normalizar.
- 3.- Abrir 92T1 o 92T2, la que corresponda al alimentador a normalizar.
- 4.- Cerrar 92B1 ó 92B2 según el alimentador.
- 5.- Conectar el interruptor propio del alimentador.
- 6.- verificar la lectura de la carga del alimentador.

3.2 Anillo (Doble Anillo **)

En condiciones normales de operación todos los interruptores están normalmente cerrados. Este tipo de diagrama se representa en la Fig. 3.2 y cuenta con las siguientes características:

a) Permite la desconexión de un interruptor para proporcionarle mantenimiento sin necesidad de que alguna línea de transmisión o banco de transformación quede fuera de servicio, por lo que no se afecta el suministro de energía eléctrica.

b) Proporciona mayor continuidad de servicio que el arreglo de barra sencilla, utilizando la misma cantidad de equipo eléctrico.

c) Este arreglo permite con facilidad utilizar la capacidad de reserva de la subestación, tanto de transmisión como de transformación, para mantener la seguridad del sistema con la salida de uno de los elementos.

d) No requiere protección diferencial de barras porque todas las partes de la subestación, con la misma tensión, quedan resguardadas por las protecciones debidamente traslapadas de las líneas y transformadores.

e) Para poder proporcionar una buena continuidad de servicio deben estar conectados en forma alternada las líneas con los transformadores, por lo que su construcción se complica por la entrada de las líneas de transmisión y la conexión de los transformadores, teniendo que poner estructuras adicionales.

Cuando no se conectan en forma alternada las líneas con los bancos, la desconexión simultánea de dos interruptores puede dejar fuera de servicio a toda la subestación.

f) El número máximo de elementos es de dos líneas y dos transformadores debido a que se complica su ampliación por el arreglo físico de la subestación.

g) Los esquemas de protección resultan mas complicados debido a que las zonas deben quedar debidamente traslapadas y además deben ser adecuadamente seleccionados los interruptores que serán disparados por cada protección.

h) Los interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento deben ser capaces de conducir la máxima corriente total de carga que podría circular a través de ellos, debido a cualquier maniobra de operación o contingencia.

Subestaciones con esta configuración:

- Coapa (230 kV)
- Contreras (230 kV)
- Coyoacán. (230 kV)
- Cuajimalpa (230 kV)
- Iztapalapa (230 kV)
- Olivar (85 kV)
- Reforma (85 kV)
- San Andres (85 kV)
- San Ángel (230 kV)
- Santa Cruz. (230 kV)

Consideraciones generales de operación.

Este arreglo puede estar formado por 2, 3 ó 4 transformadores de potencia, sin alterar la esencia del mismo, a continuación haremos la descripción del arreglo con dos transformadores de potencia.

Esta integrado por dos interruptores de potencia y cuatro juegos de cuchillas por 85 Kv., dos bancos de potencia, dos juegos de cuchillas generales de 23 Kv. y ocho interruptores de potencia con catorce juegos de cuchillas, dos de estos interruptores son para los bancos de capacitores, cuatro mas para los servicios de distribución (alimentadores) y dos mas para los enlaces.

En cuanto a su condición normal de operación tenemos las siguientes condiciones: el banco de potencia “non” conectado a Barras “A” de 85 Kv. (Interruptor y cuchillas “A” cerradas), el banco “par” conectado a barras “B” de 85 Kv (Interruptor y cuchillas “B” cerradas), los interruptores de los bancos de capacitores abiertos con sus cuchillas “B” cerradas, los interruptores propios de los alimentadores cerrados con sus cuchillas “B” y “S” cerradas y los interruptores de los enlaces abiertos con sus cuchillas “E” cerradas y su selector de transferencia en posición “automático”.

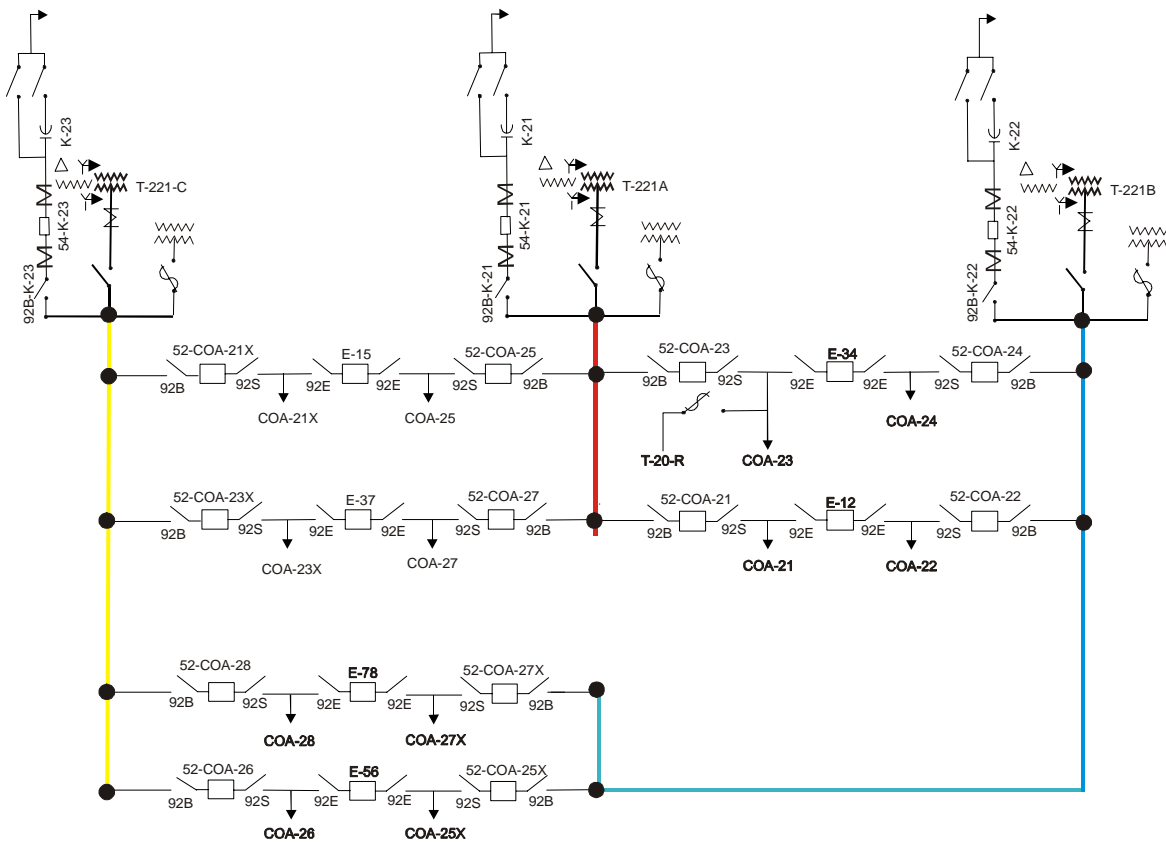


Fig. 3.2 Configuración en Anillo.

Transferencia de carga automática.

Cuando opera la protección primaria de cualquier transformador y el selector de transferencia de los enlaces se encuentra en “automático”, automáticamente se cierran los interruptores de enlace correspondientes.

Maniobras en Anillo.

Antes de hacer cualquier maniobra verificar que el servicio de estación sea alimentado por una fuente permanente y verificar cargas en los equipos involucrados por fase antes y después de la maniobra.

Librar un banco 82-A

- 1.- Pasar los selectores de transferencia de automático a manual del 52 ENL 12 y 52 ENL 34.
- 2.- Cerrar 52 ENL 12

- 3.- Abrir 52 COA 21
- 4.- Cerrar 52 ENL 34
- 5.- Abrir 52 COA 23
- 6.- Abrir 52 K 21, de acuerdo con I.S.
- 7.- Verificar que el banco 82-B, tomo la carga del banco 82-A (ver ampérmetros)
- 8.- Abrir 58-T82-A.
- 9.- Abrir 98A-T82A
- 10.- Abrir 92BT82A.
- 11.- Abrir Portafusibles de TP´s o de servicio de estación si se encuentra del banco y no de las barras de 23 KV.

Normalizar el Banco 82-A

- 1.- Revisar banco 82-A (que no tenga tierras conectadas)
- 2.- Cerrar portafusibles del TP´s servicio de estación.
- 3.- Cerrar 92B-T82A
- 4.- Cerrar 98A-T82A
- 5.- Cerrar 58-T82A
- 6.- Cerrar 52-COA-21
- 7.- Abrir 52 ENL-12
- 8.- Cerrar 52 COA 23
- 9.- Abrir 52 ENL 34
- 10.- Verificar carga en el banco T82-A (con equipo de medición)
- 11.- Pasar el SWT de manual a automático del 52 ENL 12 y 52 ENL 34
- 12.- Conectar 52 CAP 21 (si lo solicita el I.S.).

Librar el 52 COA 21

- 1.- Pasar el selector de transferencia del 52 ENL 12 en posición automática a manual.
- 2.- Bloquear recierre de 52 COA 21
- 3.- Cerrar interruptor 52 ENL 12
- 4.- Abrir 52 COA 21
- 5.- Abrir 92S COA 21
- 6.- Abrir 92B COA 21

Normalizar el 52 COA 21

- 1.- Revisar 52 COA 21 (que no tenga tierras conectadas)
- 2.- Cerrar 92B COA 21
- 3.- Cerrar 92S COA 21
- 4.- Cerrar 52 COA 21
- 5.- Abrir 52 ENL 12
- 6.- Normalizar recierre 52 COA 21
- 7.- Pasar el selector de transferencia 52 ENL 12, de posición manual a automático

Librar el 52 ENL 12

- 1.- Pasar el selector de transferencia de automático a manual del 52 ENL 12
- 2.- Abrir 92E COA 22
- 3.- Abrir 92E COA 21

Normalizar el 52 ENL-21

- 1.- Revisar 52 ENL 12 (que no tenga tierras conectadas)
- 2.- Cerrar 92E COA 22
- 3.- Cerrar 92E COA 21
- 4.- Cambiar selector de transferencia de manual a automático del 52 ENL 12

Librar la barra de 23 kV del banco T82-A

- 1.- Verificar que toda la red puede ser alimentada por el banco 82-B
- 2.- Selector de transferencia de automático a manual de 52 ENL 12 y 52 ENL 34
- 3.- Cerrar 52 ENL 12
- 4.- Abrir 52 COA 21
- 5.- Cerrar 52 ENL 34
- 6.- Abrir 52 COA 23
- 7.- Abrir 52K-21, de acuerdo con I.S.
- 8.- Verificar que el banco T82B tome la carga del Banco T82A.
- 9.- Abrir 92B K21, de acuerdo con I.S.
- 10.- Abrir 92B T82A de acuerdo con I.S.
- 11.- Abrir 92B COA 21
- 12.- Abrir 92B COA 23
- 13.- Abrir portafusibles del TP´s o del SE, si se encuentran conectados a esta barra.

Normalizar la Barra de 23 KV del banco T82 A

- 1.- Cerrar portafusibles de TP´s o de SE, si se encuentran conectados a esta barra.
- 2.- Cerrar 92B COA 21
- 3.- Cerrar 92B COA 23
- 4.- Cerrar 92B T82A
- 5.- Cerrar 92K21, de acuerdo con I.S.
- 6.- Cerrar 52 COA 23
- 7.- Abrir 52 ENL 34
- 8.- Cerrar 52 COA 21
- 9.- Abrir 52 ENL 21
- 10.- Verificar que el banco T82 tome carga.
- 11.- Pasar selector de transferencia de manual a automático de 52 ENL 12 y 52 ENL 34
- 12.- Conectar 52 K 21 a solicitud de I.S.

Dar una observación en el 52 COA 21

- 1.- Pasar a posición "fuera" el togle Switch del recierre del 52 PAT 21
- 2.- Pasar a posición "automático" el selector de transferencia del enlace.

Normalizar una observación en el 52 COA 21

- 1.- Pasar a posición "dentro" el togle Switch del recierre del 52 PAT 21
- 2.- Pasar a posición "automático" el selector de transferencia del enlace.

3.3 Doble barra doble Interruptor

Este tipo de arreglo es el mas completo pero también el mas costoso, debido a la cantidad de equipo asociado, por lo que su aplicación se limita, generalmente, a las centrales eléctricas de gran potencia o en instalaciones muy importantes donde resulta fundamental la continuidad del servicio.

En la Fig. 3.3 se muestra este diagrama de conexiones y tiene las características siguientes:

- a) En condiciones normales de operación todos los interruptores están cerrados.
- b) Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de los juegos de barras su respectiva protección envía disparar todos los interruptores asociados a este, transfiriendo totalmente la carga a las otras barras colectoras sin producir interrupción de servicio.
- c) Se puede proporcionar mantenimiento a cualquier barra o interruptor sin afectar el suministro de energía eléctrica.
- d) Este arreglo puede soportar una doble contingencia a diferencia de otros tipos de arreglos.
- e) Proporciona facilidad en la ampliación sin tener que dejar fuera de servicio a la subestación o parte de ella.
- f) Las zonas de protección por relevadores quedan bien definidas.

Subestaciones con esta configuración:

- Odón de Buen (230 kV)
- Pensador Mexicano (230 kV).
- Tacubaya (230 kV).

Consideraciones generales de operación.

Un modulo de arreglo consta de lo siguiente: dos barras colectoras de 23 kV entre las cuales tenemos nueve pares de interruptores, uno para el banco de capacitores, seis alimentadores y dos bancos de transformadores, cada uno de estos servicios tiene un juego de cuchillas de puesta a tierra y cada interruptor cuenta con un juego de TC´s tipo pedestal.

En este tipo de arreglo se esta utilizando equipo blindado con interruptor del tipo enchufable.

Descripción del arreglo.

Uno de los transformadores será el que lleve toda la carga de este, modulo y lo llamaremos el propio, el otro será el transformador de reserva para este modulo o para otros módulos o también podría llevar carga en paralelo con el transformador propio.

La condición normal de operación de este arreglo es que todos los interruptores se encuentren cerrados menos los del transformador de reserva y los del banco de capacitores.

Los alimentadores son llevados a través de las dos barras. En el caso de falla en una de las barras, los Alimentadores, no sufrirán interrupción ya que la carga será llevada por la barra al ser llevadas ambas en paralelo por el mismo banco.

En caso de opera una protección primaria del banco propio, los alimentadores sufrirán una interrupción instantánea ya que deberán cerrar los enlaces del banco de reserva (esto es en el caso de que el otro banco esté de reserva y no en paralelo entonces no habrá interrupción).

Como podemos observar en el diagrama unifilar tenemos gran flexibilidad para poder librar cualquier equipo sin interrupción de servicio.

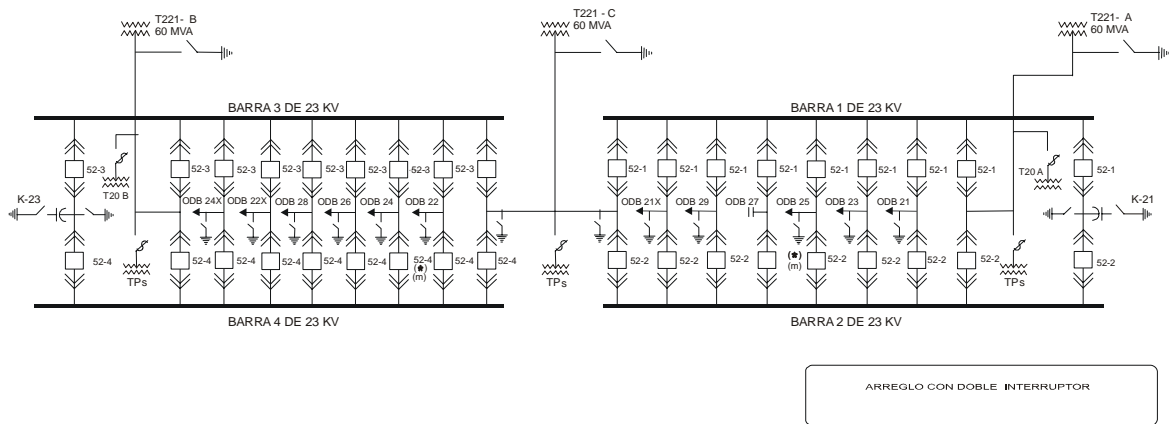


Fig.3.3 Configuración Doble Barra Doble Interruptor.

Maniobras en doble interruptor

Librar barras-1 de 23 kV

Condiciones:

Todos los interruptores 52-1 y 52-2 de todos los bancos se encuentran cerrados, excepto los del banco de reserva (T221-C)

Todos los interruptores 52-1 y 52-2 de las redes y alimentadores se encuentran cerrados. Todas las cuchillas de tierra abiertas.

- 1.- Abrir el 52-1 del T221a, desacoplarlo y retirar su clavija de control.
- 2.- Desacoplar 52-1 del T221C y retirar su clavija de control.
- 3.- Abrir los 52-1 de todos los alimentadores conectados a barras 1, desacoplarlos y retirar su clavija de control.

Normalizar.

- 1.- Conectar la clavija de control, acoplar y cerrar los 52-1 de todos los alimentadores correspondientes a barras 1.
- 2.- Acoplar el 52-1 del T221C y conectar su clavija de control.
- 3.- Acoplar el 52-1 del T221A, conectar su clavija de control y cerrarlo.

Librar un interruptor de 23 kV

Si todos los interruptores de 23 KV se encuentran cerrados, con excepción de los T221-C por 23 kV (52-1 T221-C, 52-2 T221-C, 52-3 T221-C y 52-4 T221-C), bastara con abrir, desacoplar y retirar su clavija de control del interruptor por librar.

Librar un alimentador de 23 kV

- 1.- Abrir los 2 interruptores propios de 23 kV del alimentador por librar, desacoplarlos y retirar sus clavijas de control colocándolas en su receptáculo de descanso.
- 2.- Verificar que no exista un regreso mediante el detector de potencial.
- 3.- Cerrar cuchillas de tierra y demostrar libre.

3.4 Barra Seccionada ó doble barra con interruptor comodín

a) En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación se encuentran conectados al juego de barras principales. En la Fig. 3.4 se muestra este tipo de arreglo.

b) Este arreglo permite dar mantenimiento a cualquier interruptor por medio del propio interruptor comodín y barras auxiliares (transferencia), sin necesidad de que quede fuera de servicio la línea de transmisión o banco de potencia asociado.

c) Cuando un interruptor se encuentre en mantenimiento se puede proteger a su elemento asociado, transfiriendo su protección al interruptor comodín.

d) Se puede realizar la transferencia de todos los elementos de la subestación a las barras auxiliares, utilizando al interruptor comodín como amarre, para dar mantenimiento a las barras principales. Pero se requiere que las barras auxiliares cuenten también con protección diferencial de barras propia.

e) Al operar la protección diferencial de barras para librar una falla, envía un disparo a todos los interruptores desconectando todas las líneas y bancos de potencia, quedando totalmente fuera la subestación. Por lo que se pierde la continuidad de servicio y se puede tener repercusiones que puedan causar un colapso del sistema.

f) Los diagramas de conexiones con interruptor comodín y barra de transferencia proporcionan mayor facilidad en el mantenimiento de los interruptores, pero con estos arreglos se complica la instalación, las maniobras de operación y el esquema de protección y control.

g) Debe disponerse de un sistema de bloqueo, con el interruptor comodín para la operación de sus cuchillas desconectoras.

h) En comparación con el arreglo de barra sencilla la cantidad de equipo necesario es mayor por lo que también su costo.

Subestaciones con esta configuración:

- Los Reyes (85 kV)
- Taxqueña (85 kV)

Consideraciones generales de operación.

Este arreglo se compone de dos bancos de potencia, tres barras colectoras (Barras "Base A", barras "Base B" y barras "Auxiliares"), un número variable de alimentadores compuestos de un interruptor de potencia y cuatro juegos de cuchillas ("A", "B", "S" e "Y") y un interruptor comodín con tres juegos de cuchillas ("EB", "EA" y "A").

Condiciones normales de operación.

El banco de potencia "A", conectado a las barras "Base A" (interruptor y cuchillas "B" y "S" cerradas), el banco de potencia "B" conectado a las barras "Base B" (interruptor y cuchillas "B" y "S"), el interruptor comodín y sus cuchillas "EA" y "A" cerradas excitando las barras "Auxiliares" y con su "SWT" en posición "alimentador", los alimentadores "nones" conectados a las barras "Base A"

(interruptor y cuchillas “B” y “S” cerradas) y los alimentadores “pares” conectados a las barras “Base B” (interruptores y cuchillas “B” y “S” cerradas).

Nota: Las condiciones del interruptor comodín pueden variar de acuerdo a órdenes del I.S.

Que hacer antes de normalizar cualquier maniobra.

- A.- El servicio de estación sea alimentado por una fuente permanente.
- B.- Verificar cargas en los equipos involucrados, por fase.
- C.- Analizar y anotar los pasos a seguir, durante el desarrollo de la maniobra.
- D.- Verificar las condiciones del equipo a utilizar.

Maniobra en barra seccionada.

Dar en licencia las cuchillas “S” de un alimentador

- 1.- Desconectar el interruptor propio del alimentador
- 2.- Abrir cuchillas “S” y “B” del alimentador.
- 3.- Demostrar ausencia de potencial.

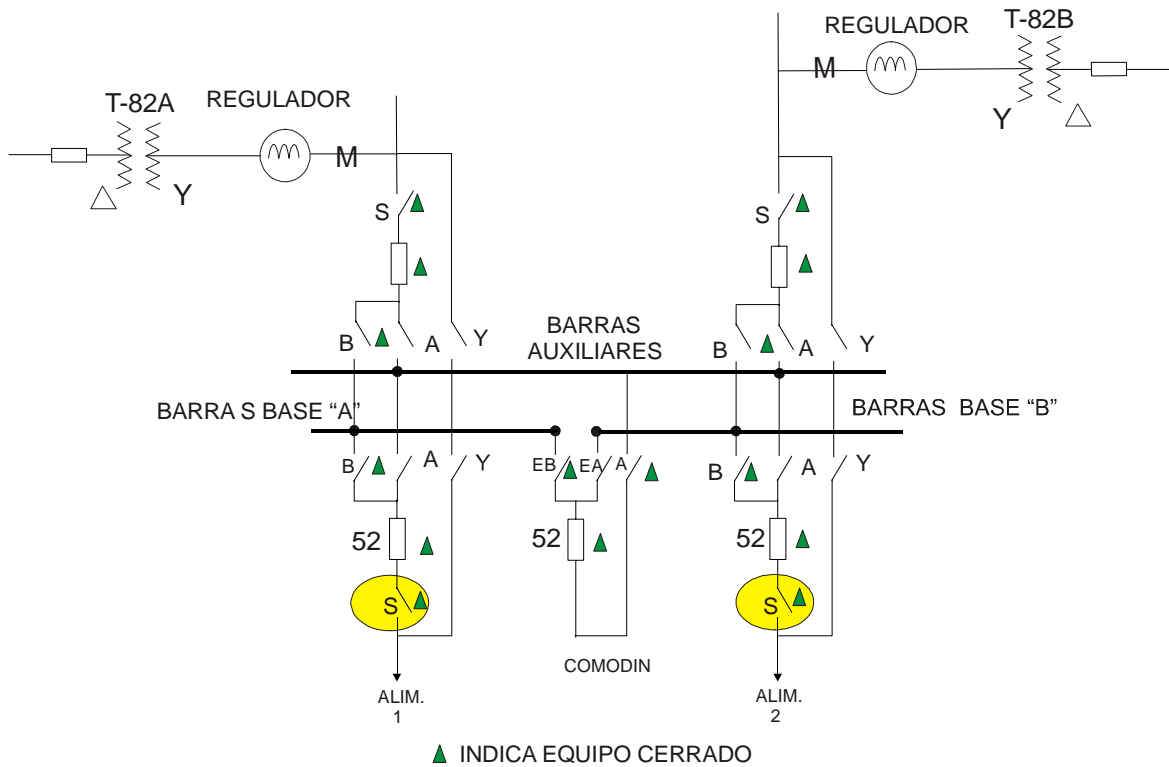


Fig. 3.4 a) Maniobras para dar en licencia las cuchillas "S".

