

Capítulo

2

Suministro De Energía Eléctrica.



Subestación Eléctrica Texcoco de la Comisión Federal de Electricidad

2 Suministro de energía eléctrica

2.1 Conceptos generales.

Se puede decir que un sistema eléctrico de potencia está compuesto por la unidad generadora, sistema de transmisión y los sistemas de distribución, este se muestra en la figura 2.1

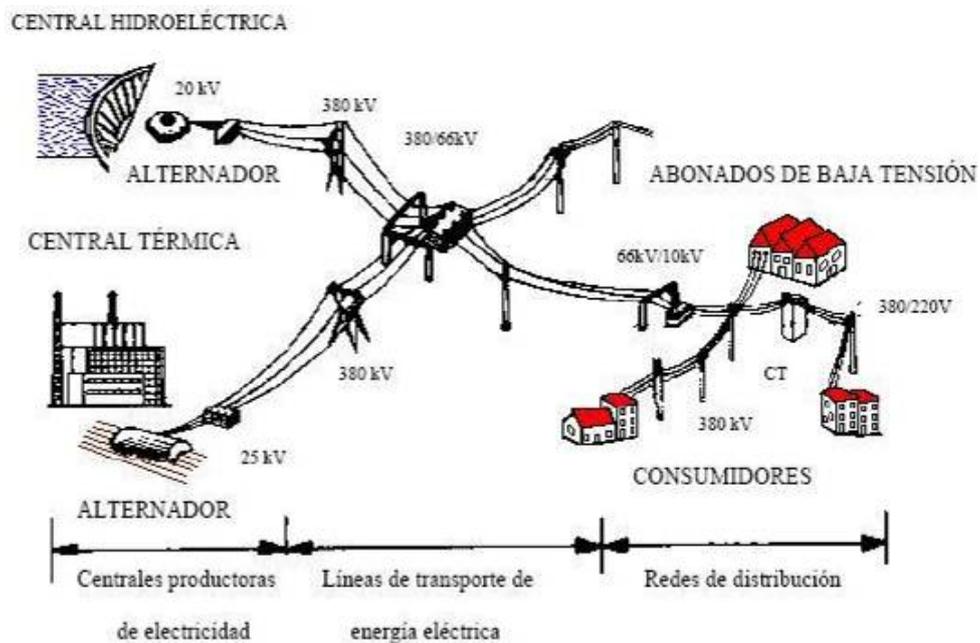


Fig. 2.1 Sistema Eléctrico de potencia

Estos elementos conforman básicamente al sistema de distribución, pero hay que considerar otros factores que pueden modificar al mismo, los cuales son: el tipo de carga a alimentar, que puede ser residencial, comercial e industrial, o bien, según el tipo de construcción de la que se selecciona la configuración adecuada que esté acorde al cálculo económico, el cual depende también del tipo de carga a ser alimentada, el promedio de crecimiento de la misma, localización geográfica, derechos de vía, tensiones de alimentación, etc.

De acuerdo a lo mostrado por la figura 2.1 y la explicación del párrafo anterior, el sistema no es estrictamente diseñado para que esté compuesto por tales elementos; esto es, dependiendo del diseño del circuito y de la carga a alimentar, este se adecua a lo que se encuentre en el terreno y, algunas partes del sistema pueden ser eliminadas.

Por ejemplo, a una población pequeña que tiene un consumo moderado, se le puede alimentar con una planta generadora que esté acorde a las necesidades de la carga, con lo cual se eliminaría la subtransmisión, la subestación reductora y para el circuito de alimentadores primarios, se puede transmitir a voltaje de generación y los transformadores de distribución reducen la baja tensión a un voltaje de utilización. Por lo tanto no existe una regla fija acerca de los elementos que conforman al sistema.

2.2 Transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional

La red de transmisión se ha desarrollado tomando en cuenta a la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la localización de las centrales generadoras. En algunas áreas del país, los núcleos de generación y consumo de electricidad se encuentran alejados entre sí, por lo que la interconexión se ha realizado de manera gradual, en tanto los proyectos se van justificando técnica y económicamente.

El SEN está constituido por redes eléctricas en diferentes niveles de tensión: Fig. 2.2

- a) **La red troncal** se integra por líneas de transmisión y subestaciones de potencia a muy alta tensión (400 kV y 230 kV), que transportan grandes cantidades de energía entre regiones. Es alimentada por las centrales generadoras y abastece al sistema de subtransmisión, así como a las instalaciones en 400 kV y 230 kV de algunos usuarios industriales. Actualmente CFE cuenta con 47,010 km de estas líneas.
- b) **Las redes de subtransmisión** en alta tensión (entre 161 kV y 69 kV) tienen una cobertura regional. Suministran energía a las de distribución en media tensión y a cargas conectadas en esos voltajes. En la actualidad en CFE existen 47,348 km de estas Líneas.
- c) **Las redes de distribución en media tensión** (entre 60 kV y 2.4 kV) distribuyen la energía dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y la entregan a aquellas en baja tensión y a instalaciones conectadas en este rango de voltaje, cuya longitud total en CFE es de 369,683 km, los cuales incluyen 16,626 km de líneas subterráneas.
- d) **Las redes de distribución en baja tensión** (240 V ó 220 V) alimentan las cargas de los usuarios de bajo consumo. CFE cuenta con 236,635 km de líneas en estos voltajes.
- e) **La red de LyFC** suma un total de 72,383 km, de los cuales 39,225 km transmiten en tensiones de 400 kV a 6.6 kV. En este total se incluyen las líneas subterráneas.

