

Capítulo

4

Sistemas y redes de distribución

Contenido

4.1	Elementos para el diseño de los sistemas de distribución.	339
4.1.1	Introducción.	339
4.1.2	Arreglos de los sistemas de distribución.	340
4.1.3	Clasificación de los principales arreglos de distribución.	340
4.1.4	Consideraciones de diseño para sistemas primarios.	342
4.1.5	La estructura de las redes de distribución y las subestaciones eléctricas.	349
4.1.6	Conexiones de los bancos de transformadores.	352
4.1.7	Criterios para el diseño de subestaciones de distribución.	356
4.2	El cálculo eléctrico de las redes de distribución.	359
4.2.1	Introducción.	359
4.2.2	El cálculo eléctrico de las redes de distribución por los métodos tradicionales.	359
4.2.3	Alimentación a una carga.	359
4.2.4	Alimentador con cargas intermedias.	362
4.2.5	Métodos para la regulación de voltaje.	365
4.2.6	Uso de cambiadores de derivaciones en transformadores.	366
4.2.7	Transformadores reguladores de voltaje.	367
4.2.8	Cálculo del calentamiento de los conductores.	368

4.1 Elementos para el diseño de los sistemas de distribución

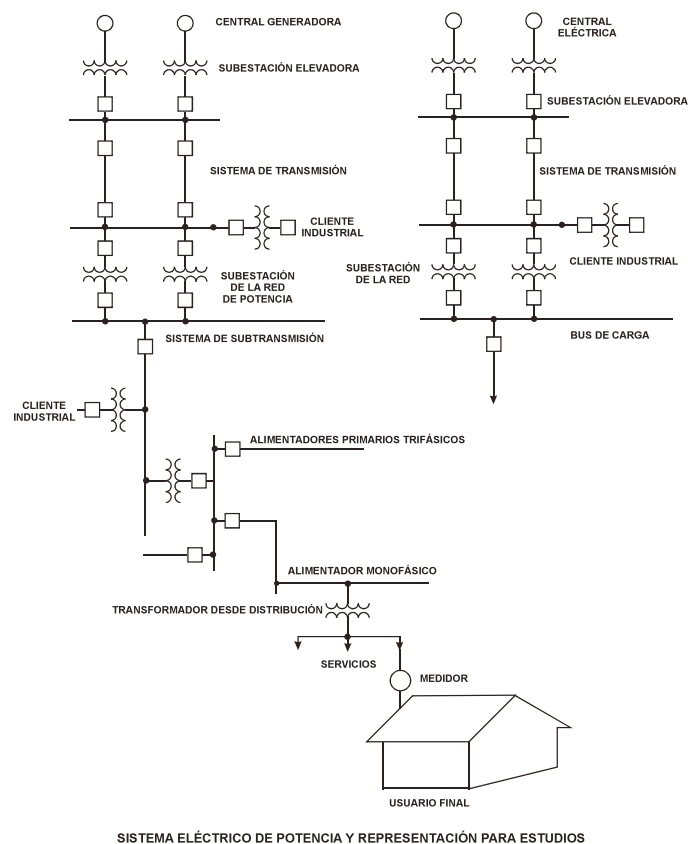
4.1.1 INTRODUCCIÓN

El Sistema Eléctrico de una empresa está generalmente dividido en tres segmentos, que en ocasiones se pueden manejar como empresas independientes, y que son: Generación, Transmisión y Distribución, ocasionalmente se incorpora un cuarto concepto que es Subtransmisión, que se podría considerar como un subgrupo de la transmisión, debido a que los niveles de voltaje se traslapan y las prácticas de operación y protección son muy similares.

Los sistemas de distribución que es el área de interés de este capítulo, se puede dividir en tres componentes principales:

- Subestaciones de distribución.
- Distribución primaria.
- Distribución secundaria.

Un diagrama unifilar simplificado de la estructura de un sistema eléctrico, se indica a continuación:



4.1.2 ARREGLOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

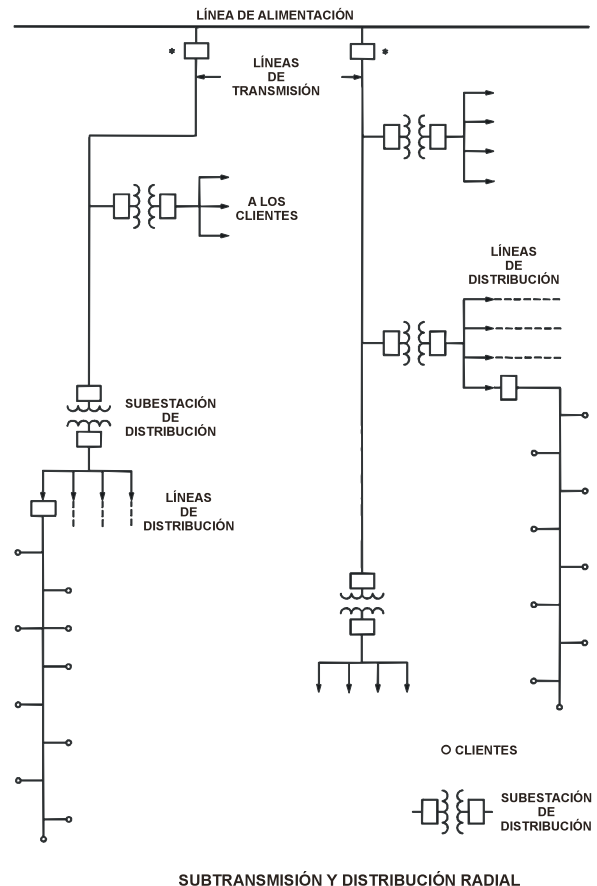
Haciendo referencia a que los sistemas de transmisión manejan potencia en alta tensión, los sistemas de subtransmisión transportan cantidades importantes de potencia de la red de transmisión en sus subestaciones eléctricas que operan con tensiones intermedias de 138, 115 ó 69 KV. El sistema de distribución transporta la potencia eléctrica de las subestaciones de distribución a los clientes individuales, en voltajes que quedan en el rango de 34.5, 23, 138, 6.6 ó 4.2 KV.

El arreglo de un sistema de distribución, se refiere entonces al arreglo físico de las líneas de distribución.

4.1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES ARREGLOS DE DISTRIBUCIÓN

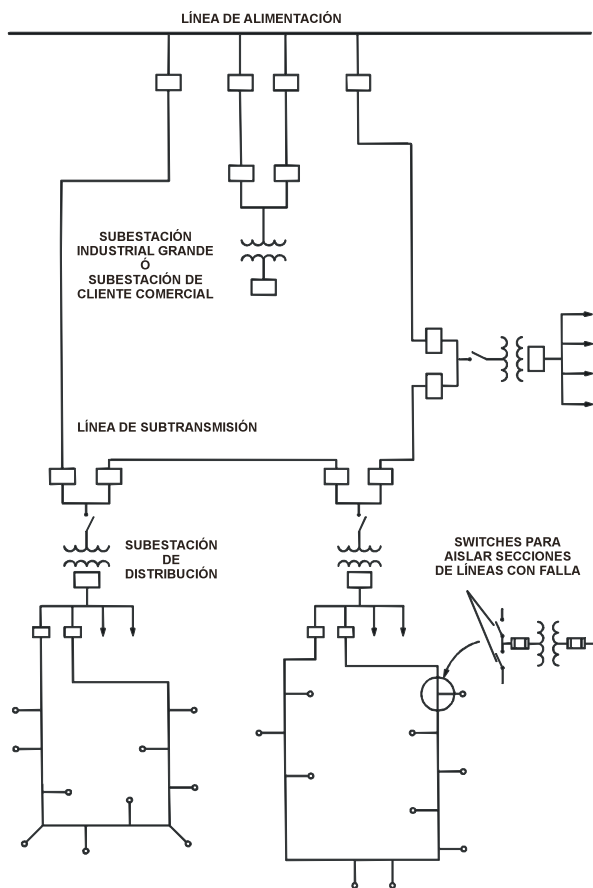
El arreglo para un sistema de subtransmisión y distribución radial, se muestra en la siguiente figura, las líneas de distribución se extienden desde la subestación como rayos de una rueda de bicicleta, de donde viene su nombre.

Con relación a otros arreglos, la **principal ventaja** de un arreglo radial es que son simples y económicos, y su **principal desventaja** es que cualquier problema generalmente deja a un número de usuarios fuera de servicio hasta que el problema se resuelva; de hecho, los sistemas de subtransmisión radiales no se usan. Una modificación a un sistema de subtransmisión radial se usa cuando dos líneas de subtransmisión radiales en paralelo están aprovisionadas para transferir la carga a una línea no fallada en el evento de una falla en una de las líneas.

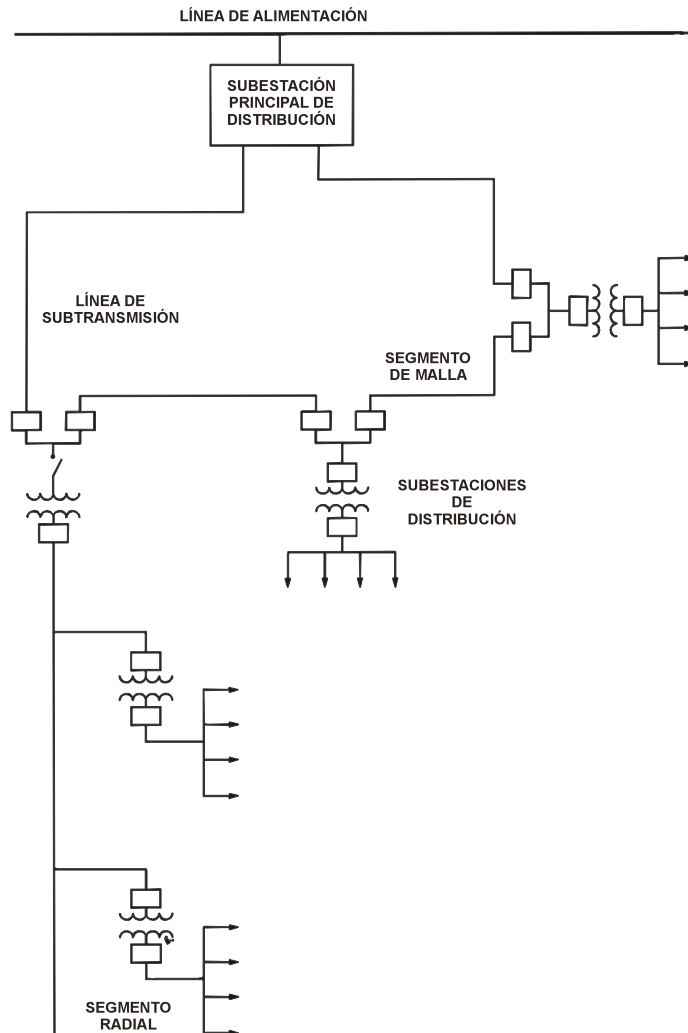


El arreglo en **lazo o malla** se muestra en la siguiente figura, esta conexión es más costosa que la de arreglo radial, debido a que requiere más equipo, pero cualquier punto sobre la línea tiene servicio desde dos direcciones. Si alguna está fuera, el cliente se puede alimentar desde otra dirección, los switches se deben colocar periódicamente alrededor de la malla, para que la sección que no funcione correctamente se pueda reparar sin retirar una parte grande de la línea de servicio. **El arreglo en malla es bastante confiable pero también costoso.**

Para proporcionar el servicio a los llamados clientes críticos, se puede adoptar **una combinación de los llamados sistemas en malla y radial**. La parte radial del sistema alimenta a unos pocos clientes residenciales, que pueden quedar fuera de servicio para cualquier condición de falla.



SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN EN MALLA



COMBINACIÓN DE SISTEMA RADIAL Y EN MALLA

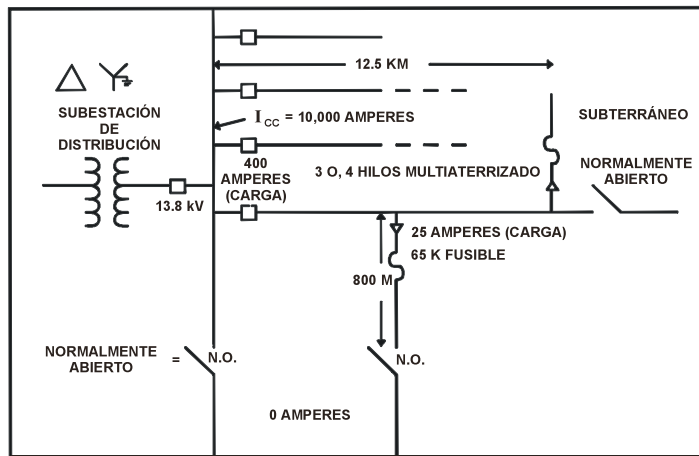
El arreglo en red está diseñado para proporcionar un servicio muy confiable a las áreas con alta densidad de carga, tales como: el centro de una ciudad, áreas bancarias, comerciales, centros comerciales de autoservicio, etc. La **red consiste** de líneas secundarias subterráneas conectadas en las esquinas, con transformadores alimentando la red, cada una o dos cuadras. El equipo de la red está contenido en bóvedas subterráneas que tienen acceso a través de **agujeros para hombre** en las calles.

4.1.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA SISTEMAS PRIMARIOS

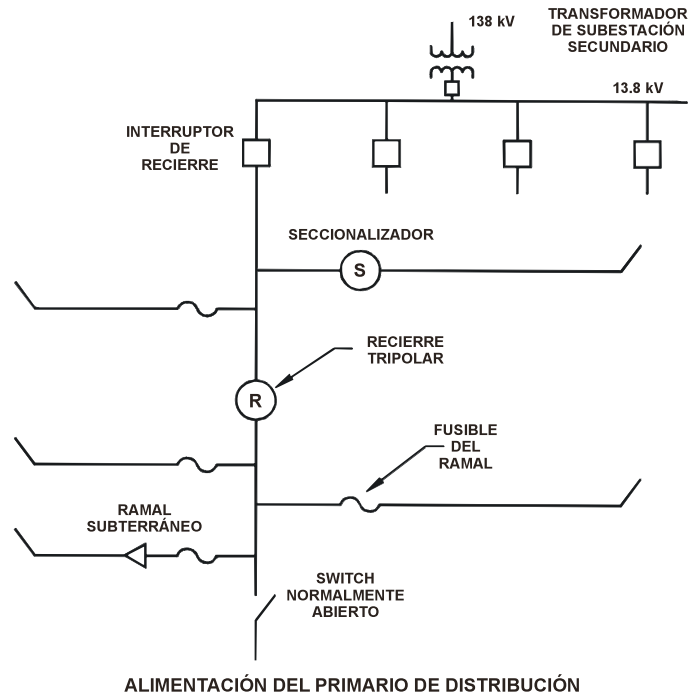
La parte del sistema de distribución que está entre la subestación de distribución y los transformadores de distribución, se conoce como **el sistema primario** o alimentadores de distribución primarios.

En la siguiente figura, se expone el diagrama unifilar de un sistema típico de distribución, donde se muestra la subestación de distribución, el alimentador primario con los elementos de seccionización y protección, también los ramales secundarios; el primario es por lo general trifásico a 4 hilos, en tanto que los ramales pueden ser monofásicos o trifásicos tomados como derivación del principal.

Un alimentador se secciona usando elementos de recierre en varios puntos, de manera que cuando ocurran fallas se minimice su efecto, también se observa el uso de fusibles como dispositivos de protección.



SISTEMA TÍPICO DE DISTRIBUCIÓN



El sistema de distribución, que es el área principal de interés en esta parte, se puede decir que aún cuando en un diagrama unifilar aparece en forma muy simplificada, un sistema de distribución consiste de una variedad mucho más amplia de niveles de tensión, componentes, cargas e interconexiones, mayor que los de los sistemas de generación o transmisión.

Los niveles de voltaje para el alimentador primario representan el factor más importante que afecta el diseño del sistema, su costo y la operación. Algunos de los aspectos de diseño y operación que son afectados por el nivel de voltaje del alimentador primario son:

1. La longitud del alimentador primario.
2. La carga en el alimentador primario.
3. El número de subestaciones de distribución.
4. La capacidad de las subestaciones de distribución.
5. El número de líneas de subtransmisión.
6. El número de clientes afectados por una interrupción específica.
7. Las prácticas de mantenimiento del sistema.