Normalizar

- 1.- Verificar la operación de las cuchillas "S"
- 2.- Cerrar cuchillas "S" y "B" del alimentador.
- 3.- Conectar el interruptor propio del alimentador.

Dar en licencia el interruptor de un alimentador de 23 kV del banco T82-A sustituyéndolo por el comodín.

- 1.- Desconectar el interruptor comodín .
- 2.- Cerrar cuchillas "Y" del interruptor a sustituir.
- 3.- Conectar el interruptor comodín.
- 4.- Desconectar el interruptor propio del alimentador .
- 5.- Abrir cuchillas "B" y "S" del alimentador.
- 6.- Demostrar ausencia de potencial.

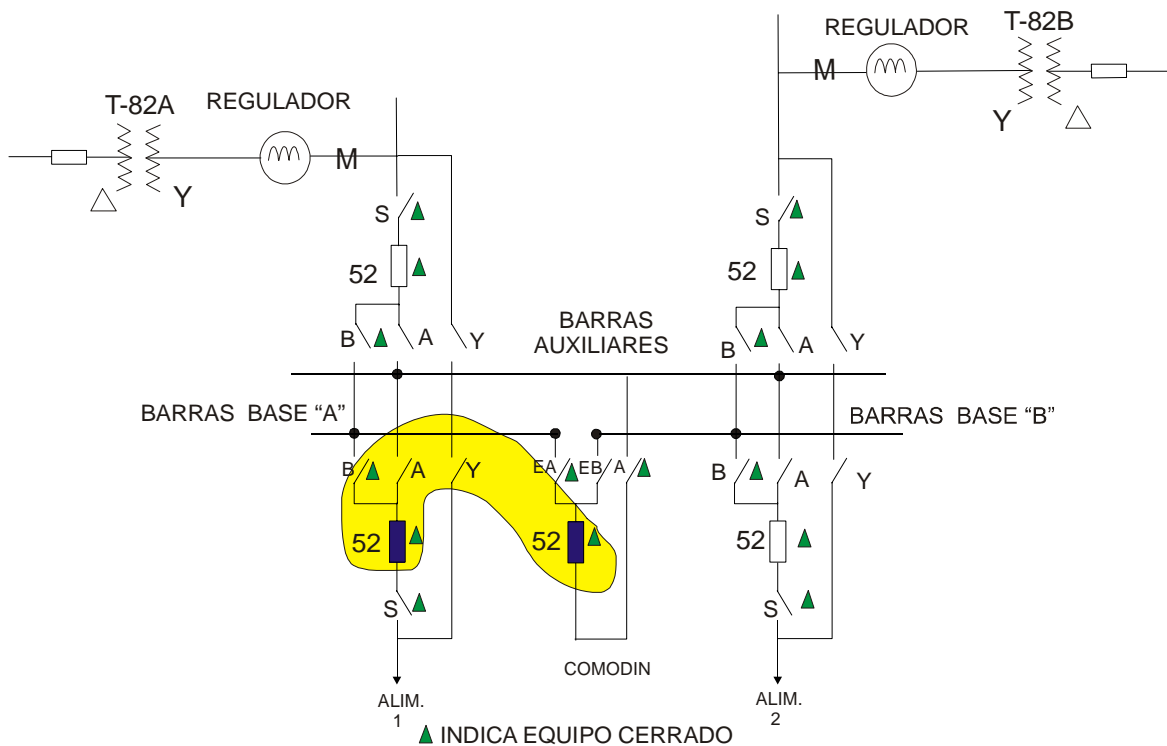


Fig. 3.4 b) Maniobra para dar licencia de un Interruptor Propio.

Normalizar

- 1.- Verificar equipo y limpieza de la zona de trabajos.
- 2.- Cerrar cuchillas "B" y "S" del alimentador.
- 3.- Conectar el interruptor propio del alimentador
- 4.- desconectar el interruptor comodín .
- 5.-Abrir cuchillas "Y" del interruptor a sustituir.
- 6.- Conectar el interruptor comodín.

Nota: Durante el desarrollo de la maniobra el (SWT) del comodín permanecerá en posición "Alimentador".

Dar en licencia el interruptor de un alimentador de 23 kV del banco T82-B sustituyéndolo por el comodín.

- 1.- Desconectar el interruptor comodín
- 2.- Abrir cuchillas "EA".
- 3.- Cerrar cuchillas "EB"
- 4.- Cerrar cuchillas "Y" del interruptor a sustituir
- 5.- Conectar el interruptor comodín .
- 6.- Desconectar el interruptor "propio" del alimentador.

- 7.- Abrir cuchillas "B" y "S" del alimentador.
- 8.- Demostración libre el equipo(ausencia de potencial).

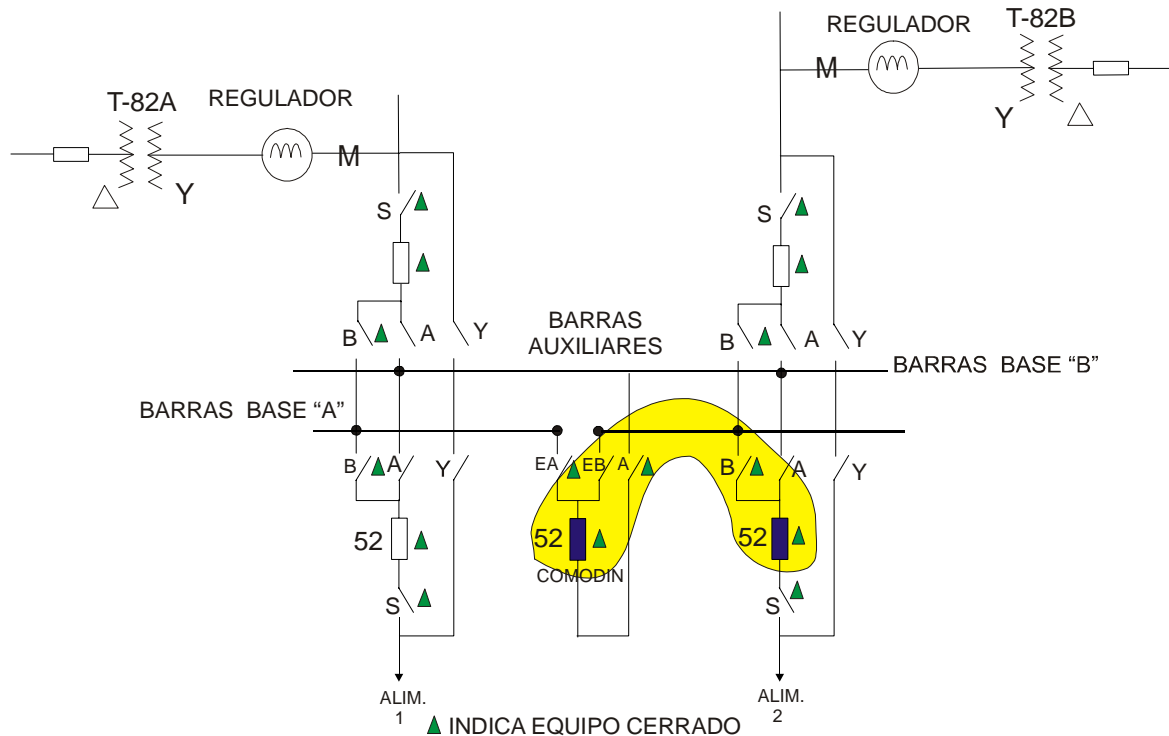


Fig. 3.4 c) Maniobras para dar en licencia un interruptor propio de un alimentador sustituyéndolo por el Comodín

Normalizar

- 1.- Verificar el equipo y limpieza de la zona de trabajos.
- 2.- Cerrar cuchillas "B" y "S" del alimentador .
- 3.- Conectar el interruptor "propio" del alimentador.
- 4.- Desconectar el interruptor comodín
- 5.-Abrir cuchillas "Y" del interruptor a sustituir
- 6.- Abrir cuchillas "EB".
- 7.- Cerrar cuchillas "EA".
- 8.- Conectar el interruptor comodín.

Nota: Durante el desarrollo de la obra el (SWT) del comodín permanecerá en posición "Alimentador".

Dar en licencia el interruptor de 23 kV del banco 82-A (52 T82 A) sin interrupción

- 1.- Desconectar el interruptor comodín
- 2.- Cerrar cuchillas "Y" del interruptor de 23 kV banco 82-A
- 3.- Conectar el interruptor comodín
- 4.- Pasar el SWT del comodín a posición "BCO 82^a"

- 5.- Desconectar el interruptor de 23 kV del banco 82 A
- 6.- Abrir cuchillas "B" y "S" del interruptor del banco 82^a
- 7.- Demostrar ausencia de potencial.

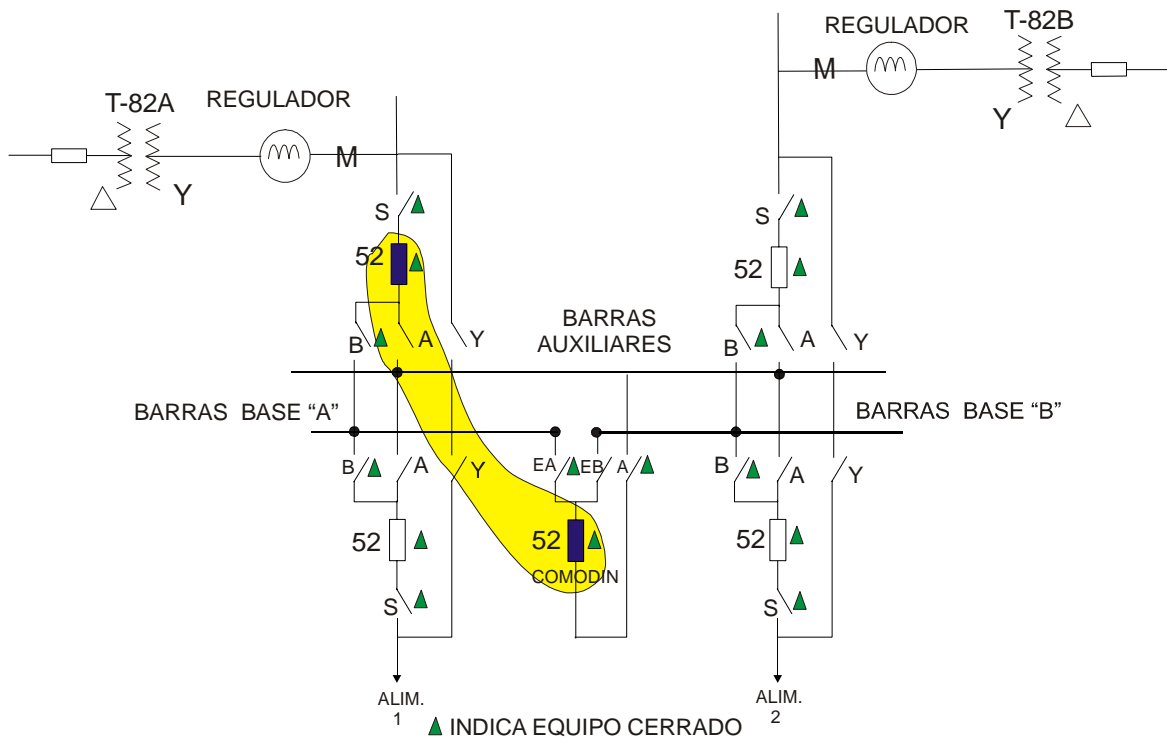


Fig. 3.4 d) Maniobras para dar en licencia el interruptor 52T del T82-A sustituyéndolo por el comodín.
Normalizar

- 1.- Verificar el equipo y limpieza y limpieza de la zona de trabajo.
- 2.- Cerrar cuchillas "B" y "S" del interruptor de 23 kV del 82-A
- 3.- Conectar el interruptor de 23 kV del banco 82 A
- 4.- Pasar el SWT del comodín, a posición "Alimentador"
- 5.- Desconectar el interruptor comodín.
- 6.- Abrir cuchillas "Y" del interruptor de 23 kV del banco 82 A.
- 7.- Conectar el interruptor comodín.

Dar en licencia el interruptor de 23 kV del banco 82-B (52 T82B) sin interrupción.

- 1.-Desconectar el interruptor comodín
- 2.- Abrir cuchillas "EA" del comodín
- 3.- Cerrar cuchillas "EB" del comodín
- 4.- Cerrar cuchillas "Y" del interruptor de 23 kV banco 82-B.
- 5.- Conectar el interruptor comodín
- 6.- Pasar el SWT del comodín a posición BCO 82B
- 7.- Desconectar el interruptor de 23 kV del banco 82B.
- 8.- Abrir cuchillas "B" y "S" del interruptor del banco 82B

9.- Demostrar ausencia de potencial.

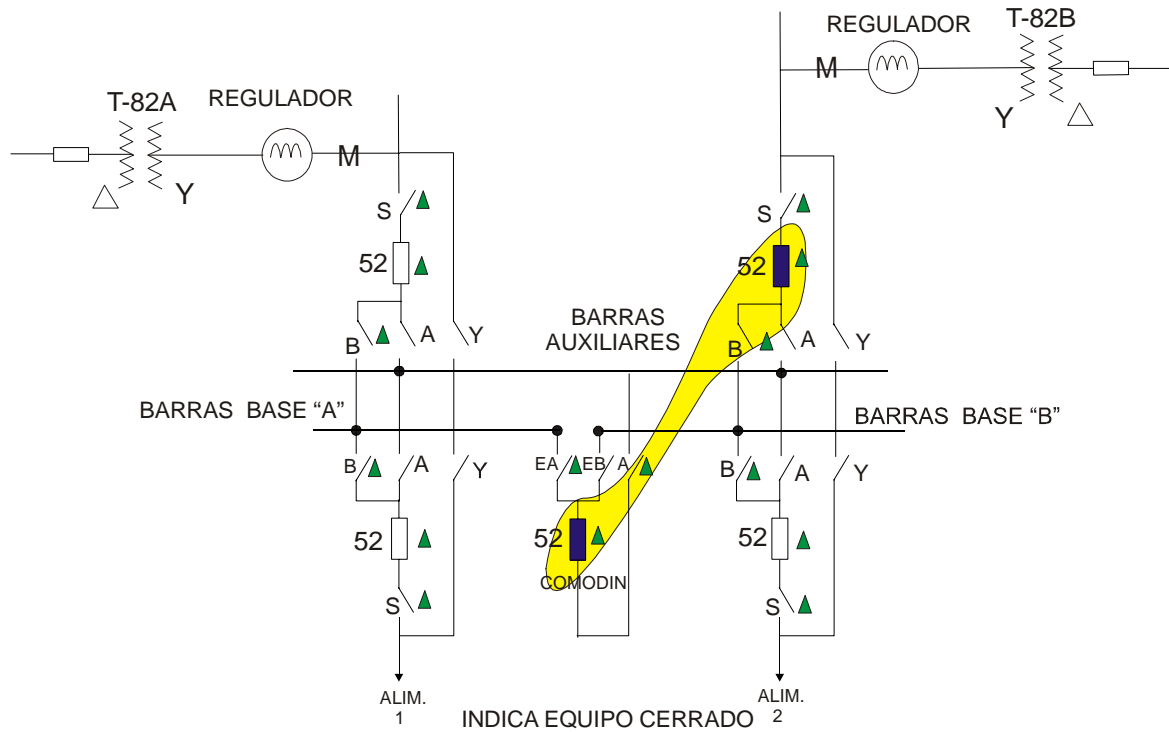


Fig. 3.4 e) Maniobras para dar en licencia el interruptor 52T del T82-B sustituyéndolo por el comodín.

Normalizar.

- 1.- Verificar el equipo y limpieza de la zona de trabajo.
- 2.- Cerrar cuchillas "B" y "S" del interruptor de 23 kV del banco 82B.
- 3.- Conectar el interruptor de 23 KV del banco 82B
- 4.- Pasar el SWT del comodín, a posición "Alimentador"
- 5.- Desconectar el interruptor comodín.
- 6.- Abrir cuchillas "Y" del interruptor de 23 kV del banco 82B
- 7.- Abrir cuchillas "EB" del comodín
- 8.- Cerrar cuchillas "EA" del comodín
- 9.- Conectar el interruptor comodín.

Dar en licencia el interruptor comodín.

- 1.- Desconectar el interruptor comodín.
- 2.- Abrir cuchillas "EA" y "A".
- 3.- Demostrar ausencia de potencial.

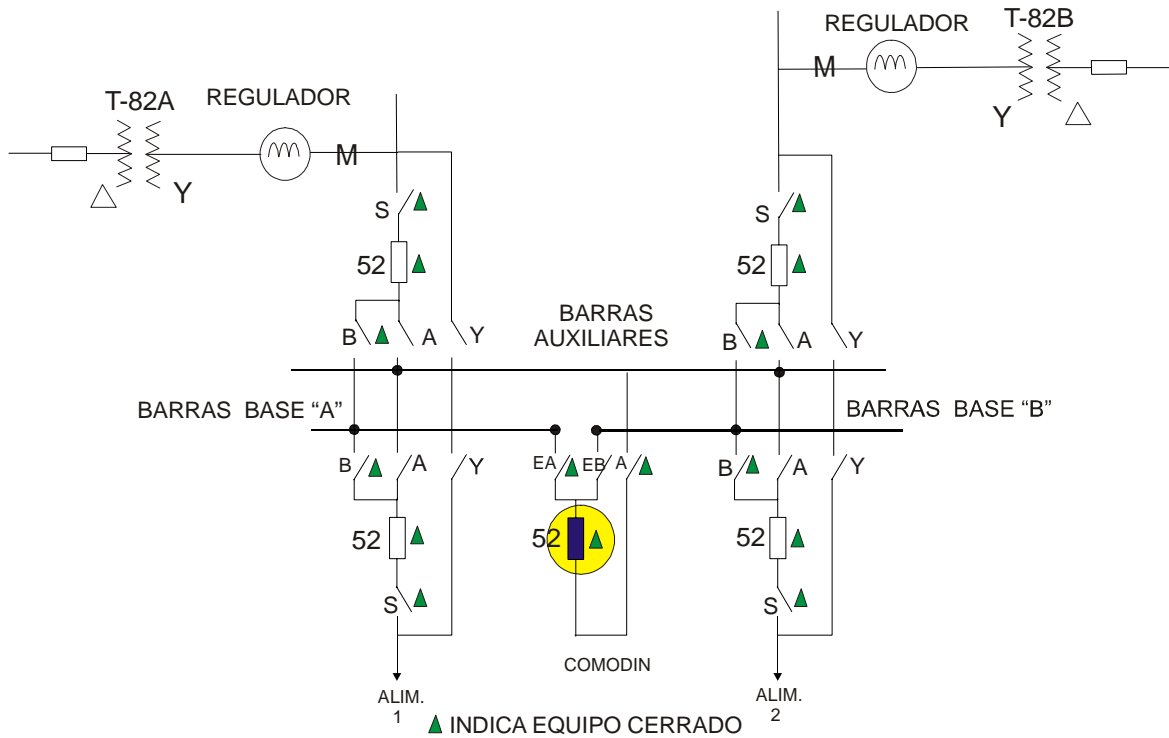


Fig. 3.4 f) Maniobras para dar en licencia el Comodín.

Normalizar.

- 1.- Verificar el equipo y limpieza de la zona de trabajo.
- 2.- Cerrar cuchillas "EA" y "A"
- 3.- Conectar el interruptor comodín.

Maniobras para librar las barras auxiliares de 23 kV.

- 1.- Desconectar interruptor comodín
- 2.- Abrir cuchillas "A" del interruptor comodín
- 3.- Abrir portafusibles de TP's o de servicio de estación si estos se encuentran sobre esta barra .
- 4.- Demostrar libres las barras auxiliares de 23 kV.

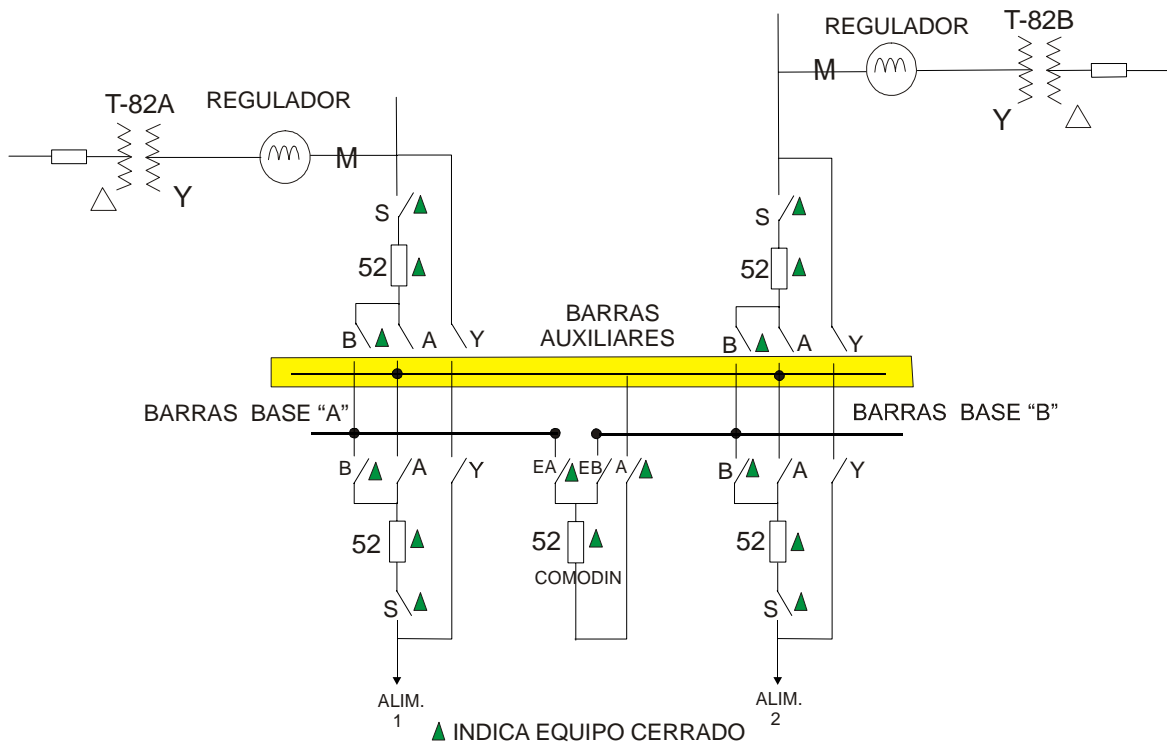


Fig. 3.4 g) Maniobras para librar las barras auxiliares.

Normalizar.

- 1.- Verificar que en las barras de auxiliares de 23 kV no haya tierras conectadas.
- 2.- Cerrar portafusibles de TP's o de servicio de estación si es que estos se encuentran sobre esta barra.
- 3.- Cerrar cuchillas "A" del interruptor comodín.
- 4.- Conectar interruptor comodín.

Dar en licencia las cuchillas "A" del interruptor comodín.

- 1.- Desconectar el interruptor comodín .
- 2.- Abrir cuchillas "EA" y "A" del comodín
- 3.- Demostrar ausencia de potencial.