**Sistema Eléctrico Nacional
Capacidad de transmisión entre regiones (MW)
2006**



Fig. 2.2 Sistema Eléctrico Nacional

Además en baja tensión (240 volts ó 220 volts), una longitud de 33,158 km. En total, el SEN cuenta con 773,059 km de líneas de transmisión y distribución. Del monto anterior, 6.3% correspondían a líneas de 400 kV y 230 kV, 6.4% desde 161 kV hasta 69 kV, y un 87.3 restante a media y baja tensión desde 60 kV hasta 220 V.

En subestaciones, a diciembre de 2006 se tenía una capacidad instalada de 240,202 MVA, de los cuales 136,994 MVA correspondían a subestaciones de transmisión, 41,036 MVA a subestaciones de distribución de CFE, y 29,714 MVA a subestaciones de LyFC, así como 32,458 MVA en transformadores de distribución de CFE.

La capacidad de transmisión entre regiones del sistema depende de las condiciones instantáneas de la demanda y de la capacidad de generación disponible.

En términos generales, la potencia máxima que se puede transmitir por una línea depende del más restrictivo de los siguientes límites:

- a) Calentamiento de conductores
- b) Caída del voltaje en la línea
- c) Estabilidad del sistema ante la desconexión por falla de generadores y/o líneas de transmisión

En el presente estudio se centrará básicamente en lo que son los sistemas de distribución. Para una descripción completa desde el punto de vista ingenieril, se puede decir que un sistema de distribución se compone por las subestaciones reductoras, líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores primarios y ramales en alta tensión, transformadores de distribución, circuitos secundarios en baja tensión y servicios.

Así pues, la definición de lo que es un sistema de distribución inicia desde los consumidores, esto es, dependiendo de la carga a alimentar se simplifica o se complica el mismo. Consideramos por lo tanto que el conjunto de instalaciones que se alimentan a una tensión de 220/127 volts, hasta tensiones de 34.5 kV encargadas de suministrar la energía eléctrica a los diversos usuarios, conforman al sistema de distribución.

Cabe resaltar a un tipo de instalaciones internas de grandes centros comerciales o industrias de gran tamaño que son alimentadas a tensiones superiores a los 34.5 kV, como es el caso de cables de subtransmisión de 85 kV que traslapan con tensiones mayores, en especial en lugares con densidad de carga muy grande.

2.3 Tipos de carga.

Esta clasificación se basa en los tipos de servicios en los que se emplea la energía eléctrica, por lo cual estos dependen del tipo de consumidor y sus necesidades.

Aunque se deben de tomar en cuenta otros factores importantes que modifican al sistema, como son la densidad de carga y la diversidad de consumidores por unidad de área. Así pues la clasificación más usual es la siguiente:

1. Residencial
 - Urbana-Suburbana
 - Rural
2. Comercial
 - Áreas céntricas
 - Centros comerciales
 - Edificios comerciales
3. Industrial
 - Plantas pequeñas
 - Plantas grandes

Hay que considerar que existen zonas donde se encuentran todo tipo de cargas, y debido a esto el sistema no se puede diseñar como un tipo de carga específica, por lo que se toma otro criterio para la planeación del mismo.

2.4 Continuidad Del Sistema De Acuerdo Al Tipo De Consumidor.

Los principios de continuidad del suministro de energía eléctrica están hechos basándose en el *tipo, importancia y características específicas de la carga instalada*. De acuerdo a lo anterior, los grados de continuidad son establecidos conforme a estas tres características; sin embargo, la consideración de factores como: cálculo económico, características propias del sistema de distribución, localización de cargas con características totalmente diferentes en la misma zona, etc., obligan a establecer grados de continuidad acorde a las características de mercado.

Los grados de continuidad se miden en una escala del 1 al 4; siendo el 4 el menor grado de continuidad, mismos que dependen de la política de

diseño, servicio y operación de la empresa suministradora. Esta escala es la que es adoptada típicamente por varias empresas de distribución en América Latina.

Con estos parámetros se hace una división de las cargas por zonas de acuerdo al número de consumidores y los requerimientos de carga industrial.

Zona tipo A

Son zonas que se caracterizan por tener un mínimo de consumidores mayor mil, ó un consumo de carga industrial superior a los 100 mil MWh/año.

Zona tipo B

Estas zonas se caracterizan por tener un número de consumidores entre 15 y 50 mil, ó un consumo de carga industrial entre 25 000 MWh/año y 100 mil MWh/año.

Zona tipo C

Se caracteriza por tener un número de consumidores de entre 5 mil a 15 mil, y un consumo industrial de entre 10 000 a 25 000 MWh/año.