8. El tipo y uso de postes para distribución aérea.
9. La apariencia de los postes de la línea.

Hay factores adicionales que afectan la decisión del nivel de voltaje en el alimentador primario y que se muestran en la figura siguiente:



FACTORES A CONSIDERAR EN LA DECISIÓN DEL NIVEL DE VOLTAJE EN EL ALIMENTADOR PRIMARIO

Por lo general, los alimentadores primarios localizados en áreas de baja densidad de carga, están restringidos en longitud y carga, por la caída de voltaje permisible más que por restricciones térmicas, en tanto que los alimentadores primarios localizados en áreas de alta densidad de carga, por ejemplo en zonas de tipo industrial y comercial, pueden estar limitados por restricciones térmicas. En general, para una caída de voltaje dada, la longitud del alimentador y su carga, son función del nivel de voltaje del alimentador.

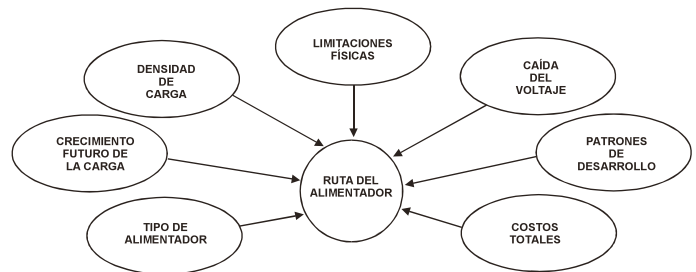
LA CARGA O CARGABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS

La carga o cargabilidad de los alimentadores primarios está definida como la carga que puede transportar un alimentador durante las condiciones de carga pico. Algunos de los factores que afectan el diseño por carga del alimentador, son los que se mencionan:

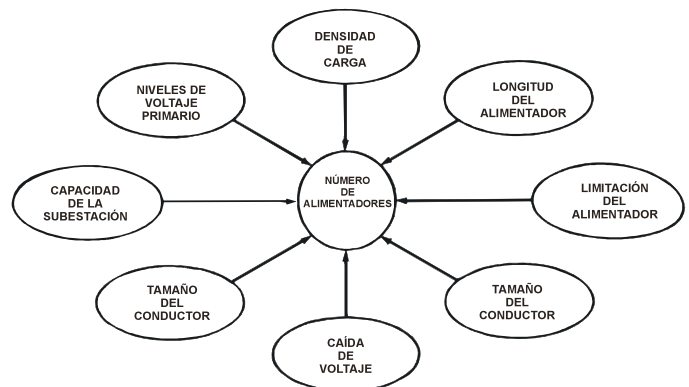
1. La densidad de la carga del alimentador.
2. La naturaleza de la carga del alimentador.
3. La tasa de crecimiento de la carga en el alimentador.
4. Los requerimientos de capacidad de reserva para condiciones de emergencia.

5. Los requerimientos de continuidad del servicio.
6. Los requerimientos de confiabilidad del servicio.
7. La calidad del servicio.
8. El nivel de voltaje del alimentador primario.
9. La localización y capacidad de la subestación de distribución.
10. Los requerimientos de regulación de voltaje.
11. El tipo y costo de la construcción.

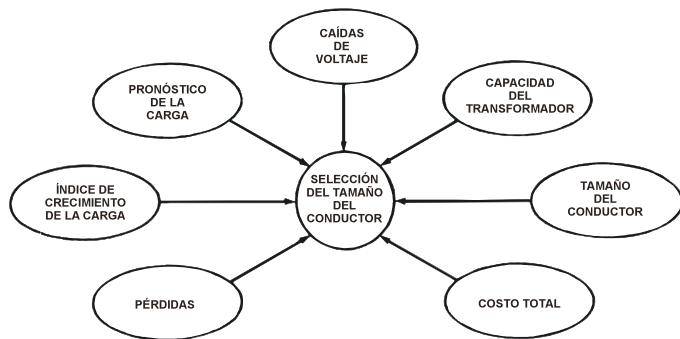
Hay otros factores adicionales que afectan en la decisión de la ruta de un alimentador, el número de alimentadores y la selección del tamaño del conductor, como se muestra en las siguientes figuras:



FACTORES QUE AFECTAN LA DECISIÓN DE LA RUTA DE UN ALIMENTADOR



FACTORES QUE AFECTAN AL NÚMERO DE ALIMENTADORES



FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE CONDUCTORES

LÍNEAS DE ENLACE

Una línea de enlace es aquella que conecta dos fuentes de suministro o alimentación para proporcionar un servicio de emergencia entre dos sistemas. Generalmente una línea de enlace proporciona servicio para las cargas del área a través de su ruta, así como servicio emergente a las áreas adyacentes de la subestación, de modo que estas líneas de enlace, cumplen con dos funciones:

1. Proporcionar servicio de emergencia para el alimentador adyacente para reducir el tiempo de salida de los clientes durante las condiciones de emergencia.
2. Para proporcionar un servicio de emergencia para las subestaciones adyacentes del sistema, eliminando con esto la necesidad de tener un respaldo de emergencia en cada subestación.

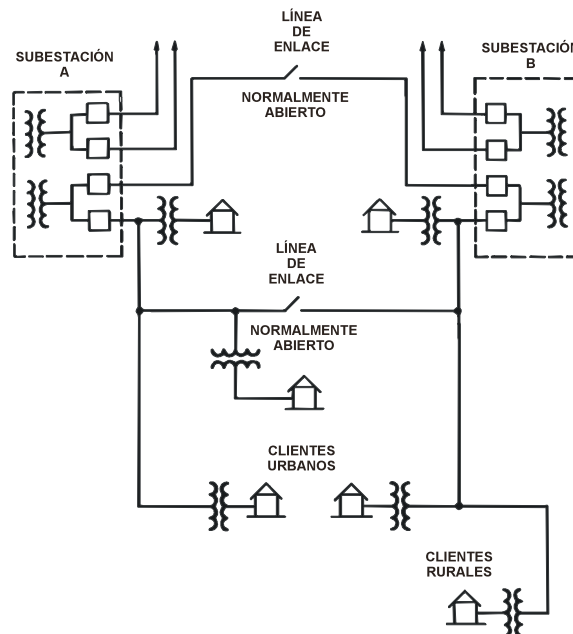


DIAGRAMA UNIFILAR DE DOS SUBESTACIONES TÍPICAS CON LÍNEAS DE ENLACE

ELEMENTOS DE CÁLCULO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

El cálculo eléctrico de las redes de distribución, es la fase del proyecto que sigue a la selección del arreglo de la red y de las condiciones de operación (criterios de reserva en condiciones de emergencia, etc.), se refiere tradicionalmente al dimensionamiento eléctrico de las componentes y comprende la selección de las secciones de los conductores y de las especificaciones de los equipos, para tal fin son necesarios:

- a) La determinación de los flujos de potencia y de las corrientes en condiciones normales y de sobrecarga.
- b) El cálculo de la caída de tensión y de las pérdidas de energía.
- c) El cálculo de la corriente de cortocircuito.

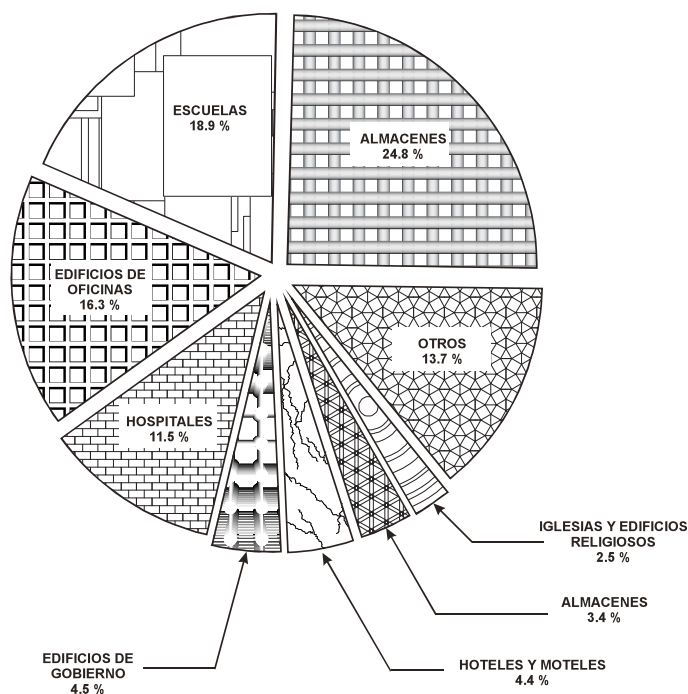
Los fundamentos para el cálculo de las redes de distribución parten de los conceptos para la planeación de redes de distribución, de las curvas de demanda para los distintos tipos de cargas y los factores para el establecimiento de los valores de las cargas.

Para el cálculo eléctrico de las redes de distribución, es importante identificar las características de la carga, ya sea por el tipo de cliente o usuario, por su variación estacional o por su comportamiento.

Desde el punto de vista del patrón de consumo y tipo de usuario, se pueden agrupar como:

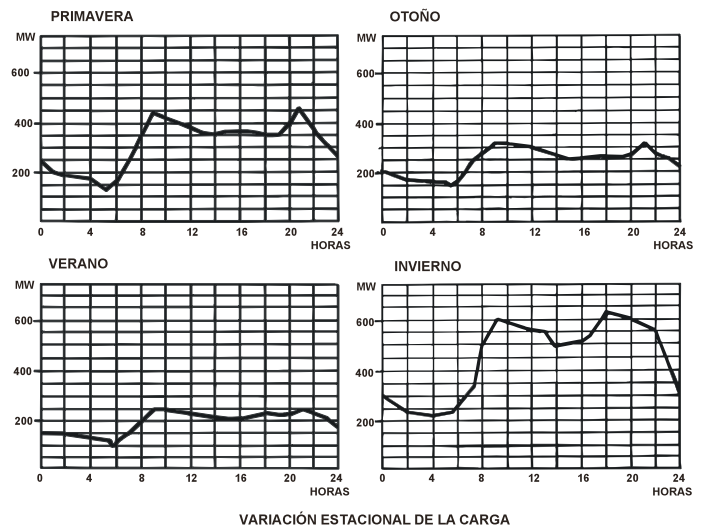
- Residenciales.
- Comerciales.
- Industriales.
- De servicio público.

Un ejemplo de la composición de las cargas por tipo de usuarios, se da en la siguiente figura; este tipo de información es útil para dar el tratamiento adecuado cuando se trata también el problema de la calidad.



La distribución de la carga estacional se da principalmente en aquellos lugares en que las condiciones climatológicas tienen cambios importantes, y entonces se puede tener, por ejemplo en el verano, altas temperaturas que requieran del uso casi continuo del aire acondicionado, mientras que en el invierno no, esto plantea consumos distintos simplemente por aspectos estacionales, que se deben considerar en el proyecto de las redes de distribución.

Un ejemplo de la variación de la carga, se muestra en la siguiente figura:



La demanda se refiere al uso instantáneo de la potencia eléctrica que es demandada por una carga y se define en forma empírica por la potencia activa, reactiva y aparente, o bien una combinación de estas cantidades. Dependiendo del tamaño de las cargas, la potencia activa se puede expresar en KW o MW, o bien en KVA o MVA.

La cantidad de potencia consumida por una carga durante un lapso de tiempo específico, se expresa habitualmente en KW-h o MW-h y se conoce como la energía eléctrica, por ejemplo, una demanda de 100 KW durante 1 minuto consume o usa una energía de:

$$100 \times \frac{1}{60} = 1.66$$

DEFINICIONES

CARGA INSTALADA

Es la suma de las potencias nominales de los servicios conectados en una zona determinada, se expresa por lo general en KVA, KW, MVA o MW.

$$C_i = \sum KW$$

DENSIDAD DE CARGA

Es el cociente entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto que se trate. Se expresa por lo general en KVA/Km² o KW/Km²

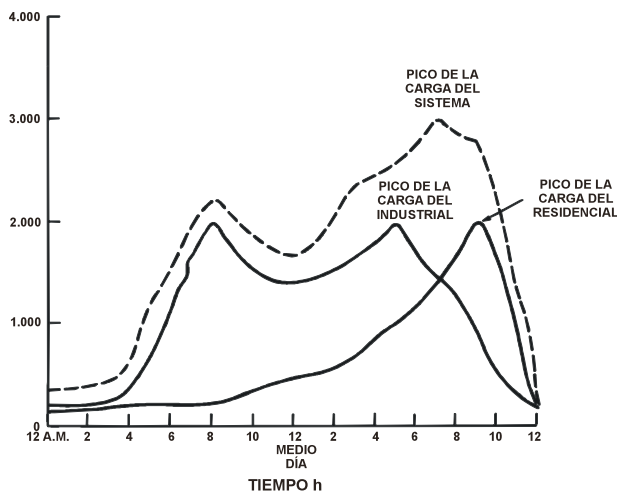
$$D_c = \frac{C_i(KVA)}{\text{Área}(Km^2)}$$

DEMANDA

La demanda en una instalación eléctrica es la carga en las terminales receptoras tomada como un valor medio en un lapso de tiempo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de la demanda. Se puede expresar en KW, KVA o amperes.

DEMANDA MÁXIMA

Se conoce como demanda máxima de una carga a la demanda instantánea mayor que se presenta en una carga en un período de tiempo establecido, por ejemplo, 24 horas.



FACTOR DE DEMANDA

El factor de demanda en un intervalo de tiempo (t) de una carga, es el cociente entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda generalmente es menor que uno.

$$F_D = \frac{D_{\text{máx}}(t)}{C_i}$$

FACTORES DE DEMANDA

CARGAS SERVICIOS HABITACIONALES	
Asilos y casas de salud	45%
Asociaciones civiles	40%
Casas de huéspedes	45%
Servicios de edificio residencial	40%
Estacionamiento o pensiones	40%
Hospicios y casas de cuna	40% 45%
Iglesias y templos	40%
Servicio residencial s/aire acondicionado	55%
Servicio residencia c/aire acondicionado	
CARGAS COMERCIALES	
Tiendas y abarrotes	65%
Agencias de publicidad	40%
Alfombras y tapetes	65%
Almacenes de ropa y bonetería	65%
Armerías	55%
Artículos fotográficos	55%
Bancos	50%
Baños públicos	50%
Bazares	50%
Boticas, farmacias y droguerías	50%
Cabarets	50%
Cafeterías	55%
Camiserías	65%
Casas de moda	65%
Centros comerciales, tiendas de descuento	65%
Colegios	40%
Dependencias de gobierno	50%
Embajadas, consulados	40%
Gasolineras	45%
Imprentas	50%
Jugueterías	55%
Papelerías	50%
Mercados y bodegas	50%
Molinos de nixtamal	70%
Ópticas	55%
Panaderías	40%
Peluquerías y salas de belleza	40%
Restaurantes	60%
Teatros y cines	50%
Zapaterías	60%
EQUIPOS DE FUERZA	
Hornos de arco e inducción	100%
Soldaduras de arco y resistencia	60%
Motores para bombas, compresoras, elevadores, máquinas-herramientas y ventiladores	60%
Motores para operaciones semicontínuas en fábricas y plantas de proceso	70%
Motores para operaciones continuas, tales como fábricas textiles	80%

FACTOR DE UTILIZACIÓN

El factor de utilización de un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo (t) es el cociente entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema.

El **factor de demanda**, expresa el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de la carga en el intervalo de tiempo considerado.

$$F_U = \frac{D_M(t)}{\text{Capacidad instalada}}$$

FACTOR DE CARGA

Se define el factor de carga como el cociente entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo.

$$F_C = \frac{D_M}{D_{MÁX}}$$

El valor de $D_{MÁX}$ es instantáneo

FACTOR DE DIVERSIDAD

Cuando se diseña un alimentador para un consumidor, se debe tomar siempre en cuenta la demanda máxima, debido a que ésta impondrá al cable condiciones más severas de carga y de caída de tensión; sin embargo, cuando se alimenta más de un consumidor por un mismo alimentador, se debe tomar en consideración el concepto de diversidad de cargas, ya que sus demandas no coinciden en el tiempo.

Esta diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo, se establece por medio del factor de diversidad, que se define como el cociente entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto, es decir:

$$F_d \geq 1$$

El factor de diversidad se puede expresar como:

$$F_d = \frac{\sum_{i=1}^n D_m}{D_{máx}}$$

Este factor se puede aplicar a distintos niveles del sistema, es decir, entre consumidores conectados a un

mismo alimentador, o bien entre transformadores de un mismo alimentador o entre alimentadores provenientes de una misma fuente o subestación de distribución, o en todo caso, entre subestaciones eléctricas de un mismo sistema de distribución, por lo que resulta importante establecer el nivel en el que se quiere calcular o aplicar el factor de distribución (F_d).

FACTOR DE COINCIDENCIA

Se define este factor como el recíproco del Factor de distribución.

