

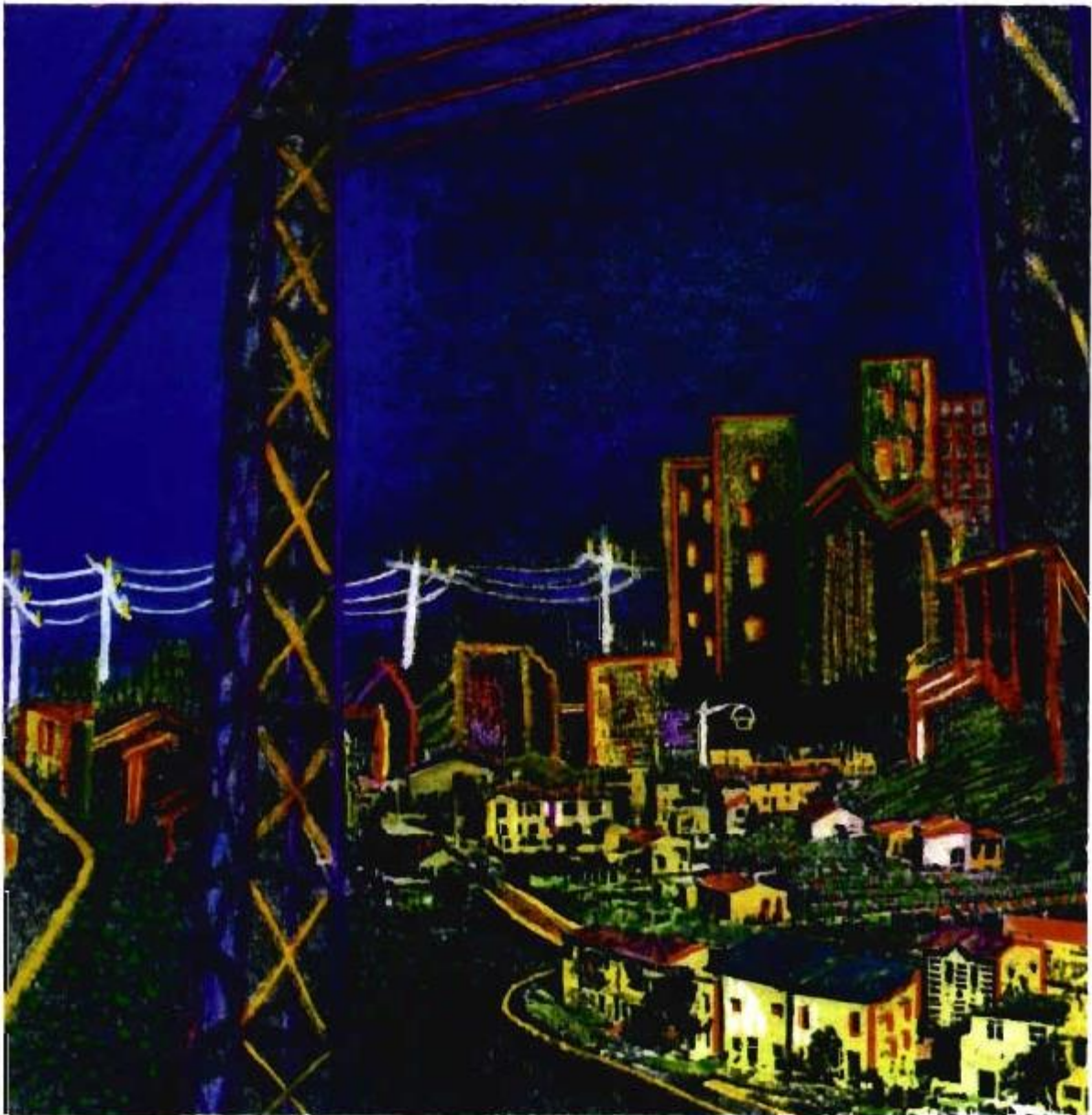
AAU

AMERICAN ANDRAGOGY
UNIVERSITY



Sistemas de distribución de energía eléctrica

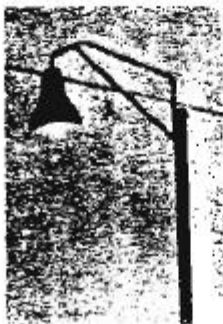
José Dolores Juárez Cervantes



UAM
TK3001
J8.34



JOSÉ DOLORES JUÁREZ CERVANTES es profesor de tiempo completo de la Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Azcapotzalco, desde 1987. Se halla adscrito al Área Eléctrica del Departamento de Energía, y ha impartido clases de Redes de Distribución, Centrales Eléctricas, Potencia II y III, Aplicaciones de Circuitos Eléctricos y Magnéticos, y Sistemas Electromecánicos, entre otras. Asimismo, ha impartido cursos en la Comisión Federal de Electricidad y en Pemex, principalmente sobre protección con relevadores. Trabajó como ingeniero especialista en el Instituto Mexicano del Petróleo de 1985 a 1987.



SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



COLECCIÓN
Libros de Texto y Manuales de Práctica

#218022
C.B.2893914

López Cervantes, José Dolores

"Sistemas de distribución de energía
eléctrica"

 AZCAPOTZALCO
COSEI BIBLIOTECA

2893914

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA METROPOLITANA

Rector General
Dr. Julio Rubio Oca

Secretario General
M. en C. Magdalena Fresán Orozco

UNIDAD AZCAPOTZALCO

Rector
Lic. Edmundo Jacobo Molina

Secretario
Mtro. Adrián de Garay Sánchez

Coordinador de Extensión Universitaria
Lic. Alberto Dogart Murrieta

Jefe de la Sección Editorial
Lic. Valentín Almaraz Moreno

UAM
TK 3001
J8.34

Portada:
Adriana Espinosa/Sans Serif Editores

Composición tipográfica, diseño, producción y cuidado editorial:
Sans Serif Editores, telfax 674 60 91

Primera edición 1995

ISBN: 970-620-734-1

© Universidad Autónoma Metropolitana
Unidad Azcapotzalco
Av. San Pablo núm. 180
México, 02200, D.F.

Impreso en México
Printed in Mexico

*A mi esposa e hijos
con admiración y cariño*

Introducción

procedimiento para realizar estudios técnico-económicos.

En los capítulos subsiguientes se tratan los temas de caída de tensión, selección de conductores, pérdidas de potencia y energía, así como factor de potencia. Se da gran importancia a la selección de conductores y cables considerando criterios económicos, además de los técnicos. Asimismo, se explica la forma de calcular las pérdidas de energía en los diversos elementos de la red y su origen, con el fin de reducirlas en lo posible. En el capítulo referido al factor de potencia se establecen el concepto y la forma de