Zona tipo D

Su carga está estimada entre mil y cinco mil consumidores industriales, ó una carga mínima por año de entre 2 500 Y 10 000 MWh/año.

Zona tipo E

Se caracteriza por tener un número de consumidores industriales comprendido entre 200 y 1 000.

Zona tipo F

Zonas rurales que se caracterizan por tener menos de 200 consumidores industriales. Baja densidad demográfica (menor a 500 habitantes por kilómetro cuadrado) y área urbana desarrollada inferior a un kilómetro cuadrado.

Los grados de continuidad son fijados para cada zona y sirven como referencia en el proceso de planeación y diseño de redes.

Grado 1. Es el grado que se considera ideal y una vez alcanzado requiere mínimas mejoras o instalación de equipo de red.

Grado 2. Significa que el sistema a pesar de tener un buen desempeño admite mejoras o instalación de equipo, que permita aumentar su flexibilidad en la operación y, por lo tanto, menor número de consumidores afectados y menor tiempo de reparación.

Grado 3. Este se define como el menor número requerido para dar un servicio aceptable; un sistema de distribución con estas características admite mejoras sustanciales y su objeto será llegar a un grado superior.

Grado 4. Se define como la condición de suministro indeseable y significa que el sistema requiere mejoras sustanciales en el diseño, operación y mantenimiento.

2.5 Calidad de Energía

La calidad de servicio de un sistema eléctrico puede cuantificarse a través de varios parámetros relacionados con: la continuidad del servicio, las fluctuaciones de voltajes, el contenido armónico de las formas de onda de voltaje y de corriente, variaciones de frecuencia, y la regulación.

El concepto de calidad del servicio es bastante amplio, de manera que no es posible sintetizarlo en un solo parámetro o índice. Un parámetro comúnmente utilizado para evaluar la calidad del servicio, consiste en monitorear periódicamente los registros de consumo de energía eléctrica. El estudio de su comportamiento sirve para tomar medidas que garanticen el rendimiento óptimo del sistema en su conjunto. Para el caso de la ciudad la figura 2.3 muestra el consumo de energía eléctrica para los sectores residencial, comercial e industrial en un período de 24 horas.

Como se observa en la figura 2.3, la dificultad radica en la extracción de la información pertinente cuando ésta se encuentra almacenada en grandes volúmenes, como por ejemplo, registros históricos gráficos o tabulados. La confiabilidad del análisis aumentaría si se tuviera una función con la cual modelar cada serie histórica.

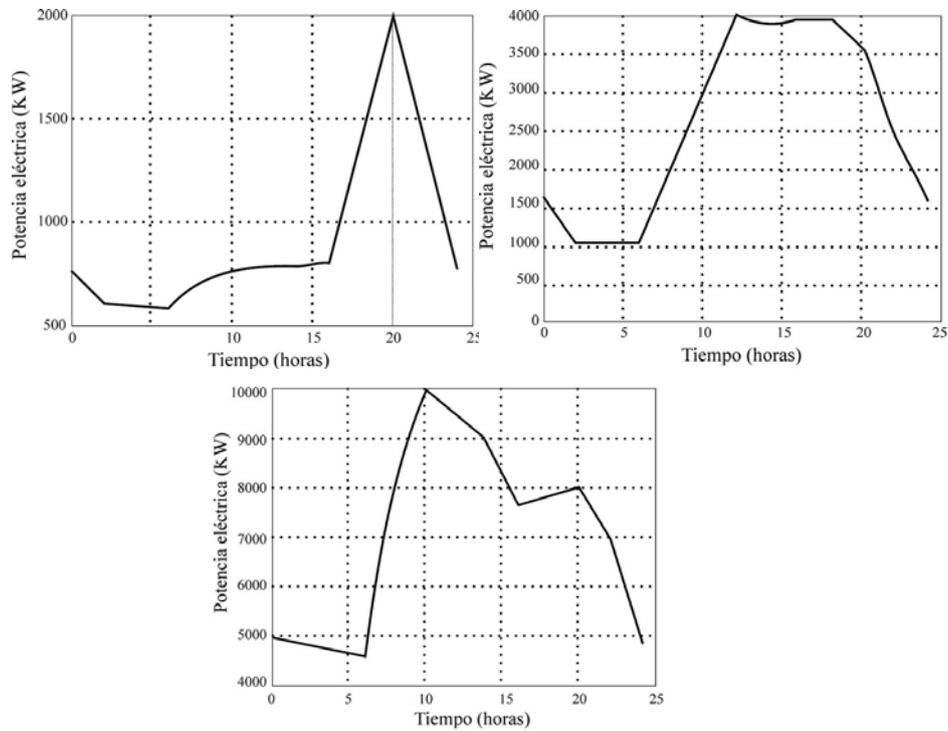


Fig. 2.3 Consumo de energía eléctrica

2.5.1 Regulación de Voltaje.

Como se mencionaba anteriormente, la consideración en la calidad de servicio es la regulación de voltaje. Los sistemas de distribución pueden aumentar sensiblemente de costo con el voltaje en el sentido de que hay límites claramente definidos entre los cuales es costoso transmitir energía para una operación apropiada del equipo que se utiliza. Mantenerse cerca de los límites necesarios resultará en un incremento directo en el costo del sistema.

