



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN

CONSTRUCCIÓN SUBTERRANEA DE REDES RADIALES DE DISTRIBUCION  
ELÉCTRICA: "RED RADIAL CONDESA EN 23KV".

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER DE TÍTULO DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

PRESENTA:

ABEL VAZQUEZ HERNANDEZ

AS E S O R: ING. OSCAR CERVANTES TORRES

CUAUTITLÁN IZCALLI. EDO. DE MEX. 2006



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

**DEDICATORIAS.**

**A LA UNAM POR SER LA MÁXIMA CASA DE ESTUDIOS ,  
ORGULLOSO ME SIENTO PERTENECER A ELLA.**

**A MIS HERMANOS**

**Y**

**EN ESPECIAL A MIS PADRES QUE MEDIERON LA VIDA, GRACIAS.**

*Un pensamiento*

*Dijo el Maestro:*

*Hay quienes piensan que los problemas se resuelven a base de esfuerzo. Y lo único que consiguen quienes piensan de este modo es mantenerse ocupados a si mismos y a otras personas.*

*Los problemas solo se resuelven a base de conocimiento. De hecho donde hay conocimiento no surgen problemas.*

## **Índice**

<b>Capítulo I</b>	<b>Generalidades</b>	<b>1</b>
1	<i>Introducción</i>	
1.1	<i>Transmisión y Distribución.</i>	<b>3</b>
1.2	<i>Transformadores.</i>	<b>4</b>
1.3	<i>Parámetros eléctricos del sistema de Distribución de L. y F. C.</i>	<b>9</b>
1.4	<i>Estimación de la carga.</i>	<b>11</b>
1.5	<i>Definición de los principales factores.</i>	<b>18</b>
1.6	<i>Caída de Tensión.</i>	<b>30</b>
1.7	<i>Concepto de Impedancia.</i>	<b>31</b>
1.8	<i>Porcentaje de regulación.</i>	<b>32</b>
1.9	<i>Calculo del centro de carga.</i>	<b>33</b>
 <b>Capítulo II</b>		
<b>2</b>	<b>Conductores Subterráneos.</b>	<b>36</b>
2.1	<i>Materiales.</i>	<b>36</b>
2.2	<i>Flexibilidad.</i>	<b>37</b>
2.3	<i>Forma.</i>	<b>37</b>
2.4	<i>Dimensiones.</i>	<b>38</b>
2.5	<i>Comparación de aislamiento.</i>	<b>40</b>
2.6	<i>Características eléctricas.</i>	<b>42</b>
2.7	<i>Protecciones.</i>	<b>48</b>
2.8	<i>Capacidad en Amperes.</i>	<b>50</b>
2.9	<i>Marcado e identificación.</i>	<b>51</b>
2.10	<i>Empaque.</i>	<b>51</b>
2.11	<i>Cables utilizados en la Red Radial Subterránea de Mediana Tensión.</i>	<b>51</b>
2.12	<i>Cables utilizados en la Red Radial Subterránea de Baja Tensión.</i>	<b>54</b>

### **Capítulo III**

<b>3</b>	<b><i>Diseño y estructura de las Redes Radiales Subterráneas en M. T. y B.T.</i></b>	<b>59</b>
3.1	<i>Red Subterránea.</i>	59
3.2	<i>Red Radial.</i>	59
3.3	<i>Consideraciones generales.</i>	60
3.4	<i>Diseño del equipo.</i>	61
3.5	<i>Consideraciones técnicas y diseño de sistemas de distribución subterránea en redes radiales.</i>	61
3.6	<i>Antecedentes de una red subterránea.</i>	69
3.7	<i>Presentación de proyecto.</i>	70
3.8	<i>Acometidas de Red Subterránea.</i>	78
3.9	<i>Dispositivos de seccionamiento.</i>	89

### **Capítulo IV**

<b>4</b>	<b><i>Construcción de la Red Radial Condesa.</i></b>	<b>81</b>
4.1	<i>Limites que contempla la zona de construcción de la red</i>	84
4.2	<i>Carga Instalada.</i>	86
4.3	<i>Cambio de voltaje de 6 kV a 23 kV.</i>	89
4.4	<i>Operación de la red.</i>	91
4.5	<i>Primera etapa de construcción.</i>	92
4.6	<i>Estructura y diseño en 23 kV.</i>	93
4.7	<i>Caída de tensión y porcentaje de regulación en frontera de la red.</i>	98

### **Capítulo V**

<b>5</b>	<b><i>Materiales y equipos que se utilizan en Redes Radiales Subterráneas</i></b>	<b>103</b>
5.1.	<i>Equipo para la Red de M.T.</i>	103
5.2	<i>Subestaciones de Distribución Subterránea.</i>	113
5.3	<i>Plantas de emergencia móviles.</i>	117
5.4	<i>Equipo para red de baja tensión.</i>	118
5.5	<i>Nomenclatura.</i>	123
5.6	<i>Simbología.</i>	126

<i>Capítulo VI</i>	
<i>6 Pruebas de recepción y puesta en servicio</i>	<i>127</i>
<i>6.1 Pruebas comunes a los equipos de LyFC.</i>	<i>127</i>
<i>6.2 Pruebas de resección.</i>	<i>132</i>
<i>6.3 Puesta en servicio de la red de distribución.</i>	<i>135</i>
<i>Conclusiones</i>	<i>149</i>

## *CAPITULO I*

### *INTRODUCCION*

Uno de los componentes más importantes de los sistemas eléctricos, es el sistema de distribución. La necesidad de un servicio eléctrico de alta calidad ha motivado al sector eléctrico y en particular a Luz y Fuerza del Centro a implantar medidas que busquen construir una empresa técnicamente eficiente que considere la importancia de las expectativas de sus usuarios. Uno de los elementos calificadoros más importantes del servicio eléctrico es la continuidad que los usuarios toman por un hecho. Existen indicadores, como el tiempo de interrupción por usuario, que contabilizan el tiempo durante cual el servicio no esta disponible. Otro calificador de la calidad tiene que ver con el voltaje del suministro. El voltaje esta normalizado y que la normatividad permite variaciones de mas menos 5%. Siempre se permite cierta tolerancia porque el funcionamiento de los sistemas eléctricos que lleva implícita ciertas variaciones que se procura mantener dentro de rangos aceptables.

En las aplicaciones productivas así como en la industria, depende del tipo de proceso y en muchos casos una interrupción puede implicar la pérdida de la materia prima o la producción de un día o más ocasionando perdidas económicas de consideración.

Hay alimentadores que tienen más problemas, en red aérea como en red subterránea debido a una combinación de factores como el crecimiento de la demanda, la zona por donde pasan, el hecho que en el sistema central solo tenemos algunas líneas de distribución subterráneas donde la calidad del servicio es mucho mayor. Esto se debe a que la inversión en una red subterránea es diez veces mayor que en la aérea. Por otra parte, cuando la densidad de carga se vuelve muy grande, hay una justificación económica para estas redes subterráneas. Un ejemplo lo constituyen algunas zonas residenciales de la ciudad de México, como es el caso de la colonia Condesa y Roma norte, donde hace unos años difícilmente se justificaba una red subterránea, con el paso del tiempo muchas de estas áreas se convirtieron en zonas comerciales y la densidad de carga aumento. Por tal caso, bajo el programa de inversión anual de Luz y Fuerza del Centro se proyecta y se lleva acabo la construcción de la red radial Condesa en mediana y baja tensión.

Este sistema de servicio de energía eléctrica es probablemente la más antigua y comúnmente usado en la distribución de energía eléctrica. Por sencillez, las redes de operación radial se seguirán usando pero tratando también de mejorar sus características de operación para hacerlas mas confiables.

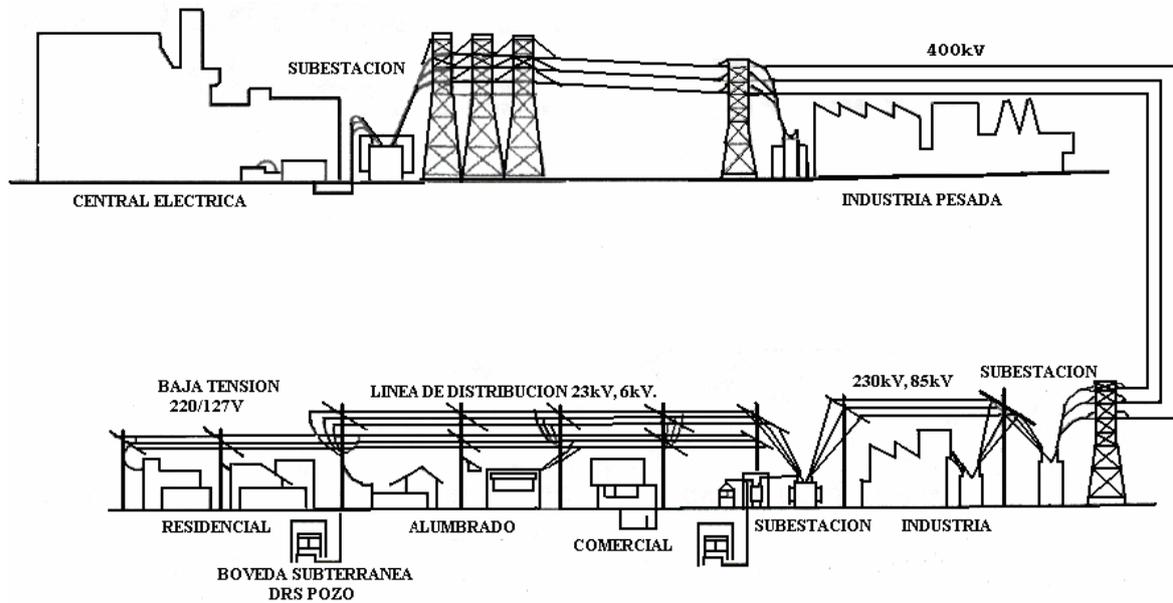
Otra medida en la red subterránea consiste en la instalación de transformadores e interruptores y equipo que permita seccionar manual como automáticamente, así como el retiro de quipo obsoleto, como transformadores de baja potencia alimentados por línea aérea de 6kV. Para llegar a la modernización de la red de distribución eléctrica.

Esto nos da el mejoramiento de la arquitectura de la red que eventualmente nos va a conducir a un producto mejor y sobre todo a mejorar considerablemente la continuidad del servicio.

## *Generalidades*

### *1.1 Transmisión y Distribución.*

Para conducir la electricidad desde las plantas de generación hasta los consumidores finales, L y FC cuenta con las redes de transmisión y de distribución, integradas por las líneas de conducción de alta, media y baja tensión. *Fig.1.1*



*Fig. 1.1 Sistema de distribución.*

#### *a) Transmisión.*

*La red de transmisión considera los niveles de tensión de 400,230, y 150 kilo Volts (kV).*

#### *Ventajas de la transmisión de C.A. en Voltaje extra-alto.*

La potencia transmitida en cualquier circuito puede transmitirse con un valor mucho menor de corriente, siempre y cuando haya un aumento correspondiente en el voltaje. El valor de la corriente determina la sección transversal del conductor requerido para transportarla y por consiguiente, mientras menor sea la corriente, menor será la sección de los conductores empleados y más económico el sistema de transmisión.

El uso del transformador en circuitos de C.A. permite la elevación y reducción de los voltajes, usando equipo estático que tiene pérdidas comparativamente pequeñas.

#### *b) Transformación.*

La transformación es el proceso que permite, utilizando subestaciones eléctricas, cambiar las características de la electricidad (voltaje y corriente) para facilitar su transmisión y distribución. Ésta ha crecido en paralelo al desarrollo de la red de transmisión y distribución, de los cuales el 76.93% corresponde a subestaciones de transmisión y el restante 23.07% a subestaciones de distribución.

#### *c) Distribución.*

La red de distribución la constituyen las líneas de subtransmisión con niveles de tensión de 138, 115, 85 Y 69 kiloVolts (kV), así como, las de distribución en niveles de 34.5, 23, 13.8, 6 kV. Y baja tensión 220/127.

### **1.2 Transformadores**

Los transformadores deben ubicarse preferentemente en los centros de carga calculados, o en el lugar más cercano posible a éste, según lo permitan las condiciones y topografía del terreno, dichos lugares deben ajustarse de acuerdo a los cálculos de caídas de tensión y por ciento de regulación, desde la baja tensión de un transformador hasta el servicio más alejado de éste.

En todos los tipos de sistemas, el factor de utilización inicial de los transformadores será del 80%. La cantidad y capacidad de los transformadores estará en función de la carga requerida por el solicitante y se obtiene considerando la demanda máxima coincidente de todo el sistema o bien de cada parte del mismo en que sean agrupados los servicios.

#### *a) Transformadores de distribución subterránea.*

El número y la capacidad de los transformadores seleccionados en el proyecto dependerán de los valores de carga y demanda máxima coincidente del mismo, debiendo seleccionar transformadores trifásicos tipo Interior, Sumergible, DCS o DRS pozo y Pedestal.

- *Trifásico.*
- *Media tensión: En 23 kV, con cambiador de cuatro derivaciones, dos arriba y dos abajo.*
- *Baja tensión: 220/127 V.*
- *Conexión: Delta-estrella.*
- *Aislamiento: Líquido aislante (refrigerante) no inflamable (RTEmp, ALFA, etc.)*

*DRS (Distribución Residencial Subterráneo).*

*DCS (Distribución Comercial Subterráneo).*

*b) Capacidad de transformadores.*

- Para fraccionamientos y unidades habitacionales, los tipos de transformadores por utilizar son:

*Transformadores 23000-220Y/127V, DCS pozo o DRS pedestal*

*Capacidades: DRS Pedestal 75, 112,5, 150 Y 225 kVA.*

*DCS Pozo, 300, 500, y 750 kVA.*

*Los transformadores DCS pozo, ubicados e instalados en bóvedas que ocasionalmente estarán llenas de agua hasta un nivel de 3mts.*

- Para centros comerciales y parques industriales, los tipos de transformadores por utilizar para los servicios en baja tensión son:

*Transformador 23000-220Y/127V tipo interior.*

*Capacidades: Interior 300, 500 ó 750 kVA.*

- Para las zonas con alto índice de crecimiento comercial, y habitacional y en especial donde existen redes Automáticas de distribución sin dejar de mencionar que también es utilizado en las redes radiales de la zona centro del país el transformador a utilizar son:

*Transformador 23000-220Y/127V tipo sumergibles.*

*Capacidades: Sumergible 300, 500 ó 750 kVA.*

*Para red Automática acoplado a su garganta de baja tensión, protector sumergible de red.*

*Para red Radial acoplado a su garganta cámara de baja tensión.*

### *c) Selección de transformadores*

En la selección de los transformadores intervienen varios aspectos que no necesariamente son del tipo económico como son;

- *Normas de seguridad (secos o líquidos especiales).*
- *Limitaciones de dimensiones o peso.*
- *Instalación con otros equipos existentes.*
- *Confiabilidad, (continuidad del servicio).*

*Así como:*

- *Valor total de la carga que se pretende abastecer.*
- *Distribución de la carga a través de tiempo (curvas de carga).*
- *Incrementos Previsibles de la carga futura.*
- *Vida útil del transformador (estimada), y fecha probable de reposición. (15 a 20 años).*
- *Probabilidad de tener que sobre cargar por períodos cortos o prolongados uno o mas transformadores.*

*d) Costos.*

El costo total de un transformador está dado por los siguientes elementos:

- *Costo inicial, (precio de compra, costo de la instalación y el precio del equipo adicional que se requiera).*
- *Costo de Operación (considerando el costo de las pérdidas en el núcleo y en los devanados, consumo de energía para los auxiliares, mantenimiento costo del inventario de repuestos etc.).*
- *Costo de las futuras ampliaciones. (Equipos de emergencia, reposición de equipos, etc.)*

*e) Ubicación de transformadores*

Debe tener fácil acceso y estar libre de obstáculos, para que su instalación, operación y mantenimiento se realice sin dificultades, previendo situaciones futuras como (lugares bajos, sujetos a inundaciones o riesgos de incendio.)

En colonias, fraccionamientos y unidades habitacionales. En este caso, la ubicación de los transformadores debe hacerse considerando lo siguiente:

- En lugares peligrosos será necesario colocar protecciones, a fin de evitar daño físico a los equipos e instalaciones.
- Contar con un área que permita el mantenimiento y operación de los equipos, siendo como mínimo de 3 m. al frente y 1 m. en la periferia.
- Su instalación (DRS pedestal, DCS pozo y Sumergible), será en áreas verdes o de donación, sin obstruir el paso libre de peatones, así como en camellones y en banquetas anchas

#### *Centros comerciales y parques industriales.*

Generalmente en estos casos, tanto los transformadores, como los equipos de seccionamiento necesarios, se ubicarán en locales adecuados para su instalación, los cuales deberán cumplir con las condiciones mínimas de seguridad y operación marcadas por las especificaciones técnicas de LyFC.

La cantidad y capacidad de los transformadores en centros comerciales y parques industriales dependerá de la carga instalada y la demanda máxima requerida por el solicitante, siendo éste el que determine los factores de demanda aplicados a cada tipo de carga, el cual no debe ser inferior a 0,60. En este caso, la red de baja tensión es de longitud corta, ya que los equipos de medición se instalan en locales adyacentes a la subestación.

#### *f) Restricciones*

Debe tomarse en cuenta que por seguridad y especificaciones LyFC, no deben instalarse transformadores en los lugares siguientes: En estacionamientos, banquetas angostas y salidas de vehículos o invadiendo predios particulares.

### ***1.3 Parámetros eléctricos del sistema de distribución de LyFC.***

Las características eléctricas del sistema de distribución subterráneo y aéreo, con las que deben operar satisfactoriamente los equipos son los siguientes.

*a) Mediana tensión:*

- *Numero de fases: 3.*
- *Numero de hilos: 3.*
- *Tensión nominal entre fases: 23kV rcm.*
- *Tensión máxima entre fases: 25,8 kV rcm*
- *Tensión de aguante al impulso por 150 kV aislamientos internos \**
- *Rayo (NBAI) de 0 a 1000 m s.n.m. 170 kV aislamientos externos.*
- *Frecuencia nominal 60 Hz.*
- *Altitud de operación hasta 3 000 m. s. n. m.*

*b) Baja tensión:*

- *Número de fases 3.*
- *Número de hilos 4.*
- *Tensión nominal entre fases 220 V.*
- *Tensión nominal de fase a tierra 127 V.*
- *Frecuencia nominal 60 Hz.*

*\* Para redes de distribución subterráneas la tensión de aguante al impulso por rayo (NBAI) para aislamientos internos es de 125 kV.*

*Tipos de instalaciones en redes de distribución.*

Desde el punto de vista de construcción pueden proyectarse tres tipos de instalaciones:

- *Aérea.*
- *Subterránea.*
- *Mixta.*

El criterio que determina el tipo de instalación generalmente es el técnico-económico, pero es importante señalar otras consideraciones, tales como:

- *Seguridad.*
- *Estética.*
- *Continuidad.*
- *Confiabilidad y flexibilidad de operación.*

En redes de distribución en *fraccionamientos, unidades habitacionales o parques industriales*, se pueden utilizar cualquiera de los tres tipos de instalaciones, de acuerdo con las restricciones de construcción y seguridad para las personas.

Para el caso de *centros comerciales* la electrificación se realiza con instalaciones subterráneas, cuya alimentación se deriva de las subestaciones fuente a través de alimentadores aéreos o subterráneos, de la misma o diferente subestación de distribución.

#### ***1.4 Estimación de la carga***

Los usuarios de energía eléctrica, para efecto de control de tarifas, son clasificados por las compañías en diferentes clases, por ejemplo: residenciales, comerciales, etc., conforme a sus respectivas actividades.

Para cada clase de consumidores se debe disponer de índices estadísticos, fórmulas teóricas y empíricas que permitan evaluar la demanda estándar de cada consumidor a partir de su carga instalada o la demanda de un grupo de consumidores pertenecientes a la misma clase. Para esto es necesario desarrollar un estudio detallado que incluya levantamiento de carga instalada, iluminación, motores, aire acondicionado, conocimiento de planos urbanísticos, perspectivas de crecimiento del área y otros factores que directa e indirectamente puedan afectar a la demanda estimada, que será un elemento fundamental para la formulación de la carga y el diseño final de la red eléctrica.

Las alternativas de alimentación de energía eléctrica para un edificio las deberá analizar la compañía. Entre los factores que se deben considerar para alimentación a grandes cargas comerciales, están los siguientes:

Después del estudio técnico y análisis económico de las alternativas que debe incluir la modificación que esta carga tenga en la estructura de la zona, se podrá seleccionar el tipo de alimentación óptimo para la carga.

➤ *Clasificación de las cargas.*

*Existen diversos criterios para la clasificación de las cargas, entre los cuales destacan:*

*a) Localización geográfica.*

*b) Tipo de utilización de la energía.*

*c) Dependencia de la energía eléctrica (confiabilidad).*

*d) Efecto de la carga en el sistema de distribución (ciclo de las cargas).*

*e) Tarifas.*

*f) Especiales.*

*a) Localización geográfica.*

Un sistema de distribución debe atender a usuarios de energía eléctrica, tanto los localizados en ciudades como en zonas rurales; por tanto, es obvia una división del área que atiende el sistema de distribución en zonas.

La carga de cada usuario se clasificará de acuerdo con su localización geográfica, destacando peculiaridades típicas de cada zona. Así, por ejemplo, en la zona urbana central de cualquier ciudad se tendrá una elevada densidad de carga, con consumidores constituidos por edificios de oficinas y comercios; así mismo en una zona urbana habrá densidades de carga menores que en zonas centrales urbanas, predominando las cargas de tipo residencial. Sin embargo, hay algunas zonas que originan cargas de valor

elevado con cargas de tipo industrial medio.

*b) Tipo de utilización de la energía.*

Las aplicaciones que da el usuario al consumo de energía eléctrica pueden servir como parámetros para clasificar las cargas, según tabla 1.1, así, de éstas se tienen, por ejemplo:

- *Cargas residenciales.*
- *Cargas de iluminación en predios comerciales.*
- *Cargas de fuerza en predios comerciales.*
- *Cargas industriales.*
- *Cargas de municipios o gubernamentales.*
- *Cargas hospitalarias.*

<i>Zonas</i>	<i>MVA/Km<sup>2</sup> Densidad</i>
<i>Urbana central</i>	<i>40-100</i>
<i>Semi urbana</i>	<i>3-5</i>
<i>Urbana</i>	<i>5-40</i>
<i>Rural</i>	<i>∠ 5</i>

*La tabla 1.1 Muestra la utilización de la energía en diferentes zonas.*

*c) Dependencia de la energía eléctrica (confiabilidad).*

Considerando los perjuicios que pueden causar las interrupciones de energía eléctrica en las cargas, es posible clasificar éstas en:

- *Sensibles.*
- *Semi sensibles.*
- *Normales.*

Se entiende por cargas *sensibles* aquéllas en que una interrupción de alimentación de energía eléctrica, aunque sea momentánea, causa perjuicios considerables.

Se consideran cargas *semi sensibles* aquéllas en que una interrupción de energía durante corto tiempo, no mayor de 10 minutos, no causa grandes problemas en la producción o servicios en general.

Finalmente, cargas *normales* son aquéllas en que una interrupción en un tiempo más o menos largo ( $1h \leq t \leq 5h$ ) no causa mayores perjuicios a la producción o al servicio.

*d) Efecto de la carga en el sistema de distribución y ciclo de trabajo de las cargas*

Conforme al ciclo de trabajo, las cargas se pueden clasificar en:

- *Transitorias cíclicas.*
- *Transitorias acíclicas.*
- *Normales.*

Las *primeras* son aquellas que no funcionan continuamente y efectúan un ciclo de trabajo periódico, desarrollando *las segundas* un ciclo de trabajo no periódico, no así *las normales* que trabajan continuamente. La existencia de cargas transitorias impone soluciones más elaboradas, en especial tratándose de cargas de gran potencia, ya que ocasionan perturbaciones en el sistema y deben evitarse.

*e) Tarifas*

Para determinar la forma en que la energía eléctrica repercute en la economía de una empresa y posteriormente tomar las acciones pertinentes, es necesario conocer cual es su costo, para lograr esto, el industrial debe conocer las "Tarifas para el Suministro y Venta de Energía". Para ello las compañías eléctricas acostumbran catalogar a sus consumidores de acuerdo con el tipo de carga que consumen, según *tabla 1.2*. Evidentemente, esto dependerá del criterio de cada compañía.