aumentarlo por métodos naturales y compensatorios. Se incluye la influencia de las armónicas.

El capítulo VIII se refiere a la regulación de voltaje en los diversos elementos de las redes de distribución. El IX se dedica a la protección de redes de distribución, haciendo notar las diferencias en la coordinación de restauradores, seccionadores y fusibles.

Finalmente, se hace notar que en cada tema se trató de resaltar la importancia de la aplicación óptima de las inversiones de capital y del ahorro de energía, además de acoger las recomendaciones finales.

CAPÍTULO I

EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN forman una parte muy importante de los sistemas de potencia porque toda la potencia que se genera se tiene que distribuir entre los usuarios y éstos se encuentran dispersos en grandes territorios. Así pues, la generación se realiza en grandes bloques concentrados en plantas de gran capacidad y la distribución en grandes territorios con cargas de diversas magnitudes. Por esta razón el sistema de distribución resulta todavía más complejo que el sistema de potencia.

El sistema eléctrico de potencia (SEP) es el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y sistemas de distribución que operan como un todo. En operación normal todas las máquinas del sistema operan en paralelo y la frecuencia en todo el SEP es constante.

La suma de inversiones en la generación y la distribución supera el 80% de las inversiones totales en el SEP. Es fácil suponer que la mayor repercusión económica se encuentra en el sistema de distribución, ya que la potencia generada en las plantas del sistema se pulveriza entre un gran número de usuarios a costos más elevados. Esto obliga a realizar las inversiones mediante la aplicación de una cuidadosa ingeniería en planificación, diseño, construcción y operación de alta calidad.

La definición clásica de un sistema de distribución, desde el punto de vista de la ingeniería, incluye lo siguiente:

- a) Subestación principal de potencia,
- b) Sistema de subtransmisión,
- c) Subestación de distribución,

- d) Alimentadores primarios,
- e) Transformadores de distribución,
- f) Secundarios y servicios.