Mientras el sistema de distribución aumenta su costo con respecto al voltaje, también el equipo a utilizar aumenta en costo debido a que es diseñado dentro de ciertos límites de voltaje permitidos. Por ejemplo, sería más caro diseñar un motor para ciertas variaciones de voltaje de $\pm 20\%$ que para variaciones de $\pm 10\%$.

De lo anterior, hay términos en los que hay que poner una atención especial al diseñar un sistema de distribución: voltaje nominal, tarifa de voltaje, voltajes de distribución, etc. Similarmente hay tres importantes clasificaciones de los sistemas de voltaje. Estas se refieren a los voltajes dentro de la zona de operación y son los voltajes favorables, tolerables y extremos.

2.5.2 Presencia de Armónicos

En la mayoría de países la red de alimentación es trifásica con 50/60Hz con conexión delta en el primario y conexión estrella en el secundario del transformador. El secundario generalmente entrega 220V CA entre fases y 127V CA entre fase y neutro. El balanceado de las cargas para cada fase es el problema de los diseñadores de sistemas eléctricos.

2.5.2.1 Consecuencia de la presencia de armónicos

En general, los armónicos pares (por ejemplo de 2º, 4º etc.), no causan problemas. Los armónicos impares, quedan añadidos al neutro (en vez de cancelarse unos con otros) y por este motivo lleva a crear una condición de sobrecalentamiento que es extremadamente peligrosa. Los diseñadores deben tener en consideración tres normas cuando diseñan sistemas de distribución que pueda contener armónicos en la corriente:

- El conductor de neutro debe tener suficiente sección.
- El transformador de distribución debe disponer de un sistema de refrigeración extra para poder seguir trabajando por encima de su capacidad de trabajo cuando no existen armónicos. Esto es necesario porque la corriente de los armónicos en el conductor de neutro del circuito secundario circula en la conexión triángulo del primario. Esta corriente armónica circulante calienta el transformador.
- Las corrientes producidas por los armónicos se reflejan en el circuito del primario y continúan hasta la fuente de energía. Esto causa distorsión en la tensión y los condensadores correctores de capacidad de la línea pueden ser fácilmente sobrecargados.

El 5° y el 11° armónico contrarrestan la corriente circulante a través del motor acortando la vida media del motor. En general, el armónico de orden mayor, es el de menor contenido energético.

Las cargas eléctricas no lineales representan una deformación en la onda resultado de la superposición a la fundamental de 60 Hz de ondas en frecuencia múltiples. Estas señales se conocen como Armónicas y producen señales armónicas de voltaje y de corriente que se manifiestan de diversas formas en el resto del sistema como calentamiento, disparos involuntarios, vibraciones, pérdidas de información en sistemas de cómputo, etc.

La medición de señales armónicas debe practicarse con equipos de alta fidelidad y confiabilidad. El equipo de medición debe cumplir con dos tareas específicas

- o Niveles de Monitoreo de distorsión armónica en voltaje y corriente
- o Medición de Impedancia armónica de la red.

Los instrumentos para el procesamiento de señales se emplean para extraer información armónica a partir de las señales grabadas en el sistema de potencia.

- o Mediciones hasta 3 kHz
- o 7 canales simultáneos, 3 de voltaje, 3 de corriente, 1 extra.
- o Alta resolución
- o Cálculos de potencia y potencia armónica, Voltaje y corriente (RMS), distorsión armónica en voltaje (THD), factor de transferencia telefónica (TIF).
- o Tiempo real o análisis de tiempo diferido

Definidas las condiciones de la red y conociendo las fuentes de Armónicas, el análisis determina la propagación de voltajes y corrientes en todos los puntos de la red.

El objetivo será simular la red con el software indicado para verificar que las variables armónicas se sitúen por debajo de los niveles aceptables.

Son señales eléctricas adicionales de Alta Frecuencia que producen efectos no deseables en los circuitos de control en que se presentan y pueden dividirse en:

- o *Ruido en Modo Común.*- Ruido en voltaje que aparece balanceado y en fase con la corriente de los conductores a tierra.
- o *Ruido en Modo transversal.*- Señales de ruido múltiple entre los conductores de potencia activa que alimentan a una carga pero no entre los conductores de tierra o de referencia que existen en el circuito.

Producen mal funcionamiento en equipos electrónicos, errores en la electrónica digital y en datos.

Las mediciones deben efectuarse con un buen Analizador de Espectro con banda suficientemente amplia. En el caso de tener niveles de ruido por encima de los índices aceptables se deben aplicar acciones correctivas instalando equipos como Transformadores de Aislamiento, Reguladores Ferro-Resonantes, UPS, etc.