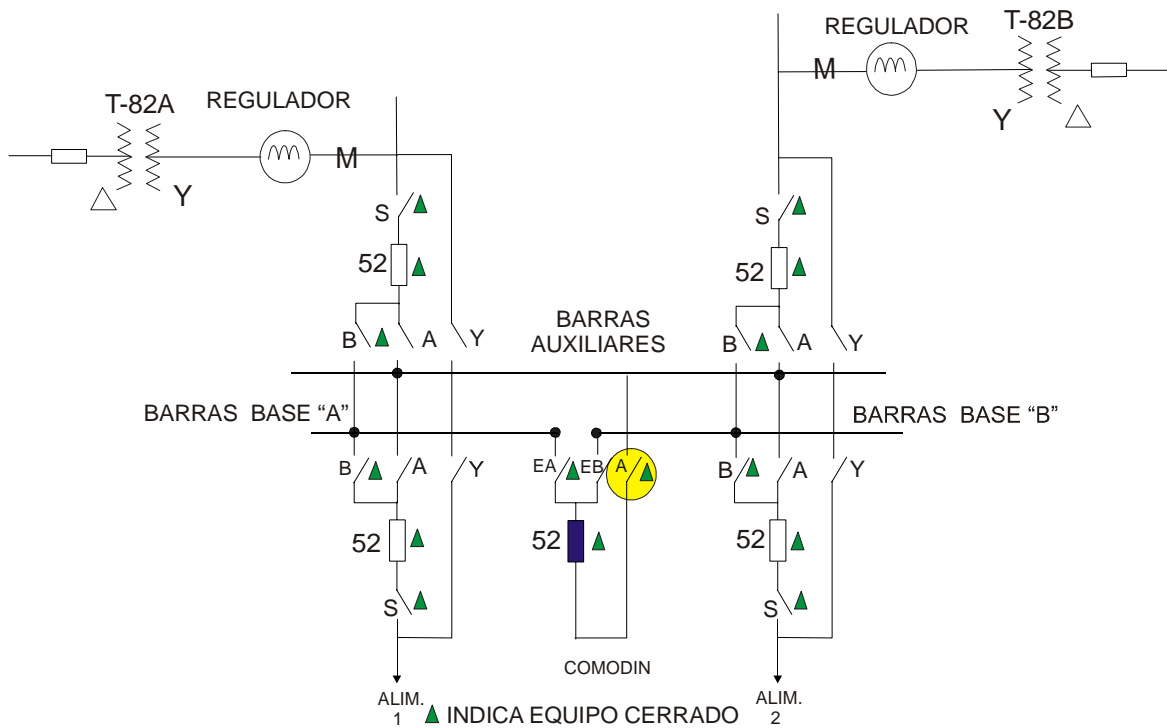


Fig. 3.4 i) Maniobras para dar en licencia las Cuchillas "A" del Comodín.

Normalizar

- 1.- Verificar la operación de las cuchillas "A".
- 2.- Cerrar cuchillas "EA" y "A" del comodín.
- 3.- Conectar el interruptor comodín.

Dar en licencia las cuchillas "EA" del interruptor comodín

- 1.- Desconectar el interruptor comodín
- 2.- Cerrar cuchillas "A" del banco 82 A
- 3.- Pasar SWT de comodín a posición "FUERA"
- 4.- Conectar el interruptor comodín.
- 5.- Cerrar cuchillas "A" de los servicios conectados a barras base "A"
- 6.- Abrir cuchillas "B" de los servicios conectados a barras base "A".
- 7.- Desconectar el interruptor comodín
- 8.- Abrir cuchillas "B" del banco 82 A
- 9.- Abrir cuchillas "EA" del interruptor comodín
- 10.- Demostrar ausencia de potencial.

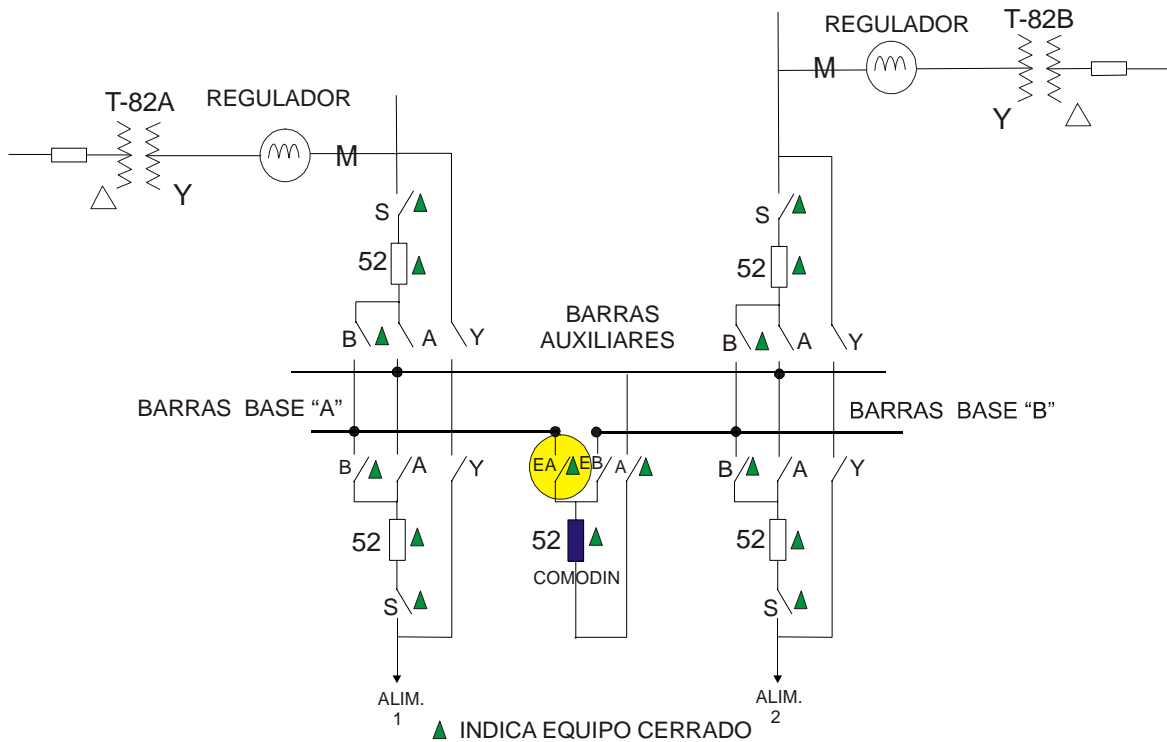


Fig. 3.4 j) Maniobras para dar en licencia las cuchillas “EA” del comodín.

Normalizar.

- 1.- Verificar la operación de las cuchillas “EA”.
- 2.- Cerrar cuchillas “EA” del interruptor comodín.
- 3.- Cerrar cuchillas “B” del banco 82 A
- 4.- Conectar el interruptor comodín
- 5.- Cerrar cuchillas “B” de los servicios conectados a barras base “A”
- 6.- Abrir cuchillas “A” de los servicios conectados a barras base “A”.
- 7.- Desconectar el interruptor comodín.
- 8.- Pasar SWT del comodín a posición “ALIMENTADOR”
- 9.- Abrir cuchillas “A” del banco 82 A
- 10.- Conectar el interruptor comodín

Dar en licencia las cuchillas “EB” del interruptor comodín

- 1.- Desconectar el interruptor comodín
- 2.- Cerrar cuchillas “A” del banco 82B
- 3.- Igualar voltajes de los bancos 82 A y 82 B.
- 4.- Bloquear cambiadores de tap´s (o regulador de voltaje.)
- 5.- Pasar SWT del comodín a posición “FUERA”.
- 6.- Conectar el interruptor comodín.
- 7.- Cerrar cuchillas “A” de los conectados a las barras base “B”

- 8.- Abrir cuchillas "B" de los servicios conectados a las barras base "B".
- 9.- Abrir cuchillas "B" del banco 82B
- 10.- Desconectar interruptor comodín
- 11.- Abrir cuchillas "EA".
- 12.- Pasar a "automático" los cambiadores de tap´s (regulador de voltaje)
- 13.- Demostrar ausencia de potencial.

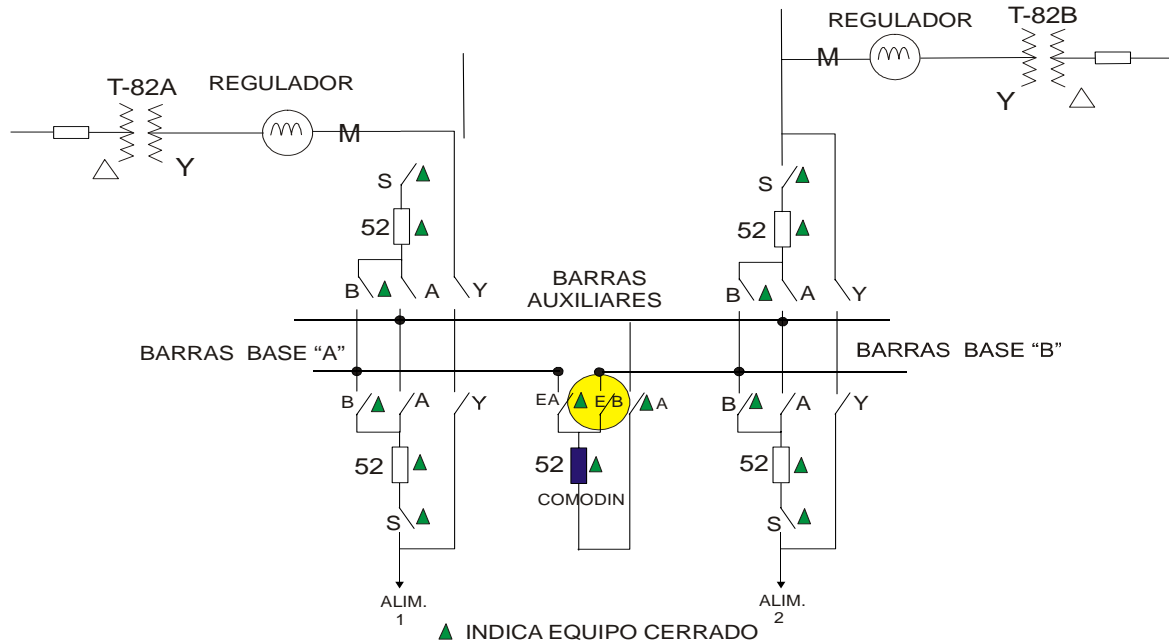


Fig. 3.4 k) Maniobras para dar en licencia las cuchillas "EB" del comodín.

Normalizar.

- 1.- Verificar la operación de las cuchillas "EB"
- 2.- Cerrar cuchillas "EA".
- 3.- Igualar voltaje de los bancos 82 A y 82 B
- 4.- Bloquear cambiadores de tap´s (o regulador de voltaje)
- 5.- Conectar interruptor comodín.
- 6.- Cerrar cuchillas "B" del banco 82B
- 7.- Cerrar cuchillas "B" de los servicios conectados a las barras base "B"
- 8.- Abrir cuchillas "A" de los servicios conectados a las barras base "B"
- 9.- Desconectar el interruptor comodín.
- 10.- Pasar el SWT del comodín a posición "Alimentador"
- 11.- Abrir cuchillas "A" del banco 82 B
- 12.- Pasar "automático" los cambiadores de tap´s (regulador de voltaje)
- 13.- Conectar interruptor comodín.

Dar en licencia las cuchillas "A" de un alimentador.

- 1.- Desconectar el interruptor comodín.
- 2.- Desconectar el interruptor "propio" del alimentador a librar .
- 3.- Abrir las cuchillas "B" y "S" del alimentador.

4.- Demostrar ausencia de potencial.

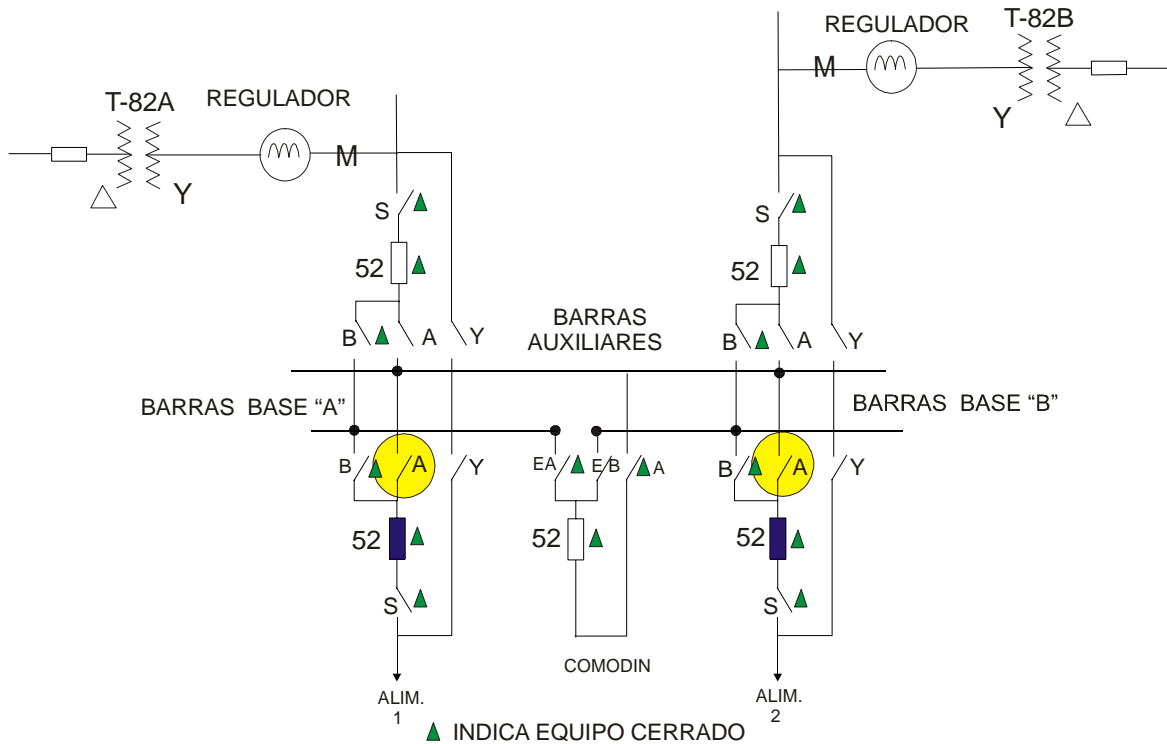


Fig. 3.4 l) Maniobras para dar en licencia las cuchillas "A" de un alimentador.

Normalizar.

- 1.- Verificar la operación de las cuchillas "A"
- 2.- Cerrar cuchillas "B" del alimentador.
- 3.- Conectar el interruptor "propio" del alimentador.
- 4.- Conectar el interruptor comodín.

3.5 Doble barra con barra de transferencia o triple barra con interruptor comodín.

a) En este diagrama de conexiones los dos juegos de barras principales junto con el interruptor de amarre presentan las mismas características que el arreglo de doble barra con interruptor de amarre. En la Fig. 3.5 se muestra este tipo de arreglo.

b) Este arreglo a diferencia del arreglo de doble barra con interruptor de amarre, proporciona facilidad de mantenimiento a los interruptores por medio de las

barras de transferencia y el uso del interruptor comodín, sin tener que desconectar al elemento asociado.

c) Con este diagrama de conexiones se complica la instalación, las maniobras de operación y el esquema de protección y control.

Subestaciones con esta configuración:

Este centro no cuenta con Subestaciones con este tipo de configuración.

Ejemplo:

Cerro Gordo (23 kV)

Consideraciones generales de operación

En este tipo de arreglo es muy importante, cuando se efectúen maniobras, el manejo adecuado de los selectores de transferencia del interruptor comodín de los interruptores propios de bancos.

Condiciones Normales de Operación.

Los bancos 82-A y 82 -C, conectados a barras "A" de 23 kV con el SWT en la posición "propio". El banco 82-B conectado a barras "B" de 23 kV con el SWT en la posición "propio". El interruptor comodín cerrado con cuchillas "B" o "A" y "T" cerradas, con el SWT en posición transferencia.

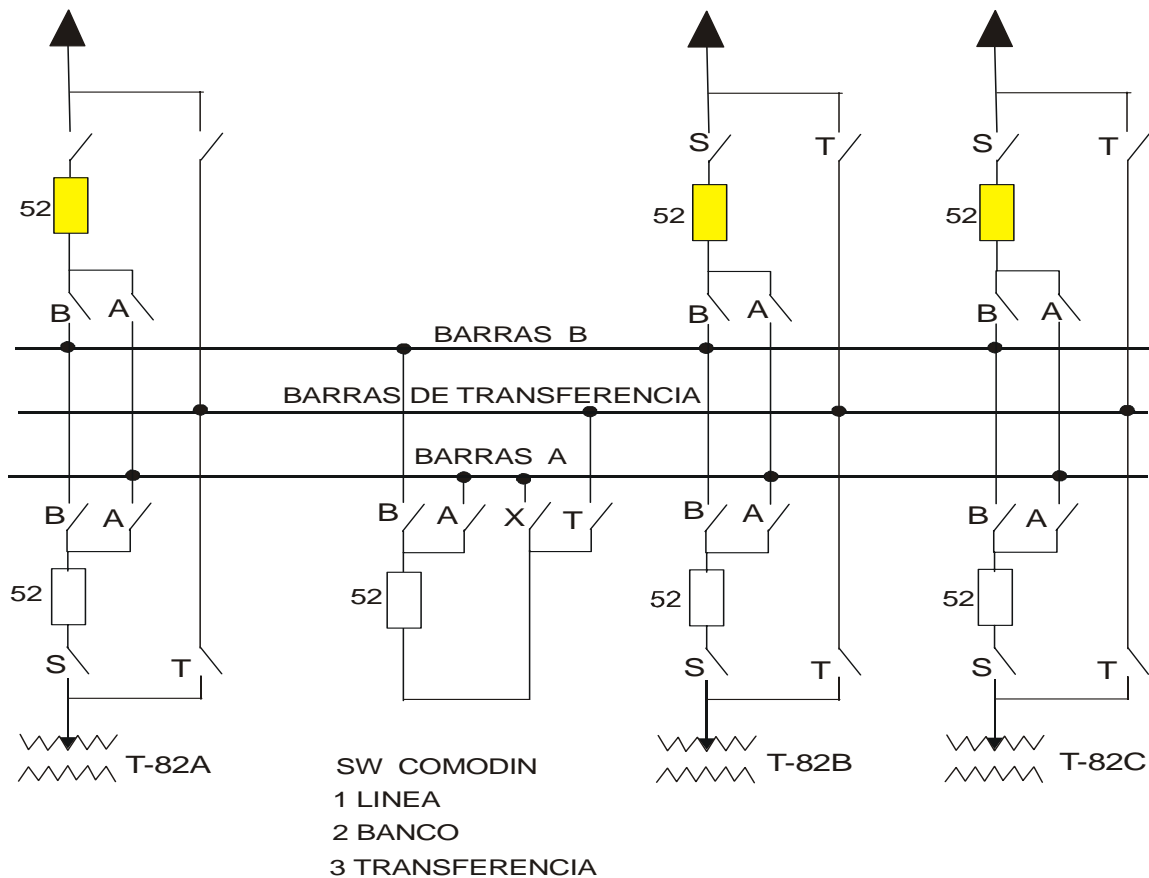


Fig. 3.5 Arreglo Doble Barra con Barra de Transferencia o Triple Barra con Interruptor comodín.

Maniobras en doble barra con barra de transferencia

Librar barras "A" de 23 kV, llevando los alimentadores por el bus de transferencia.

- 1.- Revisar que el SE este por las barras "A", de lo contrario, pasarlo a las barras "B" .
- 2.- Abrir el interruptor comodín.
- 3.- Abrir cuchillas "T" del interruptor comodín
- 4.- Cerrar cuchillas "B" y "X" del interruptor comodín
- 5.- Cerrar interruptor comodín (se establece el paralelo de los bancos).
- 6.- Cerrar las cuchillas "B" de los circuitos conectados a barras "A".
- 7.- Abrir cuchillas "A" de los circuitos conectados a barras "A"
- 8.- Abrir interruptor comodín
- 9.- Abrir cuchillas "B" y "X" del comodín (las cuchillas "A" y "T" del comodín deben estar abiertas).
- 10.- Demostrar libres las barras "A".

Normalizar

- 1.- Revisar que no que no existan conexiones a tierra.
- 2.- Cerrar cuchillas "X" y "B" del comodín
- 3.- Cerrar el interruptor comodín
- 4.- Cerrar las cuchillas "A" de todos los circuitos conectados normalmente a barras "A" de 23 kV
- 5.- Abrir cuchillas "B" de todos los circuitos conectados normalmente a barras "A" de 23 kV
- 6.-Abrir el interruptor comodín (se rompe paralelo de bancos)
- 7.- Cerrar cuchillas "B" o "A" y "T".
- 8.- Cerrar interruptor comodín (para excitar barras de transferencia).

Librar barras "B" de 23 kV, llevando los alimentadores por el bus de transferencia

- 1.- Revisar que el SE este por las barras "B", de lo contrario, pasarlo a las barras "A" .
- 2.- Abrir el interruptor comodín.
- 3.- Abrir cuchillas "T" del interruptor comodín
- 4.- Cerrar cuchillas "B" y "X" del interruptor comodín
- 5.- Cerrar interruptor comodín (se establece el paralelo de los bancos).
- 6.- Cerrar las cuchillas "A" de los circuitos conectados a barras "B".
- 7.- Abrir cuchillas "B" de los circuitos conectados a barras "B"
- 8.- Abrir interruptor comodín
- 9.- Abrir cuchillas "B" y "X" del comodín (las cuchillas "A" y "T" del comodín deben estar abiertas).
- 10.- Demostrar libres las barras "A".

Normalizar

- 1.- Revisar que no que no existan conexiones a tierra.
- 2.- Cerrar cuchillas "X" y "B" del comodín
- 3.- Cerrar el interruptor comodín
- 4.- Cerrar las cuchillas "B" de todos los circuitos conectados normalmente a barras "B" de 23 kV
- 5.- Abrir cuchillas "A" de todos los circuitos conectados normalmente a barras "B" de 23 kV
- 6.-Abrir el interruptor comodín
- 7.- Cerrar cuchillas "B" o "A" y "T".
- 8.- Cerrar interruptor comodín.

Librar barras de transferencia

- 1.- Desconectar el interruptor comodín
- 2.- Abrir cuchillas "A", "B", "X" y "T" del comodín.

Normalizar

- 1.- Checar que no haya tierras
- 2.- Cerrar cuchillas "A" o "B" mas "T"

3.- Cerrar interruptor comodín.

Sustituir el interruptor de un alimentador de 23 kV por el comodín (considerando que el alimentador esta por las barras "A")

- 1.-Abrir el interruptor comodín
- 2.- Abrir cuchillas "B" del comodín
- 3.- Cerrar cuchillas "A" del comodín.
- 4.- Pasar el selector de transferencia (SWT) del comodín a posición "Línea"
- 5.- Cerrar cuchillas "T" del alimentador a sustituir.
- 6.- Cerrar el interruptor comodín
- 7.- Abrir el interruptor del alimentador.
- 8.- Abrir cuchillas "A" y "S" del alimentador.
- 9.- Demostrar libre el equipo.

Normalizar

- 1.- Revisar que no existan conexiones a tierra
- 2.- Cerrar cuchillas "A" y "S" del alimentador
- 3.- Cerrar interruptor del alimentador
- 4.- Abrir interruptor comodín
- 5.- Abrir cuchillas "T" del comodín
- 6.- Pasar el selector de transferencia (SWT) del comodín a posición "transferencia".
- 7.- Cerrar el interruptor comodín

Sustituir el interruptor de un alimentador de 23 kV por el comodín (considerando que el alimentador esta por las barras "B")

- 1.- abrir el interruptor comodín
- 2.- Abrir cuchillas "A" del comodín
- 3.- Cerrar cuchillas "B" del comodín
- 4.-Pasar el conmutador de transferencia del comodín, pasarlo a posición "Línea".
- 5.- Cerrar cuchillas "T" del alimentador a sustituir.
- 6.- Cerrar el interruptor comodín.
- 7.- Abrir el interruptor del alimentador a sustituir
- 8.- Abrir cuchillas "B" y "S" del alimentador.
- 9.- Demostrar libre el equipo.