Estos elementos son válidos para cualquier tipo de cargas, tanto en redes aéreas como en las subterráneas. La figura I.1 muestra los componentes principales del sistema de potencia y del sistema de distribución.

Las funciones de los elementos de un sistema de distribución son:

1) Subestación principal de potencia. Ésta recibe la potencia del sistema de transmisión y la transforma al voltaje de subtransmisión. Los voltajes de transmisión pueden ser de 230 KV, 400 KV y mayores, pero actualmente existen subestaciones de distribución de 230 KV. La potencia de la subestación principal es normalmente de cientos de MW.

2) Sistema de subtransmisión. Son las líneas que salen de la subestación (SE) principal para alimentar a las SE de distribución. Las tensiones de subtransmisión son de 115 KV y menos, aunque ya 230 KV puede considerarse también como subtransmisión. El sistema de subtransmisión tiene normalmente potencias de cientos de megawatts.

3) Subestación de distribución. Se encarga de recibir la potencia de los circuitos de subtransmisión y de transformarla al voltaje de los alimentadores primarios. Su voltaje va desde 66 KV hasta 230 KV. Maneja potencias de decenas de MW, por ejemplo, bancos de transformadores de 60 o 75 MVA.

4) Alimentador primario. Son los circuitos

que salen de las SE de distribución y llevan el flujo de potencia hasta los transformadores de distribución. La potencia de los alimentadores depende del voltaje de distribución (2.4 a 34.5 KV), pero puede ser entre 2 y 8 MW.

5) Transformador de distribución. Reduce el voltaje del alimentador primario al voltaje de utilización del usuario. Los voltajes de utilización comunes son de 440 V y de 220 V entre fases. Los transformadores de distribución para poste tienen potencias normalizadas de hasta 300 KVA y los de redes de subterráneas de hasta 750 KVA; en edificios grandes existen transformadores del orden de 2 000 KVA.

6) Secundarios y servicios. Distribuyen la energía del secundario del transformador de distribución a los usuarios o servicios. Las potencias van desde 5 hasta 300 KVA en redes aéreas y hasta 750 KVA y más en redes subterráneas. En las redes subterráneas se utilizan redes automáticas de baja tensión que se abastecen de energía a través de unos 4 o más alimentadores y múltiples transformadores de distribución, por lo que su potencia es muy grande.

Existe en el mundo una amplia gama de combinaciones de voltajes de transmisión, subtransmisión y distribución; sin embargo, en nuestro país se tiende a establecer 13.2 y 23 KV como voltajes de distribución (alimentadores primarios).

En México aún se tienen voltajes de distribución de 6, 13.2 y 23 KV en los sistemas de distribución de la Compañía de Luz y de la CFE, ya que no se ha terminado de hacer el cambio de 6 a 23 KV en algunas áreas de la ciudad de México.

La combinación óptima de los voltajes de subtransmisión y distribución, desde el punto de vista económico, depende de varios factores, tales como densidad de carga, área que se sirve, carga total atendida, topografía del terreno, rango de crecimiento de la carga, disponibilidad de derechos de vía, sistemas de voltajes existentes, etcétera.

CONCEPTOS SOBRE LAS CARGAS

La determinación de las cargas eléctricas es el punto de partida para la solución de problemas técnicos

y económicos complejos, relacionados con el proyecto y ejecución de redes de distribución.

La carga se puede definir como la cantidad que caracteriza el consumo de potencia por parte de receptores o consumidores de energía eléctrica. Un receptor es un consumidor individual y un consumidor es un grupo de receptores.

Clasificación de cargas

La electrificación puede atender en general los siguientes tipos de cargas:

1) Residencial: urbana, suburbana y rural. La carga residencial tiene la menor densidad respecto a la carga comercial e industrial y decrece de la urbana a la rural, de tal forma que resulta poco económica la electrificación rural, aunque se justifica desde el punto de vista social. Actualmente en las zonas rurales se utilizan sistemas de distribución monofásicos, así como plantas de energía solar e híbridas.

2) Carga comercial: áreas céntricas, centros comerciales y edificios comerciales. Las densidades de carga en estos casos son mayores.