2.6 Pérdidas de energía en el nivel de distribución

Por su magnitud, es en el proceso de distribución donde se presenta el principal nicho de oportunidad para lograr una reducción tanto en las pérdidas técnicas como en las no técnicas, hasta lograr valores de porcentaje económicamente atractivos.

En el nivel de distribución se elaboran estudios en cada zona con objeto de efectuar un diagnóstico que identifique las magnitudes de pérdidas, su origen y solución tanto de las técnicas como de las no técnicas.

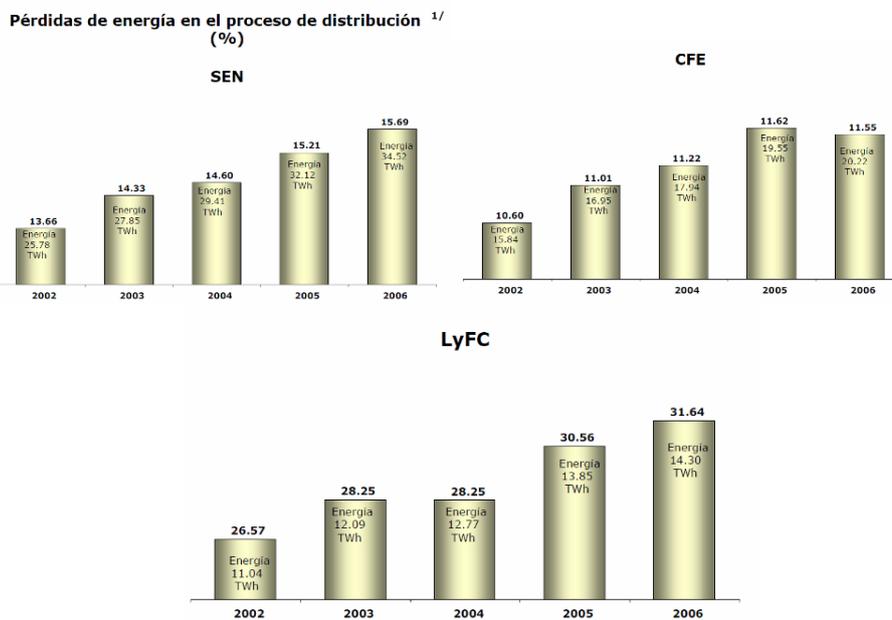
Las principales acciones para su disminución entre otras son:

- a) Instalación de compensación capacitiva en los circuitos primarios
- b) Reducción de la longitud de los circuitos primarios y secundarios

- c) Recalibración de los conductores de los circuitos primarios y secundarios.

Sin embargo, por restricciones presupuestales, su aplicación se ha hecho de manera parcial, de tal modo que los resultados no muestran la reducción esperada.

En la figura 2.4 Se muestra la evolución de su comportamiento durante los últimos cinco años para CFE, LyFC y su integración a nivel del SEN. Se observa en CFE una tendencia estable en los últimos dos años debido a las acciones implementadas, en especial las de usos ilícitos.



$1/ \% = \frac{\text{energía recibida} - \text{energía entregada}}{\text{energía recibida}} \times 100$
 Fuente: Comité de Análisis de Pérdidas (CANPER)

Fig. 2.4 Pérdidas de energía en el nivel de distribución

2.7 Topologías De Los Sistemas De Distribución.

La continuidad en el suministro de energía depende de la elección del sistema que alimentará a los distintos servicios.

Básicamente existen dos tipos de configuraciones fundamentales: radial y en malla. Por simple definición un sistema radial es aquel que tiene solo un camino para el flujo de potencia a la carga, y un sistema en anillo tiene diversos caminos para el flujo de potencia hacia la carga. La figura 2.5, ilustra un sistema radial y uno en malla con su fuente de alimentación, los alimentadores primarios, así como los transformadores reductores y los servicios. Para cada uno de los servicios se tienen variantes y modificaciones.