- *El consumo de energía útil en kW-h (kilowatt-hora).*
- *La demanda máxima medida en kilowatts.*

- *El factor de potencia (FP). Solo conlleva costo cuando es menor a 90 %.*
- *Medición en Mediana y Baja Tensión.*

<i>Tarifa 1</i>	<i>Servicios domésticos</i>
<i>Tarifa 2</i>	<i>Servicio general en baja tensión hasta 25 kW de demanda</i>
<i>Tarifa 3</i>	<i>Servicio general en baja tensión para más de 25 kW. de demanda</i>
<i>Tarifa 4</i>	<i>Servicio para molinos de nixtamal y tortillerías</i>
<i>Tarifa 5</i>	<i>Servicio para alumbrado público</i>
<i>Tarifa 6</i>	<i>Servicio para bombeo de aguas potable o negras</i>
<i>Tarifa 7</i>	<i>Servicio temporal</i>
<i>Tarifa 8</i>	<i>Servicio general en A.T.</i>
<i>Tarifa 9</i>	<i>Servicio para bombeo de agua para riego agrícola</i>
<i>Tarifa 10</i>	<i>Servicio en A.T. Para reventa</i>
<i>Tarifa 11</i>	<i>Servicio en A.T. Para explotación y beneficio de minerales</i>
<i>Tarifa 12</i>	<i>Servicio general para 5000kw o más demandas</i>

*La tabla 1.2 Muestra los tipos de tarifas eléctricas.*

#### *f) Especiales*

Dentro de las cargas especiales se distinguen las que introducen asimetrías al sistema y lo desequilibran, por ejemplo: hornos monofásicos eléctricos. También se pueden considerar especiales las cargas grandes cuya alimentación altera las condiciones de funcionamiento de un sistema, como el Sistema de Transporte Colectivo (Metro), los grandes centros comerciales, etc.

#### *g) Tipos de servicio en baja tensión.*

En fraccionamientos, unidades habitacionales, centros comerciales y parques industriales debe considerarse el tipo de servicio a alimentar, tales como; tipos de departamento, casa habitación, comercio, industria, etc.

En el sistema de distribución, los tipos de servicios pueden ser monofásicos, bifásicos o trifásicos, dependiendo de la carga instalada, como se indica en *la tabla 1.3*.

#### *Tipos de servicio*

<i>CARGA INSTALADA kW</i>	<i>TIPO DE SERVICIO</i>
<i>Hasta 4</i>	<i>Monofásico 1F 2H</i>
<i>Mayor de 4 hasta 8</i>	<i>Bifásico 2F 3H</i>
<i>Mayor de 8</i>	<i>Trifásico 3F 4H</i>

*La Tabla 1.3 Muestra los tipos de servicio de Baja Tensión*

#### *h) Tipos de servicio en media tensión.*

En media tensión los servicios solo pueden ser trifásicos, derivados de la red de distribución a través de dispositivos de protección y/o seccionamiento, los cuales se seleccionarán dependiendo del tipo de instalación existente.

#### *i) Magnitud de la carga.*

La magnitud de la carga la fijará el solicitante de acuerdo con sus necesidades, tanto de carga como de demanda.

#### *j) Clasificación de la carga.*

*En fraccionamientos, unidades habitacionales, centros comerciales y parques industriales.*

Los fraccionamientos y unidades habitacionales pueden clasificarse en:

- *Habitacional residencial.*
- *Habitacional popular.*
- *Habitacional rural.*
- *Habitacional mixto (habitacional, comercial y servicios).*

O bien por el nivel económico de los lugares y residentes:

- *Interés social.*
- *Clase media.*
- *Clase alta.*

Tomando como base el tipo de vivienda y las características propias del fraccionamiento, el proyecto eléctrico puede ser: aéreo, subterráneo o mixto.

Los centros comerciales pueden clasificarse en:

- *Centros comerciales con demanda hasta 1,500 kW*
- *Centros comerciales con demanda mayor de 1,500 hasta 3.500 kW*
- *Centros comerciales con demanda mayor de 3,500 kW*

Generalmente el sistema de distribución utilizado con base a las características propias de los centros comerciales, es el subterráneo ya sea radial o en anillo, con uno, dos o más puntos de alimentación o acometidas.

En parques industriales no se hace ninguna clasificación, ya que en todos los casos los tipos de carga son similares.

### ***1.5 Definición de los principales factores.***

Mediante algunos aparatos de medición debidamente instalados y sincronizados es posible obtener cantidades de energía eléctrica que permitan definir de manera adecuada una carga o un conjunto de cargas así como determinar y aun predecir el efecto que pueden tener en un sistema de distribución.

En ingeniería eléctrica de distribución existen algunos términos que explican claramente las relaciones de cantidades eléctricas que pueden ayudar a precisar las características de una manera sencilla, asimismo estas relaciones son útiles para determinar los efectos que la carga puede causar en el sistema, ya que la utilización de la energía no es la misma para cada usuario por lo tanto se tienen que aplicar unos factores que influyen en las mismas.

#### *a) Potencia eléctrica.*

La potencia eléctrica representa la razón a la cual el trabajo se efectúa en un circuito eléctrico. La unidad que por lo regular se usa es el Watts o kiloWatts. El término "razón a la cual el trabajo se efectúa" introduce un elemento de tiempo en la definición de potencia eléctrica, de tal manera que un kiloWatt para un periodo definido representa una razón específica a la cual el trabajo se puede efectuar. El kiloWatt-hora representa la potencia eléctrica de un kiloWatt actuando en un intervalo de una hora, así pues, éste representa una medida del trabajo total que realiza un circuito eléctrico. Si, por ejemplo, el circuito entrega 60 kW en un minuto, esa misma cantidad de trabajo realizará un kiloWatt-hora, es decir:

$$1\text{kWh} = 60\text{kW} \times \frac{1}{60}\text{h}$$

Sin embargo, la razón a la que el circuito está haciendo el trabajo será sesenta veces mayor.

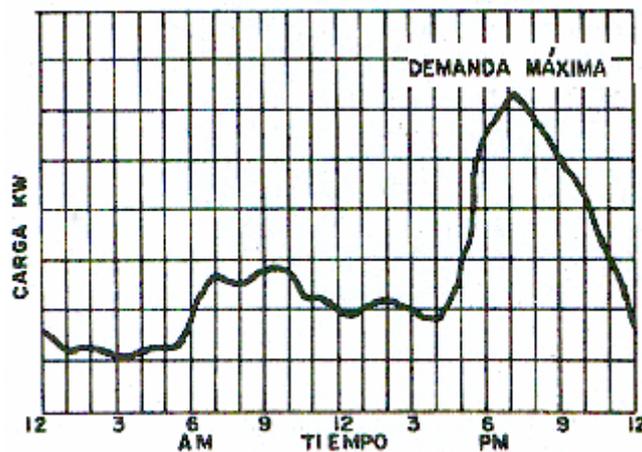
En consecuencia, una potencia eléctrica define la razón a la cual se requiere que el sistema de alimentación efectúe el trabajo.

*b) Demanda.*

La demanda de una instalación o sistema es la carga en las terminales receptoras tomada en un valor medio en determinado intervalo. En esta definición se entiende por carga la que se mide en términos de potencia (aparente, activa, reactiva o compleja) o de intensidad de corriente. El periodo durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda y es establecido por la aplicación específica que se considere, la cual se puede determinar por la constante térmica de los aparatos o por la duración de la carga.

*e) Demanda máxima.*

Las cargas eléctricas por lo general se miden en amperes, kiloWatts o kiloVolt-Amperes. Para que un sistema eléctrico o parte de éste se construya eficientemente se debe saber la demanda máxima del mismo. El valor más elevado se denomina pico o demanda máxima del transformador durante el día o en un intervalo de 24 horas, *figuras 1.2, 1.3, 1.4 y 1.5*. El valor de la demanda máxima anual es el valor que con más frecuencia se usa para la planeación de la expansión del sistema eléctrico.



*Fig.1.2 Curva típica de un transformador conectado a un sistema de distribución.*

La máxima demanda combinada de un grupo de alimentadores primarios determinará la capacidad de la subestación hasta llegar a determinar el calibre del conductor, la capacidad del interruptor y consecuentemente la capacidad, de generación necesaria para todo el sistema.

*d) Carga conectada.*

La carga conectada es la suma de los valores nominales de todas las cargas del consumidor que tienen probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima. La carga conectada se puede referir tanto a una parte como al total del sistema y se puede expresar en Watts, kiloWatts, amperes, HP, kiloVolt-Amperes, etc., dependiendo de las necesidades o requerimientos del estudio.

*e) Factor de carga:*

Se define como la relación existente entre la demanda media y la demanda máxima en un intervalo de tiempo dado. La definición del factor de carga deber ser específico en el establecimiento del intervalo de la demanda, así como el periodo en que la demanda máxima y la carga promedio se apliquen. El factor de carga indica básicamente el grado en que el pico de carga se sostiene durante el periodo. Por tanto, los límites que puede observar el factor de carga serán:

$$0 < Fc \leq 1$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Dem. Promedio}}{\text{Dem. max.}} \quad \text{Donde: Demanda Promedio} =$$

$$\frac{\sum \text{de Demanda}}{t}$$

$$T = \text{tiempo.}$$

Y se puede calcular en base a los valores registrados en la facturación de energía eléctrica de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$\text{Dem. Promedio} = \frac{kWh}{h}$$

$$\% \text{Factor de Carga} = \frac{kWh}{h \times Dem. \text{max.}} \times 100$$

Donde: kWh = Energía consumida en el período

h = Número de horas o tiempo del período.

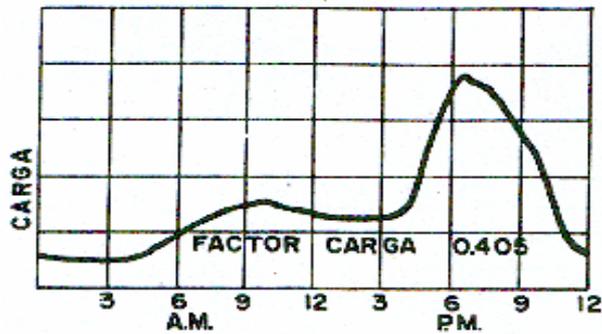


Fig.1.3 Curva de carga habitacional donde se observa el incremento de carga después de la jornada laboral

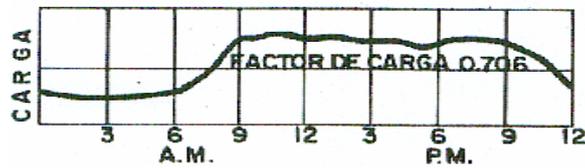


Fig.1.4 Curva de carga comercial donde se observa la apertura y el cierre de servicio.

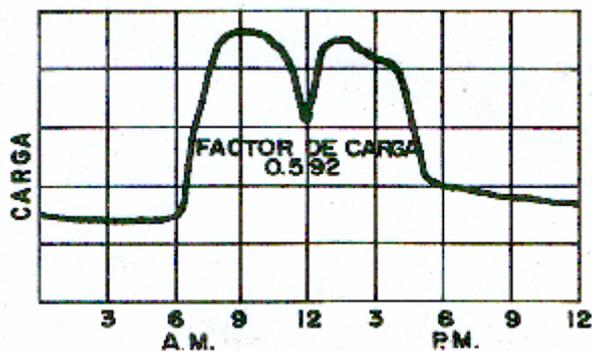


Fig.1.5 Curva de carga industrial donde se observa las horas laborables de trabajo.

f) *Demanda diversificada y factor de diversidad.*

Al proyectar un alimentador para determinado consumidor se debe tomar en cuenta su demanda máxima debido a que ésta es la que impondrá las condiciones más severas de carga y caída de tensión. En la ejecución de un proyecto no interesará el valor de cada demanda individual sino la del conjunto. Se define entonces que *demanda diversificada es la relación entre la sumatoria de las demandas individuales del conjunto en un tiempo entre el número de cargas.*

$$\text{Demanda máx. Diversificada} = \frac{\text{Dem. Max. del Sistema}}{m}$$

Donde

$m$  = es el número de cargas

La diversidad entre las demandas máximas se mide por el *factor de diversidad*, que se puede definir como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales entre la demanda máxima del grupo de cargas. En la mayoría de los casos el factor de diversidad es mayor que la unidad ( $F_{\text{div}} \geq 1$ ).

$$\text{Factor de Diversidad} = \frac{\sum \text{Dem. Max. Individual}}{\text{Dem. Max. del Sistema}}$$

En ocasiones se prefiere un factor de multiplicación más que de división, por lo que se definió lo que se conoce como *factor de coincidencia*, que será entonces el recíproco del factor de diversidad.

$$\text{Factor de Coincidencia} = \frac{1}{\text{Factor de Div.}}$$

En los proyectos correspondientes para fraccionamientos o unidades habitacionales, debe considerarse que las demandas de servicios colectivos tales como: comercios, escuelas, centros culturales, etc. coinciden en tiempo, por lo que *el factor de coincidencia es 1,0.*

g) *Demanda no coincidente.*

Es la suma de las demandas de un grupo de cargas sin restricciones en el intervalo en el que cada demanda es aplicable.

$$\text{Demanda no Coincidente} = \frac{\sum \text{Dem.Max.Individual.}}{m}$$

*h) Factor de Demanda.*

El factor de demanda en un intervalo de un sistema o de una carga es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total instalada, por tanto, la demanda máxima y la carga instalada se deberán considerar en las mismas unidades. *El factor de demanda generalmente es menor que 1 y adimensional y será unitario cuando durante el intervalo o todas las cargas instaladas absorban sus potencias nominales.*

$$\text{Factor de Demanda} = \frac{\text{DemandaMax.}}{\text{C.Instalada}}$$

En cargas de fraccionamientos y unidades habitacionales se deberán aplicar como mínimo, los factores demanda típicos presentados en *la tabla 1.4*, sin embargo, de acuerdo a sus necesidades y tipos de carga, el solicitante podrá aumentar estos factores pero nunca disminuirlos.

<i>TIPO DE CARGA</i>	<i>FACTOR DE DEMANDA (FD)</i>
<i>Casas habitación y condominios</i>	<i>0,60</i>
<i>Alumbrado público</i>	<i>1,00</i>
<i>Sistemas de bombeo</i>	<i>0,80</i>
<i>Iglesias</i>	<i>0,40</i>
<i>Centrales telefónicas</i>	<i>0,70</i>
<i>Escuelas</i>	<i>0,50</i>
<i>Servicios propios de edificios</i>	<i>0,50</i>
<i>Comercios</i>	<i>0,70</i>

*La tabla 1.4 Muestra los factores de demanda para fraccionamientos y unidades habitacionales.*

Para el caso de centros comerciales y parques industriales, el factor de demanda lo fijará el solicitante de acuerdo con sus necesidades y tipo de servicio requerido, éste no podrá ser inferior a 0,60.

*i) Factor de utilización.*

El factor de utilización de un sistema es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema. *El factor de utilización es adimensional.* Se puede decir entonces que mientras el factor de demanda expresa el porcentaje de potencia instalada que está siendo alimentada, el de utilización establece qué porcentaje de la capacidad del sistema está siendo utilizado durante el pico de carga.

$$\text{Factor de Utilización.} = \frac{\text{DemandaMax.}}{\text{Capacidad.N.}}$$

*Donde: N = Nominal*

$$\text{Cap. Nom.} = P \times FP.$$

*J) Diversidad de carga.*

La diversidad de carga es la diferencia entre la suma de los picos de dos o más cargas individuales y el pico de la carga combinada. *Fig. 1.6*

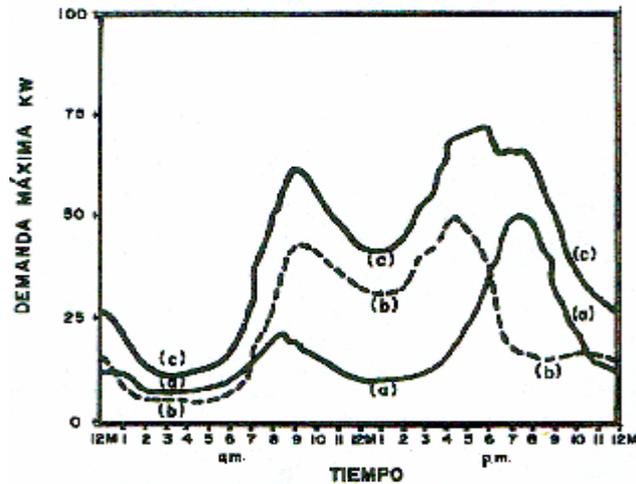


Fig.1.6 Una carga a tiene un máximo de demanda que se combina con otra carga que tiene también otra demanda máxima, y la suma de estas dos cargas tiene un máximo de demanda como se indica en la curva c.

k) *Balanceo.*

Cuando se emplean circuitos polifásicos las cargas de cada una de las fases rara vez son iguales; si por ejemplo se llevan cargas monofásicas, en general es muy difícil obtener y mantener una repartición de carga perfecta entre las fases. Las corrientes desbalanceadas producirán voltajes desbalanceados y por tanto caídas de voltaje diferentes en los circuitos de los transformadores, etc., y, en consecuencia, se desbalancearán las tensiones aplicadas en las cargas. En sistemas monofásicos de tres hilos el desbalance ocurre también frecuentemente entre las cargas en los dos lados del circuito, produciendo con esto tensiones desbalanceadas.

l) *Distribución y densidad de carga.*

Es posible tomar como carga distribuida a la carga conectada en el secundario, para cargas de transformadores conectados a lo largo de alimentadores primarios y también para cargas totales distribuidas a lo largo de áreas mayores, como un área servida por una subestación.

Cuando se habla de cargas uniformemente distribuidas, el término densidad de carga

por lo regular se usa para describir su magnitud. *La densidad de carga se ha definido como un valor representativo de una zona dado en kiloVolt-amperes entre una unidad de superficie, pudiendo ser, por ejemplo, kV A/km<sup>2</sup>.*

*m) Crecimiento de carga.*

Una de las cuestiones más importantes que se deben considerar en la planeación de un sistema de distribución es el crecimiento de carga de dicho sistema. En general el crecimiento de carga es atribuible a varios factores: nuevos lotes o zonas que se anexan al sistema, nuevos consumidores que se encuentran en la zona del sistema o aumentos de carga de los consumidores actuales. Estadísticas y datos detallados del comportamiento pasado del sistema, año con año y mes con mes, serán de gran ayuda en la predicción del futuro comportamiento del sistema, *Fig. 1.7*. Algunos de estos datos se enlistan a continuación:

*a) Carga total del sistema.*

*b) Carga total de varios tipos (iluminación, potencia, etc.).*

*e) Carga en las subestaciones.*

*d) Carga individual de alimentadores de distribución.*

*e) Pruebas anuales en transformadores de distribución.*

Debido a la influencia del crecimiento de la carga en el costo de operación, de inversiones y otros factores, las características de las cargas constituyen un elemento primordial en el diseño y operación del sistema. Con respecto a un factor en particular, el crecimiento de carga puede afectar un incremento en la demanda máxima, consumo de energía o ambos. Según la zona y el tipo de construcciones que se deban alimentar, se puede calcular el incremento por año, mencionando en forma generalizada que se puede aplicar entre el 2 y el 5 % en zonas ya construidas, entre el 5 y el 8 % en lugares donde existan lotes baldíos pequeños (entre 200 y 1 000 m<sup>2</sup>) sin construir, y más del 10% en zonas periféricas con lotes baldíos extensos (más de 1000 m<sup>2</sup>) nuevas vialidades y gran actividad de construcción.

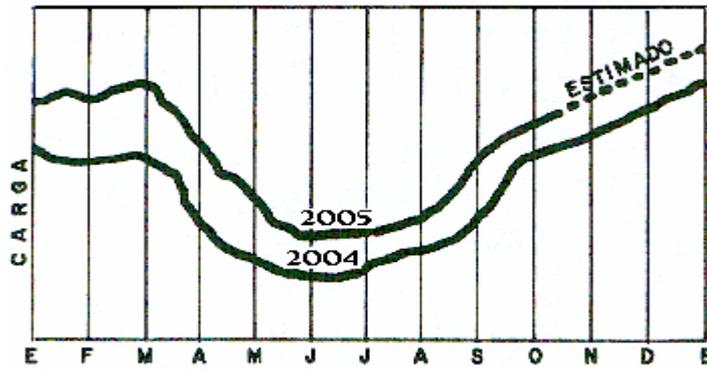
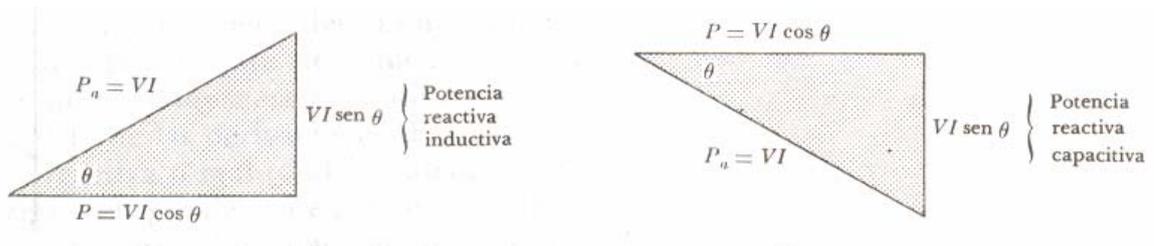


Fig.1.7 Predicción de la carga o incremento de carga.

n) Factor de Potencia.

El factor de potencia se define básicamente como la relación entre la potencia activa y la potencia aparente. Un circuito inductivo se dice que tiene un factor de potencia en atraso y un circuito capacitivo se dice que tiene un factor de potencia en adelante, Fig. 1.8.

Aunque el significado de factor de potencia de cargas fijas y concentradas es fácilmente comprensible, esta misma definición no se puede aplicar en toda su extensión para cargas variables y distribuidas.



La Fig. 1.8 muestra el triangulo de potencias.

En este caso el factor de potencia se debe aplicar a una condición particular de la carga, tal como un pico de carga.

De la misma manera, se considera razonable determinar el factor de potencia promedio más que un factor de potencia para una condición de carga en particular. Este caso es frecuente cuando se consideran servicios industriales y comerciales en que por lo general existen cláusulas que muestran valores mínimos de factores de potencia. Para estas condiciones el factor de potencia promedio se determina por la potencia promedio

activa y la potencia promedio reactiva, las cuales serán proporcionales a los kWh y los kiloVars-h.

Para compensar los perjuicios ocasionados a las empresas suministradoras de energía eléctrica por el bajo factor de potencia que adquieren las redes de distribución.

El usuario procurará mantener un factor de potencia (FP) tan aproximado al 100 % (cien por ciento) como le sea posible; pero en el caso de que su factor de potencia durante cualquier período de facturación tenga un promedio menor de 90 % (noventa por ciento) atrasado, determinado por métodos aprobados por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, el suministrador tendrá derecho a cobrar al usuario la cantidad que resulte de aplicar el monto de la facturación el porcentaje de recargo que se determine según la fórmula que se señala. En el caso de que el factor de potencia tenga un valor superior al 90 % (noventa por ciento), el suministrador tendrá la obligación de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación según la fórmula que también se señala.

Fórmula de Recargo:

$$\text{Porcentaje de Recargo} = 3/5 \times ((90/FP) - 1) \times 100; \quad FP < 90 \%$$

$$\text{Porcentaje de Bonificación} = 1/4 \times (1 - (90/FP)) \times 100; \quad FP > \text{ó} = 90 \%$$

*Donde: FP, es el factor de potencia expresado en por ciento.*

*ñ) Ventajas al corregir el Factor de Potencia.*

La forma más adecuada para corregir el factor de potencia en una industria, es mediante la instalación de capacitores.

Los motores al operar, toman de la fuente de alimentación una determinada corriente, parte de la cual está destinada a lograr la magnetización del motor, esta se llama corriente inductiva. Un capacitor conectado a la misma fuente del motor también provoca la circulación de una corriente cuya finalidad es la de mantener un campo electrostático entre

las placas del dispositivo, la cual se conoce como corriente capacitiva. Estas corrientes, la inductiva y capacitiva se encuentran desfasadas  $180^\circ$  y por consiguiente se contrarrestan, de tal forma que ya no será necesario que la fuente suministre toda la corriente magnetizante del motor, ya que el capacitor se encarga de proporcionarle una buena parte de ella.

Además de evitarse el cargo por bajo factor de potencia, la corrección del mismo trae como consecuencia las siguientes ventajas:

- Cuando se mejora el factor de potencia en el punto donde se origina, los alimentadores tendrán más disponibilidad para aumentos de carga.
- Al disminuir la corriente en los circuitos de distribución y en los transformadores, se reducen las pérdidas por efecto Joule ( $I^2r$ ), disminuyendo la temperatura de operación de la instalación y los equipos. Además del ahorro de energía obtenido al disminuir las pérdidas, se aumenta la eficiencia de los equipos y sus aislamientos.
- Al mejorar la regulación de Voltaje, se alargará la vida útil de los equipos.

### ***1.6 Caída de tensión.***

La estabilización de la tensión, la potencia de corto circuito y la capacidad de conducción de corriente son factibles que juegan un papel muy importante en el cálculo de los sistemas de distribución.

En redes con densidades de carga baja, el área de la sección transversal de los conductores es determinada generalmente por la caída de tensión permisible. La carga máxima calculada en base de la temperatura máxima permisible del conductor es de importancia únicamente en áreas de alta densidad de carga, tales como redes urbanas o zonas industriales.