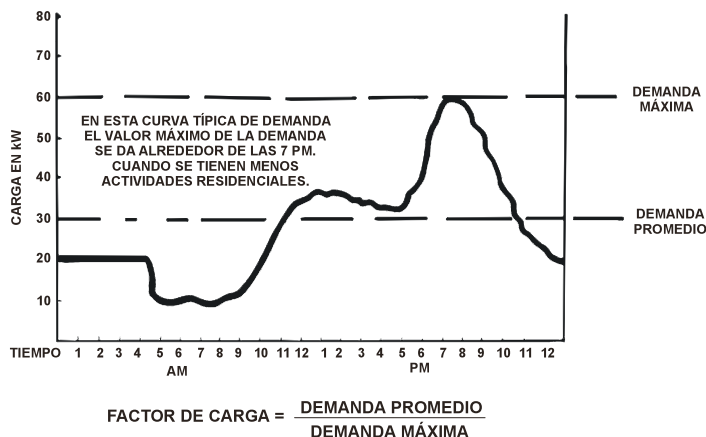
$$F_{co} = \frac{1}{F_d}$$

ALGUNOS FACTORES DE DIVERSIDAD Y COINCIDENCIA USADOS EN LA PLANEACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

EQUIPO/SISTEMA	F_d	F_{co}
Entre transformadores	1.2 - 1.35	0.74 - 0.83.3
Entre alimentadores primarios	1.08 - 1.2	0.83 - 3.92.5
Entre S.E. de distribución	1.05 - 1.25	0.80 - 0.95.5

VALORES DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PROMEDIO EN SERVICIOS EN ZONAS URBANAS

TIPO DE SERVICIO	kVA/HABITACIÓN
Departamento de interés social	0.3 - 0.6
Departamento medio	0.6 - 1.5
Residencial de lujo (sin aire acondicionado)	1.5 - 2.5
Residencial de lujo (con aire acondicionado)	4.0 - 5.0



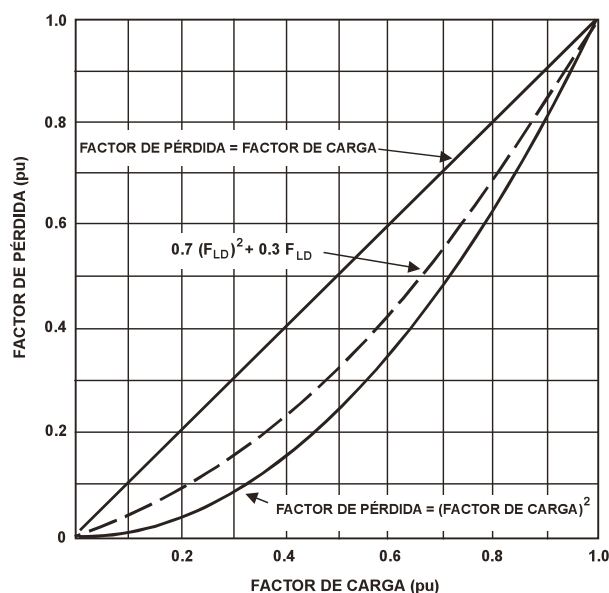
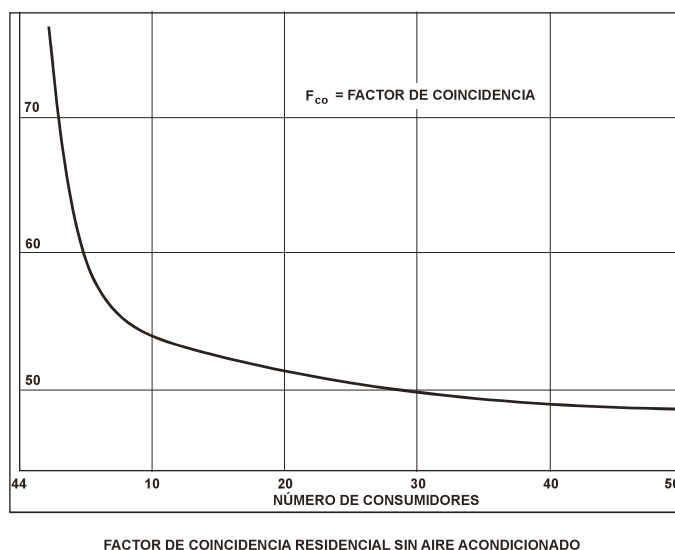
Como se ha definido antes:

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Demanda promedio en KW}}{\text{Demanda pico en KW}}$$

De estas expresiones, se obtiene una relación empírica:

$$\text{Factor de pérdidas} = 0.15 \text{ Factor de carga} + 0.85 (\text{Factor de carga})^2$$

En las siguientes figuras, se muestran otras relaciones entre el factor de pérdidas y el factor de carga.

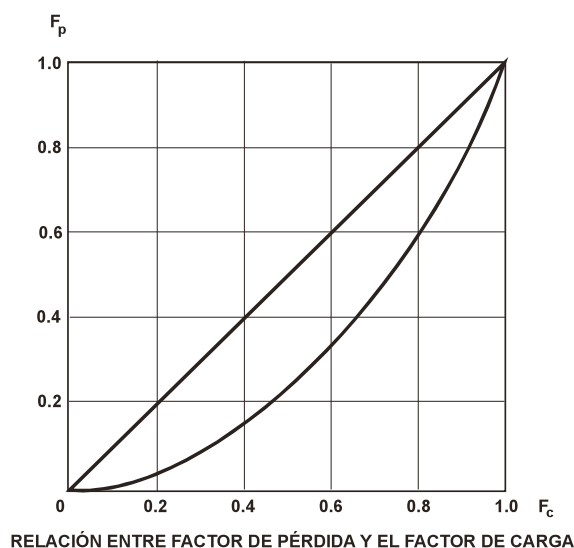


FACTOR DE PÉRDIDAS

Para los fines de evaluación del comportamiento de una red de distribución en la fase de planeación, se deben considerar dos factores importantes:

El factor de carga, que se ha definido como el cociente de la demanda promedio en KW o KVA entre la demanda pico, expresada en las mismas unidades. También debe existir una relación entre el factor de carga de un sistema y las pérdidas en el alimentador, o bien la red asociada. Estas pérdidas son más difíciles de calcular, debido a que son la suma de las pérdidas RI^2 obtenidas con la corriente pico, pero debido a que esta corriente o valor de corriente varía con el tiempo, se pueden obtener multiplicando las pérdidas en el pico por un factor conocido como “**Factor de Pérdida**”, que se define como:

$$\text{Factor de pérdidas} = \frac{\text{pérdidas o potencia promedio en un tiempo}}{\text{máximas pérdidas en el mismo tiempo}}$$



4.1.5 LA ESTRUCTURA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Un sistema de distribución, se puede dividir básicamente en las siguientes tres componentes:

1. La subestación de distribución.
2. La distribución primaria.
3. La distribución secundaria.

Aun cuando un diagrama unifilar es muy simplificado, se puede observar que un sistema de distribución consiste de una amplia variedad de niveles de voltaje, componentes, cargas e interconexiones, más que las que tiene un sistema de transmisión.

La forma de las estructuras topológicas adecuadas para el desarrollo de un sistema de distribución aéreo o subterráneo, desempeña un papel muy importante desde la planeación, ya que influye directamente en la operación, en el costo y la confiabilidad de la red.

Los parámetros relevantes que determinan la estructura de una red topológica son:

- El tipo de carga. Puede ser residencial, comercial, industrial o mixta.
- La densidad de la carga (KVA o Mva/Km²).
- La localización geográfica de la carga.
- La forma geométrica de la expansión de la carga.
- La continuidad del servicio y el grado de confiabilidad requerido.
- La tasa o índice de crecimiento.
- Los criterios de operación.
- La mano de obra disponible para la construcción y para la operación de la red.
- El costo.

Anteriormente se ha planteado que los principales arreglos o estructuras de las redes de distribución

aéreas, son los llamados **sistema radial** y **sistema en anillo**, habiendo un tercer caso, que es una combinación de éstos.

Para las redes de distribución subterránea existen dos tipos fundamentales: **radial** y **paralelo**.

Un sistema de operación radial es, por definición, aquél en el que el flujo de potencia tiene una sola trayectoria, de la fuente a la carga. En este tipo de sistema, una falla de cualquier parte o componente de la red da lugar a una interrupción del servicio.

Los sistemas de operación **en paralelo** tienen más de una trayectoria del flujo de potencia que alimenta a los consumidores, estos sistemas se emplean principalmente en redes de baja tensión debido principalmente a su alto costo y complejidad de operación.

ESTRUCTURAS TOPOLÓGICAS DE MEDIANA TENSIÓN

Se recomienda aplicar este tipo de red en zonas de baja densidad de carga, del orden de 6 MVA/Km², su estructura está formada por cables que alimentan en forma radial a la subestación eléctrica. Su principal ventaja es su bajo costo y simplicidad de operación, y su principal desventaja es su baja confiabilidad (una falla en la troncal, produce una interrupción).

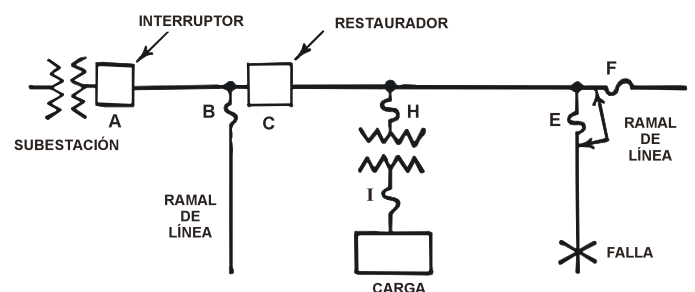


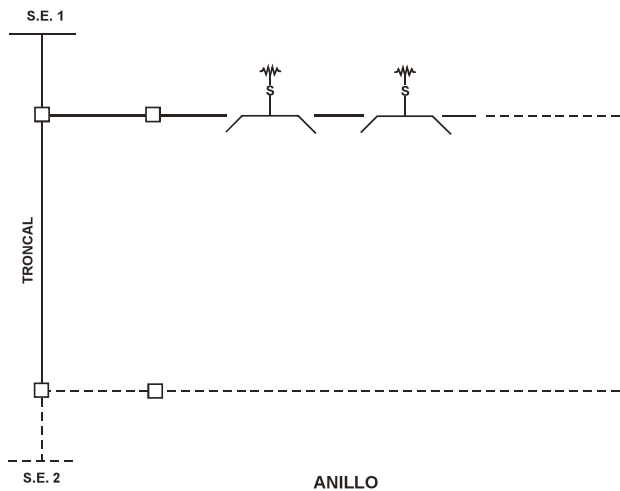
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELEMENTAL

ESTRUCTURA EN ANILLO, RADIAL SUBTERRÁNEA

En esta estructura se tienen circuitos de igual sección, que pueden estar derivados de una o varias fuentes de alimentación. Se aplica por lo general en zonas con tasas de crecimiento bajas y densidad de carga en el

rango de 5-15 MVA/Km², como por ejemplo, los fraccionamientos o conjuntos habitacionales; la operación debe ser en forma de anillo abierto, es decir, el circuito no se debe cerrar durante la operación normal.

En la siguiente figura, se muestra el esquema básico de alimentación en anillo con dos puntos de alimentación, en las subestaciones S.E.1 y S.E.2.

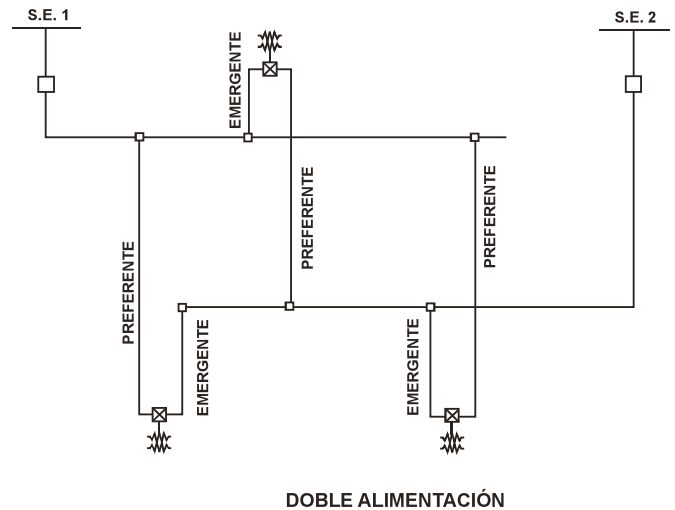


ESTRUCTURA CON PRIMARIO CON DOBLE ALIMENTACIÓN

Este tipo de estructura topológica se lleva a cabo en zonas con grandes cargas concentradas, por ejemplo, cargas de tipo turístico, cargas industriales, o bien grandes centros comerciales cuya característica de expansión o crecimiento sea alargada. Un ejemplo de este tipo de cargas, pueden ser las zonas hoteleras, y se aplica por lo general en donde la continuidad del servicio sea importante. Su rango de aplicación es amplio, pues va desde los 5 KVA/Km² hasta 30 KVA/Km².

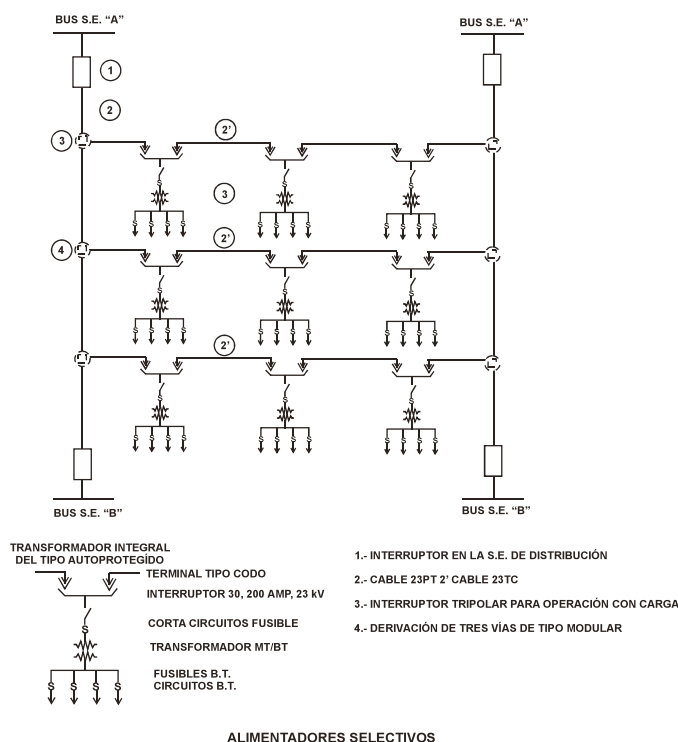
La operación se hace a base de un esquema de alimentación preferente y emergente, con transferencias manuales y automáticas.

Cuando sale un alimentador, los servicios llamados **preferentes** se pasan a otro alimentador que actúa como **emergente**, esta transferencia de carga o alimentadores, se puede hacer en forma automática y sólo toma unos cuantos ciclos.



ESTRUCTURA CON ALIMENTADORES SELECTIVOS

Cuando existen zonas de crecimiento en la demanda rápido y densidades de carga mayores de 15 MVA/Km², alimentando conjuntos habitacionales o zonas de edificios altos con grandes concentraciones de carga, este tipo de estructuras es recomendable. Está constituida por cables troncales de la misma sección, que salen normalmente de subestaciones primarias distintas, de cada troncal se derivan los ramales o subtroncales que las interconectan, de acuerdo a un esquema con alimentación doble, y energizan a transformadores localizados en los puntos de carga, tienen la ventaja de que cuando ocurre una falla en una troncal o subtroncal, los dispositivos de seccionamiento que están instalados en los mismos transformadores permiten efectuar las transferencias de carga necesarias, de manera que se pueda transferir al alimentador troncal adyacente.