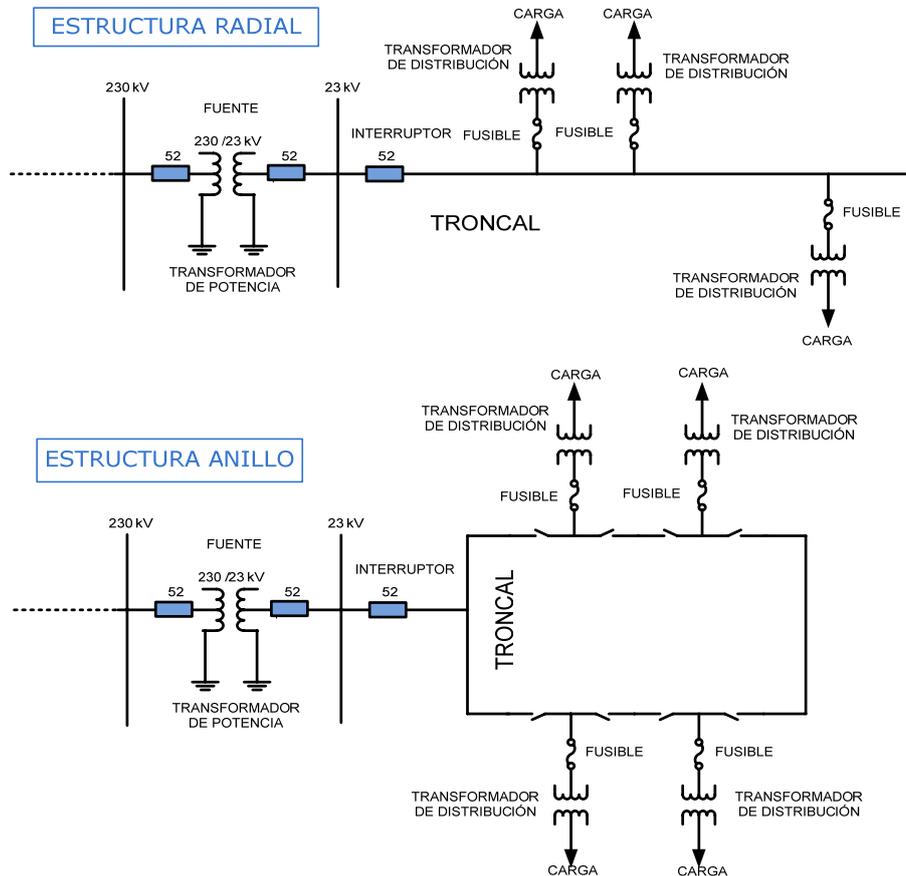


Fig. 2.5 sistema radial y uno en malla

Mientras que los sistemas de distribución pueden ser identificados en cualquiera de las dos clasificaciones, es necesario hacer una subdivisión de acuerdo a su funcionamiento. Para lo cual se proporciona la siguiente lista de los sistemas de distribución comúnmente empleados por las compañías suministradoras:

- 1) Subtransmisión Radial
- 2) Anillo de subtransmisión
- 3) Malla de subtransmisión
- 4) Anillo de subtransmisión con interruptor de amarre
- 5) Circuitos radiales de alimentador primario
- 6) Circuito primario en anillo: abierto o cerrado
- 7) Circuito primario radial con interruptor de amarre de emergencia
- 8) Malla de alimentación primaria
- 9) Circuito secundario radial
- 10) Circuito secundario radial con banco de transformadores de reserva
- 11) Malla del circuito secundario
- 12) Circuito secundario con alimentadores selectivos

Para describir la operación del sistema de distribución, es necesario describir cada una de sus partes funcionales.

Del diseño del sistema de distribución, depende la calidad del servicio deseado. La calidad del servicio está dividida en: continuidad del servicio, y regulación de voltaje y caída de tensión tolerable.

La regulación de voltaje depende de los sistemas con que se cuenta para la regulación de los mismos (automáticos y manuales).

La continuidad del servicio depende del tipo de sistema a utilizar. Es obvio que un sistema radial va a presentar menor grado de continuidad, que uno en anillo o en malla.

2.8 Subtransmisión y Subestaciones de distribución.

Un sistema de distribución está considerado como un conjunto de elementos destinados para el suministro de energía eléctrica a los diversos usuarios, pero para comprender su funcionamiento se presenta una breve descripción de cada una de sus partes funcionales.

Los arreglos de los circuitos de subtransmisión y de las subestaciones de distribución tienen un efecto directo en cuanto a la continuidad del sistema. Los circuitos de subtransmisión pueden tomar cuatro formas de arreglos básicos: radial, anillo, malla, o con interruptor de amarre.