Generalmente se procura que la caída de tensión no exceda el 5 % en la red de cables (esto variará de acuerdo con las normas existentes en cada zona) entre la terminal de baja tensión, del transformador y la caja de fusibles del consumidor. En casos excepcionales, cuando se trata de consumidores remotos o extremos de red (colas de

red), se podrá permitir una caída entre 5 y 7%. La caída de tensión dentro de los predios normalmente fluctúa entre 2 y 5 % y deberá siempre tomarse en cuenta.

Para el cálculo exacto del calibre de los conductores eléctricos, deben tomarse en consideración principalmente la corriente por transportar y *la caída de tensión* máxima permisible según el caso.

Ahora bien, en toda la línea alimentadora de energía eléctrica, existe una caída de tensión que es directamente proporcional a la resistencia presentada por los conductores y a la intensidad de corriente que circula por ellos, esta caída de tensión bajo las condiciones anteriores se puede expresar  $V=RI$ . Tomando en cuenta la longitud o distancia, la sección transversal y la resistividad del cobre, la resistencia de los conductores eléctricos está dada por la fórmula:

$$V = IZ$$

$$e = \Delta V = L \times I \times Z$$

$$e = \Delta V = L \times I (R \cos \theta + X \sin \theta)$$

*Donde: e = Caída de tensión.*

*I = Corriente.*

*Z = Impedancia ( $R \cos \theta + x \sin \theta$ ).*

*L = Longitud en metros.*

*R = Resistencia ohms/Km.*

*X = Reactancia ohms/Km.*

De la fórmula de la resistencia en el caso anterior, puede deducirse lo siguiente: A mayor longitud de los conductores, mayor es la resistencia que se oponen al paso de la corriente por ellos y en consecuencia mayor es la caída de tensión provocada, sin embargo, esta disminución en el valor de la tensión puede ser aminorada si se aumenta la sección transversal de los conductores.

Se recomiendan circuitos de baja tensión de longitudes no mayores a 150 m.

### ***1.7 Concepto de impedancia.***

La distribución de corriente alterna difiere fundamentalmente de la corriente directa en que existen dos componentes de caída de tensión: una en fase con la corriente debida a la resistencia del cable y la otra en cuadratura debida a la reactancia del mismo.

Para el cálculo de la caída de tensión en circuitos de distribución alterna, lo único que se tendría que hacer es reemplazar R por  $(R + jX)$  y las corrientes por  $I(R \cos \theta + X \sin \theta)$ , donde  $\cos \theta$  es el factor de potencia de la carga. *La caída de tensión se puede resumir como la suma aritmética simplemente de dos componentes: una  $I \cos \theta$ , que fluye por la resistencia, y la debida a  $I \sin \theta$ , por la reactancia del cable.*

La caída de tensión debida a la corriente que fluye a través de la impedancia será:

$$\Delta V_1 = RI \cos \theta + xI \sin \theta$$

Lo que trae como consecuencia una simplificación considerable en los cálculos finales. Esta, simplificación se conoce como *concepto de impedancia*.

### ***1.8 Porcentaje de regulación.***

La caída de tensión  $\Delta V$  generalmente es expresada en por ciento ( $\Delta V \%$ ) de la tensión de operación V.

*El porcentaje de regulación se define como el cociente de la diferencia entre voltaje primario menos el voltaje final por cien para expresarse en porcentaje.* También se puede definir como la cantidad de incremento en la caída de tensión expresado en porcentaje al final del circuito alimentado, y esto nos sirve como referencia para mantener un voltaje “constante”. En cables subterráneos tenemos un máximo de 3 y 5% hablando en porcentaje de regulación.

$$\% \text{ Reg.} = \frac{V_i - V_f}{V_f} \times [100]$$

Donde:

$V_i$  = voltaje ala salida de la subestación.

$V_f$  = voltaje final ala cola del circuito.

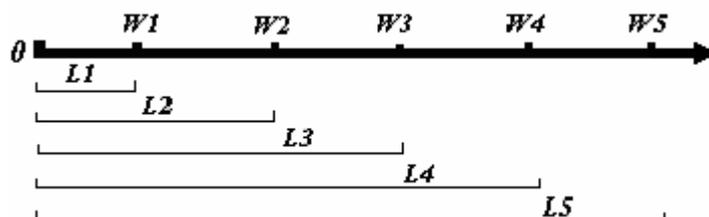
### 1.8 Calculo del centro de carga.

Se le llama centro de carga al punto en el cual se considera que están concentradas todas las cargas parciales o dicho de otra forma: centro de carga es el punto donde se considera una carga igual a la suma todas las cargas parciales, lo que en realidad representa el centro de gravedad si a las cargas eléctricas se les considera como cargas parciales. *Fig. 1.9*

La localización del centro de carga es un factor muy importante desde el punto de vista técnico y económico puesto que facilita la localización física de las subestaciones y transformadores lo que produce una economía razonable al permitir seleccionar adecuadamente el calibre de los conductores, proporcionar distancias racionales del transformador a las cargas, evitando caídas de tensión considerables.

El centro de carga puede calcularse fácilmente según el caso particular de que se trate.

- 1) Cuando las cargas parciales están en un mismo lineamiento.



La Fig. 1.9 Muestra las cargas parciales en un mismo lineamiento.

$$L = \frac{W_1L_1 + W_2L_2 + W_3L_3 + \dots + W_nL_n}{W_1 + W_2 + W_3 + \dots + W_n}$$

Para el cálculo del centro de carga en un eje.

Donde:

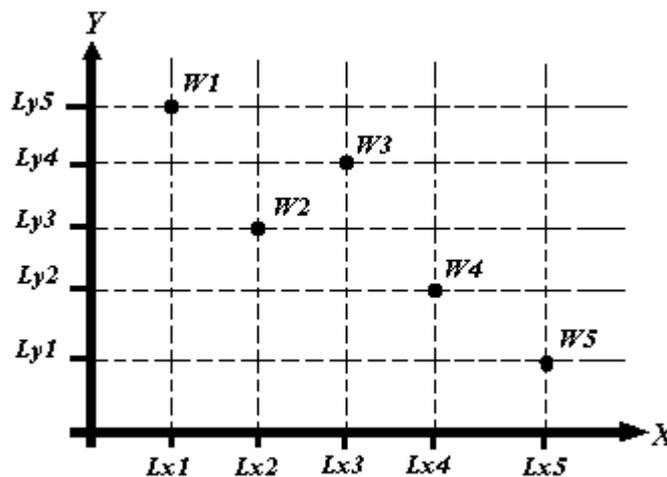
$W =$  cargas parciales ( $W$ , kW, kVA, HP, Amp.)

$L =$  La distancia de la carga con respecto al punto de referencia, (m, Km.).

El punto cero nos indica el punto de referencia o el lugar donde se encuentra la toma de energía ya sea subestación, tablero de distribución, interruptor general, etc.

La distancia al centro de carga se calcula de la forma siguiente.

- 2) cuando las cargas parciales no están sobre el mismo lineamiento, si no que se encuentran distribuidas sin seguir un cierto orden de dirección y distancia con respecto a la toma de energía, debe uno de valorarse de un sistema de coordenadas cartesianas para calcular el centro de carga. Fig.1.10



La Fig.1.10 Muestra la posición distribuida de las carga parciales.

- a) Se calcula el centro de carga con respecto a los dos ejes coordenados.
  - a. La intersección de estas dos distancias da exactamente el centro de carga.

b. Se calcula la distancia del centro de carga a la toma de energía.

$$L_x = \frac{W_1 Lx_1 + W_2 Lx_2 + W_3 Lx_3 + \dots + W_n Lx_n}{W_1 + W_2 + W_3 + \dots + W_n}$$

$$L_y = \frac{W_1 Ly_1 + W_2 Ly_2 + W_3 Ly_3 + \dots + W_n Ly_n}{W_1 + W_2 + W_3 + \dots + W_n}$$

Una vez localizado el centro de carga se juzgara si las condiciones del terreno o local permiten la colocación del equipo para la concentración de las cargas parciales en ese punto, si ello no es posible, el centro de carga se ubica en otro punto alledaño y cercano.

Teniendo el centro de carga, ya sea dado por él calculo exacto o bien por las condiciones antes expuestas, se toma la distancia de este a la toma de energía en metros por la letra *L*.

El tipo y calibre de alimentadores de media tensión se deben diseñar de acuerdo a las necesidades de la carga y niveles de confiabilidad. Se utilizan conductores de aluminio en los sistemas aéreos y *conductores de cobre en subterráneos*.

Los circuitos que constituyen el proyecto de media tensión, deben ser 3F-3H. La caída de tensión máxima en éstos no debe exceder del 1 % en condiciones normales de operación.

El valor máximo de caída de tensión para las acometidas, no debe exceder del 1 % desde el punto de la acometida hasta el equipo de medición.



## ***CAPITULO II***

### ***2 CONDUCTORES SUBTERRANEOS***

En su aspecto más general, un cable es un elemento destinado al transporte de energía eléctrica en las condiciones más favorables. La cual se encarga de unir todas las componentes eléctricas y formar la trayectoria o configuración del alimentador. Esta componente es el medio para transportar la energía eléctrica a todas las componentes eléctricas de la red de distribución subterránea.

Son cuatro los principales factores que deben ser considerados en la selección conductores:

*2.1 Materiales.*

*2.2 Flexibilidad.*

*2.3 Forma.*

*2.4 Dimensiones.*

#### ***2.1 Materiales***

Los materiales más usados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, aunque el primero es superior en características eléctricas y mecánicas. (La conductividad del aluminio es aproximadamente el 60% de la del cobre y su resistencia a la tensión mecánica el 40%), las características de bajo peso del aluminio han dado lugar a un amplio uso de este metal en la fabricación de cables aislados y desnudos.

El plomo, usado para asegurar la impermeabilidad del cable, y el acero, que se emplea como armadura para protección y como elemento de soporte de la tensión mecánica en instalaciones verticales.

La principal ventaja del aluminio sobre el cobre es su peso menor (densidad  $2.70 \text{ g/cm}^3$  contra  $8.89 \text{ g/cm}^3$  del cobre).

## **2.2 Flexibilidad**

La flexibilidad de un conductor se logra de dos maneras, recociendo el material para suavizarlo o aumentando el número de alambres que lo forman.

A la operación de reunir varios conductores se le denomina cableado y da lugar a diferentes flexibilidades, de acuerdo con el número de alambres que lo forman, el paso o longitud del torcido de agrupación y el tipo de cuerda. *Fig. 2.1*

El grado de flexibilidad de un conductor, como función del número de alambres del mismo, se designa mediante letras que representan la clase de cableado. Las primeras letras del alfabeto se utilizan para las cuerdas más rígidas y las últimas para cuerdas cada vez más flexibles.

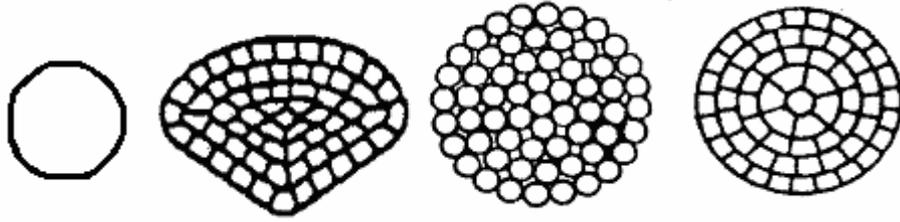
## **2.3 Forma**

Las formas de uso más general en cables aislados de media tensión son:

- *Redonda.*
- *Sectorial.*

Un conductor redondo es un alambre cuya sección transversal es sustancialmente circular. Se utiliza tanto en cables mono conductores como en cables multi conductores con cualquier tipo de aislamiento.

Un conductor sectorial es un conductor formado por un cable cuya sección transversal es sustancialmente un sector de círculo. Se utilizan principalmente en cables de energía trifásicos, en calibres superiores a 1/0 A WG. En estos cables, los conductores sectoriales implican una reducción en la cantidad de rellenos y el diámetro sobre la reunión de las tres almas, permitiendo reducciones sustanciales en el plomo y revestimientos de protección.



*La Fig.2.1 Muestra la forma de cable en los conductores.*

## **2.4 Dimensiones.**

Desde hace años las dimensiones de los alambres se han expresado comercialmente por números de calibres, en especial en Estados Unidos. Esta práctica ha traído consigo ciertas confusiones, debido al gran número de escalas de calibres que se han utilizado.

En Estados Unidos, la escala más usada para alambres destinados a usos eléctricos es la "American Wire Gage" (AWG), misma que ha sido ya adoptada en México.

Sus números son regresivos: un número de mayor valor absoluto representa un alambre de menor diámetro y corresponde a los pasos de estidado del mismo

A diferencia de otras escalas, los calibres del "American Wire"Cage"no se han escogido arbitrariamente, sino que están relacionados por una ley matemática. La escala se formó fijando dos diámetros y estableciendo una ley de progresión geométrica para diámetros intermedios. Los diámetros base seleccionados son 0.4600 pulgadas (calibre 4/0) y 0.0050 pulgadas (calibre 36), y hay 38 dimensiones entre estos dos.

Por lo tanto, la razón entre un diámetro cualquiera y el diámetro siguiente en la escala está dada por la expresión

$$\sqrt[39]{\frac{0.4600}{0.0050}} = \sqrt[39]{92} = 1.1229$$

Esta progresión geométrica puede expresarse como sigue:

La razón entre dos diámetros consecutivos en la escala es constante e igual a 1.1229.

Para secciones superiores a 4/0 se define el cable directamente por su diámetro o área. Las unidades adoptadas en Estados Unidos con este fin son: Mil, para diámetros, siendo una unidad de longitud igual a una milésima de pulgada.

Circular mil, para áreas, unidad que representa el área del círculo de un mil de diámetro. Tal círculo tiene un área de 0.7854 mils cuadrados. Para secciones mayores se emplea la unidad designada por las siglas KCM o MCM, que equivale a mil circular mils.

Se dice que se tiene un C. M. (circular mil) cuando el área transversal tiene un diámetro de una milésima de pulgada.

$$1 C.M. = \frac{\pi}{4} D^2 \quad Sust. = \frac{3.1416}{4} .001^2 = 785 \times 10^{-9} \text{ Pulg.}^2$$

$$\text{Entonces: } 1 C.M. = 785 \times 10^{-9} \text{ Pulg.}^2$$

$$1 \text{ Pulg.}^2 = 1.27 \times 10^6 \text{ C.M.}$$

$$1 \text{ mm}^2 = 1970 \text{ C.M.}$$

Debido al error admisible, para cálculo de los conductores aproximada mente:

$$1 \text{ mm.}^2 = 2000 \text{ Circular Mil.}$$

## ***2.5 Comparación de aislamiento.***

La función del aislamiento es confinar la corriente eléctrica en el conductor y contener el campo eléctrico dentro de su masa.

En principio, las propiedades de los aislamientos son con frecuencia más que adecuadas para su aplicación, pero los efectos de la operación, medio ambiente, envejecimiento,

etc., pueden degradar al aislamiento rápidamente hasta el punto en que llegue a fallar, por lo que es importante seleccionar el más adecuado.

De manera similar al caso de los conductores, existen factores que deben ser considerados en la selección de los aislamientos, como son sus:

- *Características eléctricas.*
- *Características mecánicas.*

### *Materiales.*

Dada la diversidad de tipos de aislamiento que hasta la fecha existen para cables de energía, el diseñador deberá tener presentes las características de cada uno de ellos, para su adecuada selección tanto en el aspecto técnico como en el económico.

Tradicionalmente, el papel impregnado ha sido el aislamiento que por su confiabilidad y economía se empleaba en mayor escala, sin embargo, la aparición de nuevos aislamientos tipo seco aunado al mejoramiento de algunos ya existentes, obligan al ingeniero de proyectos a mantenerse actualizado respecto a las diferentes alternativas disponibles.

Los aislamientos se pueden dividir en dos grupos principales:

*a) De papel impregnado:* Emplea un papel especial obtenido de pulpa de madera, con celulosa de fibra larga.

El cable aislado con papel sin humedad se impregna con una sustancia para mejorar las características del aislante. Las sustancias más usuales son los compuestos que se listan a continuación, y la que se elija dependerá de la tensión y de la instalación del cable.

- 1.- Aceite viscoso.*
- 2.- Aceite viscoso con resinas refinadas.*
- 3.- Aceite viscoso con polímeros de hidrocarburos.*

4.- *Aceite de baja viscosidad.*

5.- *Parafinas macrocristalinas del petróleo.*

El compuesto ocupa todos los intersticios, eliminando las burbujas de aire en el papel y evitando así la ionización en servicio. Es por esto que el papel es uno de los materiales más usados en cables de alta tensión y en cables de extra alta tensión.

El compuesto podrá ser migrante o no migrante, de acuerdo al tipo de instalación del cable; con poco desnivel (hasta 10 m) para el primer tipo y con desniveles mayores para el segundo.

*b) Aislamientos de tipo seco* a excepción hecha del hule natural (ya en desuso), los aislamientos secos son compuestos cuya resina base se obtiene de la polimerización de determinados hidrocarburos. Según su respuesta al calor se clasifican en dos tipos:

1. *Termoplásticos:* Son aquellos que, al calentarse, su plasticidad permite conformarlos a voluntad, recuperando sus propiedades iniciales al enfriarse, pero manteniendo la forma que se les imprimió.

2. *Termo fijos* a diferencia de los anteriores, después de un proceso inicial similar al anterior, los subsecuentes calentamientos no los reblandecen.

La alta rigidez dieléctrica y su resistencia a la ionización (efecto corona) permiten su operación en cables de energía de hasta 23 kV.

## **2.6 Características eléctricas.**

### *Rigidez dieléctrica.*

La rigidez dieléctrica de un material aislante es el valor de la intensidad del campo eléctrico al que hay que someterlo para que se produzca una perforación en el aislamiento. Normalmente, este valor es cercano al del gradiente de prueba y de 4 a 5

veces mayor que el gradiente de operación normal. Las unidades en que se expresa este valor por lo común es kV /mm.

*Gradiente de operación.*

El gradiente, esfuerzo de tensión de operación de un cable en cualquier punto "X" del aislamiento, se calcula con la siguiente expresión:

$$G = 0.869V_o / dx \log_{10}(d_a/d_p) \text{ en kV/mm.}$$

*Donde:*

$V_o$  = tensión al neutro del sistema (en kV).

$d_a$  = diámetro sobre el aislamiento (en mm).

$d_p$  = diámetro sobre la pantalla semi conductora que está sobre el conductor (en mm)

$dx$  = diámetro correspondiente al círculo que pasa por un punto "x" del aislamiento al que se desea conocer el valor del gradiente (en mm).

De la fórmula anterior se puede obtener el gradiente máximo que se presenta en la superficie interna del aislamiento.

$$G_{\text{máx}} = 0.869 V_o / d_p \log_{10}(d_a/d_p) \text{ en kV /mm.}$$

Y el gradiente mínimo que se presenta en la superficie externa del aislamiento.

$$G_{\text{min}} = 0.869 V_o / d_a \log_{10}(d_a/d_p) \text{ en kV /mm.}$$

*Resistencia del aislamiento.*

La diferencia de potencial entre el conductor y la parte externa del aislamiento hará circular una pequeña corriente llamada de fuga, a través del mismo, y la resistencia que se opone al paso de esta corriente se conoce como resistencia del aislamiento ( $R_a$ ). El aislamiento perfecto sería entonces el que tuviera una resistencia de valor infinito y que,

por tanto, inhibiría por completo el paso de esta corriente. El valor de  $Ra$  está dado por la siguiente expresión, por lo común en *megohms por kilómetro*.

$$Ra = K \log_{10} da/dp \text{ } M\Omega\text{-km}$$

*Donde:*

$K =$  un valor constante característico del material aislante.

*Factor de potencia.*

Este factor nos permite relacionar y calcular las pérdidas del dieléctrico de los cables de energía.

*Tan  $\theta$ .*

Es también un factor que permite relacionar y calcular las pérdidas en el dieléctrico de los cables de energía y corresponde a la tangente del ángulo  $\theta$  complementario del ángulo.

Se puede observar de las definiciones anteriores que para ángulos cercanos a  $90^\circ$  que, en general, es el caso de los aislamientos, el valor del factor de potencia y la  $\tan \theta$  son prácticamente el mismo, por lo que ambos factores se utilizan indistintamente para definir las pérdidas en el aislamiento.

*Pérdidas en el conductor.*

Como se sabe son las pérdidas ocasionadas en un conductor cuando éste es atravesado por una corriente eléctrica y son proporcionales al cuadrado de la intensidad de la corriente, medida en amperes y a una constante característica del material, que es lo que se ha denominado resistencia y se mide en ohms, que da cuenta de los inconvenientes que el conductor presenta al paso de la electricidad.

Ya se ha indicado que esta resistencia varía con la temperatura de una manera muy significativa. El valor de la resistencia a  $t^{\circ}\text{C}$ , en corriente continua, será la resistencia medida a  $200\text{C}$  que aumentará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$R_t = R_{20} [1 + \alpha (t-20)]$$

*Donde:*

*$\alpha$  Vale 0.0039 para el cobre y 0.0040 para el aluminio.*

Si a esto añadimos los incrementos de resistencia que se presentan en un conductor cuando es recorrido por una corriente variable con el tiempo, conocidos por “efecto piel” y “efecto proximidad”, muy afectados por la frecuencia de la corriente y por la presencia de otros cables próximos, el cálculo real de las pérdidas en el conductor se convierte en un complicado ejercicio.

Antes se ha mencionado la temperatura en servicio permanente. Si se tiene en cuenta que uno de los principales factores que limitan la vida útil de un cable es el envejecimiento de sus componentes, muy ligado a la temperatura de los mismos, la temperatura máxima de servicio permanente es aquella que, en ausencia de otros factores limitativos, garantiza una duración del cable industrialmente aceptable.

En un cable se alcanza una temperatura de equilibrio cuando el calor disipado al medio ambiente es el mismo que el generado por las pérdidas. La intensidad máxima admisible en servicio permanente vendrá determinada por la cantidad de calor que, en unidad de tiempo, puede evacuarse desde el cable al medio ambiente estando el primero a la máxima temperatura que nos garantiza la vida útil prevista.

Como por cada diez grados, aproximadamente, que aumenta la temperatura de un cable se reduce su vida útil a la mitad, no es conveniente hacerlo trabajar por encima de su temperatura de servicio. Sin embargo, circunstancialmente, puede presentarse la necesidad de tener que aceptar una sobrecarga de duración limitada, durante la cual no se alcanza la equiparación entre la energía perdida en el cable y la disipada al medio ambiente por lo que no se llega a una temperatura de equilibrio. A esta temperatura se la denomina temperatura de emergencia.

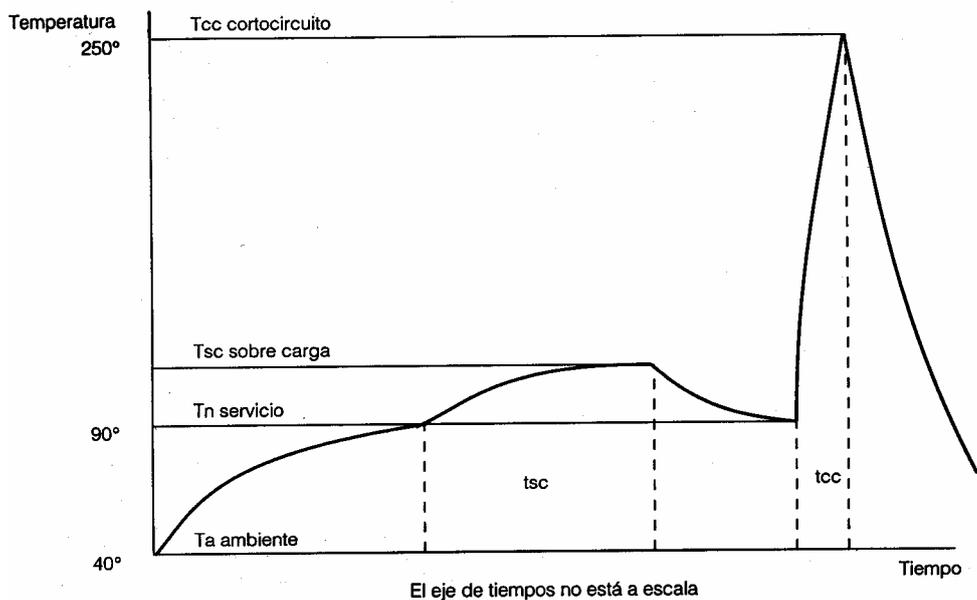
Cuando la sobrecarga, su duración y las características del cable y de la instalación son tales que se alcanza el equilibrio entre la potencia perdida y la disipada, la temperatura ahora obtenida se denomina temperatura de sobrecarga y es necesario conocer el tiempo que se mantiene para evaluar los daños que haya podido sufrir el cable y que afecten a su rendimiento futuro. *Fig. 2.2*

Si la duración de la emergencia es inferior a 5 segundos, se le denomina cortocircuito y durante este período se asume que no se produce prácticamente disipación de calor al ambiente y todo el calor generado queda absorbido por el propio conductor, que se calienta, pero cuya temperatura no debe exceder de cierto límite.