Normalizar .

- 1.- Revisar que no existan conexiones a tierra.
- 2.- Cerrar cuchillas "B" y "S" del alimentador
- 3.- Cerrar interruptor del alimentador
- 4.- Abrir interruptor comodín.
- 5.- Abrir cuchillas "T" del alimentador.
- 6.- Pasar el selector de transferencia (SWT) del comodín a posición "transferencia"
- 7.- Cerrar interruptor comodín

Sustituir el interruptor de 23 kV del Banco-A u 82-C por el comodín

- 1.- Abrir el interruptor comodín.
- 2.- Abrir cuchillas "B" del comodín

- 3.- Cerrar cuchillas “A” del comodín
- 4.- Pasar el conmutador de transferencia del comodín a posición “Banco”.
- 5.- Cerrar cuchillas “T” del banco
- 6.- Cerrar el interruptor del comodín
- 7.- Colocar el selector de transferencia de banco a la posición “comodín”
- 8.-Abrir el interruptor de 23 KV del banco
- 9.- Abrir cuchillas “A” y “S” de 23 KV del banco.
- 10.- Demostrar libre el equipo.

Normalizar

- 1.- Revisar que no existan conexiones a tierra
- 2.- Cerrar cuchillas “A” y “S” del interruptor de banco
- 3.- Cerrar interruptor del banco
- 4.- Pasar el selector de transferencia (SWT) del banco a posición “propio”
- 5.- Abrir el interruptor del comodín
- 6.- Pasar selector de transferencia (SWT) del comodín a posición “transferencia”
- 7.- Abrir cuchillas “T” del banco
- 8.- Cerrar el interruptor comodín.

Sustituir el interruptor de 23 KV del banco-B por el comodín

- 1.- Abrir el interruptor comodín.
- 2.- Abrir cuchillas “A” del comodín
- 3.- Cerrar interruptor del banco
- 4.- Pasar el conmutador de transferencia del comodín a posición “Banco”.
- 5.- Cerrar cuchillas “T” del banco
- 6.- Cerrar el interruptor del comodín
- 7.- Colocar el selector de transferencia de banco a la posición “comodín”
- 8.-Abrir el interruptor de 23 KV del banco
- 9.- Abrir cuchillas “B” y “S” de 23 KV del banco.
- 10.- Demostrar libre el equipo.

Normalizar.

- 1.- Revisar que no existan conexiones a tierra
- 2.- Cerrar cuchillas “B” y “S” de 23 KV del banco
- 3.- Cerrar interruptor de 23 KV del banco
- 4.- Pasar el selector de transferencia (SWT) del banco a posición “propio”
- 5.- Abrir el interruptor del comodín
- 6.- Abrir cuchillas “T” del banco
- 7.- Pasar selector de transferencia (SWT) del comodín a posición “transferencia”
- 8.- Cerrar el interruptor comodín.

3.6 Barra Sencilla con Cuchilla de Enlace

- a) Es el arreglo más simple y el que utiliza menor cantidad de equipo, por lo que es el más económico. En la Fig. 3.6 se muestra este tipo de arreglo.
- b) En condiciones normales de operación todos los elementos de la subestación (líneas de transmisión y bancos de potencia) están conectados al juego de barras colectoras a través sus propios interruptores y la cuchilla seccionadora esta cerrada.
- c) Al operar la protección diferencial de barras para librar una falla, se envía el disparo de todos los interruptores desconectando todas las líneas y los bancos, quedando totalmente fuera la subestación. Por lo cual no se tiene flexibilidad ya que se pierde la continuidad de servicio y se tienen que realizar transferencias de carga en el sistema.
- d) El mantenimiento de las barras colectoras se dificulta debido a que es necesario hacerlo en vivo ó que la subestación quede totalmente fuera de servicio.
- e) Para darle mantenimiento a un interruptor es necesario que se ponga fuera de servicio su elemento asociado.
- f) Para la ampliación de la subestación se requiere ponerla fuera de servicio.
- g) Se usa en pequeñas subestaciones ó plantas donde la simplicidad y economía son importantes.

Subestaciones con esta configuración:

Subestaciones:

- Chalco (85 kV)
- Narvarte (6 kV)
- Paso de Cortés (13.2 kV)

Consideraciones generales de operación

En baja tensión este tipo de arreglo puede estar formado por dos o más bancos de potencia, para este caso lo vamos analizar con dos de estos bancos.

Cada módulo de este arreglo se compone de un banco de potencia, un interruptor de banco, una barra colectora y un número determinado de alimentadores, integrados por un interruptor de potencia y dos juegos de cuchillas. Entre cada uno de estos módulos tenemos unas cuchillas de enlace.

Condiciones normales de operación.

Los bancos conectados a sus barras colectoras (interruptor de banco y cuchillas cerradas) y todos los alimentadores conectados a sus barras correspondientes (interruptor y cuchillas cerradas), las cuchillas de enlace abiertas (cerradas)

Maniobras en barra sencilla con cuchilla de enlace.

Caso 1

Librar interruptor Alimentador ALI-1

- 1.- Abrir interruptor ALI-1
- 2.- Desacoplar interruptor alimentador ALI-1
- 3.- Demostrar libre el equipo

Normalizar

- 1- Abrir que no existan conexiones a tierra
- 2- Acoplar interruptor alimentador ALI-1
- 3- Cerrar interruptor alimentador AL-1

Caso 2

Librar interruptor Alimentador ALI-1

- 1.- Librar interruptor ALI-1
- 2.- Abrir cuchillas “B” y “S” del alimentador ALI-1
- 3.- Demostrar libre el equipo.

Normalizar

- 1.- Revisar que no existan conexiones a tierra
- 2.- Cerrar cuchillas “B” y “S” del alimentador ALI-1
- 3.- Cerrar interruptor alimentador ALI-1

Para poner en observación un alimentador, solamente se pone en posición “fuera” el togle Switch del alimentador ALI-1

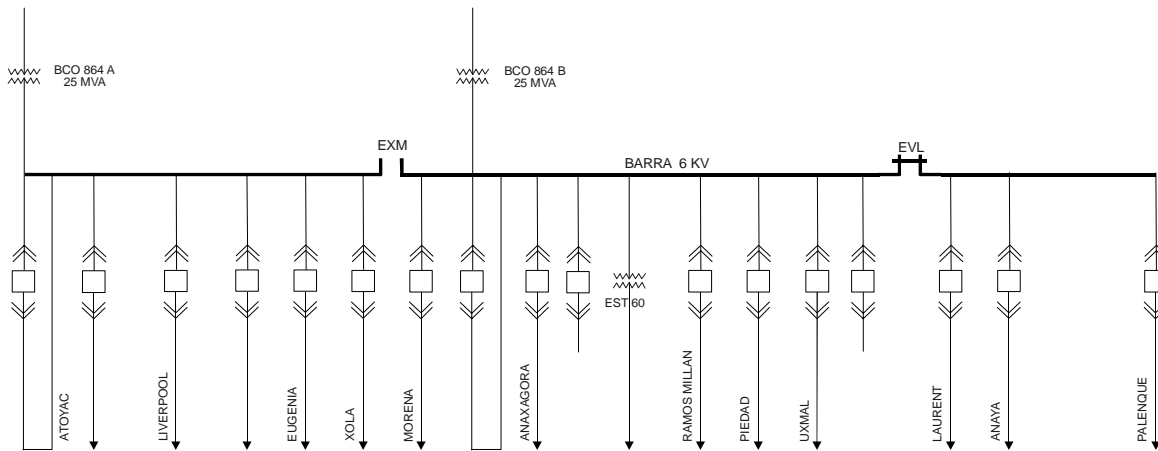
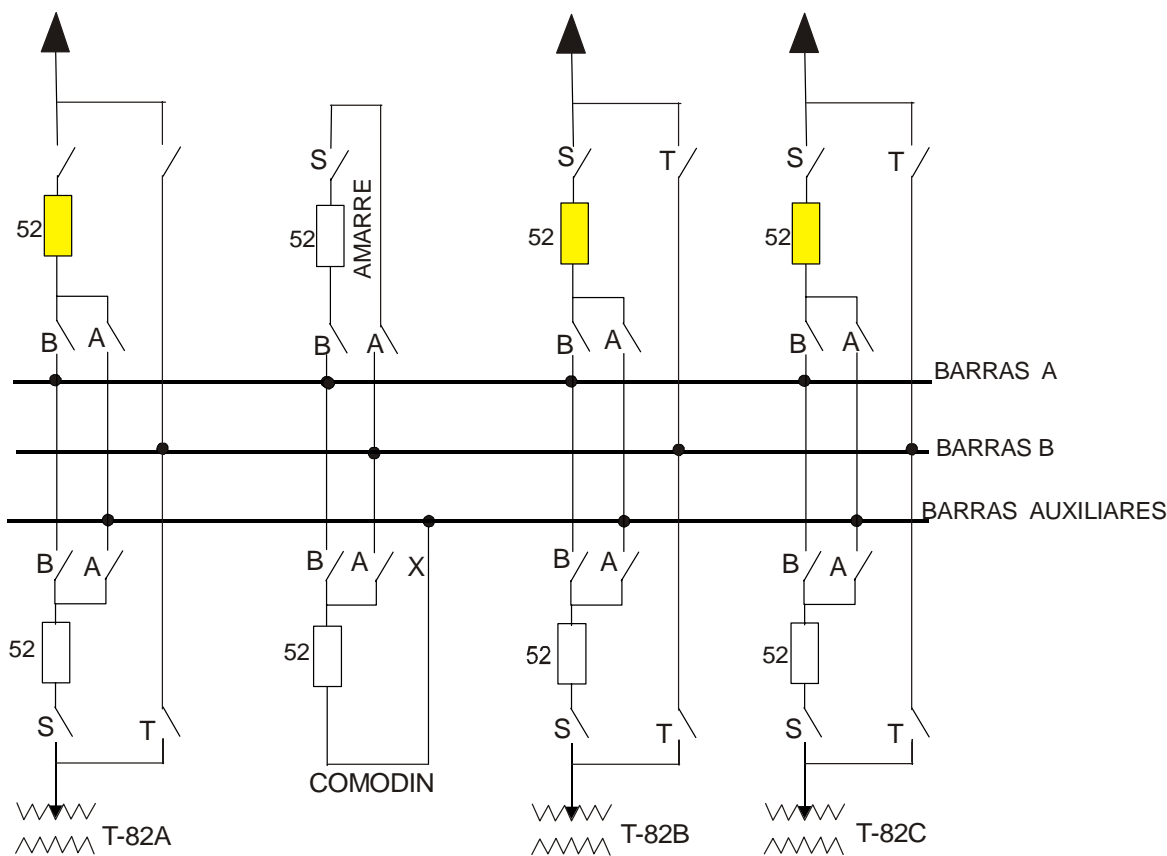


Fig. 3.6) Barra sencilla con cuchilla de enlace “SUBESTACIÓN NARVARTE (6 KV)”

3.7 Triple barra con interruptor de amarre.

Este tipo de arreglo se utiliza cuando son varias líneas de transmisión las que convergen en la subestación y además se cuenta con varios bancos de potencia, por lo que se requiere que cada tercera parte de la subestación se conecte a un juego de barras colectoras para que al operar la protección diferencial de barras tener la salida de un menor número de elementos, en comparación con el arreglo de doble barra. Su configuración se muestra en la Fig. 3.7.

- a) Desde el punto de vista de continuidad de servicio y facilidad de mantenimiento es similar al arreglo de doble barra con interruptor de amarre.
- b) Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de una falla en una de las barras solo queda la tercera parte de la subestación fuera.
- c) La flexibilidad de operación es menor con respecto al arreglo de doble barra por la mayor cantidad de equipo asociado.
- d) Con este tipo de arreglo se complica la instalación y el esquema de control y protección.
- e) La cantidad de interruptores es igual que el caso anterior, pero con respecto al número de cuchillas, la cantidad se incrementa.



3.7) - Triple barra con interruptor de amarre y comodín.

3.8 Interruptor y medio

La configuración de una subestación con interruptor y medio se muestra en la Fig. 3.8, y sus características son las siguientes:

- En condiciones normales de operación todos los interruptores del arreglo están cerrados.
- Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de las barras colectoras su respectiva protección envía disparos a todos los interruptores asociados a las barras, sin quedar desconectada ninguna línea de transmisión o transformador de potencia de la subestación.
- Permite proporcionar mantenimiento a cualquier interruptor sin necesidad de que quede fuera de servicio la línea o transformador asociado.

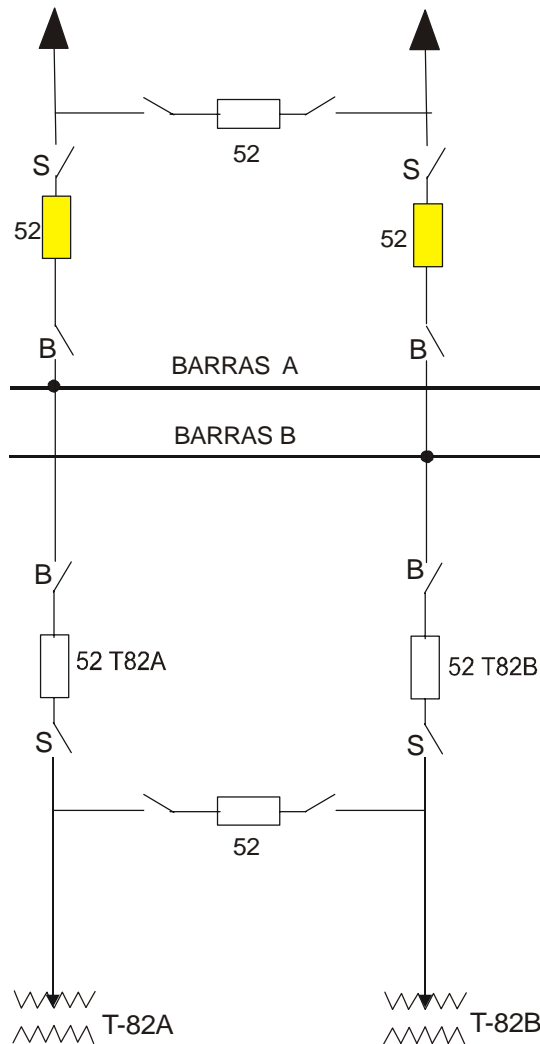
d) Da facilidad para el mantenimiento de las barras colectoras sin dejar fuera de servicio a las líneas de transmisión y bancos de potencia conectados a ellas.

e) Proporciona facilidad en la ampliación sin tener que dejar fuera de servicio a la subestación o parte de ella.

f) Los esquemas de protección de las líneas de transmisión y transformadores de potencia resultan más complicados debido a que las zonas de protección deben quedar debidamente traslapadas y además deben mandar disparar tanto al propio interruptor del elemento fallado como al de enlace.

g) Los interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento deben ser capaces de conducir la máxima corriente total de carga, que podría circular a través de ellos debido a cualquier maniobra de operación o contingencia.

h) Requiere de más equipo que el arreglo con doble barra.



4 – ACTIVIDADES DESARROLLADAS EN LOS CENTROS DE OPERACIÓN

CIUDAD

En un centro de operación hay diversas actividades, pero la ingeniería es la más importante, ya que el grupo de ingenieros son los responsables de que el suministro de energía sea entregada al usuario, de manera continua y confiable, con calidad, es decir; mantener el suministro de energía en rangos de voltaje y frecuencia, aún teniendo factores adversos.

Para que un servicio sea continuo la red de distribución debe mantenerse en excelentes condiciones de operación, para cumplir con este cometido, el ingeniero del sector correspondiente debe realizar programas de mantenimiento preventivo y correctivo de ser necesario; evitando a toda costa las interrupciones con duración permanente. Dicho mantenimiento debe practicarse a todos los elementos, dispositivos de protección y seccionamiento que componen a una red aérea o subterránea (alimentadores primarios)

Es por esa razón que el área de licencias del Centro de Operación verifica que dichos mantenimientos sean solicitados en tiempo y forma acatando el reglamento de operación vigente, para mejor desempeño en un Centro de Operación de Redes de Distribución cuenta con ingeniero de licencias y análisis; siendo el primero el responsable de hacer la recepción y autorización de las labores solicitadas, llevando un registro de todas las licencias y libramientos. Las solicitudes son conocidas como licencias y son clasificadas según su tipo de labor a realizar, siendo responsabilidad del ingeniero de licencias la correcta autorización de libramientos para mantenimiento de subestaciones particulares y las licencias con interrupción y en el caso de licencias en observación pueden estar autorizadas por el ingeniero de licencias o bien ser dadas directamente por el ingeniero operador. Las licencias se clasifican en cuatro tipos; en los dos primeros el ingeniero de licencias tiene inferencia y se enuncian como sigue:

- Licencias programadas (C)
- Permisos en Observación (O)
- Licencias de Emergencia (E)
- Licencias sin interrupción (S)

Licencias programadas (C):

Son licencias que se autorizan con el conocimiento de que existirá una interrupción en el servicio de energía eléctrica en una zona específica, para efectuar trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo en sistemas de distribución Aéreos y Subterráneos, en Media y Baja Tensión. Dichos trabajos son programados para prever futuras interrupciones de energía eléctrica, causadas por deterioro en equipos, materiales o equipos.

Estos trabajos tratándose de alimentadores primarios, son programados por las áreas operativas para que les sea concedida por parte de operación de redes, una licencia que les permita interrumpir por un tiempo determinado una zona específica, para realizar las reparaciones.

Estas interrupciones se hacen del conocimiento del público con cuarenta y ocho horas de anticipación señalando zona, fecha y horario, a través de los principales medios de comunicación: diarios, radio y televisión. La política de luz y fuerza determina que una misma zona no puede tener dos o mas veces interrupción de energía por causas de mantenimiento en un periodo mínimo de treinta días.

En casos de mantenimiento preventivo a circuitos secundarios, el área operativa correspondiente envía cuadrillas a un punto específico que requiera reparación. Solicitando también licencia al operador de redes, para librar redes o equipos que afectaran exclusivamente a servicios conectados en baja tensión.

En licencias autorizadas con interrupción es decir sin potencial, cuya alimentación sea radial y que no exista medios de seccionamiento para tomar carga por otro alimentador, se requiere dar aviso al periódico. Sin embargo, si en la solicitud enviada por el sector solicitante señala que se instalará una planta de emergencia no es necesario realizar dicho aviso, comúnmente esto solamente se da en alimentadores subterráneos. Otro caso, en el que no se requiere de aviso al periódico es en licencias de cables, cuando estas se ejecutan por la tarde o por la noche, a menos que se este afectando un servicio muy importante.

Para autorizar una licencia con interrupción el ingeniero verifica la fecha de ejecución de los trabajos, la sección del alimentador que se quedara sin servicio, servicios importantes que afecta, que la solicitud sea acompañada con los documentos (D's, SS's, F's, LA's, etc.), que justifiquen los trabajos a realizar.

Es de suma importancia la verificación de estos puntos por lo siguiente:

Fecha de ejecución de los trabajos, las licencias deben ser solicitadas con un mínimo de ocho días, con la finalidad que el ingeniero verifique la solicitud y realice el aviso al periódico a través de comunicación social.

La sección del alimentador sin potencial debe verificarse ya que si esta sección se trata de una troncal, solamente puede ser autorizada para un fin de semana (sábado y domingo).

Servicios importantes afectados ya que dentro de estos servicios pueden afectarse Hospitales, secretarías de gobierno o funcionarios públicos; de tal manera que se tomen las medidas necesarias para otorgar la licencia.

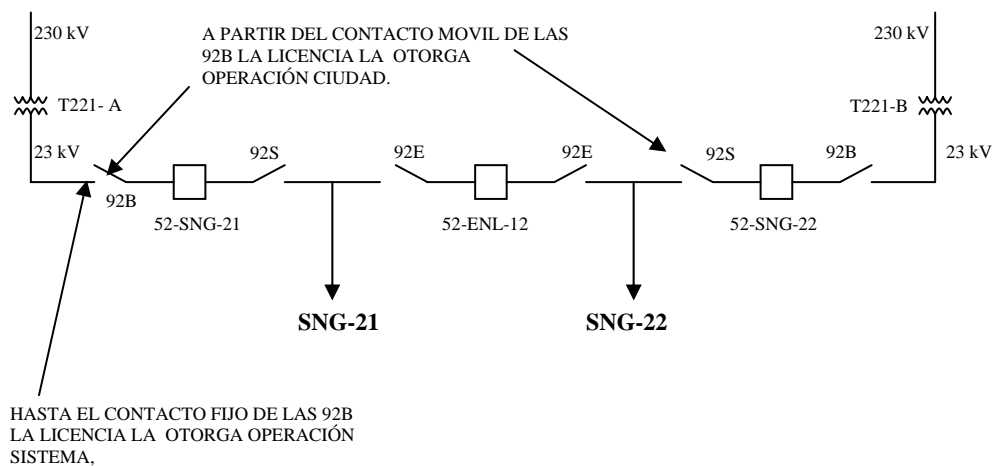
Los documentos probatorios de la ejecución son requisitos indispensables para poder autorizar la licencia.

Se comprueba que la licencia haya sido bien solicitada, por tal motivo debe revisarse la dirección del flujo eléctrico iniciando por el primer medio de seccionamiento a el último, de tal manera que se consideran primero todos los medios de seccionamiento normalmente cerrados (N/C) y por ultimo todos los medios normalmente abiertos (N/A); cada uno de los medios de seccionamiento considerados en una licencia deben estar bien ubicados y orientados.

Las licencias solamente serán autorizadas si cumplen estrictamente con los requisitos expresados anteriormente y con el reglamento de operación.

Las licencias podrán ser canceladas por el operador directamente por condiciones anormales de operación en el sistema o también pueden ser canceladas por el sector indicando el motivo, causa de la cancelación, nombre de la persona que cancela o queda enterada, hora y fecha de cancelación.

Las licencias solicitadas por mantenimiento eléctrico deben verificarse que correspondan realmente a operación ciudad, se verifica en los diagramas de las subestaciones que los equipos solicitados en licencia correspondan al arreglo de interruptores, cuchillas y barras. Se verifica la factibilidad de carga de tal forma que no se autorice licencias a equipos de alimentadores que únicamente puedan tomar carga por alimentadores sobrecargados, debe verificarse que no se otorguen licencias a equipos de un alimentador que ya se le haya concedido una licencia en el mismo equipo en un periodo menor igual a 15 días de acuerdo al reglamento de operación.



Permisos en Observación con línea energizada (O)

Tienen por objeto realizar trabajos de conexión de líneas, puentes o transformadores con línea viva LV; generalmente estas conexiones son realizadas por obras de expansión, por lo que el sector correspondiente tiene que solicitar la licencia para que el IOD quede enterado del incremento en la carga del alimentador en cuestión. Estas licencias son previamente autorizadas por el ingeniero de licencias, y deben ser entregadas por los sectores solicitantes con setenta y dos (72) horas de anticipación.

Para realizar este tipo de trabajos el operador bloquea los relevadores de recierre “R-79” de los dispositivos de protección como son los interruptores propios (52) y los restauradores. El bloqueo del “R-79” tiene como finalidad que el relevador no realice los recierres programados según sea el caso, así al momento de ocurrir una condición de operación anómala en la línea, el interruptor propio (52) o restaurador, haga la apertura definitiva para proteger al personal que esta trabajando en la zona de licencia o permiso en observación.

Toda vez que se recepcióna y realiza su debida autorización el ingeniero entrega las licencias previamente autorizadas al Ingeniero Operador de Distribución Jefe de Turno (IODJT) , una vez recibidas las licencias por el IODJT verificará que no haya alguna objeción por condición anormal en el sistema, en caso contrario informara al ingeniero de licencias para que sea cancelada o re-programada, terminando hasta aquí la responsabilidad del ingeniero de licencias, a partir de este momento es responsabilidad del IODJT y los Ingenieros Operadores de Distribución (IOD) preparar y dar la licencia, así como el seguimiento correspondiente.