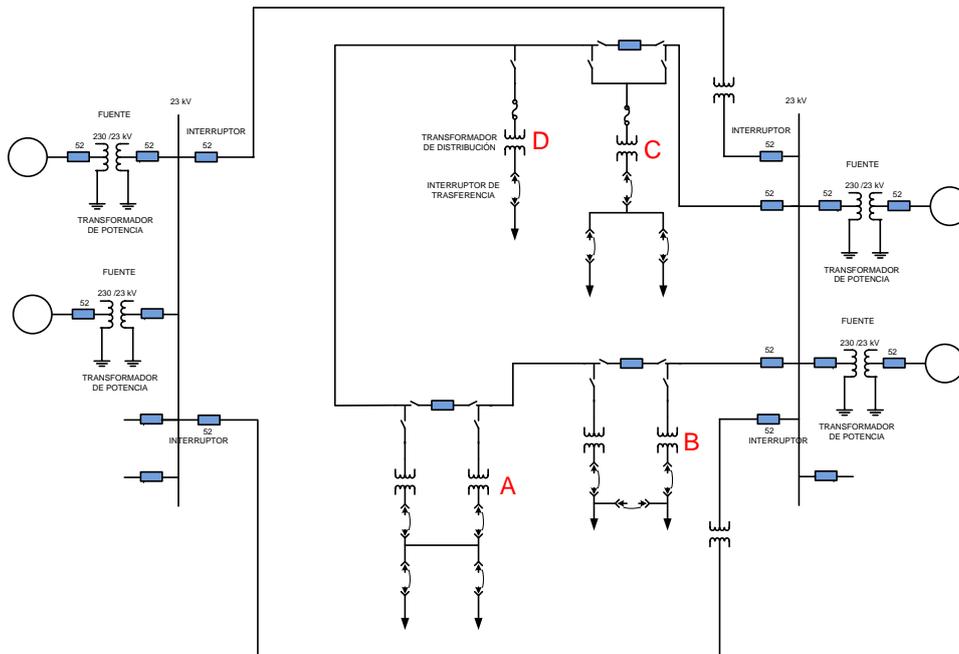


Fig. 2.6 Arreglo de las configuraciones más usadas

En la figura 2.6 se muestra un arreglo de las configuraciones más usadas, en lo que se refiere a subestaciones de distribución. En ella se muestra un anillo de subtransmisión, el cual es seccionado en cada subestación. Para este tipo de arreglos se requiere de relevadores direccionales de sobrecorriente para cada interruptor de amarre.

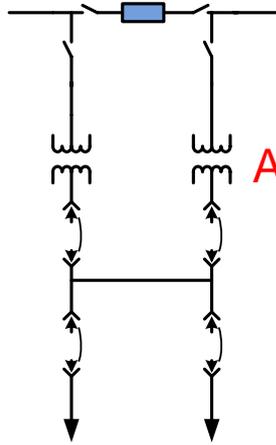


Fig. 2.7 Arreglo mancha de red

Analizando el arreglo de la figura 2.7, la mayor continuidad se tiene en la subestación A, la cual muestra un arreglo denominado mancha de red. En este tipo de subestaciones, cuando se presenta alguna falla en algún transformador o en cualquier parte del circuito de alimentación, esta es aislada por los relevadores, que mandan el disparo a los interruptores de subtransmisión y el del interruptor correspondiente al secundario del transformador asociado con la falla.

El interruptor del transformador es accionado por un relevador de la protección de la malla, el cual opera cuando detecta un flujo de potencia inverso, cuando la corriente de falla fluye hacia el transformador que presenta la falla o al circuito de subtransmisión. Sólo se presenta un pequeño disturbio, debido a la caída de tensión producida por la falla.

Este tipo de arreglos consta de más de dos circuitos alimentadores. El número de alimentadores está determinado por el cálculo económico del sistema de distribución en general aunando la subtransmisión, el tipo de carga a servir, tamaño y limitaciones de área.

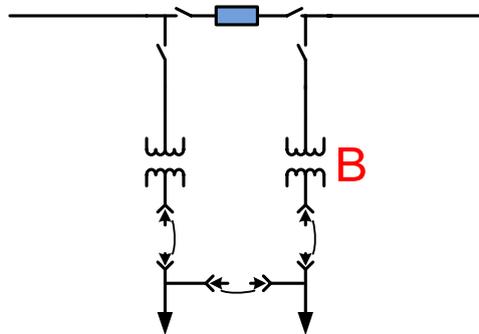


Fig. 2.8 Arreglo subestación tipo dúplex.

El menor grado de continuidad de servicio se tiene con el arreglo de la subestación B, (figura 2.8). Este tipo de arreglo es conocido como subestación tipo dúplex. Se tienen dos alimentadores primarios, aún cuando pueda haber más circuitos alimentadores conectados a la misma. En este tipo de arreglo el interruptor asociado a cada transformador tiene un doble propósito, el de interruptor del transformador y el de interruptor del alimentador. El interruptor de la barra de amarre funciona normalmente abierto y cierra a través de un control automático.

Cuando un transformador de algún circuito de la subestación falla, es aislado por los interruptores del anillo de subtransmisión cada que sea requerido por el anillo, o la subestación reductora. Es necesario tener para la protección un relevador direccional de sobre corriente. Ya que el interruptor del bus de amarre es operado normalmente abierto, aísla la sección del bus fallado, quedando este desenergizado del lado de la sección donde se presenta la falla.

El control del circuito automático del interruptor de amarre detecta la pérdida de voltaje y cierra al mismo. La interrupción del suministro de energía dura el tiempo necesario para la apertura del interruptor del transformador y el cierre del interruptor de amarre. Este periodo de tiempo puede ser del orden de minutos.

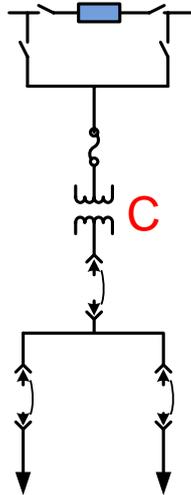


Fig. 2.9 Arreglo anillo de subtransmisión con interruptor

El siguiente en menor grado de continuidad se tiene en el mismo alimentador de la subestación C (figura 2.9). La alimentación de la misma puede estar determinada por el arreglo mostrado, teniendo un interruptor seccionador en el anillo de subtransmisión como se muestra. Se tienen barras que conectan al transformador a cada lado del interruptor. Sólo un juego de barras están normalmente conectadas al transformador. Así cuando se tiene una falla en alguna sección en particular de la línea, el interruptor seccionador se dispara y aísla la falla.