Se distinguen, por tanto, cuatro temperaturas distintas:

- a) *Temperatura máxima de servicio permanente.*
- b) *Temperatura de sobrecarga.*
- c) *Temperatura de emergencia.*
- d) *Temperatura de cortocircuito.*

Para cada material aislante se fijan unas temperaturas de servicio, sobrecarga, emergencia ó corto circuito que dependen de la naturaleza de dicho material de tal manera que no afecten sustancialmente a su buen comportamiento.



*La Fig.2.2 Muestra la grafica de temperaturas de servicio.*

*Otras características de los aislamientos.*

Aparte de las características eléctricas citadas, los materiales aislantes deben cumplir otras que permiten definir cual es el más adecuado para cada tipo de instalación.

*Características químicas.*

*Las más importantes son:*

- *Absorción de agua y resistencia a la humedad.*
- *Grado de vulcanización o reticulación.*
- *Resistencia al ozono.*
- *Resistencia a la radiación ultravioleta.*
- *Resistencia a la oxidación.*
- *Resistencia a los hidrocarburos.*
- *Resistencia a los ambientes corrosivos.*

*Características físicas.*

*Se destacan:*

- *Termo plasticidad.*
- *Resistencia al agrietamiento o gelificación.*
- *Resistencia al frío.*
- *Resistencia al calor.*
- *Resistencia al fuego.*
- *Temperatura máxima de servicio.*
- *Temperatura máxima de cortocircuito, etc.*

*Características mecánicas.*

*Entre las más importantes se encuentran:*

- *Resistencia a la tracción.*
- *Carga de rotura.*
- *Alargamiento de rotura.*
- *Resistencia al alargamiento permanente.*
- *Resistencia a la abrasión.*
- *Resistencia al envejecimiento, etc.*

Evidentemente esta lista no es exhaustiva, pues puede haber casos en los que se requieran condiciones especiales no reseñadas aquí. Por ejemplo, una instalación en el trópico puede requerir el empleo de un material que resista a determinado insecto o microorganismo, o una industria química puede procesar determinado producto agresivo inhabitual.

## **2.7 Protecciones.**

Los elementos fundamentales, conductores y aislamientos, completan, desde el punto de vista eléctrico, los cables más sencillos. En general, los cables suelen tener un diseño más complejo, pues a los componentes citados hay que añadir las protecciones que defienden al cable contra distintos tipos de agresiones.

*Clases de protecciones:*

*Se pueden distinguir cuatro:*

- a) Capas semiconductoras.*
- b) Pantallas.*
- c) Armaduras.*
- d) Cubiertas exteriores.*

*a) Capas semiconductoras.*

Se trata de delgadas capas de material sintético conductor, que se coloca en los cables de aislamiento seco de XLPE de tensión superior a 1.8/3 kV Y de EPR a partir de 3.6/6 kV Y cuya función es evitar la presencia de aire en puntos del cable sometidos a un campo eléctrico intenso.

La capa interior, colocada entre conductor y aislante tiene por objeto hacer perfectamente cilíndrico el campo eléctrico en contacto con el conductor, rellenando los huecos dejados por los alambres constituyentes de la cuerda, con lo que se mejora el valor del gradiente eléctrico en el punto más desfavorable y se disminuye el riesgo de la formación de "arborescencias". Se mantiene siempre a la misma tensión que el conductor, con el que está en íntimo contacto.

En los cables con aislamiento de papel impregnado cumple la misma función, un encintado de papel carbón que se coloca sobre cada conductor. La capa exterior, cumple análoga función en la parte exterior de aislamiento y se mantiene a la tensión de tierra. Para mayor facilidad de la instalación de empalmes o terminales, la composición química de esta capa es de tal naturaleza que es relativamente fácil separarla del aislamiento.

Las tres capas que cubren el conductor en un cable seco: capa semiconductor interna, aislamiento y capa semiconductor externa, se aplican, como ya se ha indicado, en un proceso simultáneo de triple extrusión en el vacío, con lo que se garantiza la ausencia de aire entre las mismas. Por estas razones, a los cables fabricados utilizando esta técnica se les denomina de "triple extrusión separable frío" (TESF).

#### *b) Pantallas.*

Son elementos metálicos con funciones de protección eléctrica. El apantallamiento puede tener por objeto proteger el cable contra interferencias exteriores, darle forma cilíndrica al campo eléctrico, evitar accidentes derivando a tierra una eventual corriente por falla.

La pantalla metálica puede constar de alambres, cintas planas o corrugadas o combinación de alambres y cinta. En el caso de cables aislados con papel, la cubierta de plomo hace las veces de la pantalla. El diseño de la pantalla metálica se debe efectuar de acuerdo al propósito de diseño, que puede ser:

- *Para propósitos electrostáticos*

- *Para conducir corriente de falla*
- *Como pantalla neutro. (Sistemas residenciales subterráneos.)*

#### *c) Armaduras.*

Son elementos metálicos con funciones de protección mecánica. Pueden estar previstas para proteger al cable contra esfuerzos de tracción, cortantes, contra roedores, etc. y estar constituido por flejes de hierro o aluminio colocados en, hélice de paso corto o coronas de alambres, también de hierro o aluminio, en hélice de paso largo, trenzados de hilos de acero, etc.

Las armaduras de hierro, deben aplicarse sobre cables que incluyan los conductores de retorno, ya que si se aplican sobre cables unipolares podrían dar lugar, por histéresis o corrientes de Foucault, a pérdidas muy elevadas.

#### *d) Cubiertas exteriores.*

Es el elemento final del cable que debe protegerle contra los agentes exteriores: químicos, biológicos, atmosféricos, abrasivos, etc.

Los materiales más empleados en las cubiertas de los cables son:

##### *a) Termoplásticos:*

*Poli cloruro de vinilo (PVC)*

*Polietileno termoplástico (PE)*

##### *b) Termo fijos:*

*Policloropreno (neopreno) (N)*

*Polietileno clorosulfonado (Hypalón) (I)*

## **2.8 Capacidad en Amperes.**

Todos los cables de acuerdo a su calibre soportan determinada cantidad de corriente, como se muestra en la tabla 2.1 y 2.3, si esta fuera mayor de la que el cable pueda soportar, este se quemaría y entraría en disturbio para el caso de la M.T.

## **2.9 Marcado e identificación.**

En el exterior, sobre la cubierta debe marcarse en forma indeleble y permanente la leyenda: Nombre del cable según la presente norma, nombre del fabricante, propiedad de LyFC y año de fabricación, repetida cada 30 cm. aproximadamente.

## **2.10 Empaque.**

En carrete de madera de acuerdo a norma LyFC 2.0057 en múltiplos de 500 m +- 5%.

A continuación se mencionan los tipos de cable, utilizados en el sistema eléctrico de luz y fuerza en Baja y Mediana Tensión.

## **2.11 Cables utilizados en la Red Radial subterránea de M.T.**

Todos los cables utilizados en las redes subterráneas son de cobre con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP) y con nivel de aislamiento del 133%, *fotografía 2.1*

Estos se indican a continuación:

- *Cable 23 TC 1 x 50*
- *Cable 23 TC 1 x 70*
- *Cable 23 TC 1 x 150*
- *Cable 23 TC 1 x 240*

*Donde:*

*23 = 23 000 V, tensión nominal del sistema.*

*TC = Termofijo (polietileno) de cadena cruzada, material del aislamiento.*

*1 x = Un conductor*

50 a 240 = Designación del conductor o calibre.

Impedancia de secuencia positiva y cero para cables aislados en redes subterráneas de media tensión en 23 kV.

CONDUCTOR	IMPEDANCIA (Z1)	IMPEDANCIA (Z0)	CORRIENTE NORMAL DE TRABAJO	CORRIENTE MÁX. DE TRABAJO
23 TC 1 X 50	0,6670 + j 0,2872	0,9704 -j 0,1997	188 Amp.	227 Amp.
23 TC 1 X 70	0,3331 + j 0,2787	0,3991 -j 0,3007	214 Amp.	258 Amp.
23 TC 1 X 150	0,1563 + j 0,2473	0,3425 -j 0,3548	336 Amp.	406 Amp.
23 TC 1 X 240	0,0974 + j 0,2281	0,2898 -j 0,2347	448 Amp.	542 Amp.

La tabla 2.1 Muestra la capacidad y la impedancia de los conductores en 23kV.

Para distribución subterránea en media tensión de 23 kV, en circuitos trifásicos, se instalan en ductos, en locales de servicios o subestaciones, desde los pozos de visita o postes y para interconexiones en los equipos de subestaciones. Los cables 23TC 1×50 y 1×70 preferentemente para acometidas y ramales, los cables 23 TC 1×150 y 1×240 para troncales hasta de 1000 m de longitud de circuito.

Los cables 23 PT 1×35, 70, 150 y 240 son utilizados para las redes automáticas de distribución en ramales y troncales de seccionamiento, *fotografía 2.1*. En redes radiales solo se utiliza en tramos cortos y a la llegada de los equipos de seccionamiento para la elaboración de terminales (G δ W) utilizadas en interruptores del tipo CS O CSV 23. 3. 600A. y se empalman con cable seco para darle continuidad al circuito o derivación de los mismos.

Donde:

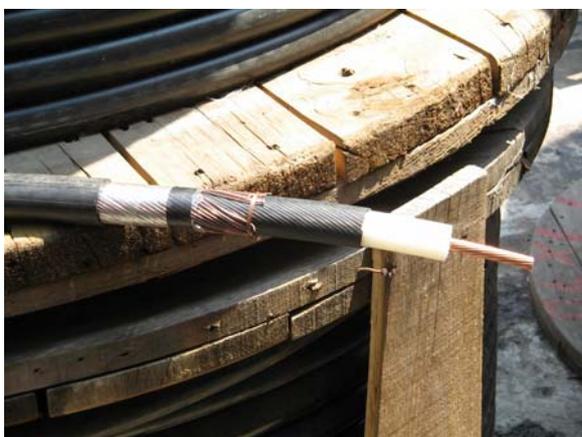
23 = 23 000 V, tensión nominal del sistema.

PT = Plomo y termoplástico como cubierta exterior.

1 × = Un conductor

35 a 240 = Designación del conductor o calibre.

El área de la sección transversal del conductor de cobre se determina de acuerdo al diseño del proyecto, considerando la regulación y caída de tensión. Los conductores deben ser alojados en ductos de PVC, ahogados en concreto, debiendo instalar una fase por ducto y dejar un ducto libre de reserva por circuito.



*a) Cable 23TC (Tipo seco)*



*b) Cable 23PT (En papel impregnado)*

*La fotografía 2.1 Muestra los dos tipos de cable en 23kV mas utilizados en L y FC.*

Los cables deben proyectarse para ser instalados desde el poste de transición al transformador o de transformador a transformador, sin el uso de empalmes intermedios. En caso de requerirse algún empalme, éstos se alojarán en pozos que serán colados en sitio, de acuerdo a especificaciones técnicas LyFC.

En todos los pozos, registros, equipos y acometidas dejar un excedente de cable por fase de longitud mínima igual al perímetro del registro o pozo respectivo (cocas). En todos los pozos de visita, registros y junto a cada equipo o accesorio, debe instalarse en cada fase de los circuitos subterráneos de media tensión, una placa de aluminio para su identificación. Según especificaciones técnicas LyFC.

Deben instalarse indicadores de falla, uno en cada fase, su carátula se ubicará en un lugar visible, en la entrada de alimentación de cada equipo de seccionamiento o transformador, para censar las condiciones de operación de los cables. Con el objeto de tener mayor flexibilidad, debe contarse con un medio de seccionamiento en todos los transformadores y derivaciones del anillo.

La trayectoria de los circuitos será preferentemente a lo largo de aceras o zonas verdes en la vía pública (en fraccionamientos). Cuando esto no sea posible se deberá, acreditar los permisos legales del uso de derecho de vía de dichas trayectorias, de acuerdo con los reglamentos de construcción vigentes.

Debe instalarse soportes para cables en cada registro o pozo, según especificaciones técnicas LyFC.

En los cruces de calles y avenidas se deben prever 4 ductos de reserva por cada banco de ductos, dejándolos taponeados y con su guía respectiva, para usos futuros.

Para el caso de centros comerciales, los ductos y registros podrán instalarse suspendidos en los techos de sótanos. Consultar con LyFC.

### ***2.12 Cables utilizados en la Red Radial subterránea de B.T.***

Los conductores subterráneos deben ser de cobre con aislamiento de polietileno de cadena cruzada XLP para 600 V. según especificaciones técnicas LyFC, para instalarse en ductos.

#### **➤ *Cables BTC.***

*Donde:*

*B = Baja tensión.*

*TC = Termofijo (polietileno) de cadena cruzada, material del aislamiento.*

*1× = Un conductor.*

*15 a 150 = Área de la sección transversal del conductor en milímetros cuadrados.*

<i>CONDUCTOR</i>	<i>IMPEDANCIA</i>	<i>IMPEDANCIA</i>
------------------	-------------------	-------------------

	(Zl)	(ZO)
Cable BTC 1 x 15	1,7596 + j 0,1316	1,9376 + j1, 5831
Cable BTC 1 x 35	0,6941 + j 0,1197	0,8721 + j1,5021
Cable BTC 1 x 70	0,3466 + j 0,1149	0,5095 + j 1,4206
CableBTC 1 x 150	0,1537 + j 0, 1096	0,3317 + j 1,3373

La tabla 2.2 Muestra la impedancia de los conductores de baja tensión.

CONDUCTOR	CORRIENTE NORMAL DE TRABAJO (Amp.)			CORRIENTE MÁX. DE TRABAJO (Amp.)		
	enterrad o	En aire	En ducto	enterrado	En aire	En ducto
Cable BTC 1 x 15	111	97	85	140	124	107
Cable BTC 1 x 35	185	169	145	234	219	182
Cable BTC 1 x 70	272	262	217	343	340	273
Cable BTC 1 x 150	422	437	347	533	568	438

La tabla 2.3 Muestra la capacidad en amperes de los conductores de Baja Tensión.

Para distribución subterránea en baja tensión, circuitos de fase y neutro, en zonas de red radial o automática limitada en baja tensión; los cables BTC 1×15 y BTC 1×35 preferentemente para acometidas, el cable BTC 1×70 para ramales y el cable BTC 1×150 para troncales. Se instalan directamente enterrados, en ductos o al aire en subestaciones, postes o muros.

En todos los pozos de visita, registros y junto a cada equipo de medición, debe instalarse en cada fase de los circuitos subterráneos de baja tensión, una placa de aluminio para su identificación. Según especificaciones técnicas LyFC.

Fraccionamientos y unidades habitacionales

Los circuitos de baja tensión tienen una configuración radial con protección secundaria, mediante fusibles de cartucho renovable (CR) y como máximo deben salir cuatro circuitos da cada transformador como se muestra en *la fotografía 2.2*.



*La fotografía 2.2 Muestra la salida de los circuitos de transformador.*

La trayectoria de los circuitos será a lo largo de aceras o zonas verdes.

Deben instalarse en ductos de PVC ahogados en concreto, colocando un circuito por ducto y dejando un ducto de reserva.

Debe usarse área de sección transversal uniforme, que esté de acuerdo con la carga y caída de tensión en toda la longitud de cada circuito de baja tensión.

Se recomienda que la longitud de los circuitos de baja tensión no exceda los 150 m, para evitar caída de tensión en los circuitos. *La tabla 2.2 muestra la impedancia en los*

*conductores para designar el adecuado en trayectorias menores o mayores según la carga que manejen.* Debiendo ser preferentemente de una sola pieza, en caso de requerirse empalmes éstos se alojarán en registros y serán del tipo recto con conector a comprensión o soldado y manga termo contráctil.

Las acometidas domiciliarias se derivan de un registro en banquetta y ductos de PVC, que llegan al equipo de medición en un murete, el cable de acometida debe ser como mínimo BTC 1 × 15 y la distancia entre registro y equipo de medición no debe ser mayor a 5 m.

El cable del neutro deberá conectarse en el último registro, en el remate de cada circuito, a la varilla de tierra, según especificación técnica LyFC.

En todos los registros se dejará un excedente de cable de una longitud igual al perímetro de los mismos (cocas).



*La fotografía 2.3 Muestra registro con excedente de cable y soporte (clema).*

Centros comerciales y parques industriales.

Los circuitos de baja tensión tienen una configuración radial con protección secundaria, mediante fusibles de cartucho renovable (CR) y el número de circuitos es variable, dependiendo de la capacidad del transformador de distribución instalado y el número de servicios.

Para este tipo de desarrollos, la red de baja tensión será lo más corta posible, instalando para ello, en un local cercano a la subestación, los equipos de medición necesarios y adecuados para los servicios. En este caso, los circuitos de baja tensión serán de calibre uniforme.

En centros comerciales los cables se podrán instalar en trincheras, así como instalarse los circuitos de B. T. en charolas, desde el local de transformador de distribución hasta la concentración de medidores, en local adyacente.

Impedancia de secuencia positiva y cero en líneas subterráneas de baja tensión 220/127 V, *tabla 2.2.*

Es necesario conocer los valores en función del trabajo de los cables, ya que esto nos ayudara a realizar mejor nuestro trabajo para equipado de subestaciones y repartición de cargas en los buses para evitar calentamiento en los mismos.

## **CAPITULO III**

### **3 Diseño y Estructura de las Redes Radiales Subterráneas en Mediana y Baja Tensión.**

Esta estructura se constituye con cables troncales que salen en forma “radiante” de la S.E. 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.

La aplicación de este tipo de estructura es recomendable en zonas extendidas, con altas densidades de carga (15 a 20 MVA/km<sup>2</sup>) y fuertes tendencias de crecimiento.

#### **3.1 Red subterránea**

Las redes subterráneas han visto favorecida su expansión en las zonas urbanas de alta densidad de carga debido a las ventajas que presentan ante las redes aéreas. Las principales son la confiabilidad de servicio y la limpieza que estas instalaciones proporcionan al medio. Naturalmente, este aumento en la confiabilidad y en la estética forma parte del incremento en el costo de las instalaciones y en la especialización del personal encargado de construir y operar este tipo de redes. Los principales factores que se deben analizar al implantar una estructura de red subterránea son: *Consideraciones técnicas del sistema de distribución subterránea.*

#### **3.2 Red Radial.**

La operación de los sistemas radiales interconectados por varias subestaciones de potencia localizados en la zona central de la Ciudad de México, presenta un balance de carga, con servicios importantes, tales como Hoteles, Periódicos, Edificios Gubernamentales, Comercios, etc., que en algunos casos se alimentan a través de interruptores de transferencia automática por doble alimentador, por la importancia del servicio. Cada nuevo servicio generalmente requiere de un estudio para adecuar la operación de la red.

Las instalaciones nuevas que se agregan a la red, deberán estar proyectadas para que la red continúe su operación, sin afectar las cargas e instalaciones actuales, en ocasiones será necesario reemplazar cables y/o equipos en otros puntos de la red para su funcionalidad.

Un nuevo servicio para integrarse a los sistemas radiales requiere de una coordinación especial entre quienes ejecutan y operan las redes y otras entidades que usan y comparten las vías públicas, así como autorizaciones con el Gobierno del Distrito Federal para la autorización de la ejecución de las obras.

Las obras civiles necesarias para los nuevos servicios, se realizan generalmente en banquetas, cruceros, etc., donde existen circuitos de media y baja tensión así como otras instalaciones de servicios como teléfono, alumbrado público, agua, etc., lo que obliga a que el personal que ejecute las obras civiles, sean especializados y experimentados para estos trabajos, para evitar accidentes o daños a las instalaciones eléctricas que ocasionarían disturbios, interrupciones innecesarias o daños a los equipos, así como daños a las otras instalaciones.

### ***3.3 Consideraciones generales.***

- *Normas nacionales y/o internacionales.*
- *Seguridad del personal y equipo.*
- *Simplicidad.*
- *Condiciones climáticas.*
- *Mantenimiento-política de piezas de presupuesto.*
- *Adiestramiento del personal.*
- *Confiabilidad de componentes.*
- *Facilidades de la alimentación desde el sistema de potencia.*
- *Optimización de costos.*
- *Normas de construcción de la zona. Uso de suelo.*
- *Niveles de contaminación.*
- *Características sísmicas.*

### **3.4 Diseño del equipo.**

- *Diseño de las subestaciones de distribución, incluyendo interruptores, transformadores y edificios.*
- *Selección y diseño de claves y optimización de calibre.*
- *Equipo para supervisión de la carga y automatización del sistema para la operación en condiciones normales y anormales.*
- *Niveles de aislamiento.*
  
- *Todos estos factores son importantes, y en la selección final del tipo de red influirá notablemente la experiencia que se tenga en equipos, materiales y especialización del personal.*

### **3.5 Consideraciones técnicas y diseño de sistemas de distribución subterránea en redes radiales.**

#### *Diseño del sistema.*

- *Automatización del sistema.*
- *Tasas de crecimiento y características de la carga.*
- *Selección de las estructuras de MT y BT.*
- *Localización óptima de las subestaciones de distribución.*
- *Selección de la tensión de alimentación.*
- *Análisis de cortocircuito.*
- *Diseño de la protección; relevadores y fusibles.*
- *Protección contra sobre voltajes (descargas atmosféricas).*
- *Diseño del sistema de tierras.*
- *Corrección al factor de potencia.*
- *Calculo de pérdidas.*
- *Otras condiciones de la red radial.*
- *Transferencia de carga de un alimentador a otro.*
- *Altas densidades de carga.*
- *Redes bien limitadas por sus características de seguridad.*

- *Operación.*
- *Grado de confiabilidad.*
- *Obras Civiles (bóvedas, pozos de visita, pozos para diferentes equipos, ductos, registros, etc.) en la zona de influencia de las redes.*
  
- En operación normal cada alimentador lleva una carga funcionando en forma radial, operando normalmente abierto elementos de seccionamiento seleccionados desde el proyecto. La sección de cables debe ser de tal forma que permita realizar transferencias de cargas. En caso de falla en algún alimentador, los alimentadores sin falla, deberán soportar la carga adicional, efectuando las operaciones necesarias.
  
- Las estructuras normalizadas para alimentación en media tensión que se utilizan frecuentemente son:

#### *Estructuras de Mediana Tensión.*

En forma generalizada las diferentes estructuras de mediana tensión que más se emplean en la actualidad en los sistemas de distribución, como sigue:

- a) *Radial.*
  - b) *Anillo abierto.*
  - c) *Doble derivación.*
  - d) *Alimentadores selectivos.*
- a) *Sistema radial.*

Es aquel sistema en el que el flujo de energía tiene una sola trayectoria, de la fuente a la carga, la estructura de alimentación radial, aérea o subterránea a un servicio de este tipo es obviamente la menos compleja pero también es la menos confiable ya que debido a una falla en cualquier componente del sistema de alimentación primaria, afectará a todos los consumidores ligados al mismo, los cuales quedarán sin servicio hasta que se localice y sea reparada la falla. Por tanto este sistema solamente se aplicará a servicios que no requieran gran continuidad. *Fig.3.1*

*b) Sistema en anillo abierto.*

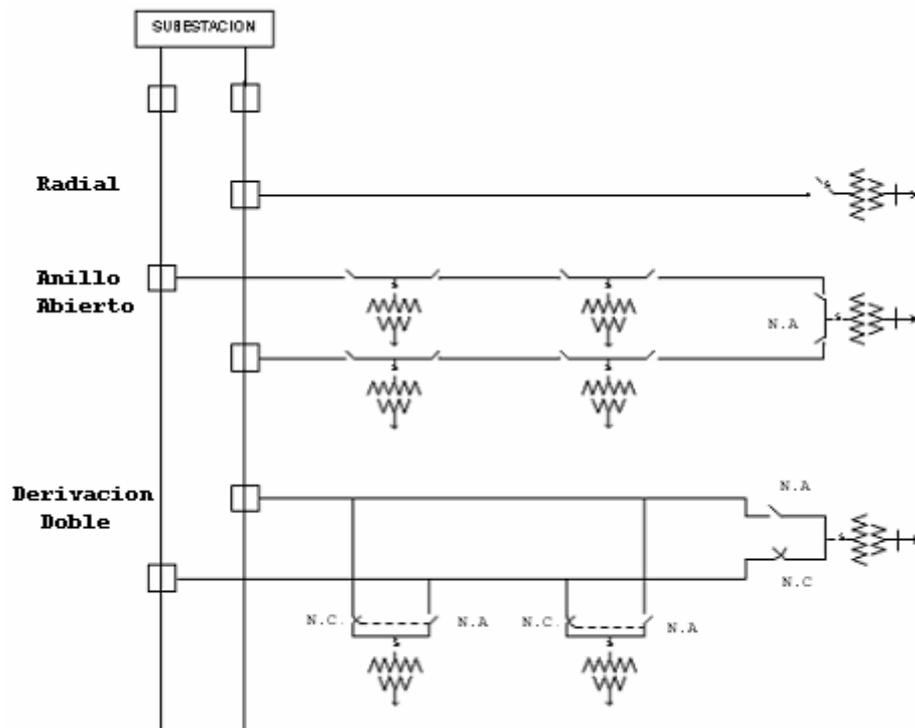
Este diseño ha sido empleado extensamente para alimentar cargas comerciales y pequeñas cargas industriales importantes. Consta de dos alimentadores radiales que se unen en un desconectador normalmente abierto. Una falla en un componente de la red primaria puede ser seccionada o aislada en forma manual y restablecer el servicio mediante la operación del desconectador ubicado en el punto normalmente abierto.