Licencias de emergencia (E):

Una licencia de emergencia es aquella que concede el Ingeniero Operador de Distribución, para interrumpir la zona en donde habrá de efectuarse un trabajo de reparación en los sistemas de distribución de luz y fuerza.

La diferencia con una licencia programada consiste en que en esta se efectúan trabajos de mantenimiento preventivo y en la licencia de emergencia se efectúan trabajos de mantenimiento correctivo.

El mantenimiento correctivo tiene como finalidad la reparación, modificación o reemplazo de materiales o equipos en los sistemas de distribución que se encuentren dañados y que pueden ser causa o no de interrupción de energía eléctrica

Estas licencias de emergencia se otorgan en trabajos de reparación o reemplazo de equipos dañados como:

- Postes
- Cortacircuitos
- Apartarrayos
- Aisladores
- Conductores
- Transformadores

También se conceden en casos de peligro en los equipos o instalaciones de luz y fuerza. O como producto de algún accidente en el cual se encuentre involucrado personal de la compañía, o alguna persona civil.

Licencias sin interrupción (S):

Una licencia sin interrupción es aquella que concede el Ingeniero Operador de Distribución, para realizar trabajos en una sección de un alimentador sin causar interrupción. Las licencias sin interrupción (S) comúnmente son dadas en cables subterráneos para reparar fallas en una vía de media tensión, tomando la carga correspondiente por baja tensión; en líneas aéreas se dan cuando se repara un cable de salida ya que la carga del alimentador se lleva por fuera (a través de otros alimentadores que hacen frontera con el alimentador fallado) es decir en una licencia sin interrupción (S) los trabajos se realizan en secciones sin potencial o sin interrumpir el servicio a los usuarios.

La diferencia con un Permiso en Observación (O) aun cuando las dos son sin interrupción, consiste en que en esta se efectúan trabajos de línea viva “LV” sobre líneas ya de conocimiento del operador, pero estas conexiones son realizadas por las causas: de corto circuito o por golpes en los postes; el puente en la red quede zafado o cortacircuitos de un transformador resulte dañado. Por lo que para normalizar el servicio se dan las licencias sin interrupción

El Ingeniero Operador de Distribución (IOD) en condiciones normales de operación, puede estar otorgando licencias con interrupción tipo (C) o bien permisos en observación con línea energizada tipo (O), pero al momento de presentarse un disturbio el IOD debe dar prioridad a la atención del disturbio o emergencia.

4.2 Prioridades, actividades que desarrolla un Ingeniero Operador de Distribución y orden que debe de llevar.

Por obvias razones el IOD debe seguir una lógica de operación por lo que las prioridades son como sigue:

- a) Disturbio
- b) Licencia de emergencia (E)
- c) Licencia con interrupción (C)
- d) Licencia sin interrupción (S)
- e) Permisos en Observación con línea energizada (O)

De tal forma que las interrupciones de energía eléctrica atendidas por el IOD, comúnmente son causadas por falta de mantenimiento preventivo o correctivo en líneas y dispositivos de protección, por vandalismo, por fenómenos naturales por contingencias (sismo e inundación) y por hechos sobresalientes como: Baja frecuencia, Tiro de Carga Rotativo, Botada de Transformador de potencia por no operar protección primaria o por operación de relevador de presión.

Las causas por falta de mantenimiento son: Desrame de árboles, papalotes sobre líneas, Líneas colgadas o cruzadas por falta de tensión mecánica, línea caída por falso contacto, mantenimiento preventivo en mecanismo de medios de seccionamiento y calibración en dispositivos de protección

Las causas por vandalismo son: Objetos sobre la línea, objetos metálicos, balazos, robo etc.

Los fenómenos naturales pueden clasificarse como: Fuerte lluvia en la zona, Fuerte viento y descargas atmosféricas; que pueden ser determinantes para que un mayor número de alimentadores entren en disturbio.

Las causas por contingencia mayor se determinan por: **Sismo**, el sistema eléctrico se colapsa, multiplicándose el número de fallas eléctricas tanto en media como en baja tensión. Mientras que una **Baja Frecuencia** se da cuando la demanda de energía eléctrica es mayor a la capacidad de generación provocando en ella una baja frecuencia, por lo que el IOD en coordinación con los IOS realizan un **Tiro de Carga Rotativo** (TICARO), evitando con esto que en el sistema ocurra una interrupción mayor y generalizada, por tal razón el sistema se vera afectado en ciertos alimentadores pero con tiempos de interrupción mínimos.

Por lo tanto la acción que realiza el IOD para restablecer el servicio de energía eléctrica ante cualquier disturbio, es dirigir las maniobras de operación que debe realizar el personal del sector que atiende el disturbio; estableciendo así una relación directa entre los transmisores de la sección de quejas, siendo a éstos, a

quien solicita el personal del sector para que atiendan cualquier condición anormal en el sistema de distribución. Cabe hacer hincapié que la sección de quejas tiene a su disposición cuadrillas de personal para atender los reportes hechos por los usuarios, por falta de energía eléctrica en media o baja tensión. Las fallas eléctricas originadas en alimentadores primarios son atendidas por personal asignado a operación de redes y las fallas que se producen en circuitos secundarios son responsabilidad del personal asignado al área de quejas.

Algunos transmisores de quejas dependiendo del Centro de Operación al cual se encuentren adscritos, recibirán un menor o mayor número de cuadrillas de los departamentos de: Líneas Aéreas, Foráneo y Cables subterráneos.

Los departamentos que se reportan a los Centros de Operación, se describen con detalle a continuación:

Centro de operación pedregal:

Sector poniente:

- Departamento de Líneas Aéreas Sur.
- Campamento Padierna.
- Campamento Cuajimalpa.
- Foráneo Naucalpan.
- Foráneo Huixquilucan.

Sector sur:

- Transmisión-líneas Chimalhuacán
- Foráneo Xochimilco.
- Foráneo Tláhuac.
- Foráneo Iztapalapa.
- Foráneo Chalco.
- Foráneo Ayotla.
- Foráneo Amecameca.
- Foráneo Tepetlixpa
- Líneas Aéreas Sur
- Líneas aéreas Norte.

Centro de Operación Verónica

Sector centro:

- Departamento de Líneas aéreas Norte.
- Campamento Marina.
- Cables subterráneos: * Vértiz.
*Pensador

Mexicano.

* Bolívar.

Sector centro poniente:

- Foráneo Naucalpan.
- Foráneo Huixquilucan.

Centro de Operación Ecatepec

Sector norte:

- Foráneo Huehuetoca.
- Foráneo Tlalnepantla.
- Foráneo Villa Nicolás Romero.
- Foráneo Cuautitlán.
- Cables Cuautitlán.
- Foráneo Naucalpan

Sector oriente:

- Foráneo Ecatepec
- Foráneo Santa Clara
- Foráneo Zumpango
- Foráneo Tizayuca
- Foráneo Km-42
- Foráneo Chapingo
- Transmisión-líneas Chimalhuacán
- Cables Indios Verdes
- Transmisión-Líneas Texcoco

Las zonas de atención de las áreas de operación y de quejas, comprenden la ciudad de México y zonas conturbadas. De los centros de Operación Verónica, pedregal y Ecatepec.

4.3 Lógica de Operación de un Ingeniero Operador de Distribución durante un disturbio.

El ingeniero Operador de Ciudad, puede enterarse que esta presente un disturbio de tres maneras que son Como sigue:

- a) Si la SE es telécontrolada a través de la **Unidad Terminal Remota** sonara la alarma indicando que uno de los alimentadores esta en disturbio.
- b) Si la SE es convencional, entonces el Operador de Estación informara inmediatamente al Operador de Distribución Ciudad.
- c) Si el disturbio se presenta por baja carga, el IOD se entera ya que al encontrarse en rangos de carga establecidos por alimentador suena alarma, o bien será informado por el transmisor de quejas de acuerdo a su clasificación, la cantidad de reportes recibidos y zona específica, o por el Operador de Estación (toma lecturas de cargas cada hora).

Si el disturbio se presenta de acuerdo al inciso a) se deja que el R-79 del interruptor haga sus tres recierres, si es aéreo; puede ser que el alimentador tome carga en cualquiera de los tres recierres entonces la falla se considera como corto circuito transitorio, si el R-79 efectuó sus tres recierre y la falla aun esta presente el IOD hará una prueba a los cuatro minutos (4'), si el alimentador entra entonces la falla también se considera como un corto circuito transitorio; pero si ocurre lo contrario el operador cuenta con la información que despliega la unidad terminal remota

donde puede observar que protección operó (R-50 1-2-N ó R-51 1-2-N) y los planos mímicos para ubicar los medios de seccionamiento a donde enviara los recursos humanos para efectuar la primer maniobra abriendo el medio de seccionamiento, dando prioridad a tener el tiempo mínimo de interrupción.

Esto indica de antemano que el alimentador primario quedara seccionado de tal manera que el IOD ira tomando porcentajes de carga por el propio alimentador de acuerdo a la localización de la falla o bien tomará carga por otros alimentadores, esto si las condiciones normales de operación de la red o redes se lo permiten hasta reestablecer el 100% de servicio del alimentador.

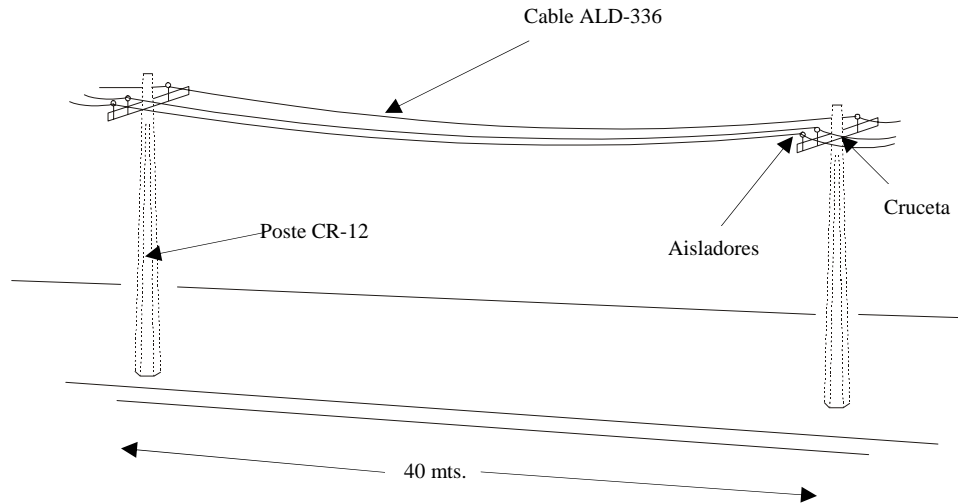
Nota: Si se localiza la falla, esta será considerada de acuerdo a la causa que la origino, pero si no se localizo falla aun con los seccionamientos esta debe ser tomada como Corto-circuito solamente

Para cada uno de los incisos antes indicados el IOD realiza las siguientes actividades:

- a) **Extracto de licencias**, clasifica las licencias o permisos concedidos, acorde a los cuatro tipos antes indicados, alimentador, subestación, persona que atiende, tiempo de salida y entrada, causa o defecto
- b) **Extracto de disturbios**, indica Alimentador, clave del alimentador, subestación, horarios de salida y entrada de cada seccionamiento si es que los hay, porcentaje en servicio para cada seccionamiento, equipo de protección opero, y causas o defecto.
- c) **El relatorio** para cada alimentador en disturbio, indicado alimentador, clave de alimentador, subestación, hora de la botada, horario en que se tomo carga y porcentajes que se tomaron, indicar la prueba a los 4' si es que se llevo a cabo y si no se efectuó cual fue la razón, hora en que se solicita al transmisor personal operativo, ubicación de donde se traslada el personal, maniobras realizadas, trabajos realizados y causa del disturbio. Para deslindar responsabilidades el IOD debe indicar claramente si el personal sabe operar los equipos o no, si la maniobra es retardada cual fue la causa, personal no sabe operar el equipo, equipo trabado, transito lento, fuerte lluvia, inundación, incendio, calles bloqueadas, no hay acceso, etc.
- d) Las anotaciones correspondientes en el libro de pendientes de las maniobras realizadas, equipo puesto en operación, equipo fuera de servicio, equipo dañado, equipo pendiente de reparación, alimentadores puestos en servicio, alimentadores excitados, redistribuciones de carga, corrimientos de carga, descargues, etc.

Disturbios en alimentadores de mediana tensión:

Alimentador aéreo



Se considera un tramo igual a 40 mts. Para línea de 23 kV. Instalado en poste tipo CR.

Un alimentador primario en disturbio, significa que ha sido alterado eléctricamente un sistema de distribución aérea o subterráneo conectado en media tensión; por alguna falla, por alguna condición física o climatológica. Dejando sin servicio a todo el grupo de colonias que suministra energía eléctrica.

Las causas físicas y eléctricas que provocan que un alimentador entre en disturbio son muy variadas. Las principales son las siguientes:

- | | | |
|--|---|--|
| a) Postes chocados | b) Conductores eléctricos derribados por: Árboles y ramas. Anuncios luminosos. (espectaculares) Objetos extraños. Cortos-circuitos. | c) Cruzamientos y cortos-circuitos de conductores originados por: Ramas. Cintas y globos metálicos. Papalotes. Líneas colgadas. Postes golpeados. |
| d) Cables subterráneos dañados por: Piquetes mecánicos. Roedores. Sobrecargas | e) Accidentes: Originados principalmente por trabajadores de la construcción y personas civiles. | g) Falso contacto, puentes volados y fallas de aislamiento. |

La función del receptor de quejas en estos casos es de gran importancia, pues tiene la responsabilidad de identificar la llamada del usuario, que le indicara el lugar y la causa origen de la interrupción de energía eléctrica. Estos datos deben ser tomados con precisión ya que serán la guía del ingeniero operador de redes, para el envío de recursos humanos al lugar de la falla eléctrica.

El receptor de quejas, una vez identificada la causa que originó el disturbio del alimentador, se concretara a informar a los usuarios de los trabajos que realiza personal de luz y fuerza para normalizar el servicio. Sin tomar nuevos reportes de usuarios que se encuentren afectados por el alimentador en disturbio.

4.4 Lógica de operación en un disturbio comprendido entre dos centros de operación.

Existen alimentadores cuya trayectoria eléctrica comprende dos centros de operación. Esto significa lo siguiente:

Cada centro de operación tiene un área geográfica definida para la atención de fallas eléctricas en mediana y baja tensión. Las cuales son reparadas por las áreas operativas de acuerdo a sus zonas convenidas.

Normalmente la trayectoria eléctrica de un alimentador comprende un grupo de colonias de un mismo centro de operación. Sin embargo en ocasiones un mismo alimentador abastece de energía eléctrica a colonias de dos centros de operación. Ello se debe a que el mismo ha cruzado las fronteras geográficas de otro centro de operación.

Cuando este tipo de alimentador entra en disturbio por falla eléctrica, se aprecia que llaman usuarios de dos centros de operación. Por lo tanto se pueden recibir llamadas que correspondan a otras zonas de atención. El papel que desempeña el receptor en estos casos es muy importante, ya que al recibir el reporte del cliente indicándole los daños a equipos o instalaciones de luz y fuerza, que ocasionaron el disturbio del alimentador, deberá notificárselo a su coordinador, para que este a su vez informe al otro centro de operación. Máxime si la colonia en que se produjo el daño corresponde a su área geográfica de atención.

El receptor debe conocer con exactitud que colonias atiende cada área operativa. Para aquellos casos cuando la zona de la queja es clasificada por este tipo.

Los criterios de distribución de cuadrillas en un sector de transmisión de la queja, son los siguientes:

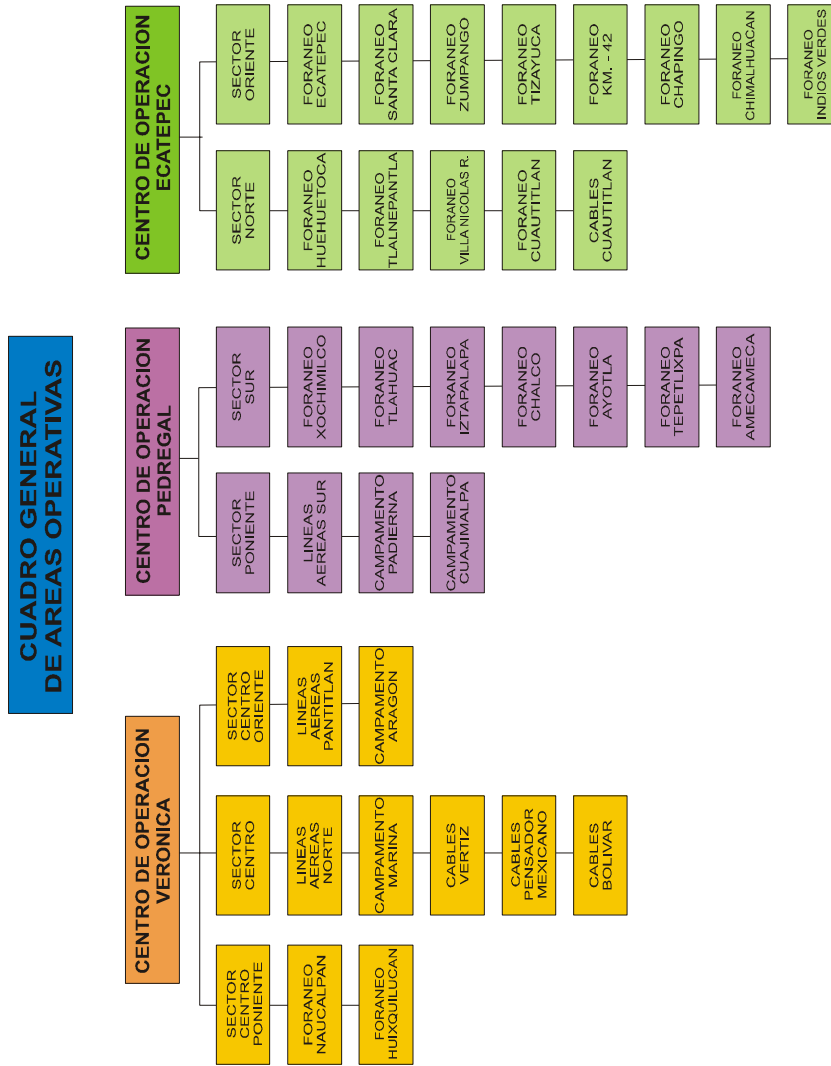
Primero: cada área operativa tendrá una zona geográfica determinada, para la atención de quejas y disturbios por fallas eléctricas.

Segundo: cuando se trate de departamentos foráneos, estos atenderán exclusivamente su perímetro convenido en condiciones normales de y en disturbio o emergencia deben atender cualquier zona.

Tercero: En los casos de los departamentos de líneas aéreas, el transmisor tendrá libre movilidad. Respetando las áreas convenidas para los departamentos foráneos y para los campamentos.

Cuarto: para los departamentos de líneas aéreas su distribución se basara en ubicar una cuadrilla por delegación política, o en función de la colonia más representativa de la zona.

Quinto: los departamentos de cables subterráneos únicamente atenderán fallas eléctricas producidas en estos sistemas.



Clasificación de la queja:

Las quejas se clasifican y transmiten a las cuadrillas para su atención, en base a los siguientes criterios:

- Por orden de importancia
- Por el tipo de falla eléctrica reportada
- Por orden cronológico.

Por orden de importancia:

Toda falla que repercute en interrupción de energía eléctrica en el servicio del usuario, es importante. Como también lo es para el cliente su reporte, independientemente del tipo de servicio que se trate.

En ocasiones las cargas excesivas de trabajo y el número limitado de cuadrillas, no permite atender en forma simultánea todos los reportes. Por lo tanto se seleccionan aquellos servicios que por sus características requieran de una atención inmediata. Estos servicios se clasifican por grupos, en la siguiente forma:

| Clasificación de la queja por Orden de importancia | Atención: | Clasificación de la queja por Orden de importancia | Atención: |
|--|-------------|--|-------------|
| Primer grupo: | | Segundo grupo: | |
| <ul style="list-style-type: none">➤ Hospitales.➤ Industrias.➤ Servicios públicos➤ Sectores. | ➤ Inmediata | <ul style="list-style-type: none">➤ Quejas preferentes.➤ Quejas recomendadas. | ➤ Inmediata |

| | |
|--|----------|
| Tercer grupo: | |
| <ul style="list-style-type: none">➤ Servicios particulares.➤ Servicios comerciales. | ➤ Normal |

Siempre tendrán prioridad de atención los reportes que se relacionen con los servicios enunciados en el primer grupo.

Si en un mismo momento coinciden varias quejas con estos tipos de servicio, el transmisor si cuenta con los recursos humanos suficientes atenderá en forma simultánea todos los reportes.

En caso contrario, valora que servicio requiere de atención inmediata, dejando para el siguiente turno la atención de los otros reportes. Si dos servicios requieren de

atención urgente y no cuenta con recursos, consultara con sus superiores que servicio debe ser atendido en primer lugar.

Las quejas recomendadas o preferentes, son aquellas que sin importar su tipo de servicio, requieren de una atención inmediata. Esta calidad la determina una firma de autorización que proviene de las jefaturas de la gerencia de operación de redes de distribución.

Si una queja recomendada o preferente se relaciona con algún servicio del primer grupo, aumenta su grado de preferencia. Ejemplo: un hospital que requiere ser atendido con categoría preferente. Si se trata de un servicio particular, pero además existen reportes pendientes de atender del primer grupo, y no se cuenta con recursos humanos suficientes, se consultara con los superiores la decisión que deba tomarse.

Los reportes correspondientes a suministros particulares y comerciales, se atienden una vez que se han desahogado las cargas de trabajo de servicios importantes.

| |
|---|
| <p style="text-align: center;">Clasificación de la queja Por el tipo de falla eléctrica reportada:</p> |
|---|

- Comprende los daños a instalaciones, equipos y materiales de los sistemas de distribución aéreos o subterráneos en mediana tensión.
- Se refiere a daños a instalaciones, equipos y materiales de los sistemas de distribución aéreos o subterráneos en baja tensión.

Estas quejas por el solo hecho de contener daños a materiales y equipos de luz y fuerza, son consideradas como quejas de atención prioritaria. Y pueden corresponder a servicios de cualquiera de los grupos mencionados.

En un disturbio eléctrico; cuando se recibe un reporte que refiere daños a los sistemas de distribución en mediana tensión, se turna la queja inmediatamente al ingeniero operador de redes, para que este verifique si la falla reportada corresponde a un alimentador fuera de servicio.

En reportes no relacionados con un disturbio, cuando el cliente proporciona información sobre daños que afectan a sistemas de distribución en mediana tensión, en igual forma se da aviso a operación ciudad, para que investiguen los operadores si alguno de sus alimentadores ha sufrido alguna alteración eléctrica.

En caso afirmativo la queja es atendida directamente por operación redes. Si los daños corresponden a sistemas en baja tensión, regresa la queja al transmisor para que este la tramite.

Cuando una cuadrilla en el proceso de atención de quejas, detecta alguna falla o ausencia de potencial en las redes de distribución en mediana tensión, se comunica con el transmisor para que este lo haga del conocimiento del operador.

Las quejas con daños a redes de baja tensión, que afectan a sectores poblacionales, se atienden antes que un reporte similar sin daños.

El receptor de quejas tiene la responsabilidad de diferenciar cuando un reporte de daños corresponda a un sistema de distribución en mediana o en baja tensión. Ya que de esta información depende que se de o no aviso de los daños a operación de redes.

Clasificación de la queja
Por orden cronológico

- Existen quejas que no fue posible atender en el turno y que pueden corresponder a cualquiera de los grupos mencionados. A este tipo de quejas pendientes el transmisor les da preferencia de atención respecto a la queja que esta recibiendo en términos normales.