La subtransmisión presenta una falla de suministro, pero las subestaciones adyacentes no, ya que están conectadas a la sección contigua del anillo que permanece energizada. Una pérdida de suministro de energía puede ser restablecida con un control automático que ordene a un motor que accione la conexión de las barras alimentadoras. Aunque este tipo de controles incrementa el costo de la subestación de distribución, también puede reducir en poca o gran medida el costo y el retardo ocasionado por enviar a trabajadores de la compañía suministradora a donde se encuentre la subestación para que restablezcan al circuito, accionando las barras correspondientes.

Una falla del transformador trae consigo una salida prolongada de servicio. Una subestación móvil con un banco de transformadores de reserva puede ser la solución momentánea al problema. La máxima

capacidad en kVA depende de un gran número de factores como son: limitaciones de peso de los conductores del alto y bajo voltaje manejado, número de las combinaciones de voltaje requeridas, métodos de conexión, tipo de clima, etc.

Se recomienda el uso de transformadores monofásicos, teniendo uno de reserva, tomando en cuenta que por lo regular se presenta la salida de una sola fase.

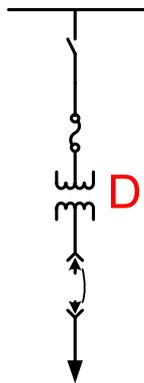


FIG. 2.10 Arreglo anillo de subtransmisión con una carga

Algunas subestaciones pequeñas pueden estar conectadas como la subestación D (figura 2.10). Este tipo de conexión no ofrece ninguna provisión para aislar algún tipo de falla, o seccionar el anillo para que se pueda suministrar energía bajo alguna condición de emergencia. El arreglo mostrado en D, obviamente presenta una menor calidad en el servicio desde el punto de vista continuidad.

Para la subtransmisión es invariable que se tengan circuitos aéreos. Otra manera de alimentar a las subestaciones de distribución es utilizando circuitos independientes para garantizar una mayor continuidad es necesario que cada alimentador sea independiente uno de otro. Esta independencia de los alimentadores se puede garantizar utilizando distintos derechos de vía, ya sea con alimentadores aéreos o subterráneos.

2.9 Principios técnico-económicos.

Es fundamental que todas las alternativas que se formulen contemplen los requisitos de calidad del servicio especificado para la zona en donde se instalará la red de distribución a lo largo de la vida útil de la misma. El análisis técnico debe verificar las condiciones de servicio y la detección de los posibles cambios o modificaciones futuras que requieran de nuevas inversiones. En esta fase las alternativas que no sean técnicamente viables deben ser eliminadas.

Después de efectuarse el análisis técnico seguirá la fase de estudio de la factibilidad o conveniencia económica de cada una de las alternativas, que deberá incluir todos los gastos e inversiones que se necesitarán en cada una de ellas a lo largo de la vida útil de la red. Dado que todos estos gastos e inversiones ocurren en épocas diferentes, deberán emplearse para su estudio todas las herramientas de la Ingeniería económica para poder hacer la selección de la alternativa óptima con base en la misma referencia de tiempo.

2.9.1 Análisis técnico.

Consiste fundamentalmente en el cálculo de la regulación, confiabilidad, protección y carga de los conductores y equipo en general por medio de la simulación de las condiciones operativas del sistema de distribución previsto en cada alternativa, considerando las condiciones actuales y futuras, año con año, dentro del horizonte de planeación. Los valores de caída de tensión o regulación deben ser comparados con los niveles mínimos especificados en las normas correspondientes. Generalmente se procura que la caída de tensión no exceda el 3% en la red de cables 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 remotos 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 3%.

La carga de los conductores y equipos es un factor muy importante en la selección de alternativas, por lo que se debe considerar en el análisis técnico y calcularse anualmente. Cuando los valores de tensión, confiabilidad y carga no cumplen con los valores establecidos, deberán efectuarse medidas correctivas tales como: equipo de regulación, protección o seccionamiento, cambio de calibre de conductores, construcción de nuevos alimentadores o subestaciones, etc.; todas estas consideraciones deberán ser incorporadas a cada una de las alternativas que no requieran y contemplarse en la evaluación económica final.

2.9.2 Análisis económico.

El problema del análisis económico en los sistemas de distribución es bastante complejo y sale un poco del sistema de análisis tradicional; esto se debe principalmente a la política generalizada de inversión gubernamental. Un estudio económico tradicional se efectúa llevando el control de entradas y salidas de caja; en el presente caso no es posible, ya que el sistema de distribución es parte del sistema eléctrico global. Sin embargo, es posible, con una metodología simplificada, comparar de manera aceptable los costos de diferentes alternativas, así como considerar los costos fundamentales, el costo de pérdidas, el de operación y mantenimiento, sumarios y de esta manera comparar alternativas.

En conclusión

Es de suma importancia el suministro de energía debido a este tema de importancia vital, tanto para el productor y distribuidor de energía eléctrica como para los consumidores del sistema.

El crecimiento de averías, pérdidas y daños económicos que, por significativo en unos casos y continuados en otros, representan una pérdida general para la economía del país que requiere de acciones planificadas y controles permanentes.