*Fig.3.1*

*c) Sistema en derivación doble.*

En este diseño, dos circuitos de media tensión independientes se llevan al centro de carga y se conectan al transformador por medio de un dispositivo automático de transferencia. Uno de los circuitos recibe el nombre de preferente y el otro se conoce como alimentador emergente. Fig.3.1

Esta es una estructura que proporciona un alto grado de confiabilidad en el servicio, ya que cuando un alimentador queda fuera de servicio, el otro llevará el total de la carga, mediante el cambio automático de alimentación a través de los interruptores de transferencia en media tensión.



N.C. Normalmente Cerrado  
 N.A. Normalmente Abierto

*Fig. 3.1 Muestra la Estructura de Alimentación*

*d) Alimentadores selectivos*

Esta red se constituye por cables troncales que salen preferentemente de subestaciones diferentes y llegan hasta la zona por alimentar, de estas troncales se derivan cables ramales de menor sección que van de una troncal a otra enlazándolas, siguiendo el principio de la doble alimentación. Las subestaciones o transformadores de distribución se reparten entre parejas de alimentadores troncales que quedan conectadas en seccionamiento.

La protección de esta red consiste en interruptores que se instalan en la subestación de potencia a la salida de cada alimentador troncal y fusibles tipo limitador para proteger al transformador y dar mayor flexibilidad a la operación de la estructura. Es posible dotar de interruptores a los puntos de derivación de las subtroncales, aun cuando su aplicación se debe apoyar en un estudio técnico-económico que lo justifique.

En condiciones normales de operación las S.E.'s se alimentan de las subtruncasles con un punto normalmente abierto en la subtruncal que permita balancear la carga en cada una de ellas. Cuando ocurre una falla en la troncal o subtruncal los dispositivos de seccionamiento permiten efectuar estos movimientos de carga, transfiriendo las subestaciones al alimentador troncal adyacente.

Es recomendable la implementación de esta estructura para zonas donde las construcciones existentes estén siendo sustituidas por edificaciones que representan grandes concentraciones de carga y requieren un alto grado de confiabilidad, siendo conveniente entonces pensar en implantar esta estructura en zonas de rápido crecimiento y densidades mayores a 15 MVA/km<sup>2</sup>.

#### *Estructura de baja tensión.*

Las redes secundarias constituyen el último eslabón en la cadena entre la estación de generación y los consumidores. Al igual que los sistemas de distribución en mediana tensión, los sistemas de baja tensión tienen diversos arreglos en sus conexiones y por lo general se siguen manteniendo los mismos principios de operación que en aquellos. Sin embargo, entre los circuitos' primarios y los secundarios hay una importante diferencia que afecta su operación: en los circuitos de baja tensión es posible trabajar con la línea viva sin tanto peligro y costo teniendo las debidas precauciones, lo que da mayor flexibilidad al sistema.

Este sistema, al igual que el sistema de distribución en mediana tensión, consiste en alimentadores secundarios que tienen su origen en la B.T. de los transformadores, en cajas de distribución o en los buses de las subestaciones secundarias, llevando la energía hasta el lugar de consumo.

Hay tres estructuras de redes secundarias en el sistema de distribución:

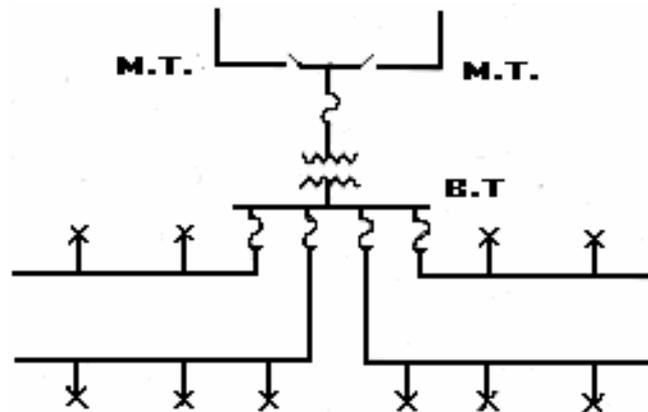
- 1) *Red radial sin amarres.*
- 2) *Red radial con amarres.*

### 3) Red mallada (utilizada en redes automáticas)

#### 1) Red radial sin amarres.

En este tipo de red, cables de sección apropiada de acuerdo con la carga que alimentarán, parten en diferentes direcciones, desde el lugar donde se encuentra instalado el transformador constituyendo los alimentadores secundarios. En esta red una falla en el transformador o en alguno de los cables dejará sin servicio a todos los consumidores que alimenta la instalación. *Fig.3.2*

A un en este arreglo tan sencillo es posible tener un grado de seccionalización, ya que si el problema es en los cables, una vez que la falla se localiza el cable se puede cortar, aislando el lado dañado del lado en buen estado, y si éste está conectado a la fuente puede ser normalizado y una parte de la carga volverá al servicio mientras se realiza la reparación.



*Fig.3.2 Sistema radial subterráneo en B.T. Sin amarres*

El cable de baja tensión se protege a la salida de los transformadores por medio de fusibles (*fotografía 3.1*) y se instala directamente enterrado o en ducto, acometiendo a los servicios haciendo empalmes en “T” sobre él.



*La fotografía 3.1 Muestra la protección de los circuitos a la salida de la subestación con fusibles de cartucho renovable tipo CR.*

## *2) Red radial con amarres*

En el sistema anterior una falla en el alimentador primario o en el transformador da por resultado una interrupción de toda el área alimentada por éstos, hasta que el daño se repara o el transformador se reemplaza. Para solucionar esta situación, así como para facilitar la restauración del servicio cuando hay problemas en los cables secundarios, se instalan cajas de seccionamiento llamadas CS 4-500, intercaladas en los cables que van de un transformador a otro. Normalmente se colocan en las esquinas con objeto de darles mayor flexibilidad en su conexión al poder recibir hasta cuatro circuitos. Un buen estudio respecto a la forma en que se repartirán las cargas de los servicios para cada transformador permitirá determinar la colocación de estos medios de amarre y seccionalización y dará mayor libertad en la reparación de fallas en alta tensión, puesto que la carga del transformador dañado se puede transferir por la baja tensión a los transformadores adyacentes, realizando con personal operativo la llamada hoja de cambio. *Fig.3.3*

Al efectuar la construcción de la baja tensión se debe tener cuidado de que la secuencia de fases en todos los transformadores sea la misma al igual que la correspondencia de fases, con el fin de que al hacer la transferencia de carga de uno a otro la secuencia no

se invierta, lo cual perjudicaría a los consumidores con servicios trifásicos. Los cables de baja tensión se protegen a la salida de los transformadores por medio de fusibles.

Los transformadores se podrán instalar en locales de edificios designados para el equipo eléctrico, o bien en bóvedas construidas en la calle, dependiendo del tipo de local y el equipo que se instale, pudiendo ser del tipo interior para locales en edificios y del tipo sumergible para bóvedas.

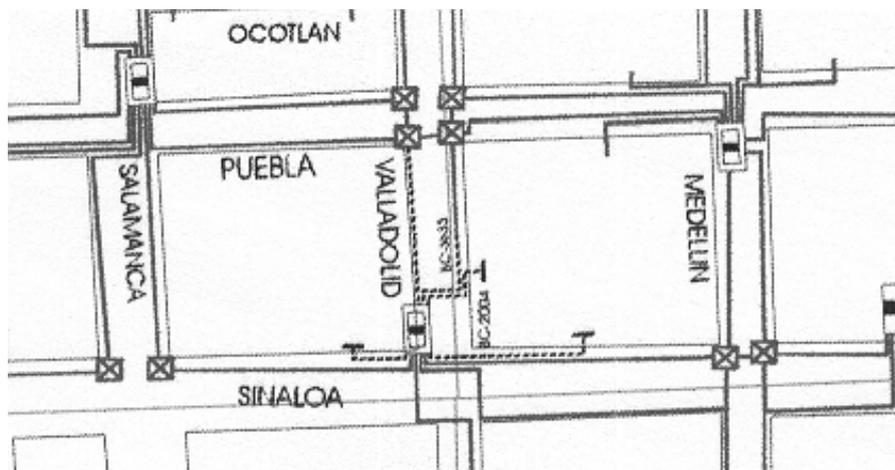


Fig.3.3 Sistema radial subterráneo en B.T. Con amarres

### *Red mallada*

La finalidad de este arreglo, es que al existir una falla en uno de los alimentadores de alta tensión no disminuya la regulación de tensión en la red y la carga del alimentador dañado sea absorbida a través de la red secundaria (B.T.) por los transformadores de otros alimentadores, que deberá tener la capacidad de absorber el aumento de carga cuando uno de ellos falle. *Esta red es utilizada normalmente para redes automáticas de distribución.*

### **3.6 Antecedentes de una red subterránea.**

De estudios previos a una red de distribución subterránea se conoce:

- 1.- *Limites de la zona.*
- 2.- *Zonas vecinas en cables subterráneos.*
- 3.- *Voltaje de operación.*
- 4.- *Número de alimentadores en alta tensión.*
- 5.- *Capacidad de corriente de alimentadores en alta y baja tensión.*
- 6.- *Cantidad y capacidad de transformadores.*
- 7.- *Estructura de alta y baja tensión.*

Así como:

- 9.- *Densidad de carga.*
- 10.- *Tasa histórica de crecimiento de la carga.*

El modelo de la red de distribución subterránea tiene las siguientes funciones probabilísticas:

- a) *Numero de subestaciones que aparecen por año.*
- b) *Lotes disponibles para construcción.*
- c) *Capacidad en kVA de las subestaciones.*

La decisión de invertir en una red subterránea implica un estudio detallado de las cargas, zonas, forma geométrica, localización puntual de cargas futuras, etc. Una decisión equivocada involucra posibles pérdidas económicas y molestias a los usuarios.

*Alimentación de energía eléctrica a grandes concentraciones de carga.*

La seguridad en el suministro de energía eléctrica a un usuario cualquiera que sea la finalidad que éste dé a la energía, será siempre un factor importante que defina la manera de alimentar una gran concentración de carga.

La comodidad y bienestar de los usuarios de un edificio, cualquiera que sea el tipo de carga encontrará en la energía eléctrica un factor siempre presente, deseable por sus múltiples usos y costos relativamente bajos.

### **3.7 Presentación del proyecto**

- *Red de distribución en media tensión, indicando además el equipo de seccionamiento.*
- *Red de distribución en baja tensión.*
- *Red de distribución de alumbrado público, solamente para conocer los puntos de suministro y medición de estos servicios.*

En su caso

- *Obra civil para media y baja tensión.*
- *De ser necesario, indicar detalles de la obra civil.*

Asimismo, entregará 2 copias de:

- *Memoria técnica descriptiva del proyecto.*
- *Plano con numeración oficial de lotificación (fraccionamientos) autorizado por el ayuntamiento correspondiente. (este plano es opcional en esta etapa, pero obligatorio para la etapa de contratación de servicios individuales o colectivos).*
- *Plano de las instalaciones públicas vecinales.*
- *Además, para el caso de centros comerciales, deberán presentar planos con los detalles de equipamiento de los locales con transformadores de distribución, así como de las concentraciones de medidores respectivas.*

Todos los planos de acuerdo al tipo de proyecto realizado, deben contar con los símbolos y nomenclatura, acordes con las especificaciones técnicas LyFC correspondientes.

Lineamientos generales para la elaboración de planos

*Datos*

Todos los planos deben contar con los datos siguientes:

- *Croquis de localización indicando norte geográfico.*
- *Ubicación del predio (calle, calles adyacentes, número, colonia, delegación y/o poblado, municipio, estado y código postal).*
- *Datos de la carga y demanda solicitada.*
- *Número de servicios y su localización.*
- *Cuadro de aprobación y cuadro de referencia.*
- *Simbología.*

*Escala de dibujo:*

Todos los planos del proyecto deben estar a una misma escala; 1: 250, 1: 500 y/o 1:1 000, la cual depende del área total del predio, a menor área por electrificar, la escala de dibujo debe ser menor.

Para el caso de equipados (detalle de instalación) de transformadores de distribución en *centros comerciales* y de ser necesario en *parques industriales*, los planos correspondientes deberán dibujarse a escalas menores; 1:50 ó 1:20.

Tamaño: Deben utilizarse planos con las dimensiones indicadas, deberán contener la información necesaria para su clara comprensión e interpretación, esta se indica en los puntos siguientes. *Tabla 3.1*

<i>DIMENCIONES (cm.)</i>	<i>APLICACION</i>
<i>70 × 110</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li><i>-En planos de líneas de distribución y cruceros para aprobación oficial.</i></li> <li><i>-En dibujos constructivos.</i></li> <li><i>-En equipados de subestaciones (detalle de instalación de equipo) en centros comerciales y parques industriales.</i></li> </ul>
<i>55 × 70</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li><i>-En planos de líneas de distribución y cruceros para aprobación oficial.</i></li> <li><i>-En dibujos constructivos.</i></li> <li><i>-En equipados de subestaciones (detalle de instalación de</i></li> </ul>

	<i>equipo) en centros comerciales y parques industriales.</i>
<i>CARTA U OFICIO</i>	<i>-En graficas y otros dibujos</i>

*La tabla 3.1 Muestra las dimensiones de planos Para Redes Subterráneas de Distribución.*

*Proyecto en Media Tensión.*

Este plano debe indicar, la topografía del fraccionamiento, unidad habitacional, centro comercial o parque industrial, banquetas, arroyos, camellones, áreas de donación, estacionamientos, obstáculos y además:

- *Trayectorias de los circuitos.*
- *Área de la sección transversal de los conductores.*
- *Tipo y clase de aislamiento de los conductores.*
- *Localización del(os) punto(s) de conexión propuesto(s) a la red de LyFC.*
- *Cantidad, tipo y clase de terminales.*
- *Localización de equipos y dispositivos de seccionamiento, protección y señalización.*
- *Identificación de equipos y circuitos de acuerdo a las especificaciones técnicas LyFC correspondientes.*
- *Transformadores (subestaciones) y su capacidad.*
- *Cuadro de dispositivos, indicando tipo, cantidad, características y ubicación de los mismos.*
- *Diagrama unifilar.*
- *Símbolos y claves.*
- *Registros y/o pozos de visita indicando cantidad y tipo de uniones.*
- *Ubicación de los sistemas de puesta a tierra.*
- *Detalle de cómo alojar los cables en los bancos de ductos.*
- *Detalle de arreglos especiales.*
- *Corte de desniveles.*

Dependiendo de la magnitud del fraccionamiento, unidad habitacional, centro comercial o parque industrial, proyectar medios de seccionamiento de operación con carga, previa consulta y acuerdo con LyFC.

*Proyecto en Baja Tensión.*

Este plano debe indicar, la topografía del fraccionamiento o unidad habitacional, banquetas, arroyos, camellones, áreas de donación, estacionamientos, obstáculos y además:

- *Trayectoria de los circuitos.*
- *Área de la sección transversal de los conductores.*
- *Clase y tipo de aislamiento de los conductores.*
- *Ubicación de transformadores, registros, equipo de seccionamiento o distribución, equipo de medición y acometidas, los cuales deberán identificarse de acuerdo con especificaciones técnicas LyFC.*
- *Detalle de las acometidas a los muretes y/o concentraciones de medición.*
  
- *Cuadro de cargas por transformador, en el cual debe indicarse:*
  - a) *Número de transformador.*
  - b) *Carga por tipo de lote, casa o comercio.*
  - c) *Cantidad de cada tipo de lotes, casas o comercios.*
  - d) *Cargas por grupo de lotes, casas o comercios.*
  - e) *Carga de alumbrado público.*
  - f) *Carga total.*
  - g) *Capacidad del transformador.*
  - h) *Factor de utilización del transformador.*
  
- *Cuadro de distancias (en metros).*
- *Registros.*
- *Detalles de arreglos especiales.*

- *Cuando existan empalmes en la red subterránea debe indicarse su ubicación, especificando cantidad, tipo, clase, forma de unir los conductores, aislamientos y cubiertas de protección utilizados.*
- *Ubicación de los sistemas de puesta a tierra de transformadores, subestaciones y equipos.*
- *Corte de desniveles.*

De ser necesario, para el caso de centros comerciales y parques industriales, se puede omitir la topografía correspondiente.

#### *Alumbrado público.*

Este concepto se refiere a la iluminación de vialidades públicas. El plano servirá como referencia, para la ubicación de los puntos de alimentación al servicio, así como la instalación del equipo de medición correspondiente.

Debe indicar, la topografía del fraccionamiento, unidad habitacional o parque industrial, banquetas, arroyos, camellones, áreas de donación, estacionamientos, obstáculos y además:

- *Trayectoria de los circuitos.*
- *Localización de transformadores y/o circuitos de donde se alimenta la red de alumbrado público, protección, control, luminarias y registros.*
- *Diagrama unifilar.*
- *Ubicación del equipo de medición y protección.*
- *Cuadro de cargas por transformadores, indicando: Número de circuito, Carga total.*

#### *Alumbrado exterior de áreas comunes y servicios generales.*

De la misma manera que para el caso de alumbrado público, este plano servirá como referencia, para la ubicación de los puntos de alimentación al servicio, así como la instalación del equipo de medición correspondiente.

De ser necesario se elaborará un plano de la red de alumbrado exterior de áreas comunes y servicios generales, el cual debe indicar, la topografía del fraccionamiento, unidad habitacional o centro comercial, banquetas, arroyos, camellones, áreas de donación, estacionamientos, obstáculos y además:

- *Trayectoria de los circuitos.*
- *Localización de transformadores y circuitos donde se alimenta la red de alumbrado público y fuerza, protección, control, luminarias y registros.*
- *Diagrama unifilar.*
- *Ubicación del equipo de medición y protección.*
- *Cuadro de cargas por transformadores, indicando:*
  - a) *Número de circuito.*
  - b) *Carga total.*

#### *Proyecto y Plano de la obra civil*

Este plano debe indicar, la topografía del fraccionamiento, unidad habitacional, centro comercial o parque industrial, banquetas, arroyos, camellones, áreas de donación, estacionamientos, obstáculos y además:

- *Trayectoria de los bancos de ductos.*
- *Localización de bóvedas para transformadores DRS o DCS tipo pozo, pozos de visita, registros, muretes para equipo de medición y bases de cimentación para transformadores DRS tipo pedestal.*
- *Nomenclatura de todos los componentes de la obra civil.*
- *Perfiles y cortes de avenidas, calles y banquetas (cuando existan desniveles).*
- *Cuadro de componentes de la obra civil, donde se indique número y tipo de bóvedas, pozos de visita, registros muretes y cimentación de equipo.*

- *Detallar los cruzamientos con otras instalaciones (teléfonos, agua, drenaje, gas, etc.).*

Memoria de cálculo:

La memoria del proyecto debe contener la siguiente información:

- *Nombre oficial del proyecto y propietario.*
- *Localización.*
- *Tipo de proyecto.*
- *Etapas de construcción.*

Cuando se decida electrificar parcialmente un fraccionamiento, unidad habitacional, centro comercial o parque industrial, se deberá presentar al suministrador el proyecto general de electrificación en el que se marcará claramente la etapa que será electrificada en principio, así como las etapas posteriores.

- *Especificaciones, normas y reglamentos.*
- *Carga y demanda.*

Deberá incluir:

- *El equipo de transformación, seccionamiento, protección, detección de fallas y accesorios de media y baja tensión.*
- *Descripción de la red de media tensión.*
- *Descripción de la red de baja tensión.*
- *Descripción de acometidas de baja tensión y de equipos de medición. (1, 2 y 3 fases).*
- *Construcción y conexiones de los sistemas de puesta a tierra.*
- *Listado de equipos y materiales por instalar indicando; precio unitario y total de la obra, marca y normas aplicables (referencias de especificaciones técnicas LyFC).*
- *Descripción del sistema de alumbrado público.*

Para el caso de alumbrado público debe describirse el sistema de alumbrado y fuerza y los cálculos correspondientes a las luminarias y sistemas de bombeo, tomando en consideración el uso obligatorio de sistemas de ahorro de energía en alumbrado y circuitos con horario restringido.

Asimismo, presentará los cálculos para determinar:

- *Cargas.*
- *Capacidad y número de transformadores.*
- *Centro de carga.*
- *Calibre de los conductores.*
- *Caída de tensión.*
- *Protección.*
- *Cortocircuito.*

Lineamientos, recomendaciones y restricciones para la elaboración del proyecto.

Los sistemas de distribución aéreos, subterráneos o mixtos pueden ser utilizados para electrificar fraccionamientos, unidades habitacionales o parques industriales, generalmente en centros comerciales, las instalaciones utilizadas son de tipo subterráneas, aún cuando se deriven de un sistema aéreo.

Así mismo, en parques industriales, la mayoría de los servicios son requeridos en media tensión, por lo que la red de baja tensión es mínima, de este modo, la cantidad y capacidad de los transformadores dependerá del número de servicios solicitados, así como de su carga y demanda máxima. Este equipo de transformación es instalado y mantenido totalmente por el solicitante, cuando el servicio se proporciona en media tensión.

### ***3.8 Acometidas de red subterránea.***

*Acometida de Media Tensión.*

Sí se proyecta un sistema subterráneo, la red consistirá de una sola acometida, cuando se instalen hasta 3 transformadores en fraccionamientos o unidades habitacionales o bien cuando se trate de un centro comercial con una demanda de hasta 1 500 kW. La red se realizará con 2 acometidas, configurando una red en anillo para operación radial, para fraccionamientos o unidades habitacionales con 4 o más transformadores y centros comerciales con demandas mayores a 1 500 kW y hasta por un total de 3 500 kW.

Una red en anillo, en condiciones de operación normal, estará abierta aproximadamente al centro de la carga o en el punto dispuesto por el "Centro de operación redes de distribución". Desde el punto de vista operativo es recomendable que un anillo no tenga más de 10 transformadores, por lo tanto, en el caso de proyectos que superen esta situación se recomienda hacer varios anillos.

Cuando la demanda del servicio sea menor de 35 kW, la acometida será aérea o subterránea, sin embargo, cuando la demanda sea mayor de 35 kW la acometida será subterránea.

#### *Acometida de Baja Tensión.*

En el sistema subterráneo las acometidas se derivan de los cables troncales con uniones "Y", según especificaciones técnicas LyFC, instaladas en registros. Se pueden instalar hasta 2 juegos de uniones por registro.

Para acometidas a servicios domésticos en baja tensión se instala cable BTC con área de la sección transversal mínima de 15 mm<sup>2</sup>, en los servicios monofásicos, bifásicos y trifásicos. La distancia del punto de derivación al equipo de medición no será mayor a 5 m.

### **3.9 Dispositivos de seccionamiento.**

El equipo de seccionamiento necesario para establecer la estructura en anillo, será de operación con carga (con extinción de arco en: aire, aceite, SF<sub>6</sub>, vacío, etc.).

Los transformadores particulares (servicios en media tensión) que se deriven de una red subterránea, invariablemente se deben conectar a la estructura de la red a través de equipo de seccionamiento de operación con carga. Asimismo, para la interconexión a los sistemas de LyFC y para la distribución interna, en el caso de centros comerciales o parques industriales, se utilizarán seccionadores de 23 kV de las siguientes características:

- *Número de secciones (hasta 5) 3 de ellas con fusibles.*
- *Capacidad de los fusibles limitadores de corriente hasta 160 A.*
- *Medio aislante y de extinción del arco; aire, aceite, SF6, vacío, etc.*
- *Tipo interior, instalados en locales adecuados para su operación.*
- *Tipo exterior, instalados en áreas verdes, camellones, etc.*
- *Tipo sumergible, instalados en pozos especiales.*
- *Clase de aislamiento 25 kV.*

## *Capítulo IV*

### *4 Construcción de la Red Radial Condesa.*

La necesidad de un servicio eléctrico de alta calidad ha motivado al sector eléctrico, y en particular a Luz y Fuerza del centro, a implantar medidas que busquen construir una empresa técnicamente eficiente que considere la importancia de las expectativas de sus usuarios.

En el caso de la colonia Condesa y Roma norte, donde hace unos años difícilmente se justificaba una red subterránea, con el paso del tiempo muchas de estas áreas se convirtieron en zonas comerciales y, la densidad de carga aumento y si mantuviéramos la red aérea, entonces tendríamos que mantener un transformador en cada poste lo que complica todo. Por tal caso, bajo el programa de inversión anual de luz y fuerza del centro, se proyecta y se lleva acabo la construcción de la red radial condesa en mediana y baja tensión.

Este sistema de servicio de energía eléctrica es probablemente el más antiguo y comúnmente usado en la distribución de energía eléctrica debido a su bajo costo y sencillez, las redes de operación radial se seguirán usando pero tratando también de mejorar sus características de operación para hacerlas mas confiables.