**Cuadro de clasificación de niveles
De atención de la queja**

| POR ORDEN DE IMPORTANCIA | POR EL TIPO DE FALLA ELECTRICA REPORTADA |
|---|--|
| <p style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 2px;">PRIMER GRUPO</p> <p style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 2px;">ATENCION</p> <p style="text-align: center; font-size: 1.2em;">INMEDIATA</p> <ul style="list-style-type: none"> * HOSPITALES * INDUSTRIAS * SERVICIOS PUBLICOS * SECTORES | <p>* DAÑOS A INSTALACIONES, EQUIPOS O MATERIALES, EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION AEREOS O SUBTERRANEOS EN MEDIANA TENSION.</p> <p>* DAÑOS A INSTALACIONES, EQUIPOS O MATERIALES, EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION AEREOS O SUBTERRANEOS EN BAJA TENSION.</p> |
| <p style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 2px;">SEGUNDO GRUPO</p> <p style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 2px;">ATENCION</p> <p style="text-align: center; font-size: 1.2em;">INMEDIATA</p> <ul style="list-style-type: none"> * QUEJAS PREFERENTES * QUEJAS RECOMENDADAS | |
| <p style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 2px;">TERCER GRUPO</p> <p style="text-align: center; border: 1px solid black; padding: 2px;">ATENCION</p> <p style="text-align: center; font-size: 1.2em;">NORMAL</p> <ul style="list-style-type: none"> * SERVICIOS PARTICULARES * SERVICIOS COMERCIALES | |
| <p style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">POR ORDEN CRONOLOGICO</p> <p style="margin-top: 10px;">* SE DA PREFERENCIA A QUEJAS PENDIENTES DE ATENDER.</p> | |

Quejas pendientes

El fin que se persigue al atender un reporte de interrupción de energía por falla eléctrica, consiste en realizar las reparaciones necesarias para dejar normalizado un servicio.

Sin embargo en la atención física de la queja en ocasiones queda algún trabajo pendiente de realizar, el cual impide se de por terminado el trabajo de reparación. Esto origina algunas veces que el usuario continúe sin servicio, con las consiguientes molestias que produce el no contar con energía eléctrica.

Las principales causas por las cuales no puede terminarse un trabajo de reparación de falla eléctrica, son las siguientes:

- Por falta de material o equipo.
- Por falta de unidades especiales.
- Por falta de recursos humanos.
- Por la cantidad de daños producidos en los sistemas de distribución.

Por ser competencia de otra área



Existen también alimentadores cuya trayectoria eléctrica comprende un solo sector de transmisión de la queja, de un mismo centro de operación. Para su normalización el operador de redes solicita recursos humanos únicamente al transmisor del sector correspondiente.



Se dice que un alimentador está “fuera o que se boto”, cuando este ha salido de servicio por causa de un disturbio dejando sin potencial al grupo de colonias que suministra energía eléctrica.

Cuando el operador de redes indica que un alimentador “ha perdido carga”, significa que su amperaje descendió de la condición normal, debido probablemente a una falla en los sistemas de distribución, o a un equipo seccionalizador abierto. Esto representa que un número de colonias de ese alimentador tenga servicio y otro número carezca de energía eléctrica.

El término “boto y entro”, se emplea para hacer referencia a alimentadores que han entrado y salido fuera de servicio momentáneamente, debido a fallas transitorias.

Las redes de baja tensión o circuitos secundarios, son alimentadas desde el circuito primario empleando transformadores de distribución trifásicos.

A los servicios domésticos y comerciales hasta con 25 Kw. De demanda, se les suministra energía eléctrica con voltajes de 127 y 220 Volts. Con una tolerancia de más o menos el diez por ciento. De acuerdo a lo establecido en el artículo 18 frac. II del reglamento de la ley del servicio público de energía eléctrica que a la letra señala:

“las tolerancias en el voltaje de alta, media o baja tensión no excederán del diez por ciento en más o en menos y tenderán a reducirse progresivamente.”

Los sistemas de distribución en baja tensión pueden ser de dos tipos: aéreos y subterráneos. Estos sistemas son los encargados de suministrar energía eléctrica a los servicios domésticos.

Cada centro de operación cuenta con sectores de transmisión de la queja, encargados de atender y reparar las fallas eléctricas en sistemas de baja tensión.

El centro de operación Verónica está compuesto por tres sectores de transmisión de la queja, denominados:

- Centro
- Centro oriente
- Centro poniente

El centro de operación pedregal se forma por dos sectores:

- Sur
- Poniente

El centro de operación Ecatepec, esta constituido por los siguientes sectores:

- Norte
- Oriente.

Cada transmisor recibe de las áreas operativas, un número determinado de cuadrillas para la atención de quejas y disturbios por fallas eléctricas.

4.5 Análisis

Un centro de operación como ya se hizo mención al principio de este capítulo se cuenta con ingenieros de análisis; el análisis efectuado se clasifica como:

- Análisis de Operación
- Análisis de Redes.

Análisis de Operación

En el análisis de operación los ingenieros se encargan de analizar, la operación real de la red de distribución indicada por el Ingeniero Operador de Distribución en alguna maniobra. Las actividades o maniobras realizadas deben ser registradas por el Ingeniero Operador de Distribución en los siguientes documentos:

- a) Extracto de licencias
- b) Extracto de disturbios
- c) Relatorio de disturbios
- d) Libro de pendientes
- e) Alimentadores sobrecargados
- f) Eventos télécontrolados
- g) Cargas mensuales

Es por esta razón que a continuación se indican los puntos requeridos en el análisis en cada uno de los incisos antes señalados.

Para cada uno de los incisos se verifica que contenga fecha, sector, número consecutivo de hojas, nombre y firma del Ingeniero Operador de Distribución responsable.

LICENCIAS

DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

HOJA 1 /

SECTOR LINEAS AEREAS PONIENTE

FECHA 01/12/2003

| Tipo | Alimentador | Subestación | Concedido a | Hora Salio | Hora Entro | Tiempo Fuera | % Carga Fuera | Mat. | Falla | Causa | Defectos, causas, y coordenadas |
|------|----------------|--------------|-----------------|------------|------------|--------------|---------------|------|-------|-------|---|
| C | TYA-28 | Tacubaya | Juan Pérez | 9:35 | 9:40 | 5´ | 30 | | | | Maniobras para tomar carga por lic. 995 |
| E | XOC-24 | Xochimilco | Juan Domínguez | 9:35 | 9:55 | 20´ | 100 | | | | Abrir cuchillas XO-45, por disturbio COA-24 |
| O | ODB-24 | ODON DE BUEN | Armando Flores | 9:35 | 12:45 | 0´ | 0 | | | | Conectar puentes, D-78255 |
| S | TENORIO BLANCO | Xochimilco | Fernando Olvera | 9:35 | 9:55 | 0´ | 0 | | | | Prueba a Tr en atención a la Q-78495 |

a) Extracto de licencias.

El extracto de licencias contiene las licencias otorgadas por el ingeniero operador y que deben ser clasificadas de la siguiente manera:

Licencias con interrupción tipo (C) y tipo (E) estas licencias se trabaja sin potencial.

Licencias sin interrupción tipo (O) y tipo (S) estas licencias se trabajan sin interrupción.

Para estos casos se debe poner atención en la clasificación por su tipo de licencia, tiempo fuera, %carga fuera, defectos causas y coordenadas, del alimentador al que se hace referencia. Debe verificarse que la clasificación de las licencias sea la correcta, esto de acuerdo a las coordenadas, defectos y causas, mismos que pueden describir como siguen:

1) Para licencias tipo (C)

- Maniobras para tomar carga por licencias programadas (indicar No. de licencia).
- Maniobras por preparación de licencias programadas (indicar No. de licencias).
- Maniobras por re-distribución de carga o corrimientos de carga.
- Maniobra por redistribución de carga por bajo voltaje.
- Maniobra por descargue de S.E.
- Maniobra para mantenimiento de línea.
- Cerrar cuchillas por devolución de licencia.

- Abrir cuchillas para conceder licencia.
- Normalización de licencias programadas.
- Normalización por re-distribuciones de carga.

Nota: Las licencias programadas son los trabajos amparados (instalación y mantenimiento) por documentos (D's, SS's, F's, LA's, etc.) solicitados por los sectores y son autorizadas para los siguientes casos:

Instalación de: cable, aisladores, apartarrayos, cortacircuitos, equipo de seccionamiento (cuchillas de navaja, interruptores, restauradores, seccionadores, botoneras).

Mantenimiento de: interruptores de vacío o aceite, conductor (eliminar papalotes sobre la línea, dar la ponchadura necesaria en puentes para evitar puentes volados o zafados, dar la tensión mecánica requerida para evitar líneas caídas, líneas colgadas o cruzadas), reemplazar aisladores, así como poda de árboles para evitar ramas sobre la línea o árboles sobre línea., reubicación de líneas de media tensión, reemplazo de postes o de conductor y transformadores.

2) Para licencias tipo (E) previo seccionamiento

- Licencias de emergencia por retiro de ramas o árbol sobre línea o poste chocado.
- Maniobra por redistribución de carga por bajo voltaje.
- Maniobra por descargue de S.E.
- Abrir cuchillas de navaja o interruptores alduti para levantar líneas caídas.
- Abrir cuchillas para cortar puentes, conectar o fijar puentes zafados o volados.
- Cerrar cuchillas puenteadoras de Restaurador o Seccionalizador para tomar carga por disturbio.
- Abrir medios de seccionamiento para protección a transeúntes por líneas rotas de 23 kV
- Abrir cuchillas por disturbio de líneas caídas, líneas rotas o líneas cruzadas.
- Libramiento para cerrar o abrir cortacircuitos de acometida
- Reemplazo de poste chocado
- Abrir o cerrar medios de seccionamiento para tomar carga durante disturbio (maniobras)
- Normalización de maniobras por disturbio
- Retiro de panal de abejas
- Reemplazo de puentes
- Reemplazo de cable

Nota: Las licencias de emergencia son concedidas directamente por el Ingeniero Operador de Distribución en casos extremos, donde se encuentren en riesgo equipos o transeúntes y se requiera hacer un mantenimiento correctivo. Las licencias pueden ser concedidas al 100% de la carga del alimentador o bien por porcentajes de carga, mismas que deben ser acompañadas de un relatorio para indicar las maniobras y justificación de los tiempos en que se realizan los trabajos. Las licencias concedidas al 100% de la carga del alimentador en un tiempo mayor igual a los diez minutos, deberá estar acompañada del relatorio en donde se manifieste, la causa y motivo por la que se tardaron en realizar las maniobras o ejecución de los trabajos; las causas pueden ser algunas de

las siguientes (personal no sabe operar medios de seccionamiento, apartarrayos, cuchillas o interruptores trabados, trafico intenso, inundación, falta de material, mala comunicación, aviso de alguna autoridad como: bomberos, protección civil o policías que soliciten se desenergice la línea, etc.

3) Permiso en observación (O)

- Prueba a transformadores en atención a quejas
- Reemplazos de postes deteriorados en atención a quejas
- Libranza de emergencia por queja
- Libranza programada
- Normalización de libranza
- Cerrar restaurador
- Abrir fusibles de acometida
- Pruebas a restaurador o Seccionalizador
- Reemplazo de aisladores, cortacircuitos deteriorados
- Reemplazo de poste amparado por documentos (D´s, SS´s, F´s, LA´s)
- Conexión de transformadores amparados por documentos (D´s, SS´s, F´s, LA´s)
- Conexión de nuevos ramales amparados por documentos (D´s, SS´s, F´s, LA´s)
- Ajustar mecanismos y calibrar protecciones en restauradores y seccionadores
- Ajustar mecanismos a cuchillas de navajas e interruptores al duti.

En cables subterráneos:

- Pruebas de hermeticidad
- Abrir y cerrar fusibles
- Libramiento para prueba de aislamiento
- Retiro de cable subterráneo
- Pruebas de carga y voltaje de red.
- Abrir o cerrar acometida
- Todo trabajo relacionado con línea viva.

Nota: Estos permisos son amparados por documentos (D´s, SS´s, F´s, LA´s) en el caso de obras de expansión deben adjuntarlos para que los operadores queden enterados de la conexión de nuevos transformadores y los nuevos ramales y sea considerado el incremento de la carga en el alimentador concerniente. Estos permisos pueden ser autorizados por ser previamente autorizadas por los ingenieros de licencias o bien ser concedidas por el Ingeniero Operador de Distribución para protección del personal operativo, estas licencias se trabajan con línea viva es decir con la línea energizada.

2) Para licencias tipo (S)

- Prueba de aislamiento
- Abrir vías en atención a quejas, ejemplo (V51-76).
- Atención a quejas
- Normalización de disturbio en la red (No. de la red)
- Cerrar vía
- Atención a licencias.

Nota: Este tipo de licencias son otorgadas comúnmente por el ingeniero de operador de cables subterráneos y se dan para las redes automáticas, no existe interrupción en la red de media tensión ya que cuando se presenta una falla en esta, la carga se toma por baja tensión, evitando así la interrupción en la red fallada. En líneas aéreas este tipo de licencias se llega a dar cuando se da en licencia un cable de salida o interruptor propio, de tal manera que la carga del alimentador se toma por fuera es decir la carga se lleva por otro u otros alimentadores.

b) Extracto de disturbios

El extracto de disturbios es un generador en el que Ingeniero Operador de Distribución, resume los seccionamientos en los que se realizan las maniobras para tomar carga del alimentador fallado ya sea por el alimentador propio o a través de otro alimentador. Los datos manifestados en extracto de disturbios son: alimentador, subestación, clave del alimentador, horario salio, horario entro, tiempo fuera, porcentaje de carga en servicio, protección que opera, defectos y causas del disturbio.

El ingeniero de análisis con estos datos obtiene de manera inmediata el informe de alimentadores con interrupción mayor igual a 5 y 60 minutos, el reporte de 5 minutos debe ser enviado únicamente los lunes de cada semana, mientras que el reporte de 60 minutos debe ser enviado diariamente. Así mismo se obtienen hechos sobresalientes en caso de haberlos se envían únicamente los días en que estos se presentan.

Los disturbios pueden clasificarse como: Alimentador o alimentadores botados al 100% y Baja carga

En el alimentador que se detecta una baja en su carga, es porque en la Unidad Terminal Remota (UTR) se establecen rangos máximos y mínimos de carga, fijados de acuerdo a la capacidad de suministro actual del alimentador en condiciones normales de operación. La UTR es programada para sonar alarma cuando la carga este por debajo de la carga mínima programada o bien cuando existe una sobrecarga es decir cuando la carga esta por arriba del máximo de la carga programada, estos limites de carga del alimentador los determina el operador de acuerdo a la carga máxima esperada día a día. Ahora bien si la UTR no

alerta al operador, entonces lo hace el área de quejas informando del sector o lugar que no cuenta con energía eléctrica.

DISTURBIOS

DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

HOJA 1 /

SE CT OR LINEAS AEREAS PONIENTE

FECHA 01/12/2003

| Alimentador | Subestación | Clave Alim. | Hora Salio | Hora Entro | Tiempo Fuera | % Carga en Servicio | Mat | Falla | Causa | Opero relevador | Defectos, causas, y coordenadas |
|-------------|-------------|-------------|------------|------------|--------------|---------------------|-----|-------|-------|-----------------|---|
| CJM-28 | CUAJIMALPA | 42358317 | 20:05 | 20:50 | 45' | 20 | | | | teléindicacion | SECCIONADA |
| | | | | 21:46 | | 45 | | | | | SECCIONADA CARGA POR TEH-24 |
| | | | | 22:24 | | 65 | | | | | SECCIONADA CARGA POR TEH-24 |
| | | | | 23:00 | | 90 | | | | | SECCIONADA |
| | | | | 23:24 | | 99 | | | | | SECCIONADA ABTOS. PUENTES CARGA POR TEH-24. |
| | | | | 02:38 | | 100 | | | | | SE LEVANTO 2T ALD 1/0 |
| ANS-22 | SAN ANDRES | 42307304 | 16:04 | 16:04 | 0 | 70 | | | | 51-1-2, 79-2 | SECCIONADA AUTOMÁTICAMENTE |
| | | | | 16:43 | | 85 | | | | | SECCIONADA |
| | | | | 17:10 | | 100 | | | | | SECCIONADOR ABIERTO POR CORTO CIRCUITO |

Las causas de los disturbios son:

i) Poste chocado

ii) Conductores eléctricos caídos por:

- Árboles y ramas
- Anuncios luminosos espectaculares
- Objetos extraños
- Cortocircuito
- Falso contacto

iii) Cables subterráneos dañados por:

- Piquetes mecánicos
- Roedores
- Sobrecargas
- Falso contacto.

iv) Accidentes

- Originados principalmente por trabajadores de la construcción y personas civiles.

v) Cruzamientos y cortocircuito de conductores originados por:

- Ramas
- Cintas y globos metálicos
- Papalotes
- Líneas colgadas
- Postes golpeados
- Puente zafado
- Puente volado
- Corto circuito transitorio
- Corto circuito
- Falla de aislamiento en cortacircuito
- Falla de aislamiento en cable de salida
- Falla de aislamiento en cables

Reporte de 60 y 5 minutos.

El reporte de 60 y 5 minutos se obtiene del extracto de disturbios extrayendo los alimentadores que estén dentro de estos casos, el criterio para extraer los alimentadores de 5 minutos es excluir los alimentadores en los que hubo interrupción al 100%. Por otra parte para el caso de 60 minutos se extraen los alimentadores que se hayan interrumpido desde hasta un 50 al 100% de la carga en un tiempo mayor igual a 60 minutos.

Los datos que se toman del extracto para 5 minutos son:

Centro de Operación, Fecha, horario de interrupción, alimentador- subestación y causa del disturbio

| Centro de Operación | Fecha | Horario de interrupción | Alimentador Subestación | Causa del disturbio |
|---------------------|-----------|-------------------------|-------------------------|--------------------------------|
| PEDREGAL | 15-dic-03 | 10:55 – 11:00 | SNG-24 SAN ANGEL | LINEA CAIDA POR FALSO CONTACTO |

Los datos que se toman del extracto para 60 minutos son:

Alimentador, Subestación, Fecha, Horario de Interrupción, Servicios Importantes, Colonias, Delegación Municipio y Causas del disturbio.

DISTURBIOS

DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

HOJA 1 /

SECTOR LINEAS AEREAS
PONIENTE

FECHA 01/12/2003

| Alimentador | Subestación | Clave Alim. | Hora Salio | Hora Entro | Tiempo Fuera | % Carga en Servicio | Mat | Falla | Causa | Opero relevador | Defectos, causas, y coordenadas |
|-------------|--------------|-------------|------------|------------|--------------|---------------------|-----|-------|-------|-----------------|---------------------------------|
| CJM-21X | Cuajimalpa | 42358317 | 20:05 | 20:50 | 45' | 20 | | | | teléindicacion | SECCIONADA |
| | | | | 21:46 | | 45 | | | | | SECCIONADA CARGA POR TEH-24 |
| | | | | 22:24 | | 65 | | | | | SECCIONADA CARGA POR TEH-24 |
| | | | | 23:24 | | 100 | | | | | POSTE CHOCADO |
| ODB-24 | ODON DE BUEN | 45307304 | 10:15 | 11:17 | 0 | 70 | | | | 51-1-2, 79-2 | SECCIONADA AUTOMÁT... |
| | | | | 16:43 | | 85 | | | | | SECCIONADA |
| | | | | 17:10 | | 100 | | | | | LÍNEA CAIDA XR FALSO CONTACTO |

Ejemplo: Del extracto expuesto, intencionalmente se enuncian los dos casos comunes que son:

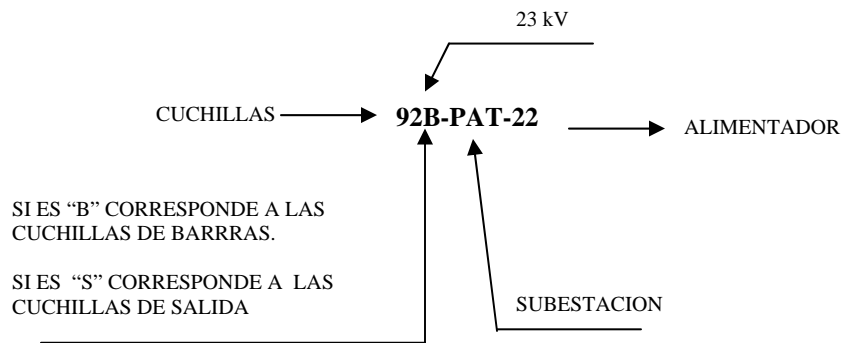
El primero: Es el caso en el que el tiempo de interrupción es mayor igual a los 60 minutos; tiempo considerado hasta realizar la primera maniobra para tomar carga en un porcentaje mayor igual al 50 % de la carga del alimentador y cortar el TIU

El segundo: Es el caso en el que la interrupción dura menos de los 60 minutos, ya que cuando se toma carga del alimentador se hace con un porcentaje menor al 50 %, es por tanto que se considera dentro de este reporte si pasados los 60 minutos el alimentador no ha tomado el 50 % de su carga.

| Alimentador | Subestación | Fecha | Horario de interrupción | Servicios Importantes Colonia, Delegación o Municipio | Causa del disturbio |
|-------------|--------------|-----------|-------------------------|--|--------------------------|
| ODB-24 | CUAJIMALPA | 15-dic-03 | 10:15 – 11:17 | Servicios importantes: Colonias: Delegación: Municipio: | LÍNEA CAIDA POR CONTACTO |
| CJM-21X | ODON DE BUEN | 15-dic-03 | 20:05 – 22:24 | Servicios importantes: Colonias: Delegación: Municipio: | POSTE CHOCADO |

Hechos sobresalientes

- T-22 B significa que el transformador esta alimentado por el lado de Alta Tensión a 230 Kv y transformado a 23 kV conectado al Banco o Transformador B.
- T-20 A Transformador de servicios de estación conectado por el lado Media Tensión del Banco "A" y transformado a 0.220 su tensión de suministro para servicios propios de la estación.



5= Interruptores
9= Cuchillas
T= Banco de transformadores
K= Banco de capacitores

Los alimentadores conectados al transformador A se identifican con los números (1, 3, 5, 7)

Ejemplo. COA-21, COA-23, COA-27

Los alimentadores conectados al transformador B se identifican con los números pares (2, 4, 6, 8)

Ejemplo. COA-22

Los alimentadores conectados al transformador C se identifican con los números (1X, 3X, 5X, 7X)

Ejemplo. COA-21X

En Caso de existir un cuarto transformador (D) los alimentadores estarán dados con números pares
2X, 4X, 6X, 8X

c) Relatorio de disturbios

El relatorio de disturbios es un documento en el que el ingeniero operador expresa de manera escrita, cada maniobra o instrucción al personal operativo, horario en que se bota el alimentador, protección que operó: relevador instantáneo (R-50 1-2-N) o relevador de sobrecorriente (R-51 1-2-N), horario en que se entera de baja carga en el alimentador, pruebas realizadas durante el disturbio, maniobras para tomar carga por otro alimentador, ubicación y orientación donde se localiza la falla, ubicación y orientación de medios de seccionamiento, nombre de personal que atiende el disturbio, maniobras realizadas en los medios de seccionamiento, condiciones de operación en el que se quedan los medios de seccionamiento o alimentador, causas del disturbio, trabajos realizados para reparar la falla, demoras en los trabajos durante el disturbio como son: inundación, fuerte lluvia, trafico intenso, no hay acceso, falta de material, desconocimiento de la zona, personal no sabe operar equipo, etc.