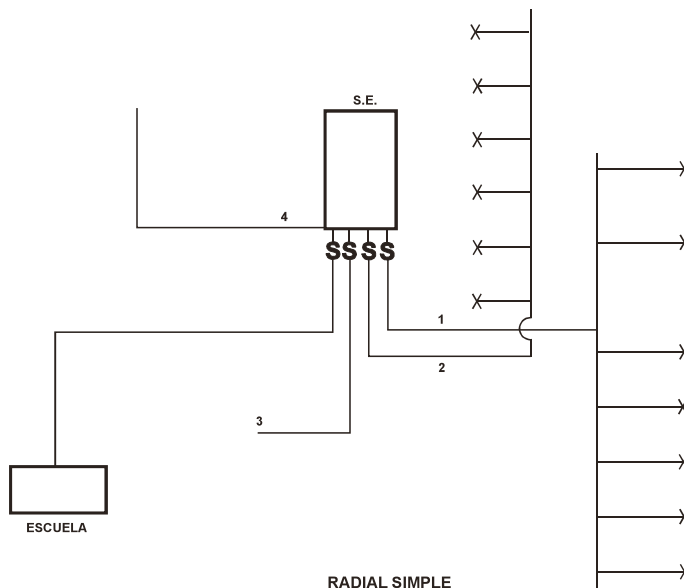


ESTRUCTURAS TOPOLÓGICAS PARA BAJA TENSIÓN

La distribución subterránea en baja tensión, tiene también una estructura topológica que permite una operación confiable y obedece a criterios de diseño económico. Algunas de estas estructuras de uso común son las siguientes:

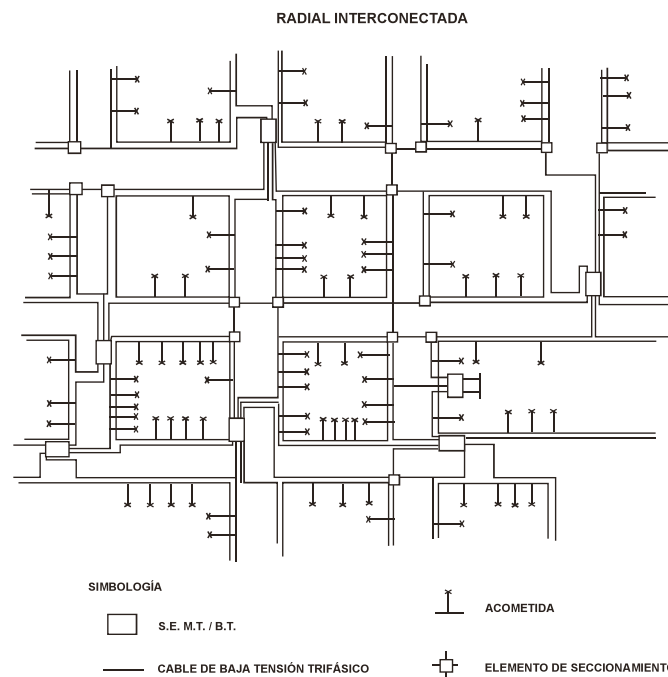
ESTRUCTURA RADIAL SIMPLE

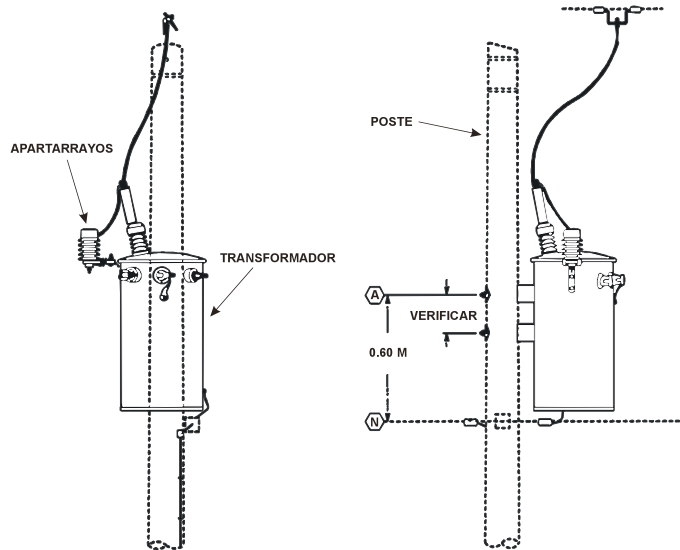
Este tipo de estructura es sencilla de instalar y su operación resulta económica, se aplica por lo general en zonas habitacionales o zonas comerciales que se consideran como no muy importantes, se puede aplicar como dispositivo de protección los interruptores termomagnéticos de baja tensión. Esta estructura, aún cuando resulta relativamente económica, tiene la desventaja de que una falla en los circuitos o salida del transformador, deja fuera de servicio a los clientes que están después del punto de falla.



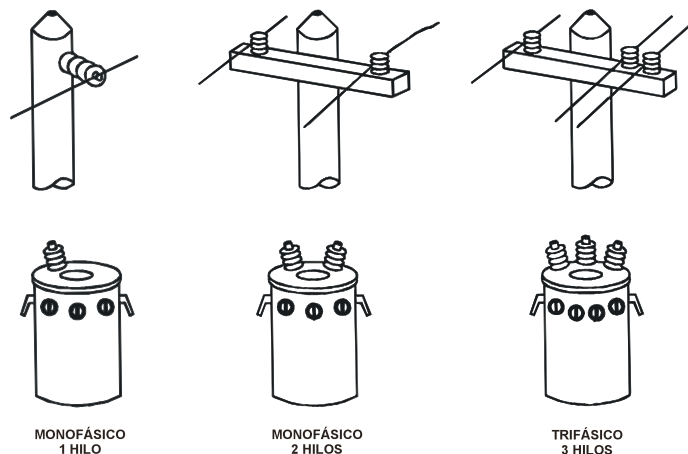
ESTRUCTURA RADIAL INTERCONECTADA

Este tipo de estructura, se usa preferentemente en zonas habitacionales o comerciales consideradas como de tipo medio, donde la continuidad es importante. Tiene la ventaja de que permite transferir carga de baja tensión de un alimentador a otro usando las cajas o buses de seccionamiento, con lo cual es posible dar libranzas para mantenimiento, la protección se puede hacer con interruptores termomagnéticos de baja tensión, o bien con fusibles.

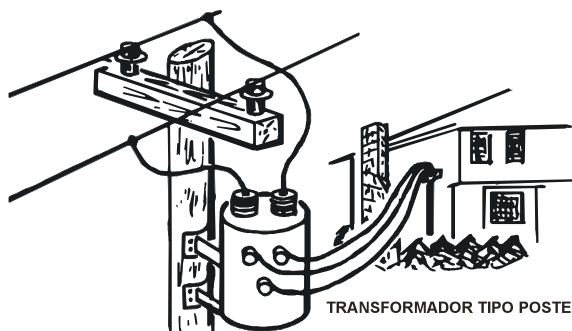




MONTAJE DE TRANSFORMADOR TIPO POSTE



CONEXIONES DE TRANSFORMADORES TIPO POSTE



LLEGADA DE TRANSFORMADOR TIPO POSTE A UNA CASA

4.1.6 CONEXIONES DE LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES

Es frecuente que las subestaciones de distribución se formen con transformadores monofásicos en conexión trifásica, formando bancos de conexión, dependiendo de las necesidades de la red y las características de la carga por alimentar. Existen distintas versiones, pero básicamente están dentro de los dos tipos típicos de conexiones trifásicas: Conexión Delta y Conexión Estrella.

Una de las primeras cosas que se deben hacer para realizar una conexión trifásica de transformadores con transformadores monofásicos, es identificar la polaridad de los transformadores para evitar confusiones durante la conexión.

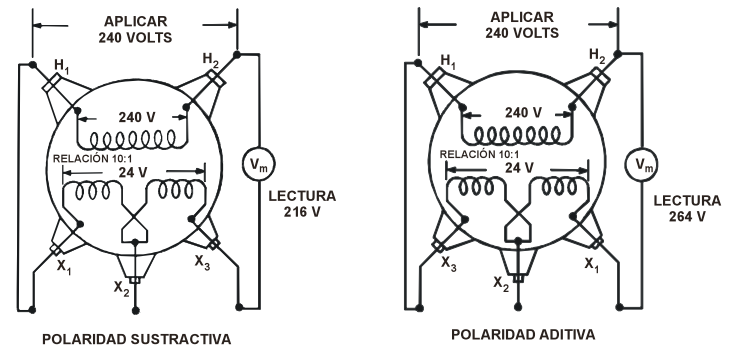
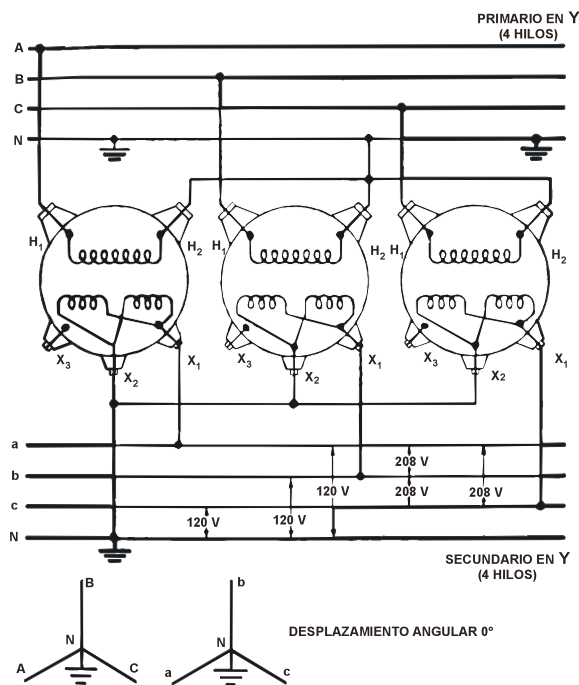
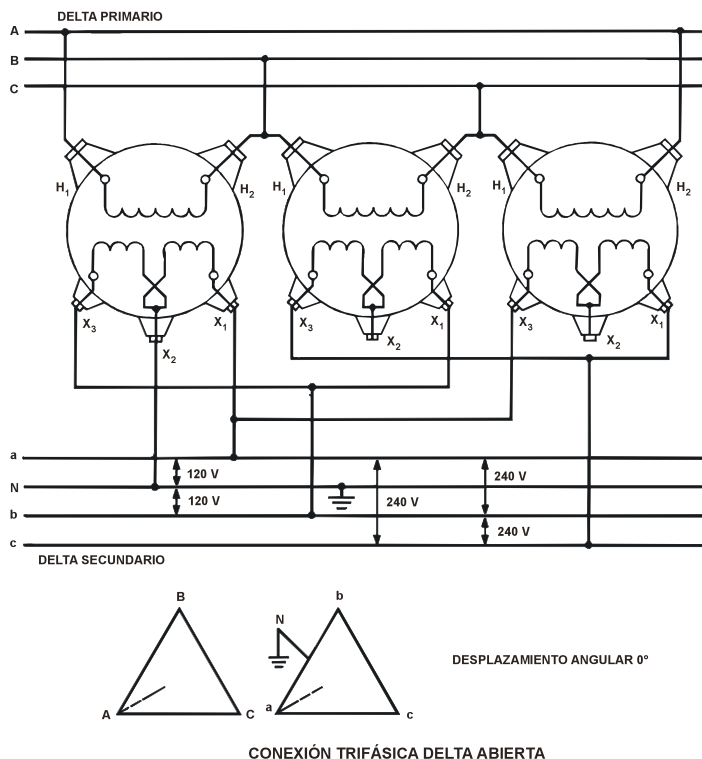


DIAGRAMA DE PRUEBAS DE POLARIDAD A TRANSFORMADORES

CONEXIÓN DEL PRIMARIO DE TRANSFORMADORES EN DELTA

Cada bobina del transformador conectada en delta en el primario o el secundario está en una conexión de Fase a Fase y las bobinas están conectadas en serie una con otra, y para esto, cada terminal positiva de una bobina se conecta a la terminal negativa de la otra bobina.

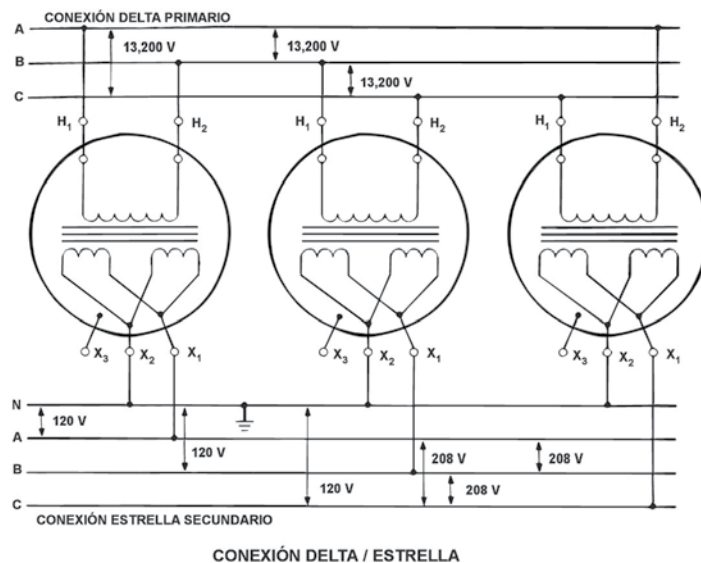
Para asegurar una rotación de fase apropiada, las bobinas se deben conectar en secuencia. En la siguiente figura se muestra la forma de realizar esta conexión.



TRANSFORMADOR CON CONEXIÓN ESTRELLA EN EL PRIMARIO

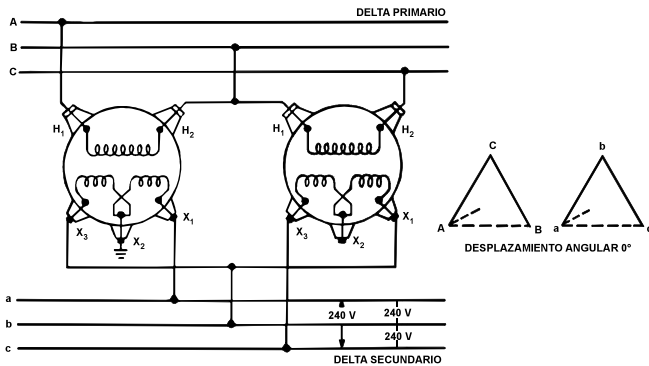
Para la conexión estrella de transformadores, cada bobina del transformador está conectada de fase a tierra, y cuando dos o más transformadores están conectados en una conexión estrella, las bobinas están conectadas en paralelo una con otra, para esto, cada terminal positiva se conecta a una fase y cada terminal negativa se conecta a un neutro común.

LA CONEXIÓN DELTA/ESTRELLA, QUE ES MUY COMÚN EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, USA LAS VENTAJAS DE LA CONEXIÓN DELTA Y DE LA CONEXIÓN ESTRELLA PARA FORMAR BANCOS DE ALIMENTACIÓN A LA CARGA.

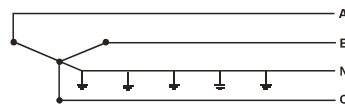
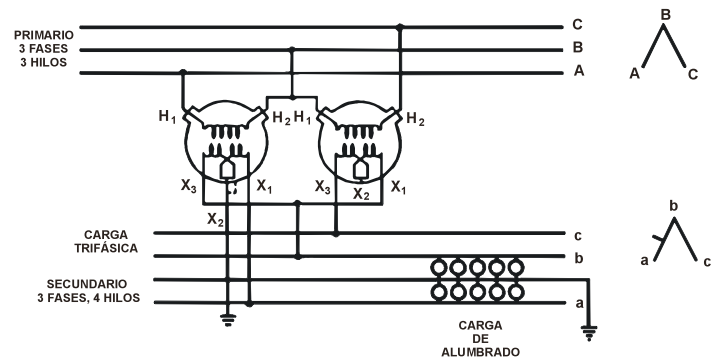


CONEXIÓN EN DELTA ABIERTA

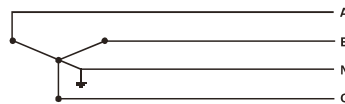
En algunas ocasiones, un servicio trifásico se puede proporcionar con dos transformadores monofásicos, esto se hace en una forma económica para alimentar servicios trifásicos pequeños y, debido a que la conexión no tiene un lado de la delta, se le conoce como “**Delta Abierta**”.