Esta obra consiste en alimentar la carga de baja tensión que actualmente es suministrada por transformadores aéreos en 6kV y 23kV, así como transformadores sumergibles en bóvedas ya existentes alimentados de igual forma por línea aérea de 6kV y 23kV de los cuales en su mayoría ya no están en condiciones de estar operando, lo cual presenta un riesgo para el personal operativo así como para la continuidad del servicio. *Fotografía*

*4.1*



*La fotografía 4.1 Muestra equipo dañado, transformador sumergible de 6kV con fuerte oxidación.*

Otra medida sobre todo en red subterránea consiste en la instalación, de transformadores e interruptores y equipo que permita seccionar manual, como automáticamente y, llegar eventualmente a la automatización de la red de distribución eléctrica. Con lo que además se evita lastimar el paisaje. *Fotografía 4.2*



*La fotografía 4.2 Muestra la instalación de equipo nuevo instalado en la red radial.*

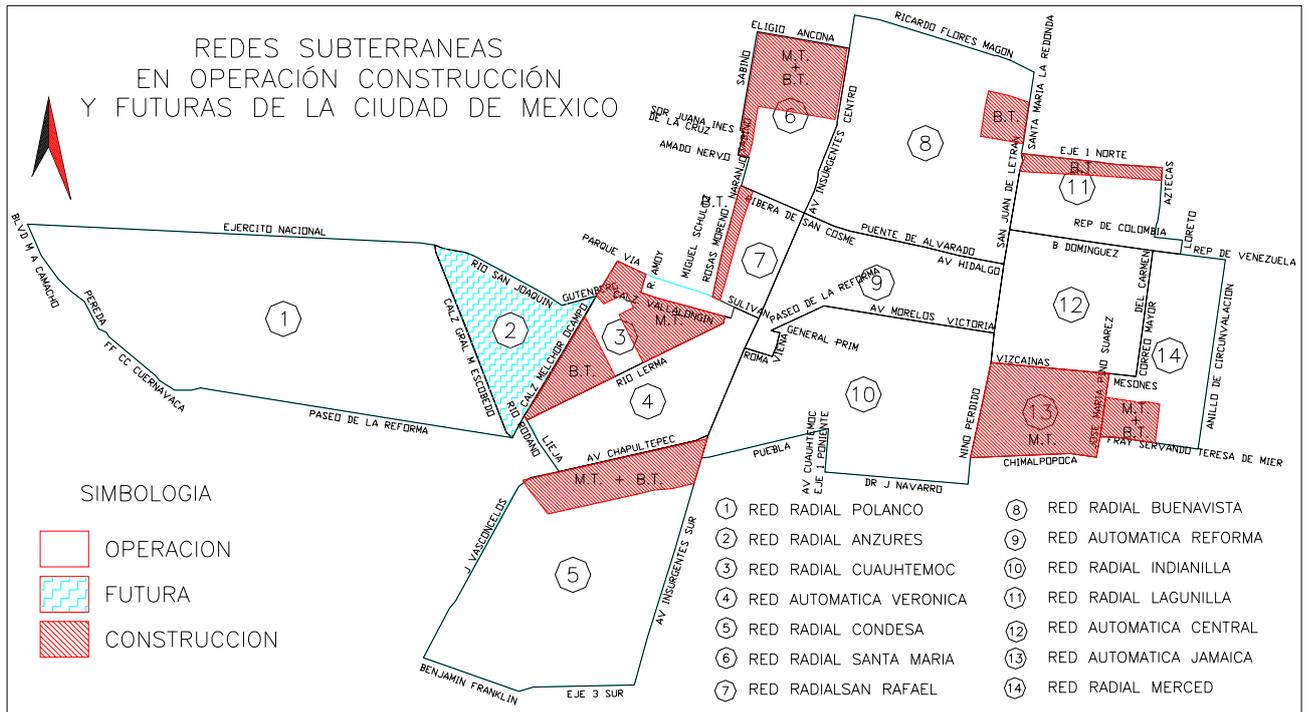
Con la conclusión de estos trabajos, se eliminara todo el sistema aéreo de mediana y baja tensión dentro de la zona de esta red, con la cual se dará mayor confiabilidad al suministro de energía eléctrica a los usuarios.

A si mismo se construirá dentro de la zona indicada, la red de Baja Tensión con una estructura tal que permita la distribución adecuada de carga en condiciones normales y de falla, utilizando cajas CS 4-500 (*fotografía 4.3*) y cable del tipo seco BTC 1×150 / 70 para troncal y BTC 1×70 /35 /15, para ramales y servicios.



*La fotografía 4.3 Muestra caja de seccionamiento CS 4-500 para red de B.T.*

Luz y Fuerza del centro tiene en operación algunas redes subterráneas ya funcionando así como también proyecta y construye en sistema radial las que darán servicio en un futuro como es el caso de las redes San Rafael, Cuauhtemoc, Lagunilla y Merced, en Baja como en Mediana Tensión las cuales entraran en operación una ves que los equipos y servicios están integrados de red aérea a red subterránea. *Plano 4.1*



*El plano 4.1 Muestra las redes ya existentes así como las redes futuras y en construcción.*

**4.1 Límites que contempla la zona de construcción de la Red Radial Condesa**

El proyecto general para esta red contempla los siguientes límites:

- Al Norte:* Av. Chapultepec
- Al Oriente:* Av. Insurgentes
- Al sur:* Av. Baja California y Av. Benjamín Franklin.
- Al Poniente:* Av. Circuito interior y José Vasconuelos.

El área total estimada es de aprox. 4.256km<sup>2</sup>. Fig. 4.1



La Fig. 4.1 Muestra el área total y límites de la zona de la red Radial Condesa.

Justificación:

La ejecución de esta obra permitirá

- 1) Uniformizar la tensión de distribución.
- 2) Aumentar el factor de utilización los alimentadores en 23kV.
- 3) Mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica de la zona.
- 4) Se retirara la red de M.T. de 6kV aérea la cual termino su vida útil así permitirá ir efectuando el retiro de postes y línea aérea ubicada dentro de la zona.

#### 4.2 Carga instalada.

Dentro de lo que contempla la zona marcada de la red radial condesa, se tiene una carga instalada por línea aérea en 6kV a un existente de 14.8375 MVA ( tabla4.3) así como

45.405 MVA Instalada en 23kV( *tabla4.2*).Un total de carga instalada de 60.2425 MVA. presenta un balance de carga, con servicios importantes, tales como *Hoteles, Periódicos, Edificios Gubernamentales, Comercios, Hospitales, etc.*, Cada nuevo servicio generalmente requiere de un estudio para adecuar la operación de la red.

De los cuales se cuenta con transformadores aéreos y S.Es particulares tipo cliente de 45, 50, 75, 100,112.5, 225, 150, 300, 400, 500, 600, 750, 800, 1000,1500 kVA, alimentados por línea aérea, estos a su vez se retiraran conforme se baya concluyendo la red subterránea e integración de los servicios aéreos a subterráneos. *tabla4.1*

<i>Capacidad en kVA</i>	<i>Nº Transformadores instalados en 6kV</i>	<i>Nº Transformadores instalados en 23kV</i>	<i>Carga en kVA</i>
<i>45kVA</i>		<i>9</i>	<i>405</i>
<i>50kVA</i>	<i>30</i>		<i>1500</i>
<i>75kVA</i>	<i>96</i>	<i>83</i>	<i>13425</i>
<i>100kVA</i>	<i>12</i>	<i>1</i>	<i>1300</i>

112.5kVA	31	70	11362.5
150kVA	4	26	4500
225kVA	2	9	2475
300kVA		18	5400
400kVA	1		400
500kVA		4	2000
600kVA		1	600
750kVA		6	4500
800kVA		1	800
1000kVA		5	5000
1100kVA		1	1100
1225kVA		1	1225
1250kVA		1	1250
1500kVA		2	3000
<b>total</b>	<b>176</b>	<b>238</b>	<b>60.2425MVA</b>

*La tabla 4.1 Muestra la Carga total instalada en línea de 6kV y 23kV lo que contempla la zona marcada para la Red Radial Condesa.*

<b>Capacidad en kVA</b>	<b>N° Transformadores instalados de 23kV</b>	<b>Carga en kVA</b>	<b>Corriente</b>
45kVA	9	405	10.1666834
75kVA	83	6225	156.265689
100kVA	1	100	2.5102922
112.5kVA	70	7875	197.685511
150kVA	26	3900	97.9013957
225kVA	9	2025	50.833417
300kVA	18	5400	135.555779

500kVA	4	2000	50.205844
600kVA	1	600	15.0617532
750kVA	6	4500	112.963149
800kVA	1	800	20.0823376
1000kVA	5	5000	125.51461
1100kVA	1	1100	27.6132142
1225kVA	1	1225	30.7510794
1250kVA	1	1250	31.3786525
1500kVA	2	3000	75.3087659
<b>total</b>	<b>238</b>	<b>45.405MVA</b>	<b>1139.79817</b>

La tabla4.2 Muestra la Carga instalada en línea aérea de 23kV.

<b>Capacidad en kVA</b>	<b>N° Transformadores instalados en 6kV</b>	<b>Carga</b>	<b>Corriente</b>
50kVA	30	1500 kVA	144.3418014
75kVA	96	7200 kVA	692.8406467
100kVA	12	1200 kVA	115.4734411
112.5kVA	31	3487.5 kVA	335.5946882
150kVA	4	600 kVA	57.73672055
225kVA	2	450 kVA	43.30254042
400kVA	1	400 kVA	38.49114704
<b>total:</b>	<b>176</b>	<b>14.8375MVA</b>	<b>1427.780985</b>

La tabla4.3 Muestra la Carga instalad en línea aérea de 6kV

### 4.3 Cambio de Voltaje.

Es importante hacer notar que al hacer el retiro de los transformadores de 6kV, la carga que llevaban estos pasan a tomarla transformadores en 23 kV, al hacer esto se generan ventajas, al ganar espacios en subestaciones de potencia así como se reduce el calibre de los nuevos alimentadores debido a la corriente que se maneja en transformadores de 23kV.

Esta corriente se reduce para una determinada potencia cuando se eleva el voltaje, además de que las pérdidas son menores.

**Ejemplo:** A continuación en el siguiente ejercicio se observa la diferencia de corriente de línea para transformadores trabajando aun voltaje de 6kV y 23kV, para una carga instalada de 14.8375MVA que es la que esta alimentada por línea aérea de 6kV. *Tabla 4.4*

<i>Capacidad en kVA</i>	<i>Transformadores instalados en 6kV</i>	<i>Carga</i>	<i>Corriente de línea a un voltaje de 6kV</i>	<i>Corriente de línea a un voltaje de 23kV</i>
50kVA	30	1500	144.341801	37.654383
75kVA	96	7200	692.840647	180.741038
100kVA	12	1200	115.473441	30.1235064
112.5kVA	31	3487.5	335.594688	87.5464404
150kVA	4	600	57.7367206	15.0617532
225kVA	2	450	43.3025404	11.2963149
400kVA	1	400	38.491147	10.0411688
<b>total:</b>	<b>176</b>	<b>14837.5kVA</b>	<b>1427.780Amp.</b>	<b>372.464Amp.</b>

*En la tabla 4.4 Muestra claramente la diferencia de corriente en una línea de 6kV así como en una de 23kV para la misma potencia.*

*De la siguiente formula:*

$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} \times VL}$$

*Donde:*

*P = Potencia.*

*I<sub>L</sub> = Corriente de Línea.*

*V<sub>L</sub> = Voltaje de Línea.*

*Corriente para una carga instalada en línea de 6000V*

$$I_L = \frac{14837500VA}{\sqrt{3} \times 6000V} = \frac{14837500VA}{10392.3V} = \mathbf{1427.780Amperes.}$$

*Corriente para una carga instalada en línea de 23000V*

$$I_L = \frac{14837500VA}{\sqrt{3} \times 23000V} = \frac{14837500VA}{39837.2V} = \mathbf{372.464Amperes.}$$

Si la carga alimentada por transformadores de 6kV se mantuviera, se observa claramente en la tabla que la corriente que demandan es mayor, por lo cual se requiere un calibre mayor en el alimentador de distribución. Tan solo para sostener una carga *1427.780 Amp.* se requieren tres alimentadores subterráneos con calibre 23 TC o PT 1×240 como troncales, que sostienen a plena carga una corriente de 542 Amp. Y de los cuales estarían trabajando a un 88% cada uno.

Sin embargo se observa que al elevar el voltaje de alimentación para la misma potencia la corriente se reduce a *372.464 Amp.*, por tal motivo bastaría con un solo alimentador en calibre 23TC o PT 1×240 como troncal el cual estaría trabajando a un 68%.

En el ejercicio anterior se observa que la carga instalada y alimentada por un voltaje de 6kV representa aproximadamente un 26% del total instalado.

Por lo tanto entonces para una carga instalada de  $60.2425\text{MVA}$  en lo que es el perímetro de la red Condesa, se tiene una corriente de línea a  $23\text{ kV}$  de  $1512.26278\text{ Amperes}$ , esta carga a su vez para sostenerla se requieren mínimo tres alimentadores en calibre  $23\text{ TC } 1\times 240$  dado que este calibre sostiene una carga de  $542\text{ amperes}$ , y si la carga anterior se repartiera entre tres, cada uno de ellos se llevaría una carga de  $504.087\text{ Amp}$ . Estos a su vez estarían trabajando a un **93%** de su capacidad total.

#### ***4.4 Operación de la Red Radial Condesa de M.T.***

Dado que en la red radial condesa se esta utilizando el *Sistema en anillo abierto*, donde una falla en un componente de la red primaria puede ser seccionada o aislada en forma manual y restablecer el servicio mediante la operación del desconectador, operando interruptores normalmente abiertos y elementos de seccionamiento seleccionados, en el cual los alimentadores sin falla, deberán soportar la carga adicional, efectuando las operaciones necesarias.

Tomando en cuenta esto, entonces tres alimentadores no serian suficientes para sostener la carga antes mencionada dado que al fallar uno de ellos los otros dos sobrantes difícilmente se llevarían la carga del fallado, entonces aquí se valoraría la posibilidad de instalar cuatro o hasta cinco alimentadores dado la importancia de los servicios y además de tomar en cuenta el *factor de demanda*.

Cabe hacer notar que para la ejecución de estos trabajos se realizaran por etapas y programas de inversión anuales propuestos por las gerencias correspondientes de distribución.

#### ***4.5 Primer Etapa de construcción.***

Una de sus primeras etapas contempla los límites en la zona comprendida en esta parte del proyecto entre los límites siguientes

***Al Norte:***      *Av. Chapultepec*

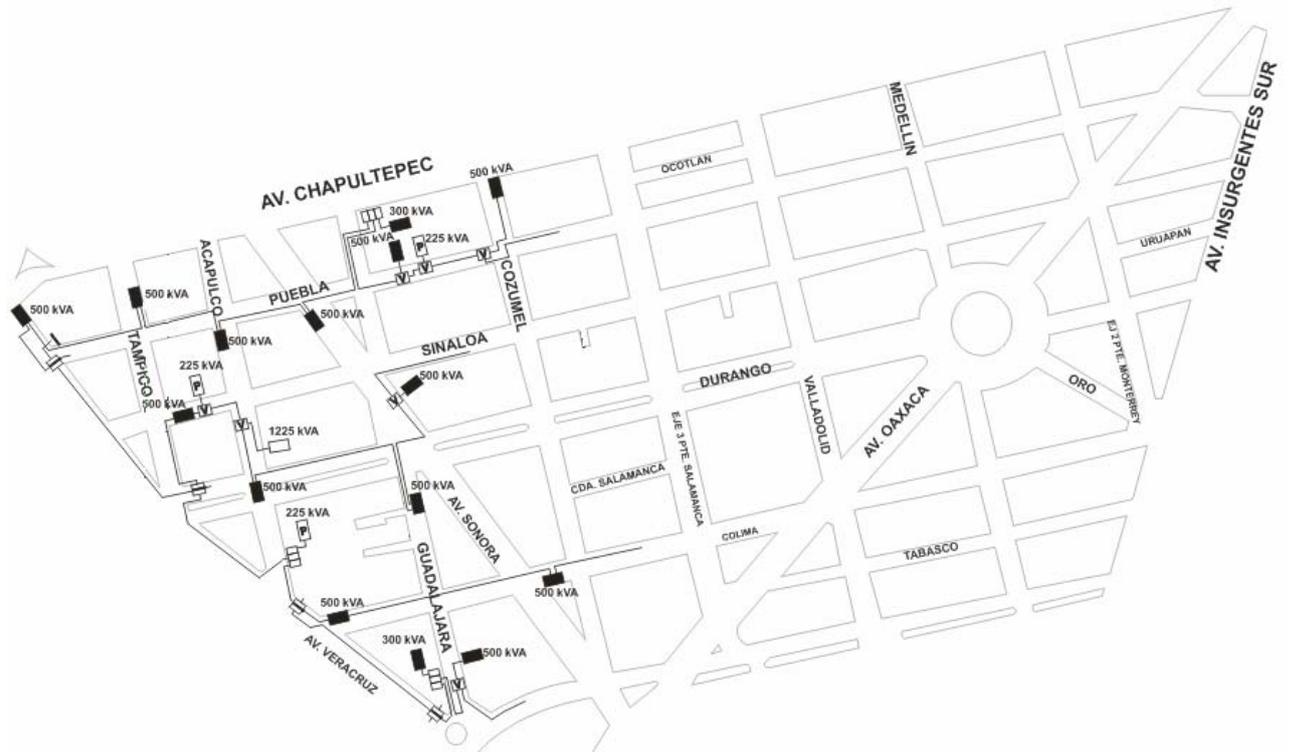




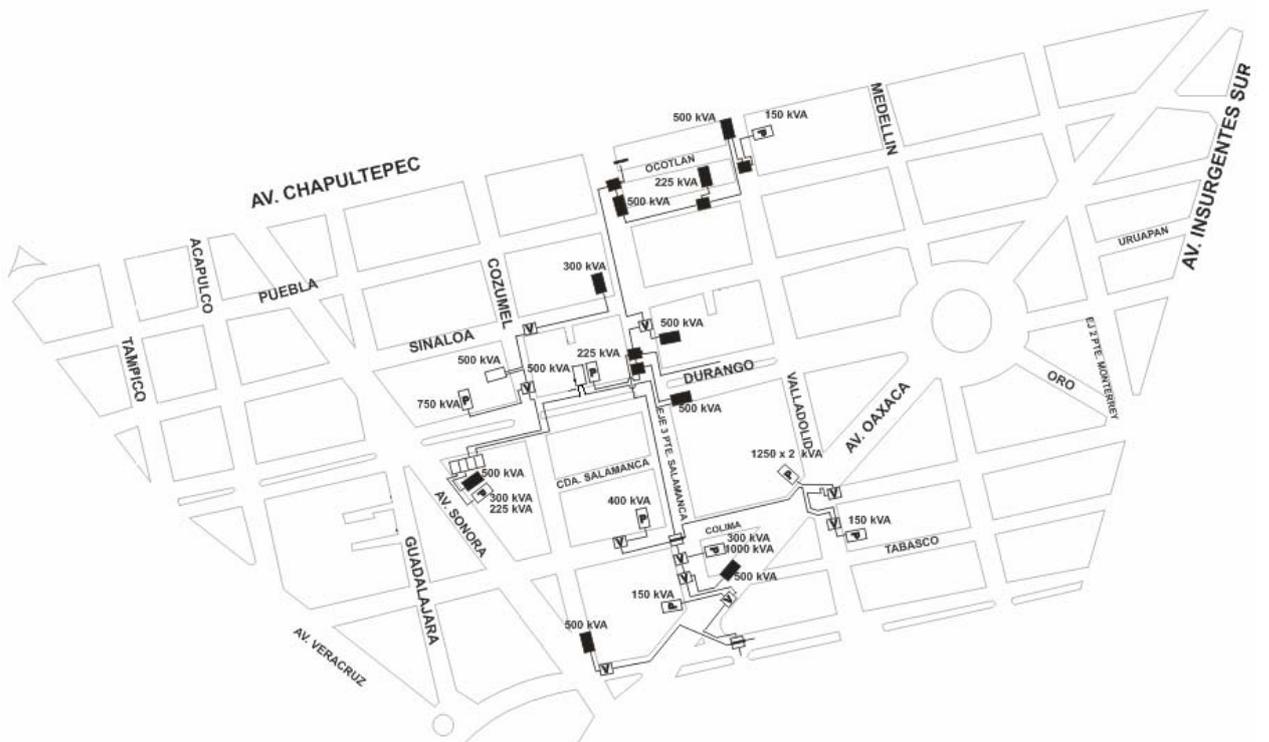
<i>Capacidad en kVA</i>	<i>Transformadores Instalados</i>	<i>Carga Total</i>
150	3	450
225	7	1575
300	5	1500
400	1	400
500	34	17000
750	4	3000
1000	2	2000
1100	1	1100
1225	1	1225
1250	2	2500
1500	2	3000
<b><i>TOTAL:</i></b>	<b><i>62</i></b>	<b><i>33.750 MVA</i></b>

*La tabla 4.5 muestra la carga total instalada al momento de su primera etapa.*

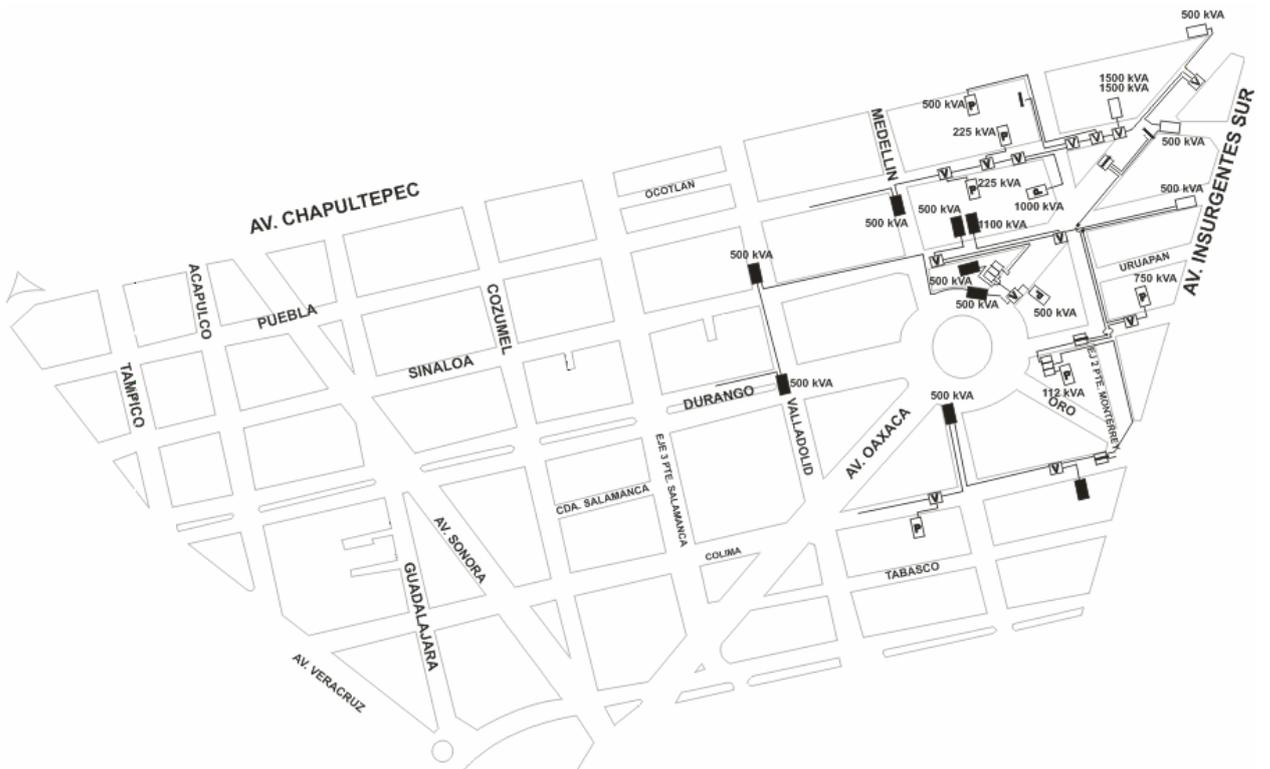
En la red al momento se tiene instalada una carga de **33.750 MVA** entre S.Es particulares y S.Es que corresponden a L y FC, las cuales se ubican en bóvedas, y S.Es tipo interior.



La Fig. 4.4 Muestra el primer seccionamiento de la red y frontera de enlace.