El ingeniero de análisis al analizar éste documento lo compara con el extracto de disturbios; y ambos deben ser correspondientes en horario y porcentaje de cargas en servicio en el alimentador en disturbio. El relatorio es un documento soporte para cualquier aclaración de cargos del TIU hecho por los sectores a Operación Redes de Distribución. Los reclamos presentados por los sectores son considerados comúnmente por demora en la primera maniobra para cortar el TIU o que el criterio usado no es el más viable en la apertura y/o cierre de medios de seccionamiento. El ingeniero de análisis deberá defender de manera imparcial las maniobras realizadas por el IOD justificando tiempos y maniobras, apoyándose en todos los documentos elaborados por los ingenieros operadores como argumentos de defensa.

El análisis de un disturbio debe realizarse previamente antes de presentarse a la junta del TIU, llevando consigo documentos probatorios como: croquis de ubicación de la falla, localización de los medios donde se realizaron los seccionamientos, oficio de respuesta del reclamo, de tal manera que la aceptación o no aceptación del cargo sea de manera expedita y llegar a un acuerdo entre las partes involucradas, el acuerdo se legaliza al firmar el ingeniero que representa el sector que acepta el cargo.

d) Libro de pendientes.

El libro de pendientes es una bitácora numerada consecutivamente donde el IOD anota la hora en que recibe o entrega turno, maniobras de descargue, redistribución de cargas, ingeniero al que se entera, estado de los equipos o medios de seccionamiento, instalación y puestas en servicio de equipos o alimentadores, equipos fuera de servicio.

A cada uno de los pendientes, se les da un seguimiento hasta que hayan quedado en condiciones correctas, para poder dar el seguimiento y localizar el pendiente se indica en la parte superior derecha el numero consecutivo, y en la parte derecha de

cada pendiente se indica el numero de hoja en el que salió este, así mismo se eliminara en cuanto este quede corregido.

Alimentadores Sobrecargados.

El extracto de alimentadores sobrecargados es un generador informativo de alimentadores que conducen cargas mayores a las nominales del conductor, los alimentadores que se eligen son los que conducen cargas mayores iguales a 400 Amp. Para los cuales se pone atención especial ya que el conductor sufre deterioros en el aislamiento por lo que se intemperiza y le reduce la duración de vida útil.

Eventos télécontrolados

Los eventos télécontrolados son documentos generados automáticamente por el sistema de donde el ingeniero de análisis extrae los alimentadores que tienen interrupciones del 100% de las subestaciones télécontroladas, horario de salida y entrada, relevadores que operan, recierres efectuados, o bien si los recierres fueron efectuados por e IOD. Al analizar y obtener estos datos realiza un resumen informativo de los alimentadores que presenten este caso.

Cargas mensuales

Las cargas mensuales se solicitan tanto de las subestaciones télécontroladas como de las subestaciones convencionales, las cargas de las subestaciones télécontroladas son entregadas en el centro de operación ya que estas son generadas automáticamente por el sistema con cargas máximas diarias, mientras que las cargas de subestaciones convencionales se solicitan a los operadores de estación, estas cargas las tiene que ir obteniendo el OE hora a hora de las lecturas de los equipos de medición instalados en la subestación. Para este caso el departamento de análisis solicita aleatoriamente las cargas horarias de tres días de una semana, preferentemente se solicita jueves, viernes y sábado.

De las cargas télécontroladas se extraen las once demandas máximas diarias de un alimentador para calcular la media aritmética y obtener la demanda máxima del mes para el alimentador en cuestión. Este procedimiento se realiza para cada alimentador de todas las subestaciones enunciadas.

Para el caso de las subestaciones convencionales de las cargas horarias proporcionadas por el OE se toma la demanda máxima horaria de cada día obteniendo tres demandas máximas diarias se comparan con demanda, máxima del mes anterior y la que mas se repita es la demanda máxima del mes presente.

Las demandas máximas obtenidas de cada alimentador por subestación dará la factibilidad de carga, misma que es enviada a estudios y proyectos.

Análisis de Redes

Este tipo de análisis responde a las mismas premisas de mejorar la confiabilidad y continuidad de servicio, a diferencia del análisis de operación que se ejecuta con los resultados obtenidos de los elementos de la red en tiempo real, este análisis se efectúa con datos supuestos, pero apegados a los reales para obtener resultados probables durante la operación de la red, con la intención de prever cualquier anomalía evitando con ello alguna anomalía cuando la red pase por esos valores estudiados, es por tanto que dichos estudios tienen como objetivo reforzar la red de distribución. Los estudios aplicados a la red se enumeran como siguen:

- Arreglos de red
- Redistribución de carga
- Corrimientos de carga
- Reubicación de equipos (Transformadores, restauradores, seccionadores, cortacircuitos, etc.
- Análisis del cálculo y coordinación de protecciones con dispositivos microprocesador en alimentadores de 23 kV.
- Análisis de cortocircuito.
- Regulación de voltaje
- Elevación de tensión.
- Corrección de factor de potencia
- Automatización de subestaciones y telecontrol.
- Estudios de factibilidad para conexión de nuevas demandas
- Tasas de crecimiento y características de la carga
- Diseño de sistemas de tierras
- Localización óptima y programas de instalación de nuevas subestaciones

5.- REGLAMENTO DE OPERACIÓN.

5.1 DEFINICIONES:

Luz y Fuerza del Centro cuenta con un reglamento de operación cuyo objetivo es hacer ejercer las normas generales de conducta, al personal que interviene en la operación, instalación y mantenimiento de dicho equipo, evitando con esto accidentes, dar continuidad en el servicio eléctrico, obtener un mejor rendimiento del equipo y poder operar el equipo instalado en todo el sistema de luz y fuerza del centro.

El reglamento de operación que se ejerce hasta la fecha no ha sufrido ningún cambio mismo que fue elaborado para la generación de energía eléctrica y que en la actualidad se ha adecuado para la distribución de energía y esta en revisión para su actualización.

En el presente capítulo se resaltarán artículos más importantes de operación, para la toma de licencias, permisos y devoluciones de las mismas, enfatizando que la correcta aplicación de este, coadyuvara a la prevención de accidentes, y familiarizar al lector con los términos mas utilizados con frecuencia en un centro de operación, se darán las siguientes definiciones.

Alimentador.- Es un circuito eléctrico radial (es decir conectado normalmente a una sola estación receptora), que suministra energía a uno o varios servicios o varias subestaciones distribuidoras.

Los alimentadores se clasifican en:

Blancos.- Carga de suma importancia como: Hospitales, Bombero, primer cuadro de la ciudad,

fábricas de servicio continuo

Azules.- Carga industrial predominante.

Amarillos.- Carga residencial predominante.

Coordinador de Quejas.- Es la persona en cargada de controlar las quejas del público por efectos del servicio eléctrico en la zona que controlan los operadores de ciudad.

Cuchilla.- Es un medio de seccionamiento compuesto de un contacto móvil o navaja y de un contacto fijo receptor.

Disturbio.- Es una alteración, por lo general breve y de peligro, de las condiciones normales del sistema.

Energizar.- Significa permitir que el equipo adquiera potencial eléctrico

Equipo.- Es el conjunto de medios cuya función es transformar y distribuir energía eléctrica, medios de seccionamiento, equipos de protección.

Equipo vivo.- Es el que esta energizado.

Equipo libre.- Es dejar sin potencial eléctrico determinado equipo.

Estación.- Es la instalación que se encuentra dentro de un espacio cerrado, que genera transforma, envía, recibe o distribuye energía eléctrica

Ingeniero de turno.- Es la persona inmediatamente responsable del funcionamiento de una planta o de un departamento encargado de la operación o mantenimiento del equipo.

Interruptor.- Es el aparato que sirve para cerrar o abrir circuitos eléctricos, con o sin carga, con corrientes de falla.

Abrir o Cerrar un interruptor con su control eléctrico.- Significa conectar o separar sus contactos, operando una manija de control eléctrico en el tablero (control remoto) o en el propio gabinete del interruptor (control inmediato).

Botarse o dispararse un interruptor.- Es abrirse automáticamente cuando opera la protección, sin que intervenga el operador.

Jefe de operadores de sistema.- Es la persona que supervisa la operación de todo el sistema (Líneas de transmisión de 85 kV.) en adelante hasta las subestaciones reductoras de distribución).

Librar una parte del equipo.- Es dejarlo sin potencial eléctrico, aislándolo completamente del resto del equipo mediante sus cuchillas, fusibles u otros dispositivos asegurándolo además contra la posibilidad de que por accidente o equivocación pueda quedar energizado,

Licencia.- Es la autorización especial que se concede a una persona para que ella o el personal a sus órdenes ejecuten un trabajo en alguna parte del equipo. Se dice que tal parte del equipo “esta en licencia”

Línea de distribución.- Es una línea que sirve para distribuir la energía de las estaciones o subestaciones a los consumidores, aunque también puede servir para unir dos o más estaciones entre sí.

Línea de transmisión.- Es el circuito eléctrico cuya misión principal es conducir energía eléctrica entre estaciones generadoras o receptoras.

Maniobra (de operación).- Es cualquier cambio ejecutado en las condiciones de trabajo existentes en el equipo. Se excluyen de esta denominación los cambios debidos a la acción automática de los dispositivos de protección o cualesquier otros ocurridos sin la intervención del operador.

Operador.- Es la persona cuya principal laboral consiste en vigilar constantemente y eficazmente la operación del equipo a su cargo.

Ingeniero Operador de Distribución (IOD).- Son las personas que dirigen la operación normal y de emergencia en equipo denominado “ciudad” de la zona central.

Operador de División (OD).- Es la persona encargada de la operación de una división.

Operador de Estación (OE).- Es el operador que tiene a su cargo una estación.

Operadores de sistema (IOS).- Son los directores de la operación normal y de emergencia en el sistema, exceptuando el equipo a cargo de los operadores de ciudad.

Permiso.- Es la autorización que dan los IOS, IOD o el OD a una persona de la compañía para que la misma, o el personal que este bajo su control, ejecute trabajos en lugares peligrosos dentro de las estaciones o fuera de ellas en lugares próximos a los circuitos eléctricos

Planta.- Es la estación cuya principal función consiste en generar energía eléctrica.

Protección eléctrica.- Es el conjunto de aparatos y relevadores que desconectan automáticamente (botan) los interruptores necesarios para separarle equipo defectuoso, o que hacen operar otros dispositivos (extintores, etc.), para evitar que el disturbio aumente de proporciones o que se propague.

Ramal.- Es un circuito eléctrico generalmente de corta longitud, que esta conectado a una línea de transmisión o distribución o a un alimentador y que sirve para suministrar energía a uno o varios servicios o subestaciones,

Relatorio.- Es un libro donde el operador debe anotar con cuidado y claridad todas las maniobras, licencias y novedades en general ocurridas durante su turno, con la hora exacta en que tuvieron efecto.

Relevador.- Es un dispositivo ajustado para proteger un equipo contra dañoso condiciones peligrosas. Opera sobre interruptores, válvulas, alarmas etc., para separar eléctrica, mecánica o térmicamente el equipo en peligro, para indicar el principio de condiciones anormales o para hacer funcionar sistemas contra incendio.

Sistema.- Es el conjunto de estaciones y líneas de transmisión y distribución, ligadas eléctricamente, que se encuentran en la zona central de México.

Subestación.- Es la estación que transforma distribuye energía eléctrica.

5.2 Operadores De Sistema Y Distribución.

Atribuciones y obligaciones:

Labores de los IOS y de los IOD consisten principalmente en:

310 – Todo accidente o hecho saliente que ocurra dentro de la jurisdicción de Luz y Fuerza, o que en alguna forma este relacionado con esta, debe reportarse a IOS (IOD) a la brevedad posible

311 – Informar a sus superiores de los accidentes al personal, de las maniobras, licencias y hechos sobresalientes y de tos aquello que altere el buen funcionamiento del sistema.

312 – informar a los jefes de otros departamentos de los accidentes al personal y de las anormalidades y novedades importantes en el equipo que les corresponda. Si en el caso lo requiere, avisar también a las instituciones que deban actuar de inmediato, tales como: Bomberos Cruz Roja o Verde, departamento medico, seguridad, etc.

A - Licencias

1) Generalidades

501 – Ningún trabajo en el equipo que afecte la capacidad, protección o seguridad del sistema, o que cause interrupción a los consumidores, debe efectuarse sin previa licencia aun cuando tal equipo este desconectado, pues se considera que esta disponible y listo para entrar en servicio en cualquier momento.

505 – Solo se concederán licencias al personal autorizado por los jefes de departamento, para este fin todos los departamentos deberán enviar al final de cada año a la oficina del superintendente general de operación las listas completas de su personal autorizado, informando por escrito a esta oficina de las modificaciones que haya que hacer a las listas mencionadas. Los OE están autorizados a tomar licencias en todo el equipo de su estación.

508 – Ningún trabajo deberá hacerse en las estaciones sin conocimiento previo del jefe de estación o sus representantes.

2) Procedimientos para tomar licencias

El procedimiento que se sigue para tomar licencias tiene por objeto lo siguiente:

Evitar peligros a los operadores y al resto del personal

Evitar posibles daños al equipo.

Prevenir o reducir las interrupciones a los consumidores

La importancia de cada de los puntos anteriores justifica el cumplimiento estricto de este procedimiento.

SOLICITUD

a) Solicitud y concesión

511 – Las licencias serán pedidas con toda anticipación posible a fin de coordinarlas adecuadamente debido a la repercusión en los trabajos de otros departamentos o a la capacidad del sistema, el personal no debe solicitar a los IOS (IOD) licencias para las cuales haya necesidad de librar inmediatamente el equipo, excepto en caso de absoluta emergencia.

512 - En caso de que se vayan a tomar durante el fin de semana, las licencias deberán pedirse antes de las 13:00 del jueves.

514 - Al hacer la solicitud de licencia se proporcionaran los siguientes datos.

- Nombre y departamento del solicitante.
- Identificación clara y precisa del equipo.
- Fecha hora y duración de la licencia.
- Descripción esencial del trabajo que se efectuara.

Si el trabajo es complicado, se proporcionara un plano o croquis del equipo que va a ser modificado

Datos complementarios, tales como: si la licencia afecta a otro equipo (regla 551), si disminuye la capacidad de ola estación, si la licencia causará interrupción a los clientes, si es necesario que otro departamento intervenga para poner tierras al equipo, etc.

b) – Libramiento y entrega de equipo.

521 - Los IOS (IOD) deben dar las ordenes para las maniobras en forma clara y precisa, dictándolas una por una en la sucesión que han de efectuarse, citando la parte del equipo por su nombre, numero u otra identificación especial.

523 - Una vez que el ejecutor de las maniobras tiene noción completa de estas debe proceder a efectuarlas en la sucesión que le ordenaron y sin omitir ninguna.

Si durante la ejecución de las maniobras nota alguna anomalía, debe informar a la persona que le dio las órdenes antes de continuar con las siguientes maniobras.

525 - Para que una parte del equipo quede libre, hay que asegurarse de que no pueda volver a energizarse, excepto intencionalmente.

Toma de licencia

527 -La persona que va tomar la licencia debe:

Presenciar la demostración de que el equipo está muerto y siempre que sea posible, presenciar las maniobras para librarlo.

Vigilar que su personal trabaje en las condiciones de seguridad necesarias, tales como: distancias a equipo vivo, uso de guantes, herramientas adecuadas, etc.

Estar presente en el sitio en que se va a ejecutar el trabajo y preferentemente debe ser quien primero toque el equipo que ha sido librado.

Nota: la persona que toma la licencia es responsable de la seguridad de los trabajadores a su cargo y del manejo adecuado del equipo. No queda liberado de esta responsabilidad aun después de distribuir el trabajo entre sus subalternos.

Entrega y recepción del equipo.

528 - Al entregar formalmente la licencia al interesado, los IOS, (IOD) deben expresarse clara y concisamente, identificando con precisión el equipo que se trate por su nombre, número y límites, definiendo la duración de la licencia y haciendo otras observaciones que juzguen oportunas para evitar cualquier error. Además, deben advertirle que tome las precauciones pertinentes; por ejemplo, cuando se trate de líneas y cables, que se proteja teniendo en corto circuito y a tierra las tres fases.

529 - La persona que recibe la licencia tiene la obligación de repetir los datos a que se refiere la licencia anterior y darse por enterado de las observaciones y precauciones expresadas por los IOS (IOD)

530 - En caso de licencias de transmisión o distribución que tenga conexión en varias estaciones, debe extenderse tarjeta de licencia en cada una de las estaciones que conecta. El personal de líneas debe protegerse poniendo tierras a ambos lados del lugar donde vaya a trabajar.

532 - Solo la persona que obtiene la licencia o el personal a sus órdenes, puede trabajar en el equipo. El que una parte del equipo esté fuera de servicio por licencia no autoriza a otras personas a trabajar en ella sin pedir licencia por separado.

Cuando se entregue en licencia el mismo equipo a varias personas, los IOS (IOD) deberán informarles de esta condición, siempre que sea posible.

c) Devolución y normalización del equipo.

541 - Solamente a la persona que fue entregada la licencia puede y debe devolverla en caso de emergencia, por accidente u otro motivo de fuerza mayor y cuando a la persona a quien fue entregada la licencia no le sea posible devolverla, su jefe debe tomarla, previo acuerdo con los IOS (IOD) y hacerse totalmente responsable de ella. El olvidar devolver la licencia es una falta grave.

542 - La devolución de la licencia debe hacerse en forma similar a la entrega, es decir, el tenedor de la licencia debe usar lenguaje claro y conciso al declarar.

- Nombre del tenedor de la licencia
- Identificación precisa del equipo en el que tiene licencia
- Que devuelve la licencia
- Si termino el trabajo
- Que retiro los medios de protección que puso durante la licencia.
- Si la licencia fue causada por falla del equipo, dar información completa del motivo, del daño y la reparación efectuada.
- Otras consideraciones esenciales o útiles
- Los IOS (IOD), están obligados a repetir al tenedor de la licencia la declaración de la devolución.

c) Consideraciones varias

555 - No debe conectarse el equipo en observación sin autorización de los IOS (IOD), tampoco debe reconectarse el equipo que se haya dado en licencia hasta asegurarse de que no hay personal trabajando en el. Tratándose de circuitos con interruptor que tenga relevador de recierre, estos deben desconectarse al dar en licencia tales circuitos.

557 - En todos los casos en que se vaya a efectuar un trabajo tan cerca del equipo eléctrico vivo que el personal pudiera llegar a tocarlo al resbalarse, caerse o descuidarse, la persona a cargo del trabajo debe dar a los trabajadores instrucciones precisas y completas, limitando al equipo claramente en que se va a trabajar con tarjeta de licencia, barreras o de otra manera adecuada.

B.- PERMISOS

571 - Si se trata de efectuar un trabajo en lugares peligrosos por su proximidad al equipo a cargo de los IOS (IOD) o del OD la persona autorizada que vaya a ejecutarlo deberá solicitar un permiso al mismo, proporcionando los siguientes datos:

- Nombre y departamento del solicitante
- Identificación y ubicación clara y precisa del trabajo que va a ser efectuado.
- Fecha y duración del permiso.
- Datos adicionales en caso necesario.

5.3 Maniobras

Los operadores deben tener presente que cualquier error en las maniobras da origen o produce condiciones de peligro para la vida del ejecutor de las mismas, para la vida de otras personas, para la seguridad del equipo o, cuando menos, son siempre causa de trastornos.

Maniobras de rutina

Maniobras de rutina son aquellas que el OE ejecuta en el equipo auxiliar o de menor importancia, siguiendo las instrucciones de operación de la estación y sin que sea necesaria la intervención de los IOS (IOD).

Maniobras periódicas

Maniobras periódicas son aquellas que el OE ejecuta en equipo principal, siguiendo las instrucciones de operación de su estación y bajo la vigilancia de los IOS (IOD).

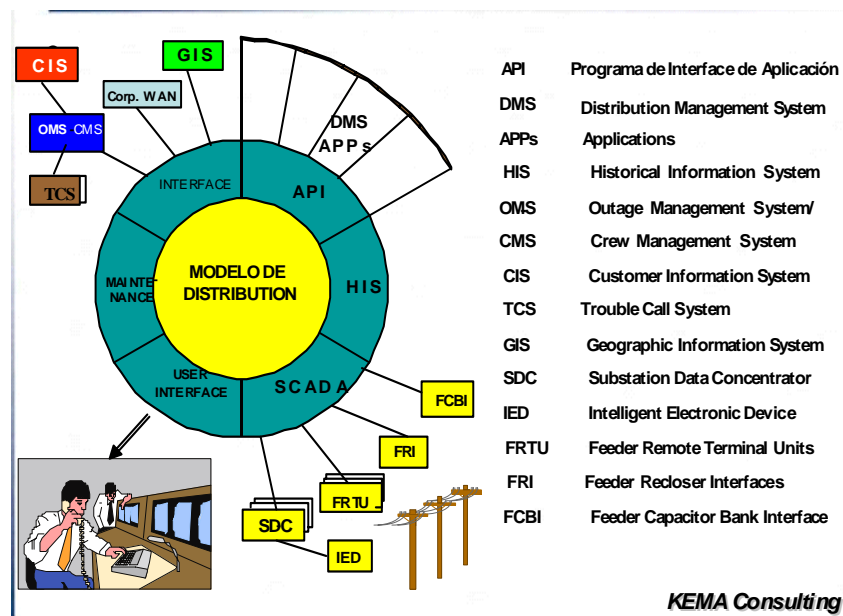
Maniobras especiales

Las maniobras especiales son aquellas que el OE ejecuta por ordenes directas de los IOS (IOD), quienes a su vez siguen las instrucciones vigentes.

6.- TENDENCIAS FUTURAS.

Luz y Fuerza del Centro hasta la fecha es la única Cía. que suministra Energía Eléctrica en la ciudad de México y para continuar entregando en las próximas décadas este servicio debe comprometerse a cubrir las exigencias de los usuarios que la demanden. De lo contrario se estará propiciando la entrada eminente de más competidores al mercado, LyF como empresa de distribución de energía eléctrica debe competir en forma agresiva por cada uno de los clientes. Para enfrentar las adversidades debe implementar medios y herramientas para mejorar substancialmente la productividad, reducir costos de operación y mantenimiento, e incrementar la confiabilidad y la extensión de ofertas de servicio al cliente. El uso efectivo de la Tecnología de la Información es clave para tener éxito por lo que debe concentrarse toda la información en una sola fuente misma que debe ser conformada por tres dominios que son: Administración de Clientes, Administración de bienes, Administración de operaciones.

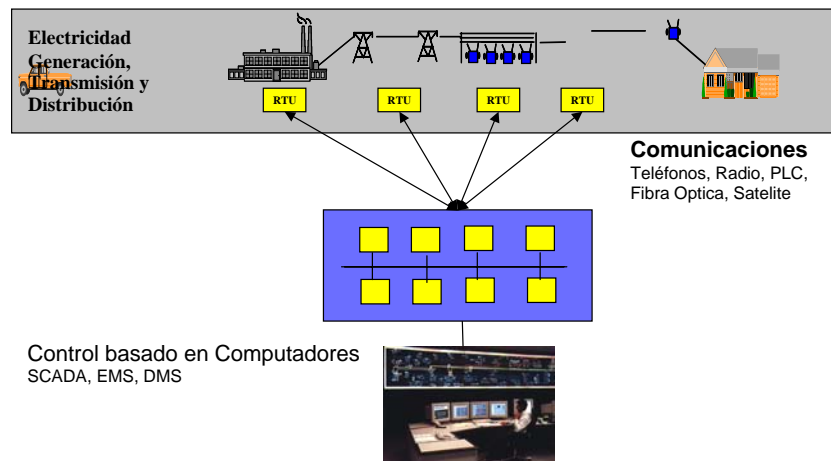
Para lograr tal objetivo se requiere de un Sistema de Administración de la Distribución (SAD) que tenga herramientas con tecnología de punta (Equipo eléctrico automatizado, hardware y software) que habilite al grupo en la sala de control y a los administradores de empresa de la siguiente generación para que puedan administrar la operación en tiempo real de los bienes de distribución dispersos.