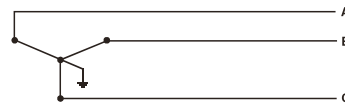
CONEXIÓN DE DOS TRANSFORMADORES EN DELTA ABIERTA / DELTA ABIERTA



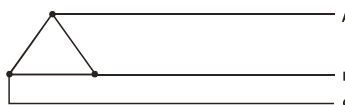
SISTEMA DE 4 HILOS, MULTIATERRIZADO CON NEUTRO



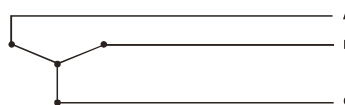
SISTEMA DE 4 HILOS CON NEUTRO ATERRIZADO EN 1 PUNTO



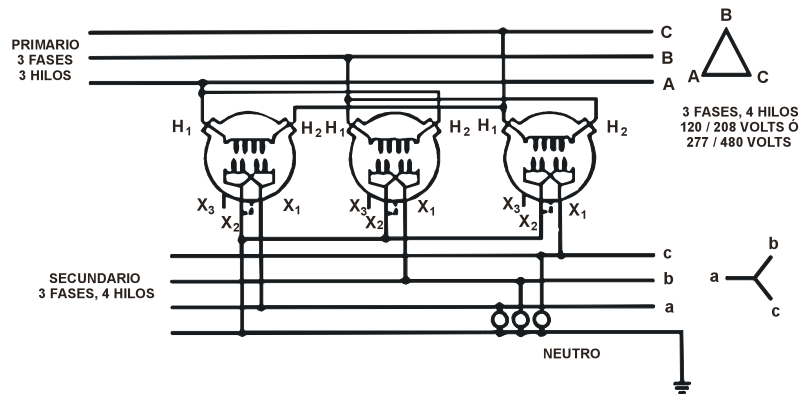
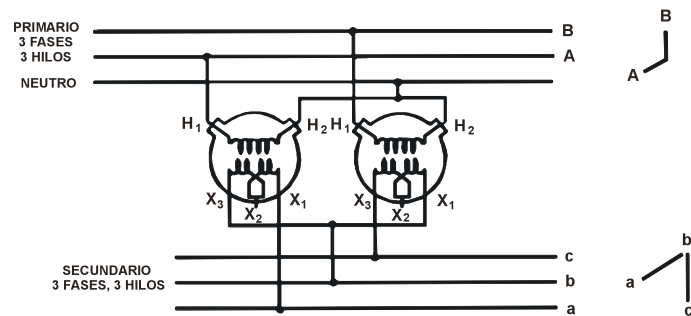
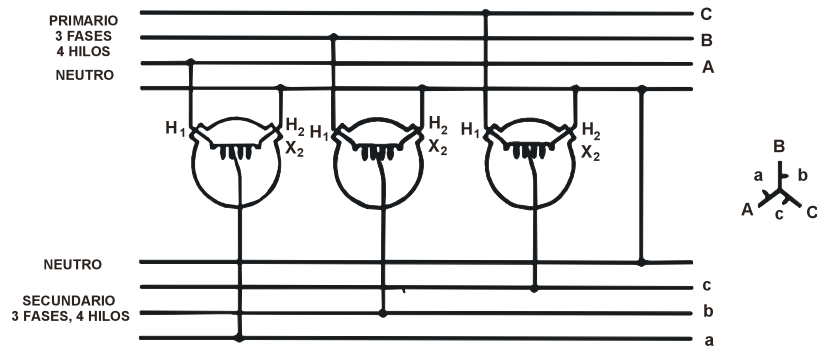
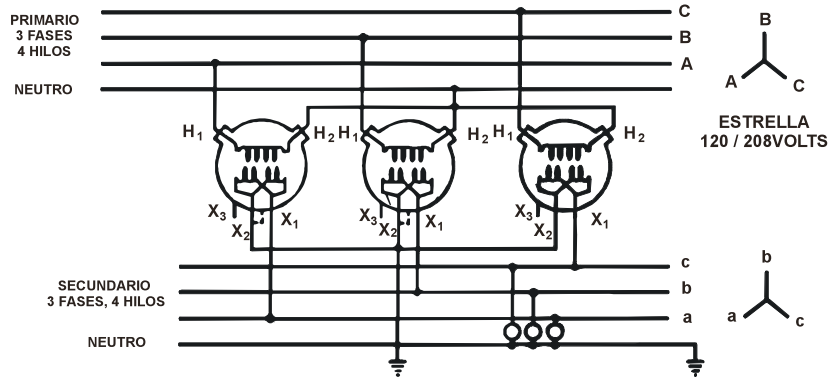
SISTEMA DE 3 HILOS CON NEUTRO ATERRIZADO EN 1 PUNTO

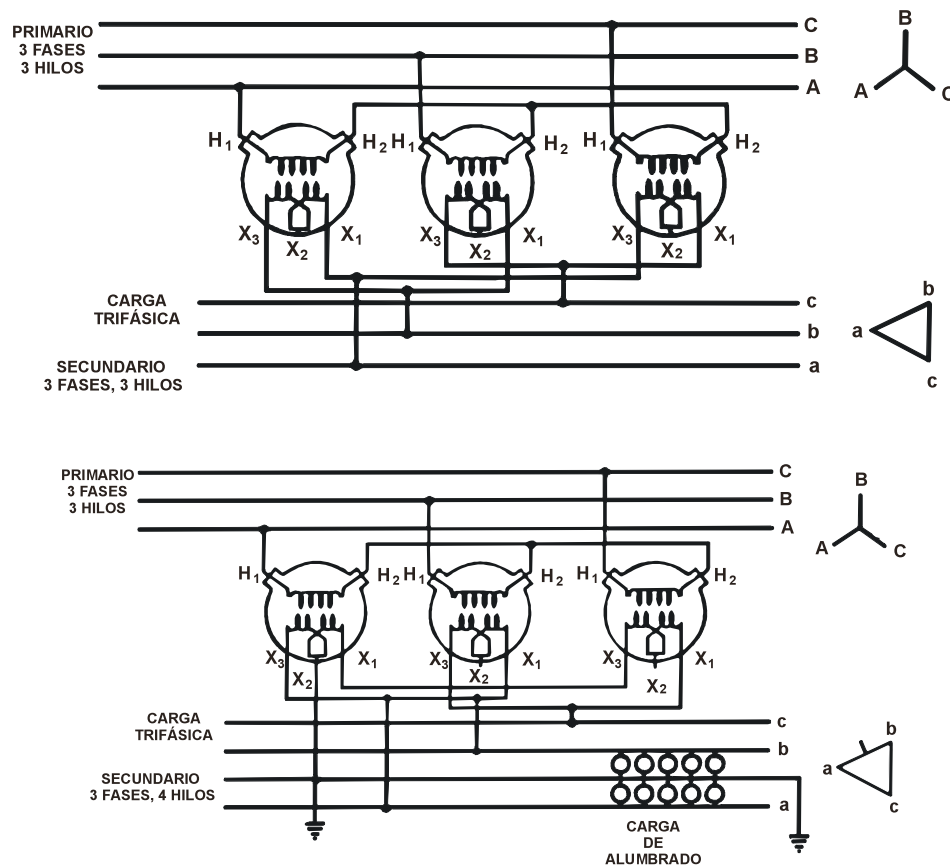


SISTEMA TRIFÁSICO DE 3 HILOS ALIMENTADO DE UN TRANSFORMADOR EN DELTA



SISTEMA DE TRES HILOS ALIMENTADO POR UN TRANSFORMADOR EN ESTRELLA SIN CONEXIÓN A TIERRA (NEUTRO FLOTANTE)





4.1.7 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

En las redes de distribución, parte de la problemática de las pérdidas y la regulación del voltaje está relacionada con la ubicación de las subestaciones eléctricas, que en la práctica son de dos tipos: las **primarias** asociadas a las líneas de subtransmisión o de transmisión y las **secundarias** que constituyen la red de cuyos secundarios se alimentan las cargas.

Existen dos problemas fundamentales a resolver con las subestaciones de distribución:

1. La localización.
2. Capacidad de las subestaciones.

LA LOCALIZACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

La localización de una subestación de distribución, se determina desde la fase de planeación y se relacionan con aspectos como: el nivel de voltaje, la regulación de voltaje, los costos de la subtransmisión, los costos de la subestación, los costos de los alimentadores primarios y de los transformadores de distribución.

Para obtener la localización óptima de una subestación, se deben tomar en consideración los siguientes factores:

- Localizar la subestación tan cercana como sea posible a la carga dentro de su área de servicio.
- Localizar la subestación de tal manera que se logren los límites de regulación de voltaje, sin necesidad de tomar medidas adicionales para lograrlo, es decir, que a máxima demanda la caída de voltaje de los alimentadores esté dentro de sus límites.

- La localización de la subestación, se debe hacer de tal manera que facilite los accesos de las líneas o alimentadores entrantes o salientes.
- La subestación se debe ubicar en los terrenos que permitan ampliar su estructura (ampliación futura).
- No debe producir afectaciones en terrenos, casas, etc., y tratando de minimizar los efectos de su ubicación.

LA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN

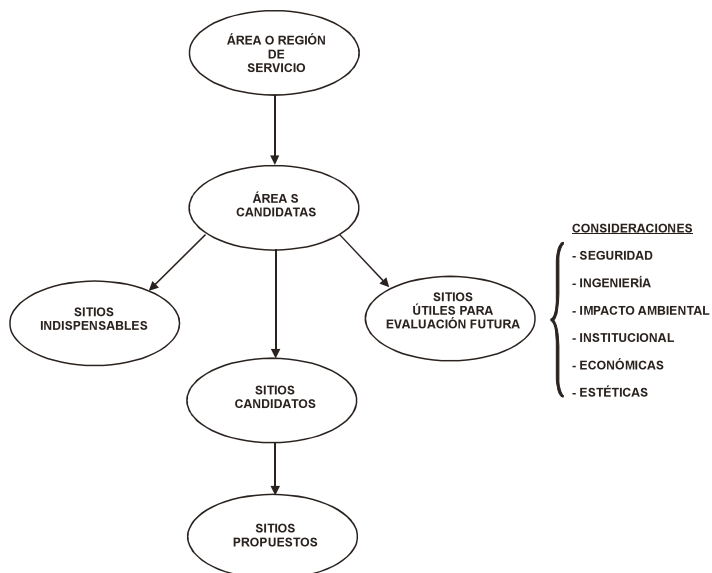
La capacidad de la subestación de distribución, se determina considerando los siguientes factores:

- La necesidad de satisfacer la máxima demanda actual y considerar el crecimiento futuro en un escenario al menos de unos 5 años.
- La conveniencia de que el área servida para la subestación sea lo más compacta posible para dar un valor razonable de kVA/Km^2 .

La capacidad de la subestación, se relaciona con su ubicación mediante los conceptos de la forma cuadrada de área de servicio suministrado por la subestación.



FACTORES QUE AFECTAN LA LOCALIZACIÓN DE SUBESTACIONES



PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DEL SITIO DE UNA SUBESTACIÓN

4.2 El cálculo eléctrico de las redes de distribución

4.2.1 INTRODUCCIÓN

Aun cuando actualmente prácticamente todos los cálculos eléctricos para las redes de distribución se hacen apoyándose en programas de cálculo digital, de los cuales existen distintas versiones para facilitar estudios relacionados con selección de conductores, caída de voltaje, pérdidas, regulación de voltaje, aplicación de capacitores, etc.. Tanto en redes aéreas como en redes subterráneas, es necesario tener un claro conocimiento de los conceptos básicos en los cuales se apoya el cálculo eléctrico de las redes de distribución.

Conviene recordar que el cálculo eléctrico de las redes de distribución está apoyado en los conceptos y métodos tradicionales, establecidos en libros de texto y normas de las empresas eléctricas, pero que tratan principalmente los siguientes aspectos fundamentales.

- a) Caída de tensión.
- b) Calentamiento de los conductores por efecto joule.
- c) Posibilidad de sobrecarga en las líneas.
- d) Sección mínima admisible en las líneas, en función a las exigencias de robustez mecánica.
- e) Diámetro mínimo admisible para los conductores de media tensión en redes subterráneas.
- f) Diámetro mínimo admisible en los conductores sujetos a las solicitaciones por cortocircuito.

4.2.2 EL CÁLCULO ELÉCTRICO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR LOS MÉTODOS TRADICIONALES

El cálculo manual de la caída de tensión en las redes de distribución está subdividido por lo general en dos partes:

- El cálculo preliminar.
- El cálculo de verificación.

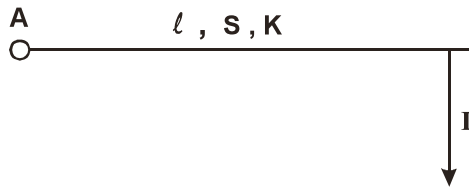
En el **cálculo preliminar** se parte del valor de las cargas en potencia y factor de potencia y del punto de alimentación a un voltaje determinado, y a partir de esto, si se conoce el calibre o sección del conductor del alimentador, se evalúa la caída de tensión, como punto de partida para otros cálculos.

Con el **cálculo de verificación**, a partir de la sección de los conductores y de las corrientes que circulan por cada tramo, se puede calcular la caída de tensión efectiva en cada punto de la red donde se tengan cargas conectadas, presentándose varios casos simples de alimentadores radiales.

4.2.3 ALIMENTACIÓN A UNA CARGA

Para los alimentadores de distribución, sean aéreos o cables subterráneos, sólo se considera para su cálculo el elemento serie, es decir, una resistencia en serie con una reactancia inductiva para las longitudes que se usan y para el tipo de carga que alimentan con factores de potencia elevados, y aún cuando son alimentadores trifásicos, se usa una representación de fase a neutro, suponiendo alimentación de cargas balanceadas.

En la siguiente figura, se muestra la representación para estos circuitos elementales, en donde se indica con S la sección del conductor empleado, con ℓ la longitud de la línea y con K la conductividad del material.



El valor de la conductividad se puede tomar como:

Para el cobre

$$K = (50 - 55) \frac{\text{Siemens} \cdot \text{m}}{\text{mm}^2}$$

Para el aluminio

$$K = (28 - 29) \frac{\text{Siemens} \cdot \text{m}}{\text{mm}^2}$$

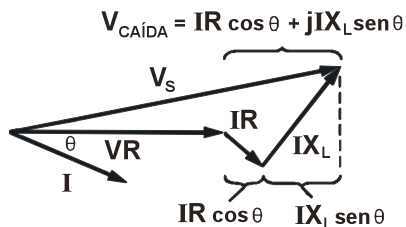
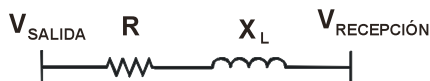
Para la representación del circuito serie elemental, formado por una resistencia $R = r\ell$ (Ω)

Donde:

ℓ = longitud de la línea, r = resistencia por unidad de kilómetro (ohms/km) y también una reactancia inductiva en serie) $X_L = X \cdot \ell$ (Ω).

Siendo:

X = reactancia inductiva por unidad de longitud, para una carga con factor de potencia ($\cos\theta$) atrasado, tiene una representación fasorial como la mostrada.



La resistencia de la línea por unidad de longitud depende del área o sección del conductor y de su material, el valor se obtiene de tablas. En tanto que el valor de la reactancia inductiva por unidad de longitud,

se calcula, como ya se indicó en los capítulos anteriores como:

$$X_L = 0.1736 \log \frac{DMG}{R} \quad (\Omega/\text{Km})$$

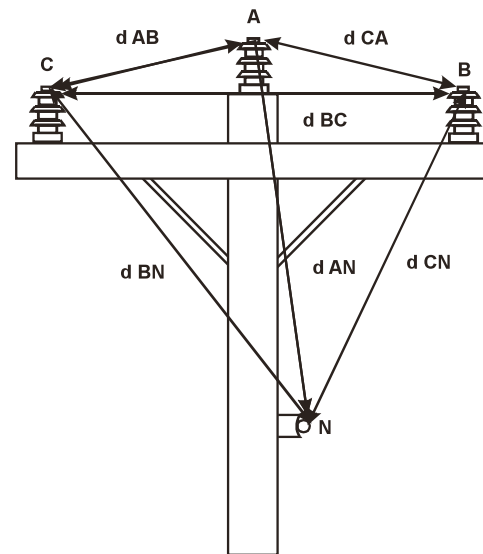
Donde:

DMG = Distancia media geométrica.

R = Radio del conductor.

Para una conformación general de los conductores como la mostrada en la figura, la distancia media geométrica se obtiene con la expresión:

$$DMG = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{CA}}$$



CONFORMACIÓN GENERAL

Para el diagrama vectorial anterior, el voltaje de salida o al principio del alimentador se obtiene como:

$$V_S = \sqrt{(V_R \cos\theta + IR)^2 + (V_R \sin\theta + IX_L)^2}$$

Donde la caída de tensión es:

$$\Delta V = IR \cos\theta + IX_L \sin\theta$$

$$\Delta V = I(R \cos\theta + X_L \sin\theta)$$

$$\Delta V = V_S - V_R$$

La caída de voltaje se puede expresar también como la regulación de tensión como:

$$\Delta V(\%) = \frac{V_S - V_R}{V_R} \times 100$$

Para una línea trifásica:

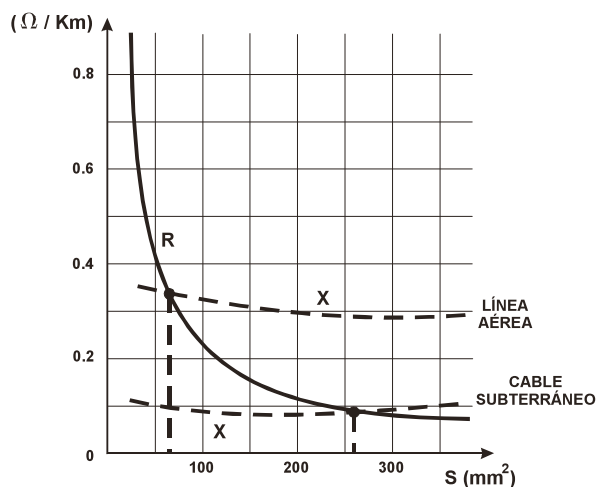
$$\begin{aligned} (\Delta V)\% &= \frac{100(V_S - V_R)}{V_R} = \frac{100(RI \cos \theta + X_L I \sin \theta)}{V_R} \\ &= \frac{100(3V_R RI \cos \theta + 3V_R X_L I \sin \theta)}{3V_R V_S} \\ (\Delta V)\% &\approx 100 \frac{PR + QX_L}{V_R^2} \end{aligned}$$

Siendo:

P = Potencia activa de la carga.