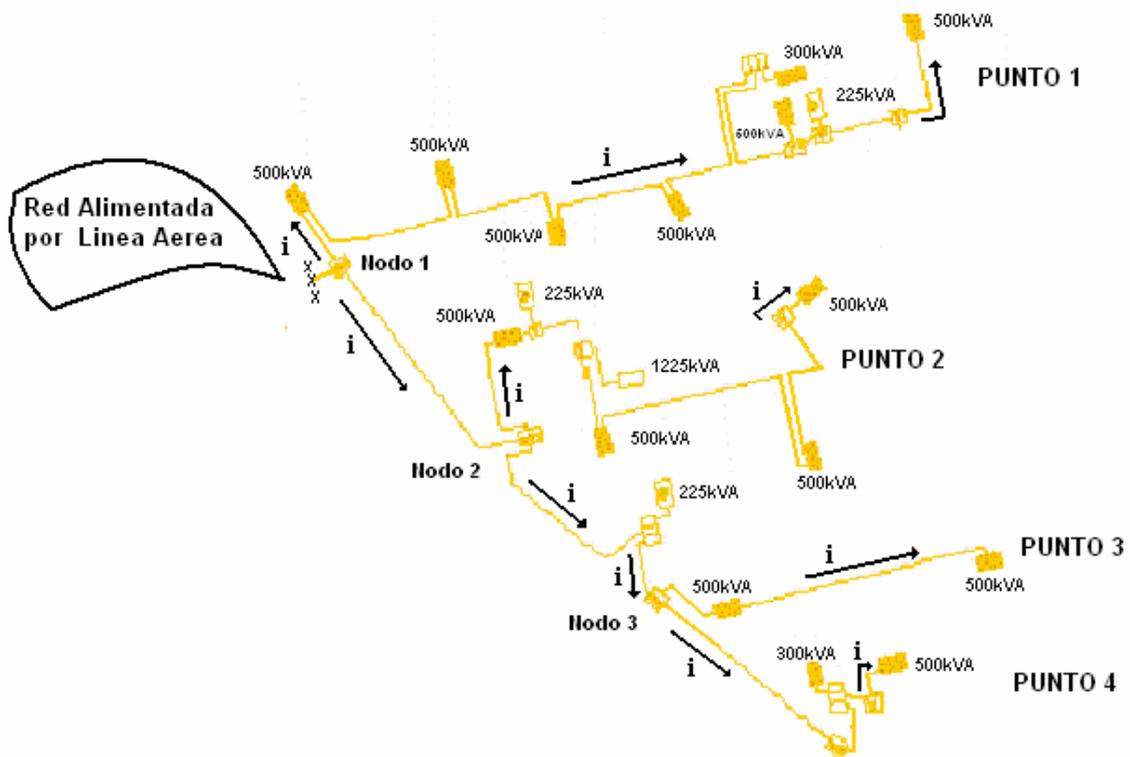


La Fig. 4.5 Muestra el segundo seccionamiento de la red.



La Fig.4.6 Muestra el tercer seccionamiento de la red

La estructura de la red radial, se constituye en cables troncales que salen en forma radiante de las subestaciones, con cables transversales (subtroncales) que ligan a las troncales, La sección de cables debe ser de tal forma que permita realizar transferencias de cargas.



La Fig. 4.7 Muestra el primer seccionamiento de la red, la cual se tomara como muestra para la caída de tensión en los extremos de los enlaces o fronteras de la red.

#### 4.7 Caída de tensión y porcentaje de regulación en frontera de la red.

Ahora bien, en toda la línea alimentadora de energía eléctrica, existe una caída de tensión, esta caída de tensión bajo las condiciones anteriores se puede expresar  $V=RI$ . Tomando en cuenta la longitud o distancia, la sección transversal y la resistividad del cobre, la resistencia de los conductores eléctricos está dada por la fórmula:

$$V = IZ$$

$$e = \Delta V = D \times I \times Z$$

$$e = \Delta V = D \times I (R \cos \theta + x \operatorname{sen} \theta)$$

Donde:  $e$  = Caída de tensión.

$Z$  = Impedancia ( $R \cos \theta + x \operatorname{sen} \theta$ ).

$D$  = Distancia o Longitud en metros o Km.

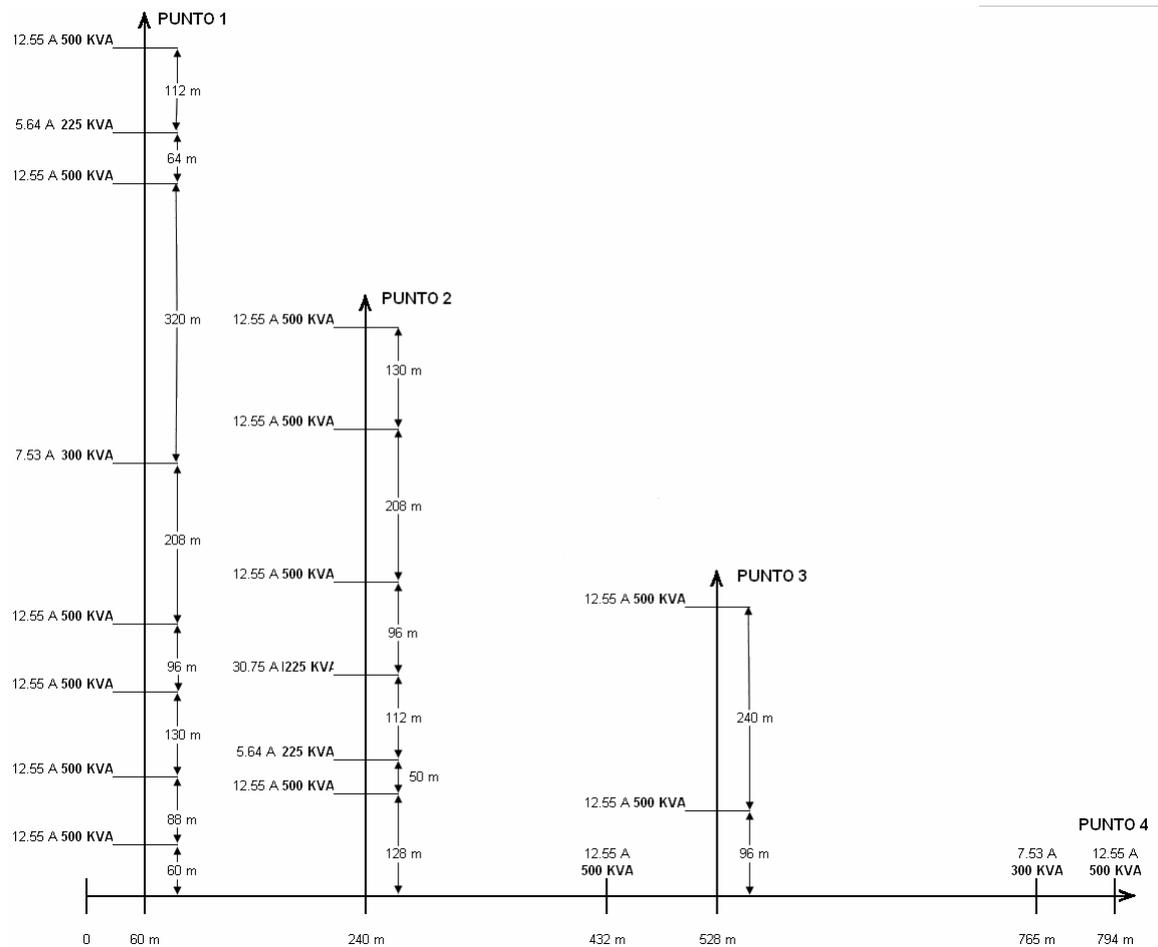
$R = \text{Resistencia ohms/Km.}$

$X = \text{Reactancia ohms/Km.}$

Generalmente se procura que la caída de tensión no exceda el 5 % en la red de cables.

En los extremos o colas de los alimentadores y cuando hay limitaciones en el sistema de distribución es frecuente que cuando no hay mucha carga el voltaje se vaya para arriba hasta 10% o mas y que baje en horas de mucha carga.

La Fig.4.7 y 4.8 Muestra el primer seccionamiento de la red, corriente de cagas, así como la grafica y distancias hacia los extremos de los enlaces o para calcular la caída de tensión en esos puntos de frontera.



La Fig. 4.8 Muestra la Grafica del primer seccionamiento de la red.

De la Red radial Condesa en 23kV. Se calcula la caída de tensión para uno de sus enlaces en cada uno de sus extremos.

El calibre del cable utilizado para los enlaces de amarre entre los equipos eléctricos subterráneos para este caso es calibre o cable 23TC 1 × 150 el cual tiene una impedancia  $Z = 0.287 \angle 61^\circ$

De la formula:  $e = I \times Z \times D$  sacamos en **el punto uno** su caída de tensión.

$$e_1 = ((12.55 \text{Amp.} \times 0.120 \text{Km}) + (12.55 \text{Amp.} \times 0.88 \text{Km}) + (12.55 \text{Amp.} \times 0.130 \text{Km}) + (12.55 \text{Amp.} \times 0.096 \text{Km}) + (7.53 \text{Amp.} \times 0.208 \text{Km}) + (12.55 \text{Amp.} \times 0.320 \text{Km}) + (5.64 \text{Amp.} \times 0.064 \text{Km}) + (12.55 \text{Amp.} \times 0.112 \text{Km})) \times 0.287 \Omega / \text{Km}$$

$$e_1 = (12.79 \text{Amp.} \cdot \text{Km.}) \times (0.287 \Omega / \text{Km.}) = 3.67 \text{Volts}$$

Y el cual se tiene un porcentaje de regulación.

$$\text{De la formula } \% \text{Reg.} = \frac{V_{\text{inicial}} - V_{\text{final}}}{V_{\text{final}}} \times 100.$$

$$\% \text{Reg.} = \frac{127 \text{Volts} - 123.33 \text{Volts}}{123.33 \text{Volts}} \times 100 = 2.97\%$$

**Para el punto 2** se tiene una caída de tensión.

$$e_2 = ((12.55 \text{Amp.} \times 0.368 \text{Km}) + (5.64 \text{Amp.} \times 0.178 \text{Km}) + (30.75 \text{Amp.} \times 0.112 \text{Km}) + (12.55 \text{Amp.} \times 0.096 \text{Km}) + (12.55 \text{Amp.} \times 0.208 \text{Km}) + (12.55 \text{Amp.} \times 0.13 \text{Km})) \times (0.287 \Omega / \text{Km}) = 14.51 \text{Amp.} \cdot \text{Km.} \times 0.287 \Omega / \text{Km} = 4.16 \text{Volts}$$

$$e_2 = (14.51 \text{Amp.} \cdot \text{Km.}) \times (0.287 \Omega / \text{Km}) = 4.16 \text{Volts.}$$

Y el cual se tiene un porcentaje de regulación.

$$\%Reg. = \frac{127Volts - 122.83Volts}{122.83Volts} \times 100 = 3.39\%$$

**Para el punto 3** se tiene una caída de tensión.

$$e_3 = ((12.55Amp. \times 0.432Km) + (12.55Amp. \times 0.192Km) + (12.55Amp. \times 0.240Km) \times (0.287 \Omega / Km) = (10.84Amp.Km) \times (0.287 \Omega / Km) = 3.11Volts.$$

$$e_3 = (10.84Amp.Km.) \times (0.287 \Omega / Km) = 3.11Volts.$$

Y el cual se tiene un porcentaje de regulación.

$$\%Reg. = \frac{127Volts - 123.89Volts}{123.89Volts} \times 100 = 2.5\%$$

**Para el punto 4** se tiene una caída de tensión.

$$e_4 = ((12.55Amp. \times 0.432Km) + (7.53Amp. \times 0.330Km) + (12.55Amp. \times 0.032Km) \times (0.287 \Omega / Km) = (8.3Amp.Km) \times (0.287 \Omega / Km) = 2.4volts.$$

$$e_4 = (8.3Amp.Km.) \times (0.287 \Omega / Km) = 2.4volts.$$

Y el cual se tiene un porcentaje de regulación.

$$\%Reg. = \frac{127Volts - 124.6Volts}{124.6Volts} \times 100 = 1.92\%$$

La caída de tensión dentro de los predios normalmente fluctúa entre 2 y 5 % y deberá siempre tomarse en cuenta.

De la formula de la resistencia en el caso anterior, puede deducirse lo siguiente: A mayor longitud de los conductores, mayor es la resistencia que oponen al paso de la corriente por ellos y en consecuencia mayor es la caída de tensión provocada, sin embargo, esta disminución en el valor de la tensión puede ser aminorada si se aumenta la sección transversal de los conductores.



## ***CAPITULO V***

### ***5 Material y equipos que se utilizan en redes radiales de distribución subterráneas.***

En este capítulo se intenta describir, a grandes rasgos, las características más importantes del equipo principal que se instala en la construcción de las redes radiales subterráneas de Mediana y Baja Tensión.

#### ***5.1 Equipo para la Red de mediana tensión.***

##### ***a) Cable 23TC 50, 70, 150, y 240:***

El cable será monofásico, de aislamiento de polietileno cadena cruzada, XLP, y con nivel de aislamiento del 133 %. *Fotografía 5.1.*

- Cable 23 TC Calibre 50,70, 150 y 240 mm<sup>2</sup>.
- Cable 23 PT Calibre 35,70, 150 y 240 mm<sup>2</sup> (Instalado solo a la llegada de los interruptores CS y CSV.)



La fotografía 5.1 Muestra bobinas de cable para mediana tensión 23TC.

##### ***b) Uniones o Empalmes***

Es la conexión utilizada para unir dos o más conductores, mediante la reconstrucción de los elementos que constituyen el cable de potencia aislado y protegido contra humedad y daño mecánico por medio de una cubierta. Los materiales utilizados para la conexión y reconstrucción del cable, deben cumplir satisfactoriamente las funciones que desempeñan cada uno de los componentes del cable, reduciendo y uniformizando al máximo los esfuerzos eléctricos. Estos empalmes se instalan en pozos, bóvedas, subestaciones o directamente enterrados. Los empalmes utilizados por LyFC. se pueden clasificar de la siguiente manera:

- *Unión recta PT-PT, para unir dos o más conductores con aislamiento de papel impregnado en aceite y cubierta de plomo.*
- *Unión recta TC-TC, para unir conductores con aislamiento tipo XLP.*
- *Unión recta PT-TC, para unir un conductor de aislamiento de papel, con un conductor de aislamiento XLP.*

*c) Terminales.*

Las terminales se utilizan en los extremos de los cables como medio de conexión a la llegada de los equipos de derivación o interruptores, y para aliviar el esfuerzo del campo eléctrico del cable.

Los diferentes tipos de terminales se enlistan a continuación:

- *Tipo QT-III, 3M:* Sobre la preparación del cable se instala la terminal que consiste en cintas. Es muy fácil de elaborar y se puede utilizar para cable seco o de aceite, para exteriores e interiores.
- *Tipo Raychem:* Sobre la preparación del cable se instalan fundas que se reducen con el calor de un soplete. Es muy sencilla de elaborar y se puede utilizar para cable seco o de aceite, para exteriores e interiores.
- *Tipo codo:* Separables de operación sin carga, con capacidad de 200A. Sobre la preparación de un cable se suelda un conector que se introduce en un cuerpo de hule con forma de codo el cual se conecta a los transformadores que tienen insertos (pozo y pedestal). Puede trabajar bajo agua y utiliza cable seco.

- *Tipo G&W:* En un cuerpo de porcelana color blanco con una base de bronce, se introduce un cable preparado con un conector en la punta. La terminal se encuentra rellena de un compuesto color azul derivado de resinas. Se utiliza en los interruptores CS (RAC), CSV y Cajas de M.T. a los cuales se acopla con tornillos y un empaque de hule neopreno.
- *Tipo Premoldeadas:* Tiene un cuerpo de resina epóxica en el cual se introduce un cable preparado con el cono de alivio y un conector en la punta. Se elabora una bola de soldadura (estaño – plomo, 40 y 60% respectivamente) en la parte inferior para evitar el escurrimiento de compuesto con el cual se rellena. Se utiliza en transformadores interiores o sumergibles.

*d) Transformadores.*

El número y la capacidad de los transformadores seleccionados en el proyecto dependerán de la topografía y ubicación del lugar así como los valores de carga, demanda máxima coincidente del mismo, debiendo seleccionar transformadores trifásicos tipo Interior, Sumergible, DCS o DRS pozo y Pedestal. Como se muestra en las *fotografías 5.2, 5.3, 5.4, y 5.5.*

Los transformadores serán trifásicos:

- *DRS Pedestal 23-BT 75; 112,5; 150; 225 ó 300 kVA.*
- *DRS Pozo 23-BT 75; 112,5; 150 ó 225 kVA.*
- *DCS Pozo 23-BT 300 ó 500 kVA.*
- *Interior 23-BT 300; 500 ó 750 kVA. sin desconector.*
- *En tipo sumergible, 23-BT 300, 500, y 750 KVA.*

Los transformados deben cumplir con la norma NMX J-285.



*La fotografía 5.2 Muestra Transformador DRS Pedestal 23-BT*



*La fotografía 5.3 Muestra Transformador DCS pozo 23-BT*



*La fotografía 5.4 Muestra Transformador tipo interior 23-BT. Sin desconectador.*



*La fotografía 5.5 Muestra transformador tipo sumergible, 23-BT. Con desconectador.*

*e) Equipo de seccionamiento y protección*

Seccionamiento y protección en los puntos de transición debe estar dado por:

- *Interruptores.*
- *Apartarrayos clase intermedia.*
- *Cortacircuitos, fusible, ruptofusibles o seccionalizador según se requiera.*
- *Tapón aislado 200 A, operación sin carga.*

La protección para los transformadores DRS debe estar dada por fusibles internos removibles desde el exterior, también es conveniente que las boquillas de media tensión para las terminales tipo codo sean desmontables.

El equipo de seccionamiento para el transformador trifásico DRS pedestal o pozo y para el transformador DCS pozo, debe ser un desconectador interno de 4 posiciones, de apertura con carga hasta 200 A.

Para transformadores tipo interior la protección estará dada por fusibles limitadores de corriente instalados en gabinetes así como interruptores que a continuación se mencionan.

- *Gabinete M 23 I o E Modular, de 23 kV., interior o exterior, de hasta cinco secciones, como máximo, 3 de ellas con fusibles.*
- *Interruptor de transferencia TACI.*
- *Interruptor CS 23 kV. 3 ó 4 vías, 600 A.*
- *Interruptor CSV 23 kV. 3 vías, 600 A, con protección al servicio.*

#### *Gabinetes M23:*

El Gabinete M23 (*fotografía 5.6*) es un dispositivo de seccionamiento subterráneo que puede ser utilizado como enlace ó protección. Permite alimentar en derivación simple ó múltiple uno, dos ó más transformadores y/o servicios de 23 kV. dependiendo del número y tipo de módulos que se acoplen.

Para alimentación en anillo abierto deben tenerse un máximo de cinco módulos. Si la alimentación es radial el número máximo de módulos deben ser cuatro. Un módulo puede ser del tipo Q ó R. Un módulo tipo Q está formado por un interruptor en aire

23401 de operación en grupo con accionamiento de apertura y cierre rápido según norma LyFC Material 2.0530. Un módulo tipo R está formado por un interruptor en aire de operación en grupo para 23 kV., 400 A, servicio interior, accionamiento rápido y asociado con *fusibles limitadores de corriente* (ruptofusibles) según la norma LyFC Material 2.0530.

Los módulos del Gabinete M23 están identificados por una combinación de Q y R, los cuales indican el tipo de construcción del Gabinete M23.



*La fotografía 5.6 Muestra Gabinete M23 Interior tipo 2QR*

### Clasificación de los Gabinetes M23

Existen dos tipos de Gabinete M23: el interior y el exterior.

Gabinete M23 Interior. Son equipos que físicamente no se encuentran expuestos a la intemperie, es decir, se encuentran instalados dentro de alguna caseta, estacionamiento, etc.

Gabinete M23 Exterior. Los gabinetes exteriores están diseñados para ser expuestos al medio ambiente, se caracterizan porque éstos tienen la parte superior inclinada para permitir el flujo de agua durante las lluvias.

De acuerdo a la norma LyFC 2.0530, estos equipos deben protegerse con apartarrayos clase intermedia (IOM)

### *Interruptor de transferencia taci de LyFC.*

En este dispositivo se conectan dos circuitos trifásicos: un circuito como alimentador preferente y otro como alimentador emergente. Permite conectar al interruptor un circuito de acometida de 23 kV. Tiene dos condiciones de operación: preferencial y basculante. Si está en modo preferencial cuando falta o baja el potencial en el alimentador preferente, el interruptor transfiere automáticamente la conexión al alimentador emergente manteniendo así la continuidad del servicio. Al restablecerse el potencial en el alimentador preferente, el interruptor regresa automáticamente a éste la conexión de la acometida, si está operando en modo preferencial. Si está en modo basculante, la conexión de la acometida seguirá en el alimentador emergente hasta que falle el potencial de éste, así la conexión se transfiere al alimentador preferente. Los tiempos de operación pueden ajustarse. Estos interruptores pueden ser de tipo 23 TACI, 23 TACI DT F ó 23 TACI 2T. *Fotografía. 5.7*

Estos interruptores pueden clasificarse de acuerdo a su tipo de protección:

1. Interruptores sin protección
2. Interruptores con protección a través de fusible

Interruptores con protección a través de relevador ó dispositivo electrónico



*Fotografía. 5.7 Muestra Interruptor de transferencia TACI*

*Interruptor CSV.*

Dispositivo que permite derivar de la troncal para alimentar a subestaciones de distribución subterráneas o servicios particulares protegiéndolos contra sobre corrientes a través de un dispositivo electrónico que acciona la apertura de contactos en una cámara de vacío. *Fotografía. 5.8*



*Fotografía. 5.8 Interruptor CSV 23 kV. 3 vías, 600 A.*

*Interruptor CS 23 (RAC) 3 ó 4 vías, 600 A.*

Dispositivo que permite realizar derivaciones a subestaciones de distribución subterráneas, servicios particulares ó ramales. Operación con carga. El medio de conexión o desconexión se hace en aceite. *Fotografía. 5.9.*



*Fotografía. 5.9 Interruptor CS 23 kV. 3 ó 4 vías, 600 A.*

*f) Letrero (licencia en equipo)*

Indica que se ha desenergizado temporalmente el equipo de M.T. y esta en “licencia” para efectuar trabajos. Su colocación y retiro solo puede efectuarse mediante la orden del personal de operación autorizado. *Fotografía 5.10*



*La fotografía 5.10 Muestra equipo otorgado en licencia*

## **5.2 Subestación de distribución subterránea**

En esta sección se clasifican y se describen cada una de las subestaciones de distribución utilizadas en la red subterránea de LyFC., necesarios para especificar el modelo conceptual de la red subterránea. Es importante mencionar que en LyFC. se ha denominado a los transformadores de la red subterránea como “*Subestación de distribución subterránea*”. Esto debido a que la mayoría de los transformadores cuentan internamente con protecciones contra sobre corrientes y con un medio de seccionamiento que los convierten en pequeñas subestaciones.

### Clasificación de las Subestaciones de Distribución Subterráneas

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.

A continuación se describen cada una de la subestaciones de LyFC.

- a) *Subestación Bóveda Radial.*
- b) *Subestación Interior Radial.*
- c) *Subestación Tipo Pedestal.*
- d) *Subestación particular.*

a) *Subestación Bóveda Radial.*

Está diseñada bajo el nivel del suelo para la instalación de transformadores tipo DRS pozo, DCS pozo y sumergible sin desconectador, conectada mediante terminales tipo codo en ambos circuitos derivadores, aislada eléctricamente. *Fotografía 5.11*



*La fotografía 5.11 Muestra S.E. tipo bóveda con transformador DC*

b) *Subestación Interior Radial.*

Están diseñadas en lugares no expuestos al medio ambiente, generalmente se instalan en locales proporcionados por el cliente, de acuerdo a la especificación de LyFC, vigente. Para la instalación de un transformador tipo interior sin desconectador. Conectada mediante terminales tipo interior 3M contráctiles, sus capacidades pueden ser de 300, 500 y 750 KVA. Con transformador sin desconectador tipo interior. *Fotografía 5.12*



*La fotografía 5.12 Muestra S.E. tipo interior con transformador sin desconectador.*

*c) Subestación Tipo Pedestal.*

S.E. diseñada para instalarse expuesta al medio ambiente, conectada mediante terminales tipo codo en ambos circuitos derivadotes, aislada eléctricamente (frente muerto). Cuentan con medios de seccionamiento de operación con carga para continuar el alimentador, así como fusibles para protección del transformador, son del tipo DRS con capacidad de hasta 300 KVA. *La fotografía 5.13*



*La fotografía 5.13 Muestra S.E. tipo pedestal con transformador DRS.*

*d) Subestación particular:*

Son transformadores acoplados a un gabinete con fusibles para proteger el servicio y un primer medio de desconexión para abrir su carga. Este tipo de subestaciones al igual que las anteriores se están pasando a integrar al sistema radial subterráneo en 23kV. Están instaladas en locales comerciales, Hoteles, etc. *fotografía 5.14*



*La fotografía 5.14 Muestra S.E. particular con transformador S.E Interior.*

**5.3 Plantas de emergencia móviles.**

Un punto importante al realizar un cambio de de equipo eléctrico en 23kV., en este caso transformadores en bóvedas, pedestales o Tipo S.E. Interior, pertenecientes a luz y fuerza, y que en su momento han sido alimentados por red aérea, es que al realizar el corte aéreo para empalmarlos e integrarlos a la red subterránea, se tome en consideración el respaldo de carga que se lleva ese transformador por B.T. por medio de planta de emergencia.