- Reducir costos de Operación y Mantenimiento
- Mejorar la Eficiencia Operacional
- Mejorar la Utilización de la Planta
- Disminuir las Pérdidas Eléctricas Técnicas y No Técnicas

El SAD debe estar diseñado para reducir los costos totales de operación y mantenimiento, incluyendo los costos de propiedad. Debe dar la habilidad para mejorar la eficiencia operacional, proporcionando el potencial para consolidar los centros de control existentes. En forma alterna, las ubicaciones de los centros de control existentes y la infraestructura de comunicaciones puedan ser integradas, permitiendo compartir los datos y dividiendo el costo de una infraestructura de soporte común.

A diferencia de las islas de automatización que prevalecen hoy día, la interoperabilidad del SAD con otros sistemas corporativos como el Sistema de Información de Clientes, Sistema de Información Geográfico, y Centro de Atención de Llamadas debe conducir a una significativa reducción en el costo del soporte, al mismo tiempo que maximiza el acceso a la información actual del sistema. El SAD también ayuda a reducir las pérdidas y a mejorar la utilización de la planta eléctrica, permitiendo que los costosos gastos de capital se difieran.



El SAD debe presentar una panorámica consistente, en tiempo real, de la red eléctrica completa, a los operadores y administradores. Los operadores deben tener acceso a la información valiosa en relación a la causa más probable de un disturbio más que a un simple resumen de datos crudos. La capacidad de analizar varias estrategias de control basadas en las condiciones actuales o propuestas del sistema, proporciona una valiosa vista interior a los posibles cursos de acción. El SAD debe estar diseñado para asegurar que se tiene disponible información precisa y oportuna, cuando mas se necesita.

La reducción de frecuencia y duración de las interrupciones, la mejora de la calidad de la potencia, y un precio competitivo son clave para la satisfacción del cliente, para retenerlo, y atraerlo en un mercado de competencia de energía que se avecina.

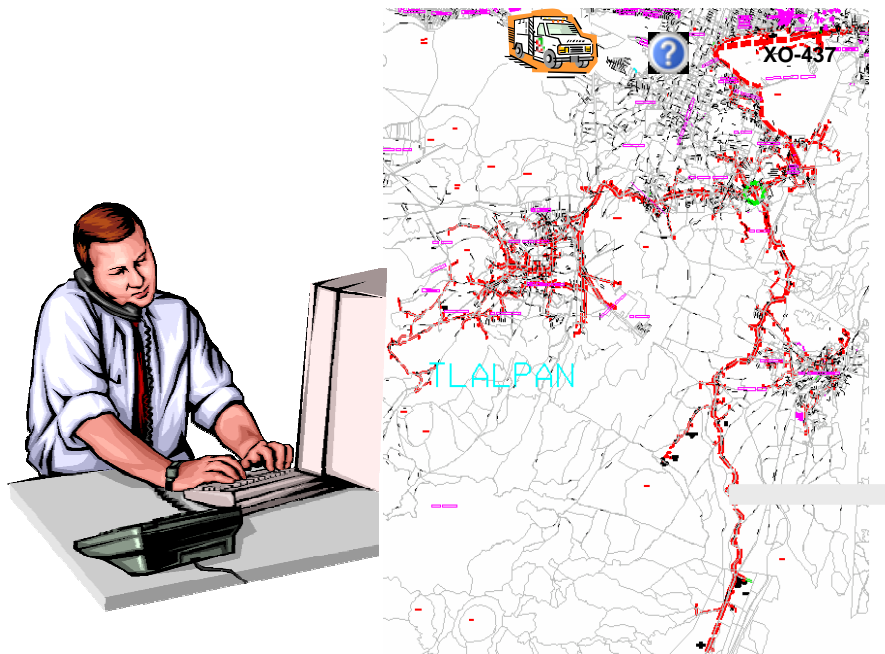
Además, el surgimiento de tarifas basadas en comportamiento ha cambiado fundamentalmente la forma en que LYF ve el comportamiento del servicio.

Las aplicaciones para distribución ya probadas en el campo hacen posible que la LYF de la siguiente generación mejore el servicio en forma significativa y reconozca, por lo tanto, el potencial de entrada económica y su utilidad.

Características básicas de un SAD para Luz y Fuerza:

El SAD debe tener una arquitectura cliente servidor, modular y flexible, que comprenda un gran número de aplicaciones de software colaboradoras. En sus cimientos de esta arquitectura están varios módulos que deben proporcionar la estructura básica para la operación y mantenimiento diario de la red de distribución:

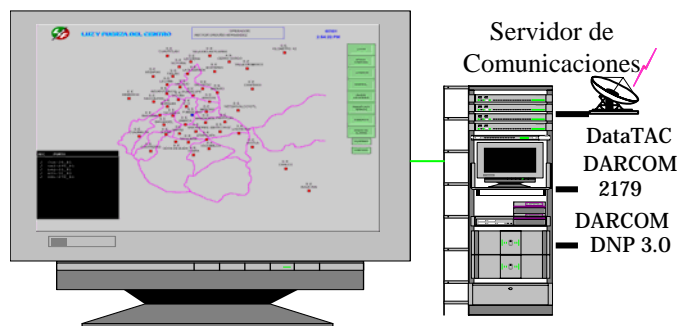
El corazón del SAD es un Modelo de Operaciones de la Red de Distribución que debe mantener información estática como la dinámica. Es un sistema para administrar la programación de interrupciones y las maniobras, que administra las solicitudes de interrupciones programadas y los asociados permisos y órdenes de trabajo. Al usar un sistema SCADA, el modelo debe soportar actualizaciones en tiempo real. El operador puede usar este sistema de administración de red de distribución para operar cualquier Switch con control remoto u otros dispositivos controlados conectados al sistema SCADA, puede actualizar el estado automáticamente mediante la ejecución de la orden de switcheo, o en forma manual por el operador, pueden hacer cambios temporales en la red (puentes, cortes y tierras) y los cambios se reflejan instantáneamente reflejados en el modelo, cambiar la configuración de la red para lograr determinadas metas tales como balancear la carga entre alimentadores o control del Volt-VAR. En caso de condiciones de falla, el sistema debe desarrollar rápidamente planes para aislar la o las secciones falladas y para restablecer el servicio a todos los clientes posibles mientras el sistema se mantiene dentro de límites de operación aceptable.



Este sistema proporciona a los operadores los medios para recolectar, coordinar y analizar las interrupciones no programadas y ayudar al operador a determinar el punto más probable donde se ha perdido el suministro al cliente. Este sistema ha sido diseñado para manejar situaciones de disturbios múltiples. Proporcionar la funcionalidad de monitoreo básico del trabajo de las cuadrillas y calcular los índices de comportamiento para cumplir con los requerimientos regulatorios. Por lo tanto un sistema de administración de red debe contener los siguientes módulos:

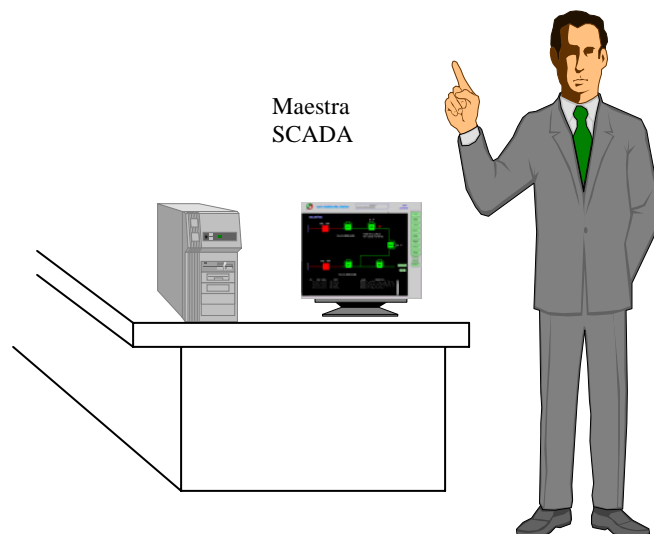
Interfaz Gráfica del Usuario Avanzada (IGUA):

- Proporciona una Interfaz poderosa con las aplicaciones del SAD
- Representa información tanto en forma esquemática como geográfica
- Permite al usuario navegar en forma efectiva a través de grandes redes



Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCSYAD)

- Adquiere datos de mediciones vía las terminales remotas o enlaces de datos
- Valida que los datos sean razonables
- Lleva a cabo verificaciones sobre los límites de las variables del proceso y ejecuta cálculos definidos por el usuario
- Proporciona la posibilidad de control remoto



Modulo de Operaciones de la Red de Distribución (MORD)

- Proporciona un modelo de conectividad actualizado de toda la red eléctrica para otras aplicaciones usando
 - ✓ La configuración tal como se construyó
 - ✓ Telemetría disponible
 - ✓ Entradas por parte del operador

- Proporciona la posibilidad amplia de trazo de circuitos
- Administra el mantenimiento diario de la red eléctrica
- Puesta en servicio de equipos nuevos
- Reconfiguración temporal de la red (puentes, cortes, y tierras)
- Desarrollo de planes de maniobras
- Creación electrónica de los permisos de trabajo asociados y la documentación de seguridad
- Valida las maniobras planeadas con respecto a las reglas de seguridad y de operación
- En tiempo real, valida, ejecuta, y registra (seguimiento de auditoria) de todos los procedimientos de maniobras



El conjunto de programas que conforma el Análisis del Sistema de Distribución de Potencia comprende las aplicaciones siguientes:

- Estimación de Carga en el Alimentador
- Flujos de Potencia
- Análisis de Corto Circuito
- Optimización de Volt/VAR
- Optimización de la Topología

Vista de la Red de Baja Tensión (aplicación vía web)

Integra los diagramas de las redes de baja tensión y los datos del Sistema de Información Geográfica (SIG) con las posibilidades de la administración de la red y conexiones con los clientes. Puede enlazarse con el SAD para que los operadores puedan tener un rápido y fácil método para ver los diagramas esquemáticos y geográficos. Además, se muestra la ubicación de las quejas por teléfono de los clientes y la ubicación de los transformadores fuera de servicio. Proporciona una disponibilidad alta y presenta redes geoespaciales a velocidades normalmente logradas por los diagramas esquemáticos operacionales, estos factores se combinan para tener una herramienta sumamente deseable para entornos operacionales en tiempo real. Su interfaz basada en web es ideal para usarla en dispositivos móviles y para observación remota.

Sistema Tomador de Llamadas

El Sistema Tomador de Llamadas del SAD es un sistema de grabado basado en web diseñado para distribución en gran escala en un centro de control. Las llamadas grabadas en un Centro de Llamadas se administran dentro del Sistema de Atención de Quejas (SAQ) del SAD. Permite a los receptores de quejas encontrar los datos del cliente en forma rápida mediante una máquina de búsqueda, y un ayudante electrónico puede ayudar a categorizar el problema. Las llamadas y las quejas anteriores junto con el estado actualizado de las fallas que se tienen se despliegan para asegurar que todos los involucrados se mantengan informados.

Reportes

El SAD esta concebido para proporcionar la información operacional histórica de una manera económica y segura a través de la empresa y aún más allá, sin comprometer la misión crítica del sistema. Aparte del núcleo del SAD, vía un firewall, un Sistema de Información de Negocios apalanca la potencia de la tecnología basada en web para proporcionar acceso seguro a la información a los ejecutivos, planeadores, e ingenieros de la empresa, así como a los clientes comerciales clave.

Intercambio de Datos en la Corporación

El Intercambio de Datos en la Corporación proporciona una interfaz transparente entre el SAD y otros sistemas de negocios de la corporación tales como el Sistema de Información Geográfica, sistema de Información de Clientes, y el Centro de Atención de Llamadas que permite que cada sistema administre sus propios datos y los puntos de información relevante se puedan compartir electrónicamente con el SAD a medida que cambian. El Intercambio de Datos de la Corporación elimina las costosas y propensas a error transferencias de datos en forma manual y siempre tendrán la información con la última actualización en relación a conectividad de la red y del cliente.

Tecnología

El SAD debe tener una solución completamente abierta y altamente configurable para la administración de la distribución incorporando las tecnologías siguientes:

- Cliente/Servidor
- Bases de Datos Relacionales
- Bases de Datos Orientadas a Objetos
- Diseño Orientado a Objetos
- Sistemas Expertos
- Web
- Hipertexto

Estándares

Los estándares benefician tanto al proveedor como al cliente, el SAD deberá estar construido basado en estándares industriales y de facto.

- UNIX* y WINDOWS NT*
- ANSI*C, C++, Visual Basic*
- X Windows Systems
- OSF/MOTIF*
- Bases de Datos Relacionales ORACLE*
- DNP 3.0
- IEC 870-5
- ICCP
- ELCOM 90
- TCP/IP-based networking

- Postscript 2
- DXF y NTF 2 graphics exchange formats

Características

Como resultado de su apego a los estándares y al uso innovador de tecnología, el SAD deberá exhibir las características siguientes:

- Flexibilidad inherente para adaptarse a las cambiantes necesidades de los negocios
- Escalabilidad con buena relación costo/efectividad
- Alta disponibilidad/Tolerancia a fallas
- Diseño impulsado por los datos, orientado a objetos
- Fácil integración con otros sistemas
- Operación confiable y segura
- Integridad de la información
- Entorno de trabajo libre de papeles

CONCLUSIONES.

En Luz y Fuerza del Centro, como en cualquier otra empresa, su fuerza se encuentra en su clase trabajadora, sin embargo; deben corregirse actitudes interpersonales, las cuales podrán lograr que la empresa se maneje con mayor ética, respeto laboral y conciencia cívica; creando así una mística laboral que genere un trabajo en equipo, con la finalidad de combatir la mala imagen concebida por los usuarios en estos últimos años. Por consiguiente, todas las adversidades y controversias políticas que desmeritan el buen accionar de esta empresa.

Por otra parte con el fin de optimizar los recursos económicos es necesario: realizar con mayor calidad las labores, evitar la corrupción, regularizar zonas con alto índice de fraudes; esto ayudara de alguna forma a recapitalizar y obtener una reducción en costos o derramas económicas.

Sin embargo, para recapitalizar a Luz y Fuerza del Centro; se debe luchar por que le sea otorgado un mayor porcentaje de sus utilidades y mayor autonomía en la inversión de estas, así esta empresa, logrará tener una mayor inversión en si misma, obteniendo grandes beneficios para la modernización de sus equipos e instalaciones. Con la modernización de sus equipos, LyFC podrá entregar un servicio con calidad, es decir; la energía eléctrica debe estar disponible en un punto dado del sistema, con valor de voltaje, con pureza de la forma de onda y la frecuencia, asimismo solucionar y atender de manera expedita las solicitudes y/o quejas de los clientes.

Para un cliente en particular, la confiabilidad del suministro puede medirse mediante el número y la duración promedio de una interrupción. Razón por la que en LyFC, desde hace varios años mide el desempeño del suministro mediante el Tiempo de Interrupción por Usuario, (TIU) índice enunciado por la siguiente expresión: La sumatoria de los productos de minutos de duración de los disturbios multiplicado por el número de usuarios afectados, en cada disturbio y dividido por el número total de usuarios atendidos por la entidad.

$$TIU = \Sigma(T_i * U_i) / \text{Total de usuarios } i = 1$$

Al reducir dicho índice a la mínima expresión, LyFC estará en condiciones de proporcionar un servicio eléctrico confiable de buena calidad y a costo razonable. Para lograr la reducción del TIU, se debe disminuir la frecuencia de las fallas, disminuir el impacto de la falla, disminuir el tiempo de restablecimiento del servicio, reconfigurar alimentadores, automatizar y telemando.

Las opciones para disminuir lo antes citado se relaciona de la manera siguiente:

- Instalar cable semiaislado
- Instalar apartarrayos
- Señalización de postes
- Cambio a cables subterráneos
- Poda de árboles
- Instalación de tierras
- Sustitución de aislamiento dañado
- Mantenimiento de líneas flojas y puntos calientes
- Instalación de dispositivos de seccionamiento para confinar las fallas disminuyendo su impacto,
- Indicadores de paso de falla, para facilitar su localización.
- Prácticas y políticas de operación orientadas a disminuir el tiempo al primer seccionamiento y al restablecimiento total del servicio mediante maniobras adecuadas, especialmente cuando ocurren varios disturbios simultáneamente.
- Optimizar la operación de cuadrillas
- Instalación de sistemas de reporte automático de fallas.
- Implantar sistemas para el manejo de quejas.
- Instalación de telecontrol en dispositivos de seccionamiento.
- Instalación de esquemas de automatismo local. Esencialmente la transferencia automática de un segmento de alimentador no fallado a otro alimentador, sin intervención del operador.
- En la planeación de las subestaciones de distribución se define su capacidad y ubicación. Además determina el número de alimentadores de distribución fijando su capacidad, usualmente de 9 o 12 MVA.
- Especialmente en las zonas de baja densidad de carga, en la periferia de la zona metropolitana, esto ha determinado alimentadores excesivamente largos, lo que tiene impacto en la confiabilidad. La reconfiguración debe asegurar la posibilidad de transferencia de cargas para soportar la ocurrencia de disturbios y atender a la mejoría en la regulación de voltaje y en la reducción de pérdidas. Segmentar los alimentadores para facilitar la transferencia de carga y asegurar la doble alimentación a cada segmento. Revisar criterios de planeación de alimentadores.

El Índice 100, se está utilizando en las reuniones de seguimiento al Proyecto de Reducción del TIU, como evaluación complementaria y servirá para medir el impacto que tenga la implantación de las estrategias siguientes:

- Disminución del tiempo de restablecimiento, específicamente a los segmentos situados después de los equipos de seccionamiento.
- Automatización de la Red: Telé medición y Telemando.

La disminución de este índice será el nuevo objetivo para evaluar la mejoría en el nivel de la calidad del suministro proporcionado por la red de media tensión.

La exigencia de mejores niveles de calidad por clientes específicos data de hace mucho tiempo. Sin embargo, con la proliferación de la electrónica, la sensibilidad relacionada con la calidad del suministro es mucho mayor y difundida al nivel de los clientes domésticos, quienes presionarán para tener mejores niveles de calidad.

La necesidad de un nivel elevado en la calidad del suministro para la operación de equipos electrónicos en la industria, en el comercio y en los servicios, se ha resuelto mediante la instalación de equipos especiales dentro de las instalaciones de los clientes, ante las limitaciones que tiene el servicio proporcionado por la red.

Por otra parte, la calidad se puede convertir en una característica competitiva del suministrador del servicio.

En los países con mercados de electricidad abiertos, la calidad del suministro se convierte en una característica que diferencia los productos ofertados por diferentes suministradores. Aún más, algunas empresas suministradoras ya ofrecen diferentes niveles de calidad, naturalmente a distinto precio.

Las interrupciones al servicio implican energía dejada de vender cuyo valor puede calcularse fácilmente. Sin embargo, también es energía dejada de comprar, por lo tanto el beneficio perdido es sólo el margen entre precio de venta y costos totales, que determinaría la inviabilidad económica de casi cualquier solución de mejora. La dificultad que implica la baja rentabilidad de las inversiones si se intenta justificar sólo con el valor del margen asociado con la energía no suministrada, se ha visto superada introduciendo otros conceptos. Otro enfoque cada vez más generalizado, considera la llamada "función de daño al cliente" que es la expresión monetaria del daño que para el usuario significan las interrupciones en el suministro de energía y que se ha incorporado en la regulación sobre la industria eléctrica mundial, en diferentes formas.

Por ejemplo, la introducción de tarifas basadas en el desempeño de las empresas de servicio de manera explícita reconoce la necesidad de cumplir estándares mínimos de desempeño (nivel de confiabilidad mínimo que se compromete a proporcionar, asumiendo la responsabilidad sobre los daños y perjuicios que ocasione al usuario por la violación del nivel de calidad comprometido.) Razón por la cual, la empresa está comprometida a cumplir de manera obligatoria, o estará sujeta a penalizaciones monetarias.

Considerando que el nivel de calidad del servicio de LyFC debe ser mejorado sustancialmente, se consideraron convenientes las inversiones en el Proyecto Estratégico de Reducción del TIU, por estar orientadas al acercamiento a un nivel mínimo razonable de calidad en el suministro, teniendo como meta un TIU inferior a 100 minutos.

Ahora bien, con la creación de los Centros de Operación Redes de Distribución, la automatización de sus equipos e instalaciones, Luz y Fuerza del Centro esta realizando los primeros procesos para la concentración de información y mejor manejo en la distribución de energía, aunque por el momento se vean como islas de información; pero en un futuro, no muy lejanos todos y cada uno de estos pasos serán de suma importancia para concentrar la información y operar un Sistema de Administración de Distribución

Todo lo anterior con la intención de instar a los clientes a no perder su confianza en la compra de este servicio; ofreciendo que la prestación del servicio incluya las características básicas que son: la calidad y confiabilidad, premisas que son mas conocidas por el usuario como: La continuidad, frecuencia, rangos de voltaje dentro de los estándares establecidos por la SECOFI y atención expedita al cliente.

Es por tanto que los sistemas de potencia son requeridos de manera prioritaria en el desarrollo de México y cada una de sus entidades. Luz y Fuerza del Centro (LyFC) es hoy por hoy el único organismo en la zona Centro que distribuye y comercializa la energía eléctrica en la zona de desarrollo industrial, comercial y de servicios más importantes del país. Es así como Luz y Fuerza del Centro al modernizar sus instalaciones, pondría acorde a las necesidades reales y enfrentar de cara las adversidades que se han venido dando con la propuesta de la privatización, demostrando con ello que Luz y Fuerza del Centro tiene la capacidad y confianza para cumplir con los compromisos contraídos y atender cada una de las exigencias de los usuarios presentes y futuros.

Por lo tanto los Centros de Control (Centros de Operación Redes de Distribución) serán capaces de reaccionar de manera expedita ante los diferentes eventos que se presenten, teniendo como mística la buena Operación del Sistema Eléctrico de Potencia en tiempo real, es decir cada Centro de Operación Redes de Distribución tiene la obligación de mantener la red eléctrica en niveles óptimos de Operación efectuando las acciones preventivas y correctivas necesarias, rápida y eficazmente. Y así cumplir con la premisa de dar el servicio público de energía eléctrica con la calidad requerida por los usuarios.

BIBLIOGRAFIA.

- [1] *J. Raull M.: Diseño de Subestaciones Eléctricas, Edit. McGraw-Hil, México, 1987.*
- [2] *Ing. Jesús Julio Díaz Reyes, Ing. Gabriel Huidobro Trejo, Apuntes Sobre Sistemas De Distribución*
- [3] *Manual de diseño de subestaciones, Diagramas de conexiones, Ingeniería Eléctrica, Gerencia de Planeación e Ingeniería, Edit. Relaciones Industriales, Compañía de Luz y Fuerza del Centro, 1978.*
- [4] *Revistas LyFC Febrero 1955, Mayo 1956, Junio 1956, Diciembre 1956.*
- [5] *Manual de Capacitación para Ingenieros Operadores, Arreglos y Maniobras en Media Tensión, Capacitación LyFC*
- [6] *Folleto de Integración de Sistemas de Protección, Control y Medición de Subestación Eléctricas*
- [7] *Instructivo de Operación para Alimentadores Aéreos en Disturbio*
- [8] *Folleto de Kevin Clark, Distribución y Automatización*
- [9] *Acuerdos y Convenios de LyFC*
- [10] *Análisis de la Coordinación de Protecciones del Arreglo en Anillo con Restauradores Micprocesados en Alimentadores De 23 kV.*
- [11] *Diplomado en Sistemas Eléctricos de Distribución, Presentación del Seminario DMS del 2002*
- [12] *Notas Alstom E-Terra Global Energy Solution, Ge Soutions*
- [13] *Reglamento de Operación de LyFC*