Q = Potencia reactiva de la carga.

Los valores de R y X_L varían, dependiendo de si se trata de líneas aéreas o subterráneas, un ejemplo de esto se da en la siguiente figura:



RELACIÓN ENTRE LOS VALORES DE RESISTENCIA Y REACTANCIA PARA LÍNEA AÉREA Y CABLE SUBTERRÁNEO EN 15 kV

De la expresión para la caída de tensión:

$$\Delta V = RI \cos \theta + X_L I \sin \theta$$

Si se supone que $\cos \theta = 1.0$, $\theta = \cos^{-1} 1.0 = 0^\circ$

$\sin \theta = 0$, se tiene entonces:

$$\Delta V = RI$$

Se puede escribir también en la forma:

$$\Delta V = \frac{\ell}{KS} \cdot I$$

Si se trata de una línea monofásica, se puede escribir como:

$$\Delta V = \frac{2\ell}{KS} I$$

La sección del conductor se puede calcular entonces en la forma siguiente, a partir del conocimiento de un valor de caída de tensión establecido.

Para líneas trifásicas:
$$S = \frac{\ell I}{K \Delta V}$$

Para líneas monofásicas:
$$S = \frac{2\ell I}{K \Delta V}$$

Al producto ℓI se le conoce, por analogía con los cálculos mecánicos, como el **momento eléctrico** o momento de la corriente con respecto al punto de alimentación A y se expresa como $M_{(A)}$, de modo que la fórmula para el cálculo preliminar se puede describir como:

$$S = \frac{M_{(A)}}{K \Delta V}$$

Para el caso de las líneas trifásicas:
$$M_{(A)} = \ell I$$

Para las líneas monofásicas:
$$M_{(A)} = 2\ell I$$

Cuando se trata en la práctica de aplicar diseños normalizados en cuanto a tipo de estructura y material y calibre de conductor, el valor de la caída de voltaje en las líneas primarias se puede obtener aplicando tablas de valores precalculados, en donde se **multiplica la caída de tensión** que corresponde al calibre y material del conductor por la corriente de fase y por la longitud en kilómetros.

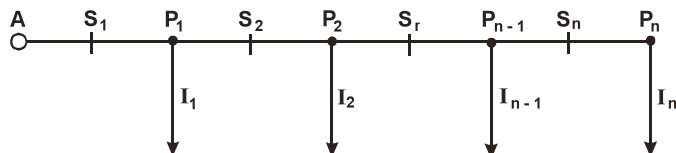
El valor de la caída de tensión se mide entre fases.

- El conductor AAC se considera similar al ACSR en este parámetro.

CAÍDA DE VOLTAJE POR AMPERE POR KILÓMETRO							
CONDUCTOR		FACTOR DE POTENCIA EN %					
CALIBRE AWG o KCM	MATERIAL	75	80	85	90	95	100
6	Cobre	2.332	2.396	2.453	2.489	2.491	2.336
4	"	1.668	1.690	1.704	1.701	1.664	1.474
2	"	1.246	1.246	1.233	1.209	1.152	0.946
1/0	"	0.964	0.946	0.920	0.881	0.808	0.595
3/0	"	0.778	0.753	0.718	0.668	0.590	0.375
2	Acsr	1.682	1.709	1.727	1.728	1.694	1.512
1/0	"	1.247	1.247	1.237	1.213	1.154	0.953
3/0	"	0.962	0.946	0.922	0.882	0.811	0.600
266.4	"	0.740	0.718	0.687	0.644	0.573	0.375
336.8	"	0.673	0.647	0.614	0.567	0.493	0.297

4.2.4 ALIMENTADOR CON CARGAS INTERMEDIAS

Si se considera una línea trifásica de baja tensión, alimentada en el punto A, con entrega de energía en la otra extremidad, como se muestra en la figura:



La caída de tensión ΔV se debe entender como el valor máximo admitido correspondiendo a la erogación más lejana de la fuente de energía.

En el dimensionamiento de los conductores, se podrán utilizar por los tramos AP_1 , P_1P_2 , $P_{n-1}P_n$, en teoría dos condiciones distintas:

- Que la máxima caída de tensión ΔV resulte inferior al valor fijado.
- Que el peso del material empleado por los distintos conductores, resulte mínimo.

Se puede demostrar que imponiendo tales condiciones, los valores de las secciones resultan directamente proporcionales a la raíz cuadrada de la corriente que circula por ellos, adoptando este criterio, para cada sección se obtiene una sección única de conductor y la construcción resulta más económica por las siguientes razones:

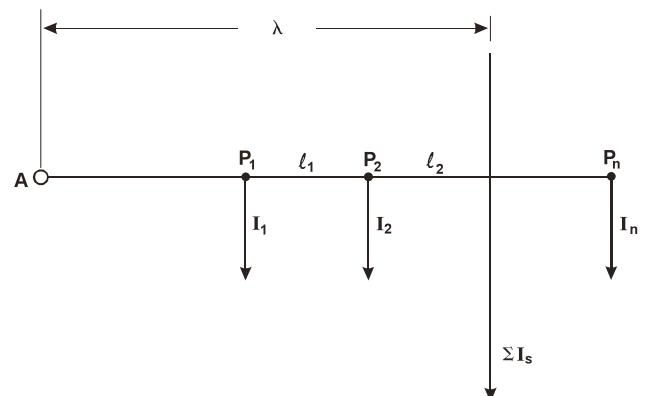
- El costo de los conductores puestos en operación crece menos que proporcionalmente al peso de los conductores mismos.
- Se multiplica el costo de las uniones.
- Sería necesario mantener más herrajes, conectores, etc, en almacenes, para cada una de las secciones.
- No es posible efectuar la alimentación de la línea en el sentido opuesto.

Debido a las razones anteriores, no es conveniente tener conductores de distinta sección en alimentadores con cargas intermedias.

Cuando se adopta una sección de conductor única, la caída de tensión se deja a los parámetros de una relación simple, si en la siguiente figura:

S = Sección del conductor
(constante).

$\ell_1, \ell_2, \dots, \ell_n$ = El desarrollo de las distintas secciones y la corriente que aísla a las cargas es $I_1, I_2, \dots, I_n$



Si se expresa la corriente que circula por cada tramo, en función de las corrientes absorbidas por las cargas, se puede elaborar una tabla de la forma siguiente:

SECCIÓN	CORRIENTE
AP ₁	$\sum_{S=1}^n I_S$
P ₁ P ₂	$\sum_{S=2}^n I_S$
P ₂ P ₃	$\sum_{S=3}^n I_S$
P _{n-1} -P _n	I_n

La caída de tensión total se puede calcular como la suma de las caídas de tensión parciales en las distintas secciones, multiplicando la resistencia del tramo por la corriente respectiva.

$$\Delta V = \frac{\ell_1}{KS} \sum_{S=1}^n I_S + \frac{\ell_2}{KS} \sum_{S=2}^n I_S + \frac{\ell_3}{KS} \sum_{S=3}^n I_S + \dots + \frac{\ell_n}{KS} I_n$$

Desarrollando los productos, la caída de tensión total se puede expresar como:

$$\Delta V = \frac{1}{KS} \left[I_n \sum_{S=1}^n \ell_S + I_{n-1} \sum_{S=1}^{n-1} \ell_S + I_{n-2} \sum_{S=1}^{n-2} \ell_S + \dots + I_1 \ell_1 \right]$$

De donde:

$$\Delta V = \frac{\sum_{S=1}^n M_{S(A)}}{K_S}$$

Donde: $\sum_{S=1}^n M_{S(A)}$ es la suma de los momentos de la corriente absorbida por los usuarios respecto al punto A de la alimentación.

Por lo tanto, la caída de tensión máxima se puede expresar como la suma de los momentos de las erogaciones con respecto al punto de alimentación, dividida entre el producto de la conductividad (K) por la sección del conductor (S). Para tal fin se considera la relación:

$$\lambda = \frac{\sum_{S=1}^n M_{S(A)}}{\sum_{S=1}^n I_S}$$

Esta relación tiene las unidades de longitud y representa la distancia del punto A a la resultante de la carga, **cuando las cargas eléctricas se interpretan como una fuerza mecánica ordinaria.**

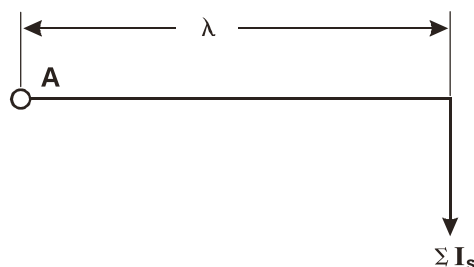
De las dos ecuaciones anteriores, se tiene que la caída de tensión es:

$$\Delta V = \frac{\lambda \sum_{S=1}^n I_S}{KS}$$

O bien, la sección:

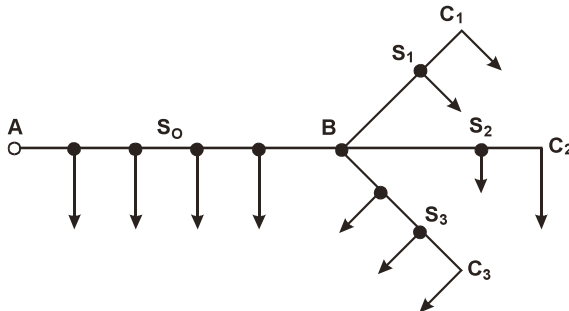
$$S = \frac{\lambda \sum_{S=1}^n I_S}{K \Delta V}$$

Y quiere decir que un alimentador con cargas intermedias, se puede representar **como un alimentador de longitud λ** y sección S que alimenta en el extremo a una carga igual a la suma de las cargas, como se muestra en la figura:



Adoptando el sistema de equivalentes descrito anteriormente, se pueden calcular estructuras más complejas, como la representada en la siguiente figura, que está alimentada por el extremo A y con varias ramificaciones en el punto B, las cuales tienen colgadas cargas intermedias. También, en este caso, el problema a resolver es la determinación de la sección de los conductores, de manera que la máxima caída de tensión en los puntos más lejanos, C₁, C₂ y C₃ sean iguales a un valor ΔV prefijado.

Es oportuno, por las razones ya vistas, adoptar para el alimentador una sección sencilla constante de valor S_0 para el tramo AB, una sección S_1 para el tramo BC, una sección S_2 en el tramo BC_2 y una sección S_3 en el tramo BC_3 .

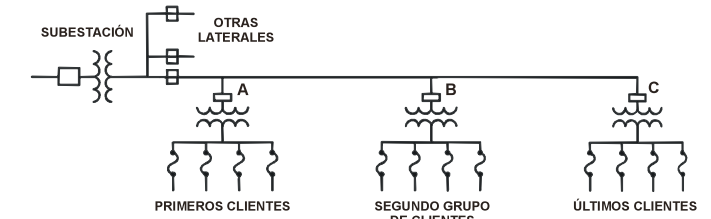
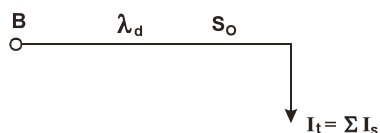


No resulta difícil demostrar que la sección S_0 del tramo AB sea igual a la suma de las secciones S_1 , S_2 y S_3 de las ramificaciones.

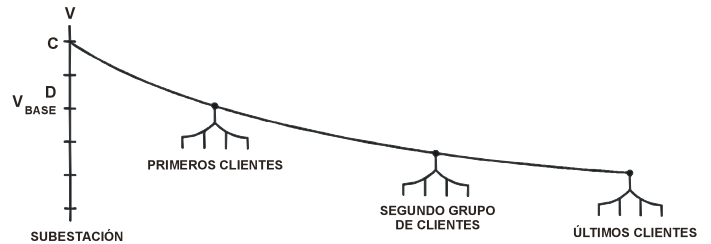
$$S_0 = S_1 + S_2 + S_3$$

Debido a que la caída de tensión ΔV en el punto más lejano de las ramificaciones es igual al de las ramificaciones, se puede sustituir por un conductor equivalente de longitud λ_d , sección S_0 que tenga una carga en el extremo igual a la suma de todas las cargas alimentadas.

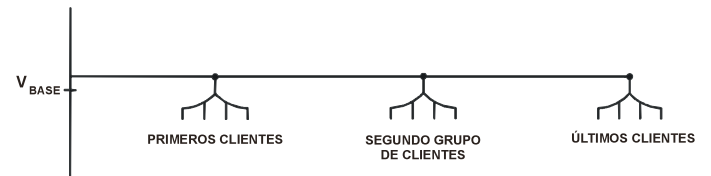
$$I_t = \sum_{S=1}^n I_s$$



A) REPRESENTACIÓN DEL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN

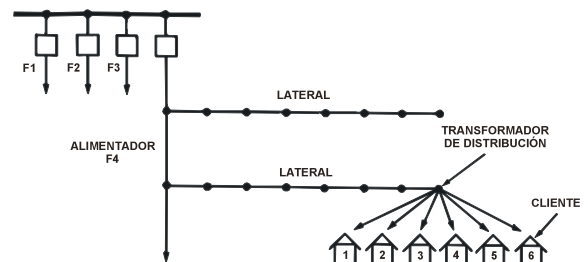


B) CAÍDA DE VOLTAJE EN LA LÍNEA CON CARGA EXCESIVA



C) CAÍDA DE VOLTAJE CON CARGAS LIGERAS

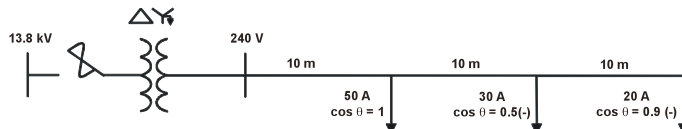
CAÍDA DE VOLTAJE A LO LARGO DE UNA LÍNEA



REPRESENTACIÓN DEL ALIMENTADOR PRINCIPAL Y LOS RAMALES LATERALES

4.2.5 MÉTODOS PARA LA REGULACIÓN DE VOLTAJE

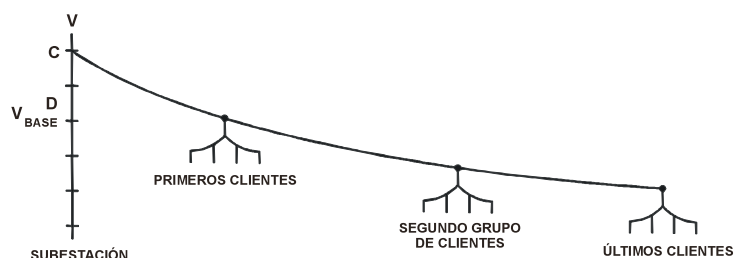
Los clientes que se conectan al alimentador de una red de distribución en forma de taps en derivación, producen, debido a la demanda de corriente en cada sección, una caída de voltaje que aumenta en la medida que se aleja de la subestación.



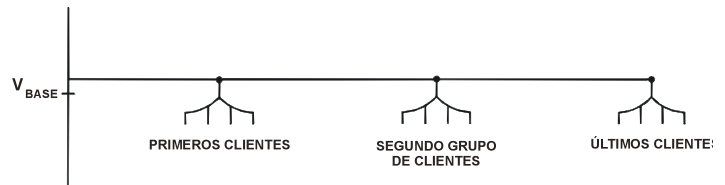
CARGAS EN TAP O DERIVACIÓN CONECTADAS A UN ALIMENTADOR

Se debe observar que si el voltaje en la subestación se ajusta a un valor nominal, los clientes al extremo de la línea o alimentador pueden tener un voltaje bajo en condiciones de cargas elevadas, y por otro lado, si se ajusta el voltaje para que los clientes al final del alimentador tengan un valor nominal, entonces los clientes conectados cerca de la subestación tendrían un valor elevado bajo condiciones de carga elevada. Esto quiere decir que se debe hacer un compromiso para que se tenga un valor aceptable de voltaje para todos los clientes, en forma independiente del valor de la carga y la caída de voltaje, debe tener un valor aceptable para cualquier carga.