Luz y fuerza cuenta con plantas de emergencia móviles de 40, 120, 300 y 500 kW. (*Fotografía 5.15*). Que comúnmente son utilizadas como respaldo de la carga en una licencia programada en equipo de distribución, así como para la atención a disturbios en transformadores dañados.

En cables subterráneos es común tener en archivo las cargas correspondientes o que se lleva cada transformador por B.T. conectado a la red, ya sea en red radial o en red automática, esto sirve como referencia para la atención de disturbios en un transformadores dañados, pues con esto se asigna la planta mas adecuada para sostener la carga y mantener la continuidad del servio por B.T. durante la reparación del daño.



*La fotografía 5.15 Muestra Planta de emergencia móvil de 120 kW.*

#### **5.4 Equipo para la Red de Baja Tensión**

El cable de baja tensión debe ser monofásico, con aislamiento de polietileno de cadena cruzada:

- a) *Cable BTC Calibre 15, 35, 70 y 150 mm<sup>2</sup>.*
- b) *Bus interior tipo pedestal Instalado en el interior del gabinete del transformador DRS pedestal.*
- c) *Bus abierto FS 16 ó 24 1500 Instalado en local S.E. interior con transformador interior.*
- d) *Bus cubierto FS 6.800 y 8.800 Instalado en bóveda con transformador DRS pozo.*
- e) *Cajas CS 4-500 para seccionamiento de circuitos.*
- f) *Fusibles CR De 200 y 350 A.*
- g) *Varilla de acero con recubrimiento de cobre electrolítico*

- a) *Cable BTC Calibre 15, 35, 70 y 150 mm<sup>2</sup>.*

Los conductores subterráneos deben ser de cobre con aislamiento de polietileno de cadena cruzada XLP para 600 V. *fotografía 5.16*. Según especificaciones técnicas LyFC, para instalarse en ductos.



*La fotografía 5.16 Muestra Cable BTC Calibre 15; 35; 70 y 150 mm<sup>2</sup>.*

*b) Bus interior tipo pedestal.*

Instalado en el interior del gabinete del transformador DRS pedestal para derivar los circuitos de baja tensión que salen en forma radiante del transformador hacia los servicios que alimenta. *Fotografía 5. 17*

Llevan fusibles CR de cartucho renovable como protección hacia el transformador y los servicios que salen.



*La fotografía 5. 17 muestra el Bus interior tipo pedestal o tipo H.*

*c) Bus abierto FS 16 ó 24, 1500.*

*Instalado en local de S.E. interior de LyFC, fotografía 5.18.*

Llevan fusibles CR de cartucho renovable como protección hacia el transformador y los servicios que salen.



*La fotografía 5.18 Muestra Bus abierto FS 16 ó 24-1500*

*d) Bus cubierto FS 6.800 y 8.800.*

Bus cubierto FS 6.800 y 8.800 Instalado en bóveda con transformador DRS o DCS pozo. Llevan fusibles CR de cartucho renovable como protección hacia el transformador y los servicios. Protegidos con fundas de plástico conocidos como “capuchones” para evitar haga resistencia ante el agua en una posible inundación. *Fotografía 5.19*



*La fotografía 5.19 Muestra Bus cubierto FS 6.800 y 8.800 Instalado en S.E tipo bóveda.*

*e) Cajas de seccionamiento CS 4-500*

Para facilitar la restauración del servicio cuando hay problemas en los cables secundarios, se instalan cajas de seccionamiento llamadas CS 4-500, intercaladas en los cables que van de un transformador a otro. Normalmente son instaladas en cruceros o esquinas de cada manzana. *Fotografía 5.20*



*La fotografía 5.20 Muestra caja CS 4-500 de seccionamiento para red de B.T.*

*f) Fusibles para Baja Tensión CR.*

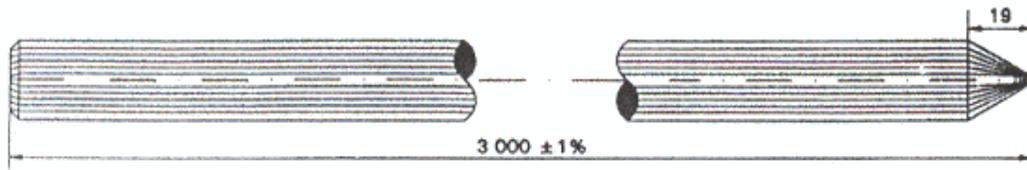
Fusibles de cartucho renovable (CR) de 200 y 350 A. Para red de B.T. y protección de los alimentadores secundarios. Protege al cable contra sobre corrientes, se utiliza en buses abiertos, buses cubiertos u otros equipos de alimentación de baja tensión y se conectan con cable BTC 1×150 / 70 con receptáculo o zapata. *Fotografía 5.21*



*La fotografía 5.21 Muestra fusibles de cartucho renovable (CR) de 200 y 350 A.*

*g) Varilla de acero con recubrimiento de cobre electrolítico*

Conecta a tierra los neutros, a si como aterriza los equipos instalados en las redes de distribución subterráneas y aéreas por medio de conectadores de compresión o mecánico para tierra, *Fig.5.1*



*Fig.5.1 Varilla de acero con recubrimiento de cobre electrolítico.*

### **5.5 Nomenclatura.**

Es uno de los elementos necesarios en el Departamento de Cables Subterráneos, ya que de no llevar un orden en la identificación de los cables y equipos causaría confusiones, que irían de las más simples a las más graves, pues sería muy difícil identificar en el terreno los cables o equipos en los cuales se tuviera que trabajar. *Fotografía 5.22*

Para que la nomenclatura sea bien llevada se necesita:

- *Libros para llevar el control y asignación de la nomenclatura.*
- *Planos de la zona metropolitana de las redes existentes o en construcción.*
- *Personal asignado (para este caso de cables operación )*

Libros de nomenclatura:

*Libro de control de baja tensión.*

- 1. Cables de baja tensión en la red automática*
- 2. Cables de baja tensión en las redes radiales.*
- 3. Cajas CS 4-500*

*Libro de control de 23 KV.*

- 1. Cables alimentadores de 23 KV, red automática*
- 2. Cables alimentadores de 23 KV, red radial*
- 3. Transformadores*
- 4. Interruptores*
- 5. Cajas de conexión y desconexión CS 23-3-500, etc.*

*Libro de control de bóvedas y subestaciones*

- 1. Red radial*
- 2. Red automática*

Se entiende que para poder llevar una buena nomenclatura se deberá tener un plano de la zona metropolitana dividido en cuadros, donde se indiquen las coordenadas correspondientes. Como el Departamento de Cables Subterráneos se encuentra dividido en varios sectores, cada sector llevará el control de sus propios “libros de nomenclatura”. *La ubicación geográfica de la subestación principal o reductora de donde salen los alimentadores, determinará que sector llevará o asignará la nomenclatura a un nuevo alimentador, lo mismo que la ubicación geográfica de las bóvedas ó subestaciones.*

- *Nomenclatura en Baja y en Mediana Tensión corresponde asignarla a cada sector de acuerdo a la zona que le corresponda:*

Es importante conocer la identificación de una red por media tensión, si se trata de una red automática o red radial.

En baja tensión placas triangulares. Esta norma ha cambiado de acuerdo a las necesidades del Departamento de Cables Subterráneos, en baja tensión los alimentadores llevaban una nomenclatura de tres dígitos para la red automática,

actualmente son tres, cuatro o más dígitos dando a cada BC un número progresivo distinto, se identificará en el terreno lo mismo que la red radial.

En las cajas del sistema radial se identificará con números de plástico rojo y además pintado en parte visible el número de cable que llegue por cada vía a los transformadores.

En red radial a los transformadores se les llama RT y se identifican en el terreno por las siglas RT pintadas en parte visible del transformador seguidas de un guión y unos números.

La nomenclatura y la simbología son dos elementos importantes que no deben de descuidarse y si fuera necesario hacer un diagrama, se deberán anotar todos los puntos más importantes del lugar donde se va a realizar el trabajo.



B.T

M.T

*Fotografía 5.22 Muestra la nomenclatura de B.T y M.T. colocada en el cable*

### **5.6 Simbología.**

La simbología son los signos convencionales que de acuerdo con las normas se actualizan en Luz y Fuerza para representar los cables y equipos en planos, y poder interpretar las instrucciones de trabajo que nos dan los Ing. en turno, Operación ciudad y Operación sistema, atendiendo los problemas de las redes de distribución subterránea de media y baja tensión.



## ***CAPITULO VI***

### ***6 Pruebas de Recepción y Puesta en Servicio de Instalaciones Subterráneas***

Durante en el proceso de instalación del equipo eléctrico y sobre todo al final, que es cuando se procede a la puesta en servicio de la instalación, es necesario efectuar una serie de pruebas necesarias para determinar el estado final de los aislamientos en los equipos instalados.

A su vez, el conjunto de datos obtenidos de las pruebas sirven de antecedentes para que a lo largo de la vida de la instalación, el personal de mantenimiento tenga una base para determinar el grado de deterioro que van sufriendo los diferentes equipos, así como tener un punto de referencia para comparar las nuevas lecturas, obtenidas en los equipos después de una reparación.

#### ***6.1 Pruebas comunes a los equipos de LyFC.***

##### ***Pruebas de rigidez dieléctrica del aceite***

Esta prueba al aceite es una de las mas frecuentes ya que al conocer la tensión de ruptura que el aceite soporta es mucho mas valioso, además esta prueba revela cualitativamente la resistencia momentánea de la muestra del aceite al paso de la corriente y el grado de humedad, suciedad y sólidos conductores en suspensión. *Fotografía 6.1*

Cuando un aceite rompe a menos de 22kV se debe proceder a su acondicionamiento por medio de un filtro presa y una bomba centrifuga para aceite o una unidad generadora de aceite al vacío.

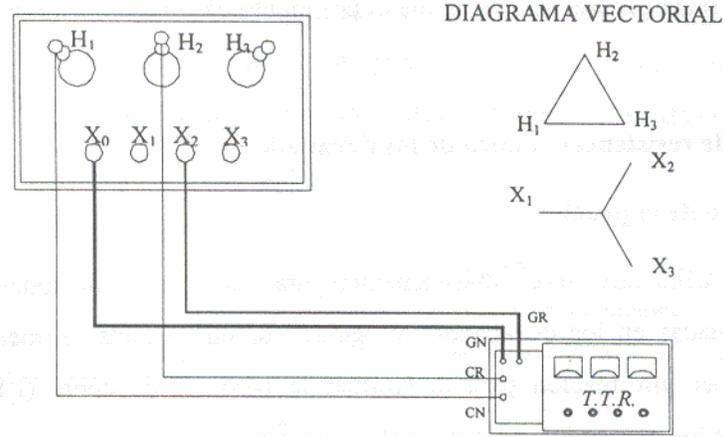


*La fotografía 6.1 muestra el probador de de rigidez dieléctrica del aceite*

#### *Aplicación del T.T.R.*

Este aparato esta diseñado para hacer mediciones de la relación de transformación en transformadores, auto transformadores, y reguladores de voltaje. El T.T.R es un instrumento práctico y preciso para analizar las condiciones de los transformadores en los siguientes casos: *dibujo 5.1*

- *Identificación y determinación Medición de la relación de transformación de los equipos nuevos, reparados o embobinados.*
- *de terminales, derivaciones (Taps) y sus conexiones internas.*
- *Determinación y comprobación de polaridad, continuidad y falsos contactos.*
- *Prueba de rutina y detección de fallas incipientes.*
- *Identificación de espiras en corto circuito.*



PRUEBAS DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR)														
R	N	V.S.	R	N	TAP-1		TAP-2		TAP-3		TAP-4		TAP-5	
					CTO. 1	CTO. 2								
H-1	H-3	V.S.	X-1	X-0										
H-2	H-1	V.S.	X-2	X-0										
H-3	H-2	V.S.	X-3	X-0										

*El dibujo 5.1 Muestra la conexión para la prueba de relación de transformación y polaridad, así como la tabla de reporte de prueba al transformador.*

*Prueba de potencial aplicado*

La prueba de potencial aplicado consiste en verificar que la clase y cantidad de material aislante sean las adecuadas, con el objeto de asegurar que el transformador resistirá los esfuerzos eléctricos a los que se vera sometido durante su operación.

La prueba se efectúa aplicando una tensión a 60Hz, durante un minuto, iniciándose con un valor no mayor de un cuarto de lo establecido como voltaje de prueba, posteriormente se eleva hasta alcanzar el voltaje requerido en un tiempo aproximado de 15 seg. Para

suspender la tensión, se reducirá gradualmente hasta alcanzar por lo menos un cuarto de la tensión máxima aplicada en un tiempo no mayor a 5 seg.

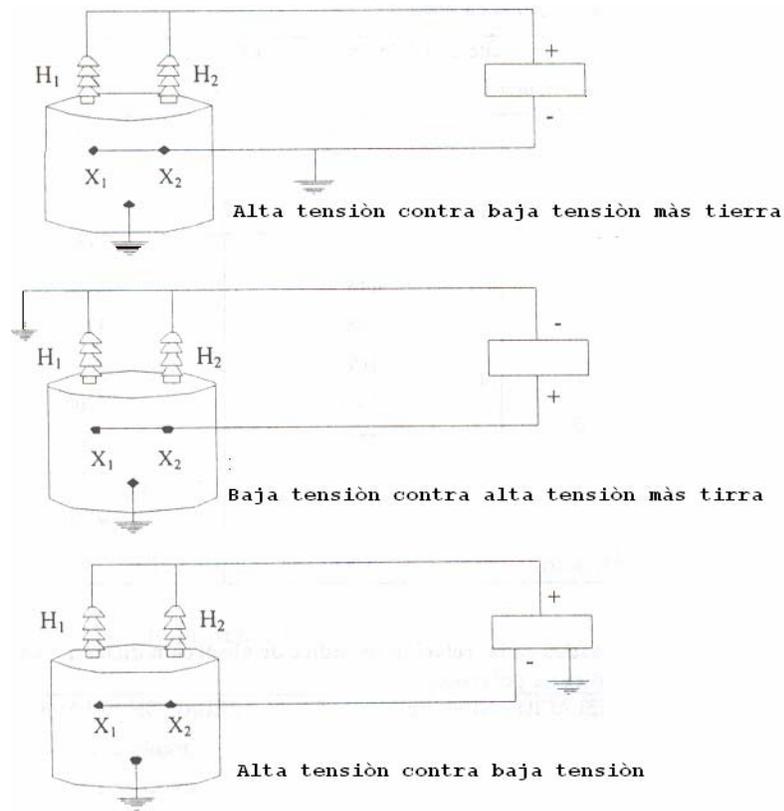
Si la tensión se retirara repentinamente por medio de un interruptor, el aislamiento puede ser dañado por una tensión transitoria mayor que la de prueba.

#### *Prueba de resistencia de aislamiento.*

La prueba se efectúa con un aparato medidor de resistencia de aislamiento, conocido comúnmente como *Megger*, a una tensión de 1000 Volts, durante 10 min. El análisis de resultados se realiza con los valores obtenidos y corregidos a 20 °C, el criterio de aceptación es fijado por el fabricante.

Las pruebas de resistencia de aislamiento de un transformador deben de involucrar las siguientes maniobras de conexión: *dibujo 5.2*

- *Alta tensión contra baja tensión mas tierra.*
- *Baja tensión contra alta tensión más tierra.*
- *Alta tensión contra baja tensión.*



*El dibujo 5.2 Se muestra las pruebas realizadas al transformador con equipo de medici3n Megger.*

### *Generador de impulsos.*

Los generadores de impulso est3n formados por una serie de capacitores los cuales son cargados en paralelo y descargados en serie por medio de explosores. Estos capacitores se descargan a trav3s de una resistencia de carga, los cuales deben de ser de un valor mucho m3s grande que las resistencias de cola, para que no influyan apreciablemente en el circuito al momento de la descarga. *La Fotografía 6.2 Muestra el generador de impulsos que es com3n utilizar en la localizaci3n de cables quemados de media tensi3n.*



*La fotografía 6.2 Muestra el generador de impulsos o localizador de fallas.*

## ***6.2 Pruebas de recepción.***

El tipo de pruebas por realizar dependerá del equipo de que se trate y de sus funciones. Gran parte de las pruebas las especifican los propios fabricantes, como pruebas de fabrica, algunas de las cuales se vuelven a efectuar una vez instalado el equipo, pero ahora con el nombre de pruebas de campo.

La secuencia de las pruebas de campo se puede desarrollar en el siguiente orden:

### ***a) Sistemas de tierras.***

#### ***➤ Puesta a tierra de los sistemas eléctricos.***

El propósito de aterrizar los sistemas eléctricos es para limitar cualquier voltaje elevado que pueda resultar de rayos, fenómenos de inducción o, de contactos no intencionales contables

de voltajes más altos. Se logra uniendo mediante un conductor apropiado a la corriente de falla a tierra total del sistema.

- *Puesta a tierra de los equipos eléctricos.*

Su propósito es eliminar los potenciales de toque que pudieran poner en peligro la vida y las propiedades y, para que operen las protecciones por sobrecorriente de los equipos. Se logra conectando al punto de conexión del sistema eléctrico con la tierra, todas las partes metálicas que pueden llegar a energizarse, mediante *conductor apropiado a la corriente de corto circuito del propio sistema en el punto en cuestión.*

- *En transformadores.*
- *En subestaciones receptoras (gabinetes modulares e interruptores)*
- *En pozos y Registros.*
- *En aterrizamiento de circuitos trifásicos de baja tensión (último servicio).*
- *Reporte de la prueba.*

*b) Pruebas en cables de media tensión.*

- *Prueba de resistencia de aislamiento (Megger).*
- *Prueba de identificación de fases (continuidad).*
- *Prueba de potencial de C.D.*
- *Prueba de potencial de C.A. (NMX J-519.)*
- *Reporte de la prueba.*

*c) Pruebas en cable de baja tensión.*

- *Prueba de resistencia de Aislamiento (Megger).*
- *Prueba de Potencial aplicado. Esta prueba se efectuará en la Puesta en Servicio*

*(Energización).*

- *Reporte de la prueba.*

*d) Pruebas a equipos de tipo interior y exterior “transformadores”.*

- *Prueba de Resistencia de Aislamiento (Megger).*
- *Prueba de TTR.*
- *Prueba de Rigidez Dieléctrica del Líquido refrigerante.*
- *Prueba de Potencial aplicado de C.A.*
- *Prueba de Indicadores de Nivel y temperatura.*
- *Reporte de la prueba.*

*Gabinetes 23 kV, (modulares).*

- *Nivelación del equipo y anclaje.*
- *Ajustes de Mecanismos de Interruptores.*
- *Prueba de Potencial Aplicado C.A.*
- *Comprobación de Espacios Mínimos para la Operación y Mantenimiento de equipo.*
- *Reporte de la prueba.*

*Interruptores 23 kV en hexafluoruro y/o cámaras en vacío.*

- *Nivelación del equipo anclaje.*
- *Ajustes de Mecanismos de Interruptores.*
- *Prueba de Potencial aplicado C.A.*
- *Pruebas de apertura y cierre del interruptor a través del control del equipo.*
- *Verificación del comportamiento de curvas tiempo-corriente.*

- *Comprobación de Espacios mínimos para la operación y mantenimiento del equipo.*
- *Reporte de la prueba.*

*e) Pruebas a equipos sumergibles.*

*En Interruptores 23 kV.*

- *Pruebas de ajuste de mecanismos y contactos.*
- *Prueba de Hermeticidad.*
- *Prueba de Rigidez dieléctrica del aceite.*
- *Distancias mínimas para operación y mantenimiento de equipo.*
- *Reporte de la prueba.*

*En Transformadores*

- *Prueba de resistencia de aislamiento.*
- *Prueba de TTR.*
- *Prueba de Rigidez Dieléctrica del Líquido refrigerante.*
- *Prueba de Potencial Aplicado de C.A.*
- *Prueba de indicadores de Nivel y Temperatura.*
- *Reporte de la prueba.*

### ***6.3 Puesta en servicio (energizar) la red de distribución.***

Para la puesta en servicio debe estar personal asignado y especializado en realizar maniobras en equipo de Baja y Mediana Tensión, así como el ingeniero encargado al cual se le asignaron los trabajos y en coordinación con el ingeniero en turno de operación ciudad que indicara las maniobras correspondientes a realizar en la red, y en el equipo a energizar.

a) *Requisitos generales.*

- *Planos definitivos.*
- *Inventario físico y valorizado.*
- *Certificados de garantía de los equipos y materiales.*
- *Reportes de pruebas de fecha cercana ala energización.*

b) *Revisión de las instalaciones de M.T.*

- *Comprobación del voltaje de operación de los alimentadores existentes.*
- *Revisión de posición de cambiador de derivaciones de transformadores (TAP).*
- *Revisión de posición de interruptores (APERTURA-CIERRE).*
- *Revisión de capacidad de protecciones.*

c) *Pruebas en vació.*

Comprobación de la concordancia y/o correspondencia de fases en: *La fotografía 6.3* muestra el equipo para realizar la correspondencia de fases en gabinetes o interruptores de M.T.

- *Acometidas de M.T.*
- *Puntos frontera de M.T.*



*La fotografía 6.3 Percha bipolar.*

d) *Revisión de las instalaciones de B.T.*

- *Revisión de la capacidad de protecciones de los circuitos.*
- *Registro de voltajes entre fases y al neutro en cada una de las fuentes (SE's).*
- *Identificación de secuencia en cada una de las acometidas trifásicas, la fotografía 6.4. muestra el equipo con el que se revisa la secuencia en los circuitos trifásicos, la cual debe de ser positiva, si esta llegara a ser negativa se procede a realizar el cambio correspondiente para dejarla positiva.*

*Secuencia positiva.- Es aquella donde conviniendo un sentido de giro, los vectores de tensión ó corriente pasarán en el orden: A, B, C ó 1, 2, 3. el sentido de giro es igual al de las manecillas del reloj.*



*La fotografía 6.4 Muestra el probador de secuencia.*

- *Medición de voltaje en servicios monofásicos y bifásicos.*

e) *Defectos de la instalación.*

- *Registros de defectos y aviso al solicitante.*
- *A viso de defectos corregidos.*

## *Conclusiones*

Existen zonas en la ciudad de México la cual el índice de crecimiento tanto comercial como habitacional e industrial ha rebasado la capacidad de los equipos instalados , el consumo de energía eléctrica que demandan a LyFC es cada vez mayor, lo que ocasiona que se tengan que instalar postes para acometidas tanto en Baja como para Media Tensión (individuales) cada vez mas cercano uno del otro generando con esto molestias a los usuarios, además de lastimar el paisaje visual urbano, como es el caso de la colonia Condesa, y Roma Norte

La red de distribución subterránea en sus dos diferentes diseños de distribución (automática y radial ) son alternativas viables para re proyectar servicios que consumen cargas mayores, dado que las redes subterráneas tienen mayor capacidad de distribución así como tienen otras ventajas que continuación se mencionan.

- *Tienen mayor regulación de tensión.*
- *Mayor confiabilidad en la continuidad del servicio.*
- *No lastima el entorno.*
- *Tiene menor índice fraudes (diablitos).*

Cuando la densidad de carga aumenta, conviene utilizar la distribución subterránea.

La única limitante que se tiene es que es 10 veces mas costosa que la red de distribución aérea por lo que su construcción bajo los programas de inversión de LyFC es lenta dado que el presupuesto que le es asignado a la construcción de ellas es relativamente bajo lo que ocasiona con esto el retraso en la instalación de equipo de seccionamiento y enlace de los mismos.

En la actualidad también existen colonias ubicadas en la ciudad de México donde existen cargas instaladas de consideración y que difícil mente se instalaría una red de distribución subterránea dadas las condiciones y ubicación del lugar, ya que presentan difícil acceso, zona alejada, y obstáculos de construcción de obra civil así como para la instalación de los equipos eléctricos que demande.

## **BIBLIOGRAFIA.**

- 1)-SISTEMAS DE DISTRIBUCION. ROBERTO ESPINOSA Y LARA, LIMUSA 1990.**
- 2)-TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION. AVELINO PEREZ, REVERTE 1995.**
- 3)-TRANSFORMADORES Y MOTORES TRIFASICOS DE INDUCCION. HERIQUEZ HARPER. LIMISA.1996.**
- 4)-INSTALACIONES ELECTRICAS. ONESIMO BECERRIL. 12ª EDICION 2002**
- 5)-INSTALACIONES ELECTRICAS. IBBETSON´S. CECSA 1992**
- 6)-APUNTES DE INSTALACIONES ELECTRICAS II. FRANCISCO ALMAGER. EDICION IPN 1996.**
- 7)-MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION. M. DE JESUS HERNANDEZ Y JUAN VARGAS. TESIS 1993.**
- 8)-ANALISIS INTRODUCTORIO DE CIRCUITOS. ROBERTO BOYLESTAD. TRILLAS1993**
- 9)-ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA. STEVENSON. Mc. GRAW HILL.1992**
- 10) -SELECCIÓN DE CABLES DE ENERGIA. CONDUMEX**
- 11)-CONDUCTORES ELECTRICOS. IUSA.**
- 12)-MANUALES Y APUNTES DE DISTRIBUCION,LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.**