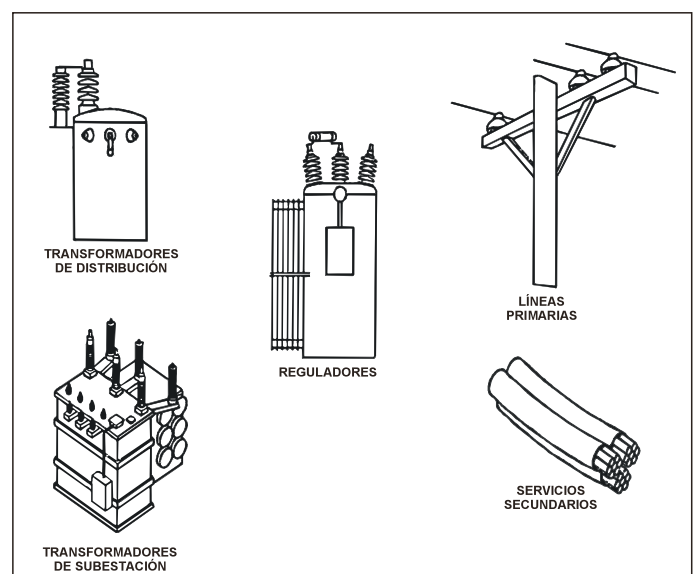
Como un compromiso favorable de caída de voltaje no siempre es posible para todas las condiciones de carga, esto hace necesario que se consideren otros medios para la regulación de voltaje, como son el uso de transformadores con cambiador de derivaciones (Taps), o bien la aplicación de capacitores para la regulación de voltaje.



LOS CLIENTES DISTANTES DE LA SUBESTACIÓN PUEDE TENER CAÍDAS DE VOLTAJE ELEVADAS CON CARGAS EXCESIVAS



LOS CLIENTES CERCANOS A LA SUBESTACIÓN PUEDE TENER VOLTAJES ELEVADOS CON CARGAS LIGERAS



COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DONDE SE PRESENTAN CAÍDAS DE VOLTAJE Y PÉRDIDAS

4.2.6 USO DE CAMBIADORES DE DERIVACIÓN DE DERIVACIÓN EN TRANSFORMADORES

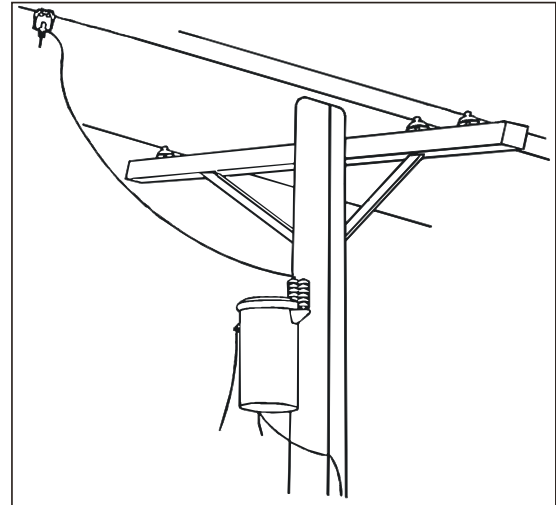
Otro método usado para la regulación de voltaje en las líneas, es el uso de los cambiadores de derivación que están conectados en los devanados de los transformadores para cambiar la relación de espiras o relación de transformación ligeramente.

El cambio en la relación de transformación es normalmente $\pm 10\%$, aún cuando se pueden encontrar disponibles cambios de $\pm 5\%$ ó $\pm 7.5\%$, los pasos de variación varían desde 2.5% hasta 32 pasos para cubrir el rango normal de $\pm 10\%$ (0.625% por paso).

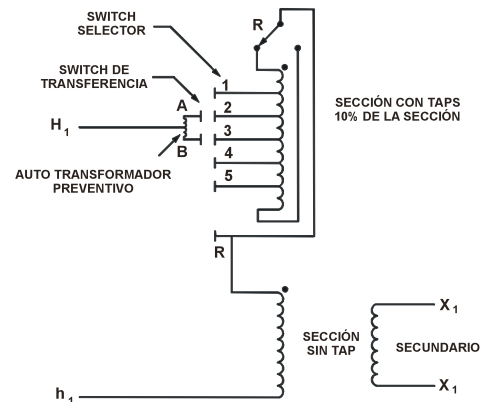
Normalmente los cambiadores de derivación o taps están localizados en los devanados primarios (de alto voltaje), debido a que se tiene que manejar en los cambios menos corriente de la que se manejaría si se localizarán en el devanado de bajo voltaje. Los cambiadores de derivación pueden ser normales o automáticos, la mayoría de los transformadores de distribución y de subestaciones de distribución tienen cambiadores manuales, de manera que la carga que se agrega se puede compensar.

Los cambiadores de derivación accionados por motor eléctrico se requieren cuando se tiene una regulación de voltaje con cargas ampliamente fluctuantes, estos cambiadores de derivación se les conoce como **cambiadores bajo carga**.

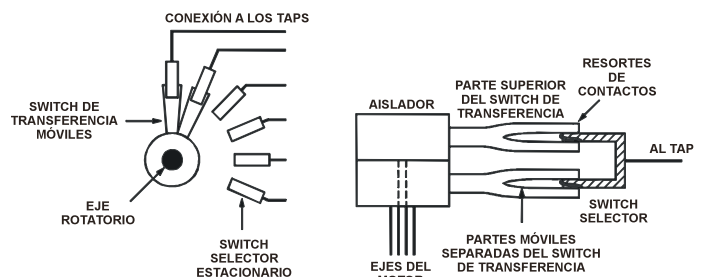
Existen muchos diseños para los cambiadores de derivación bajo carga y sólo se recomiendan cuando se justifica mejorar sustancialmente localidad del servicio, ya que su costo puede ser hasta el 50% del costo del transformador.



INSTALACIÓN DE UN TRANSFORMADOR EN POSTE PARA DISTRIBUCIÓN AÉREA



A) DIAGRAMA



VISTA EN PLANTA

VISTA LATERAL

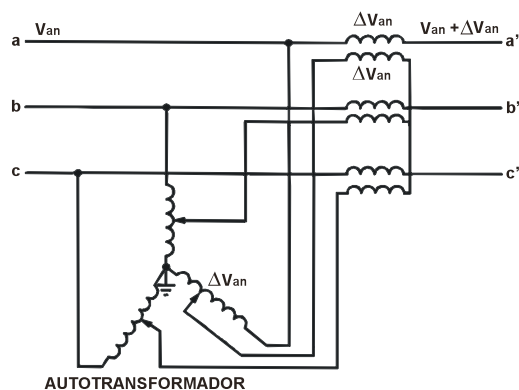
B) ARREGLO MECÁNICO Y DEL MECANISMO DE CONEXIÓN

CAMBIADOR DE TAPS

4.2.7 TRANSFORMADORES REGULADORES DE VOLTAJE

Los transformadores reguladores de voltaje están diseñados para proporcionar un impulso en la magnitud del voltaje a lo largo de la línea, o bien un cambio de fase. Se usan en principio para controlar el flujo de potencia entre dos sistemas con distintas fuentes o a lo largo de un alimentador de unión entre dos centros de carga que están alimentados por la misma subestación.

Los transformadores de regulación de fase se usan para controlar el flujo de potencia alrededor de mallas o lazos con dos o más fuentes, generalmente están accionados por motor eléctrico y tienen un sistema de control y protección extensivos. En la siguiente figura, se muestra un transformador regulador, el autotransformador proporciona el valor de ΔV que se agrega a la línea a través de los transformadores serie.



TRANSFORMADOR REGULADOR DE VOLTAJE

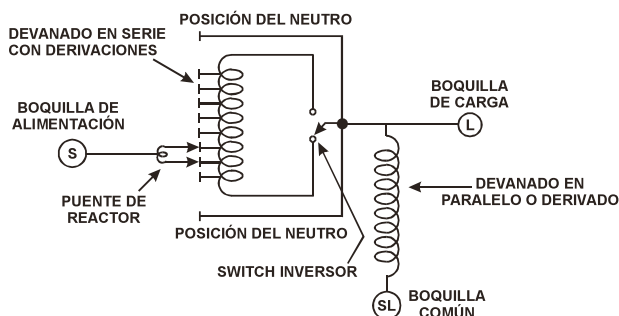
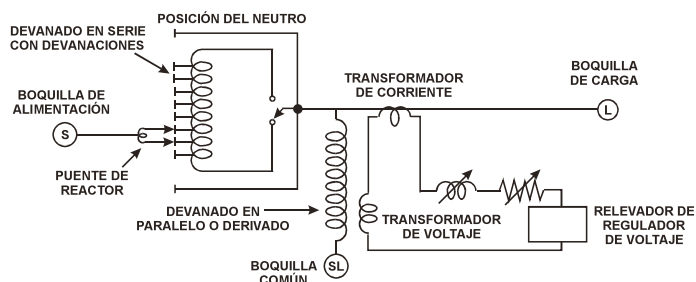
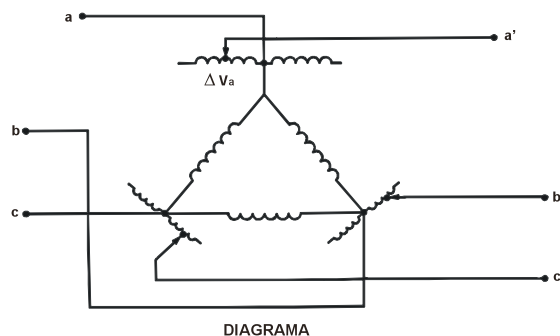


DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN REGULADOR DE VOLTAJE DE PASOS



CIRCUITO DE COMPENSACIÓN DE CAÍDA EN LA LÍNEA

En la siguiente figura, se muestra un transformador regulador de fase, el arreglo del núcleo provoca que el devanado produzca que ΔV esté 90° fuera de fase en el voltaje al neutro.



DIAGRAMA

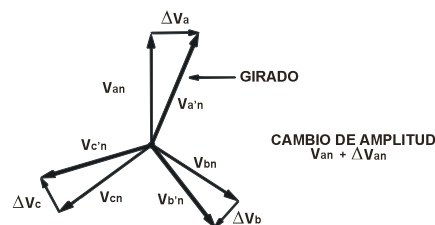


DIAGRAMA FASORIAL

TRANSFORMADOR REGULADOR DE FASE

4.2.8 CÁLCULO DEL CALENTAMIENTO DE LOS CONDUCTORES

El calor disipado por efecto joule en los conductores en las líneas, causa un incremento en la temperatura de los mismos con respecto al ambiente, esto debe estar convenientemente limitado dentro de los valores de seguridad. Los efectos nocivos de un calentamiento excesivo son los siguientes:

- Pérdidas excesivas, ya que a una mayor sobre temperatura se asocia una más alta densidad de corriente y una más elevada resistividad, para un material conductor determinado.
- Si se trata de un cable aislado, se incrementa el deterioro del dieléctrico aislante, cuya vida se reduce rápidamente al aumentar la temperatura de operación.
- Si se trata de líneas aéreas, hay un recalentamiento del conductor, que acompañado a un aumento de carga se puede producir un alargamiento permanente.
- Un aumento en la flecha de las catenarias de los conductores, y por lo tanto, una posible reducción de las distancias de seguridad.
- Riesgo de que se degraden las uniones o empalmes por sobrecalentamiento.

De aquí la necesidad de no superar la máxima intensidad de corriente que puede circular por los conductores, con la certidumbre de que la sobre-elevación de temperatura no supere los límites de seguridad.

Es oportuno observar que el problema correctamente enfocado debe ser tratado en términos probabilísticos, de hecho, las variables que influyen en la temperatura alcanzada por los conductores son esencialmente aleatorias, y en parte independientes entre sí, y siguiendo la distribución de densidad de probabilidad, no es difícil evaluar, tales variables son: la carga, y por lo tanto la corriente de la línea, la temperatura ambiente, la velocidad del viento, la radiación solar, la conductividad térmica del terreno, cuando se trata de cables enterrados.

Por otro lado, los fenómenos de calentamiento excesivo en los materiales se traducen en un envejecimiento

prematureo de las líneas, dependiendo de la duración del periodo de operación con valores para los cuales la vida del material no está condicionada al sobrecalentamiento.

El tratamiento probabilístico del problema se encuentra aún en fase de estudio, y no sólo se refiere a las líneas de transmisión y redes de distribución, también a todas las máquinas y aparatos eléctricos.

Es conveniente considerar por separado el sobrecalentamiento, debido a la circulación continua de corriente normal de operación y aquél calentamiento debido a la circulación de corriente de alta intensidad, pero de duración muy corta, durante el régimen transitorio (cortocircuito).

En el primer caso (operación normal), los conductores funcionan en condiciones de equilibrio térmico, es decir:

El calor que se produce por efecto joule, viene de hecho a ser transmitido totalmente al ambiente por convección, conducción e irradiación. En el segundo caso, en cambio, la potencia disipada por efecto joule puede ser algunas veces mayor a la de régimen normal. Por otro lado, el conductor se encuentra inicialmente a una temperatura baja (la que corresponde a la operación normal), de manera que el calor transmitido al ambiente es despreciable respecto a aquel que se desarrolla por efecto joule. **Entonces se puede suponer que todo el calor producido se acumula en el conductor y produce el rápido aumento de la temperatura.**

Para los conductores desviados de las líneas aéreas no existen normas precisas sobre la temperatura límite admitida en operación continua, el criterio para la definición de la temperatura máxima admitida es que se reduzcan los riesgos de daño o se trabaje con un cierto margen de seguridad.

En algunos países, se considera que la temperatura no debe superar en operación continua a 80 °C para los conductores ACSR, 70 °C para conductores de aluminio y de 78-80 °C para los conductores de cobre. La mayor incertidumbre en la definición de estos límites para las líneas de distribución, se encuentra en el comportamiento de los empalmes o uniones.

Para facilitar el cálculo térmico, conviene determinar para cada una de las secciones y materiales conductores, la intensidad de la corriente para la cual se alcanza la temperatura límite admisible, dicha intensidad denominada como nominal de corriente al límite térmico, está en función de muchos parámetros.

Para los conductores desnudos tiene gran importancia la temperatura ambiente y la velocidad del viento, también tiene influencia el estado de la superficie de los

En el caso de las líneas aéreas, la transmisión del calor producido por el efecto joule viene principalmente por convección, al menos en las condiciones normales con velocidad del viento mayor o igual a 2 Km/h y una pequeña parte del calor se transmite por radiación.

Al régimen térmico alcanzado, el balance térmico para un conductor tendido en aire libre, se escribe en la forma siguiente:

Calor disipado por efecto joule
 + calor recibido por radiación solar

= calor transmitido por convección
 + calor transmitido por radiación

El cálculo de la capacidad de corriente de los conductores de las líneas aéreas para una temperatura dada como límite de operación se puede determinar con la fórmula siguiente:

$$I^2 r_{20} [1 + \beta(T_C - 293)] + \alpha \text{ si } d = 0.448$$

$$8.55 (T_C - T_a) (Vd) + ESiTd(T_C^4 - T_a^4)$$

Donde:

- I = Corriente en A.
- r_{20} = Resistencia óhmica del conductor a 20 °C (Ω/m).

β = Coeficiente de temperatura de la resistencia:

0.004/°C para el aluminio.

0.0036/°C para aleaciones de aluminio.

0.0038/°C para el cobre.

T_C = Temperatura absoluta del conductor °K

T_a = Temperatura absoluta del aire ambiente °K.

α = Coeficiente de absorción de las radiaciones solares (se puede suponer el valor de 0.5).

Si = Radiación solar específica (watt/m²)

d = Diámetro del conductor (m).

V = Velocidad del viento (m/s).

S = Constante de stefan ($5.7 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2$).

En la fórmula anterior, se pone en evidencia la gran importancia que tiene la velocidad del aire en el cálculo de la capacidad de corriente, en las condiciones razonablemente más desfavorables se puede suponer que es de 1 m/seg.

Con relación al coeficiente de radiación solar específico (S) para lugares con climas de templado a caluroso, se puede considerar el valor de $900 \frac{\text{watt}}{\text{m}^2}$

Conviene aclarar también que la ecuación anterior es válida al nivel del mar, en lugares altos con alturas superiores al nivel del mar, la presión atmosférica es sensiblemente inferior, esto se debe tomar en consideración multiplicando el término relativo a la transmisión por convección (primer término del segundo miembro) por $P^{0.5}$ siendo P la presión expresada en Kg/m².

También, en la ecuación anterior, se debe calcular la temperatura TC en el conductor, cuando circula por el mismo una corriente de valor determinado.

Es interesante poner en evidencia las leyes de variación de la densidad de corriente admisible para una temperatura límite asignada, en función de la sección del conductor, para este propósito conviene aplicar una fórmula simplificada para la transmisión de calor.

Se supone que el calor transmitido al ambiente en la unidad de tiempo por la unidad de longitud del conductor es proporcional a la diferencia de temperatura ΔT y a la superficie (S), según el coeficiente de transmisión (K). Este último en función de muchos parámetros, de entre los cuales es importante la velocidad del aire. Estando en equilibrio térmico se puede escribir:

$$\frac{\rho}{S} I^2 = KS\Delta T$$

Donde:

ρ = Resistividad de la sección del conductor.

σ = Densidad de corriente.

$$\sigma = \sqrt{\frac{KS\Delta T}{\rho S}}$$

Para conductores de sección circular: $S = \pi d = 2\sqrt{\pi S}$

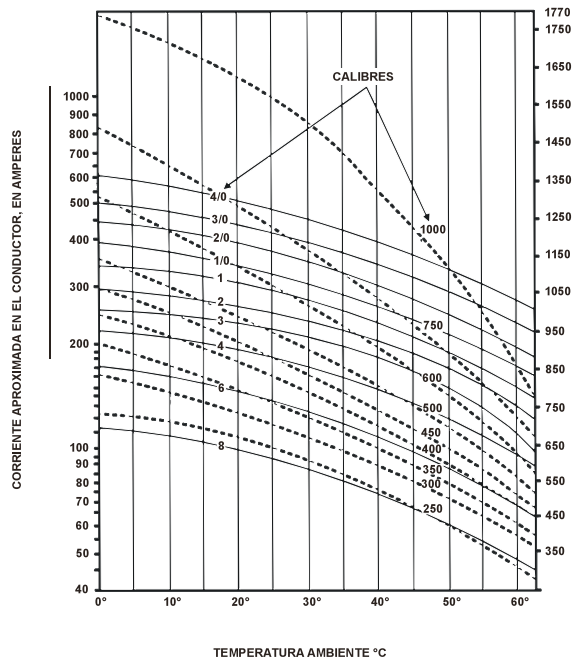
Por tanto:

$$\sigma = \sqrt{\frac{2\sqrt{\pi K \Delta T}}{\rho}} \frac{1}{\sqrt[4]{S}}$$

La ecuación anterior, muestra que la densidad de corriente máxima admisible es, a igualdad de otras condiciones, inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la sección, si se designa con σ_1 y σ_s la densidad límite que corresponde a sección $S=1 \text{ mm}^2$, y respectivamente $S \text{ mm}^2$, la ecuación anterior se

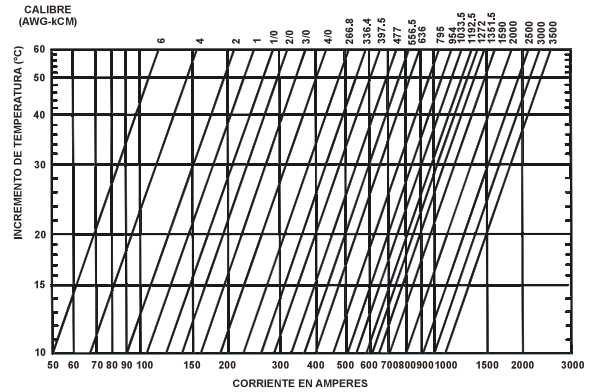
transforma en la siguiente: $\sigma_s = \frac{\sigma_1}{\sqrt[4]{S}}$ Aplicable a conductores desnudos o cables aislados.

GRÁFICA DE CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA ALAMBRES Y CABLES DESNUDOS DE COBRE DURO.



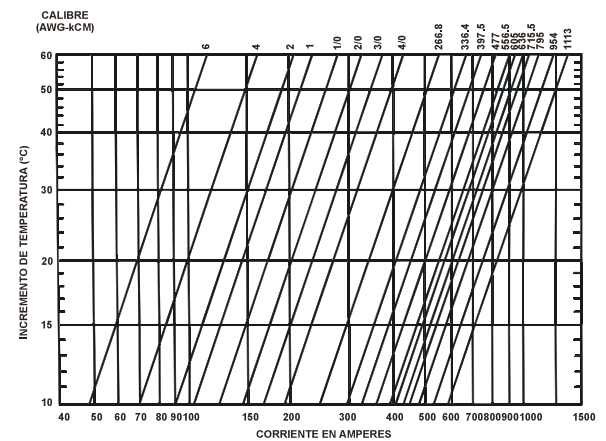
LA CORRIENTE QUE SE OBTIENE DE LA GRÁFICA CORRESPONDE A UNA TEMPERATURA DE 75 °C EN EL CONDUCTOR DE COBRE DURO CON 96.16% DE CONDUCTIVIDAD (IACS).

SE SUPONE UNA VELOCIDAD DEL VIENTO 0.6 m/seg. (2 pies/ seg) EN DIRECCIÓN PERPENDICULAR AL EJE DE LA LÍNEA Y UN FACTOR DE EMISIVIDAD DE 0.5 (COBRE OPACO)



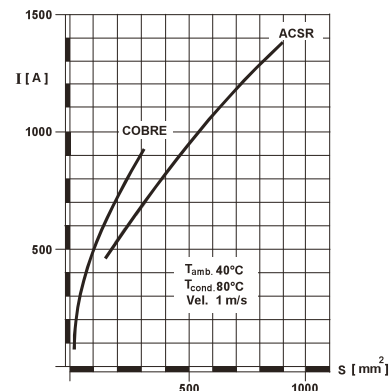
GRÁFICA DE CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO TIPO AAC, SUJETOS A LAS SIGUIENTE CONDICIONES:

TEMPERATURA AMBIENTE 40°C, EMISIVIDAD $\epsilon = 0.5$, VELOCIDAD DEL VIENTO 0.6 m/seg

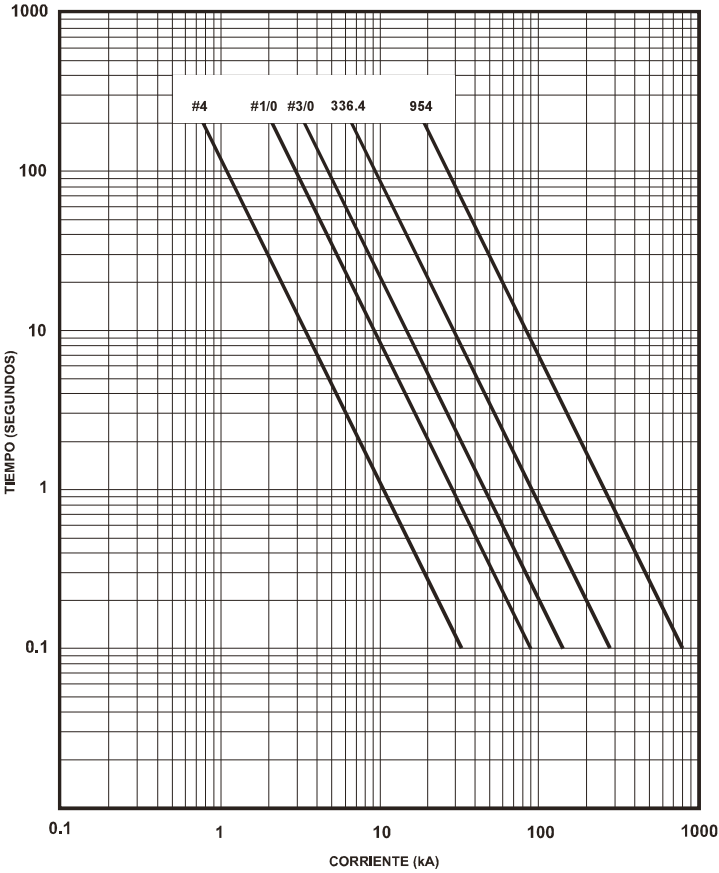


GRÁFICA DE CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO TIPO ACSR, SUJETOS A LAS SIGUIENTE CONDICIONES:

TEMPERATURA AMBIENTE 40°C, EMISIVIDAD $\epsilon = 0.5$, VELOCIDAD DEL VIENTO 0.6 m/seg



CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES DE COBRE Y DE ACSR EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA



CURVA DE SOPORTE DE CORRIENTE DE FALLA PARA CONDUCTORES ACSR

La segunda edición del MANUAL ELÉCTRICO Viakon consta de 1,000 ejemplares
y se terminó de imprimir en la ciudad de Monterrey, N.L. en enero de 2011.

©Derechos Reservados

www.viakon.com

PLANTA MONTERREY

Av. Conductores No. 505
Col. Constituyentes de Querétaro, Sector 3
San Nicolás de los Garza, N.L.
C.P. 66490
Tel.: (01-81) 8030-8000, 8030-8030
Fax: (01-81) 8377-2669
e-mail: viakon@cmsa.com.mx

VENTAS A GOBIERNO

Av. Paseo de las Palmas No. 215-305
Col. Lomas de Chapultepec
México, D.F. C.P. 11000
Tel.: (01-55) 5249-1100
Fax: (01-55) 5249-1130
e-mail: viakgob@cmsa.com.mx

**VENTAS A MAQUILADORAS
Y FABRICANTES DE EQUIPO ORIGINAL**

Av. Conductores No. 505
Col. Constituyentes de Querétaro, Sector 3
San Nicolás de los Garza, N.L.
C.P. 66490
Tel.: (01-81) 8030-8094
Fax: (01-81) 8030-8015
e-mail: viakmaq@eletec.com.mx

AGUASCALIENTES

Av. Héroe de Nacozari Nte. No. 2901
Fracc. Las Hadas
Aguascalientes, Ags. C.P. 20140
Tel.: (01-449) 912-7283, 912-7284
Fax: (01-449) 993-2836
e-mail: viakags@eletec.com.mx

CD. DE MÉXICO

Carretera Lago de Guadalupe Km. 27.5 Lote 2-B
Col. San Pedro Barrios
Tlalnepanitla, Edo. de México, C.P. 54010
Tel.: (01-55) 8595-4400
Fax: (01-55) 8595-4455
e-mail: viakmex@eletec.com.mx

CD. JUÁREZ

Calle Neptuno No. 1917 Interior 2-A
Parque Industrial Zaragoza
Cd. Juárez, Chih. C.P. 32540
Tels.: (01-656) 687-5530, 687-5531
687-5622
Fax: (01-656) 687-5623
e-mail: viakcdj@eletec.com.mx

CHIHUAHUA

Calle Amada Armendáriz No. 279
Col. Revolución
Chihuahua, Chih. C.P. 31135
Tels.: (01-614) 421-2597, 482-0099
Fax: (01-614) 421-2608
e-mail: viakchi@eletec.com.mx

CULIACÁN

Av. Industrias del Valle No. 2879
Parque Industrial Canacina II
Culiacán, Sin. C.P. 80150
Tels.: (01-667) 714-7354, 714-7364
714-7505
Fax: (01-667) 714-7407
e-mail: viakcul@eletec.com.mx

GUADALAJARA

Roberto Michel No. 640
Col. La Aurora
Guadalajara, Jal. C.P. 44790
Tel.: (01-33) 3811-0025 (7 líneas)
Fax: (01-33) 3811-7836, 3811-7339
e-mail: viakgdl@eletec.com.mx

HERMOSILLO

Calle Severiano Talamante Local 7
Entre Av. Tecnológico y Carretera
a Bahía de Kino, Col. Sahuaró
Hermosillo, Son. C.P. 83170
Tels.: (01-662) 216-8620, 216-4982
216-4875, 216-3535
Fax: (01-662) 216-8567
e-mail: viakher2@eletec.com.mx

LA PAZ

Valentín Gómez Farias No. 1255
Entre 5 de Mayo y Constitución
Col. Centro
La Paz, B.C.S. C.P. 23000
Tel.: (01-612) 125-2444
Fax: (01-612) 122-4600
e-mail: viakpaz2@eletec.com.mx

LEÓN

Blvd. Aeropuerto No. 1811
Km 10.5, Bodega 8
Col. San Carlos de La Roncha
Parque Industrial Noramex
León, Gto. C.P. 37299
Tels.: (01-477) 711-4593, 711-5877
711-4610
Fax: (01-477) 711-5809
e-mail: viakleo@eletec.com.mx

MÉRIDA

Tablaje Catastral No. 23477 y 23478
Km. 41, Periférico Poniente
Bodegas Yucatán, Bodega No. 2
Mérida, Yuc. C.P. 97230
Tels.: (01-999) 252-0520, 252-0521
252-0522, 252-0523
Fax: (01-999) 912-2996
e-mail: viakmer@eletec.com.mx

MEXICALI

Av. Eucalipto No. 2399-B
Col. Rivera
Parque Industrial Calafia
Mexicali, B.C. C.P. 21259
Tels.: (01-686) 567-0741, 567-4989
Fax: (01-686) 567-0508
e-mail: viakmxi@eletec.com.mx

MONTERREY

Av. Rogelio Cantú No. 368
Col. Santa María
Monterrey, N.L. C.P. 64650
Tel.: (01-81) 8044-8800
Fax: (01-81) 8040-8888
e-mail: viakmtty@eletec.com.mx

MORELIA

Calle Tanganxoa No. 486
Esq. Naranxan, Col. Félix Ireta
Morelia, Mich. C.P. 58070
Tel.: (01-443) 314-4252
Fax: (01-443) 315-4071
e-mail: viakmor@eletec.com.mx

OAXACA

Av. Heroica Escuela Naval Militar No. 706
Col. Reforma
Oaxaca, Oax. C.P. 68050
Tel.: (01-951) 515-6966
Fax: (01-951) 515-2841
e-mail: viakoax@eletec.com.mx

PUEBLA

Blvd. "A" No. 4, Letra A, Interior 7
Parque Industrial Puebla 2000
Puebla, Pue. C.P. 72220
Tels.: (01-222) 282-8200, 282-6052
282-6602, 282-6932
Fax: (01-222) 282-9400
e-mail: viakpue@eletec.com.mx

QUERÉTARO

Carretera Campo Militar No. 305 Int. G
Condominio Industrial San Antonio
Col. San Antonio de la Punta
Querétaro, Qro. C.P. 76135
Tels.: (01-442) 242-2426, 242-2454
242-2490
Fax: (01-442) 242-2246
e-mail: viakqro@eletec.com.mx

REYNOSA

Rio Mante No. 2420 Local 15
Col. Prolongación Longoria
Reynosa, Tamps. C.P. 88660
Tels.: (01-899) 924-1448, 924-1228
Fax: (01-899) 924-1038
e-mail: viakrey@eletec.com.mx

SAN LUIS POTOSÍ

Eje 122 No. 305, Zona Industrial
San Luis Potosí, S.L.P. C.P. 78395
Tels.: (01-444) 824-0367, 824-0368
824-0369, 824-0370
Fax: (01-444) 824-0371
e-mail: viakslp@eletec.com.mx

TAMPICO

Blvd. Loma Real No. 608
Esq. Calle Cañada
Fracc. Lomas del Chairel (INFONAVIT)
Tampico, Tamps. C.P. 89360
Tels.: (01-833) 224-5552, 224-5553
224-5554, 132-4586
Fax: (01-833) 224-5554
e-mail: viaktam@eletec.com.mx

TIJUANA

Av. La Campiña No. 19511 Nave 13
Fracc. Industrial La Campiña
Tijuana, B.C. C.P. 22225
Tels.: (01-664) 625-9720, 625-9845
626-8494
Fax: (01-664) 625-8285
e-mail: viaktij@eletec.com.mx

TORREÓN

Calle Tepaneca No. 21
Col. Santa María
Torreón, Coah. C.P. 27020
Tels.: (01-871) 713-1037, 713-8662
Fax: (01-871) 713-2251
e-mail: viaktor@eletec.com.mx

TUXTLA GUTIÉRREZ

Calzada Antiguo Aeropuerto No. 799
Col. Terán
Tuxtla Gtz., Chis. C.P. 29100
Tels.: (01-961) 615-0220, 615-4211
Fax: (01-961) 615-4210
e-mail: viaktux2@eletec.com.mx

VERACRUZ

Av. Pde. Miguel Alemán No. 1856
Fracc. Moderno
Veracruz, Ver. C.P. 91789
Tels.: (01-229) 937-0441, 937-0142
Fax: (01-229) 937-8510
e-mail: viakver@eletec.com.mx

VILLAHERMOSA

Av. César Sandino No. 745
Col. 1o. de Mayo
Villahermosa, Tab. C.P. 86190
Tels.: (01-993) 315-9021 (con 5 líneas)
Fax: (01-993) 315-0463
e-mail: viakvil@eletec.com.mx