3) Carga industrial: pequeñas industrias y grandes industrias. Algunas veces la carga industrial se incluye en las cargas comerciales. La carga industrial en general puede tener grandes potencias y contratar el servicio en altas tensiones, como 115 KV o más.

Densidad de carga

La carga, como tal, normalmente se refiere al *pico de demanda diversificada* o, lo que es lo mismo, al *pico de demanda coincidente*. Para ilustrar lo anterior, se recurre a la figura I.2 que muestra cargas residenciales; se considera que el concepto es válido para los otros tipos de carga.

En la figura I.2 se considera que la carga pico de cada casa es de 15 KVA. Esta carga se prolonga por un tiempo dado, por ejemplo 15 minutos. La carga pico de las tres casas es menor que la suma aritmética de las tres demandas individuales, porque no son simultáneas, es decir, no coinciden en el tiempo.

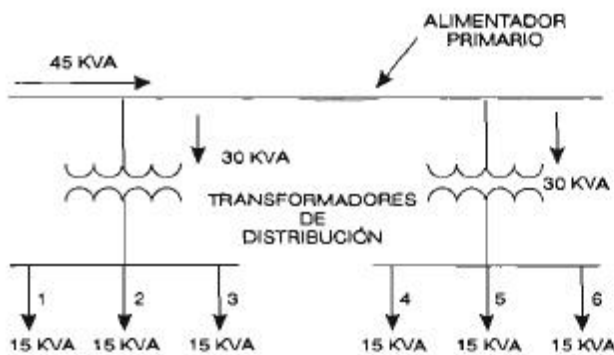


Figura I.2. Diagrama unifilar de alimentador primario para abastecer transformadores de distribución residenciales.

En el ejemplo se ve que la demanda pico de tres casas habitación es de 30 KVA y la demanda total de los dos transformadores es de 45 KVA. De aquí, el pico de demanda diversificada por casa es de $45/6 = 7.5$ KVA.

Desde la SE de distribución el pico de demanda diversificada por casa no llega en la realidad a 5 KVA, sino que es del orden de 3 KVA. El pico de demanda diversificada para un gran número de usuarios es la cifra que se utiliza para definir la densidad de carga.

En áreas residenciales y rurales el pico de demanda diversificada por usuario se considera desde los transformadores de la subestación de distribución, y en áreas comerciales e industriales, desde el transformador de distribución.

La densidad de carga se determina sumando las cargas comprendidas dentro del área servida y refiriendo a la unidad de área. La densidad de carga puede expresarse en KVA por km^2 o en KVA por km. Se pueden usar también otras unidades de potencia y de área, como KW, MVA, m^2 , etc. El cuadro I.1 muestra algunos rangos típicos de densidad de carga.

ESTRUCTURAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

A grandes rasgos, se puede afirmar que existen dos tipos fundamentales de sistemas de distribución: radiales y mallados.

Un sistema radial es aquel que presenta un solo camino simultáneo al paso de la potencia hacia la carga. Un sistema mallado, por el contrario, tiene más de un camino simultáneo para el flujo de potencia. La figura I.3 muestra un sistema radial y uno mallado.

Todas las estructuras de los sistemas de distribución se pueden clasificar en radiales y mallados. Las estructuras que se usan más comúnmente en los sistemas de subtransmisión, en alimentadores primarios y en las redes secundarias son las siguientes:

CUADRO I.1. Rangos de la densidad de carga

Tipo de área	Densidad de carga KVA/ km^2	Observaciones
Residencial de baja densidad —rural—	3.86 – 115	Se toma el número de granjas o residencias por su demanda diversificada. 2 KVA cada una.
Residencial de media densidad —suburbana—	115 – 464	Se basa en casas del orden de 600 m^2 que cubren 20% del área total con carga promedio de 0.5 a 2 KVA por casa.
Residencial de alta densidad —urbana—	464 – 1 864	Áreas de 600 m^2 que cubren 80% del área total, con carga promedio de 0.5 a 2 KVA por casa.
Residencial de extra alta densidad	5 794 – 7 725	Casas y edificios con calefacción y aire acondicionado. Saturación de edificios en toda el área.
Comercial	3 862 – 115 880	Este rango cubre desde pequeños centros comerciales hasta las áreas céntricas de grandes ciudades.

El sistema de distribución

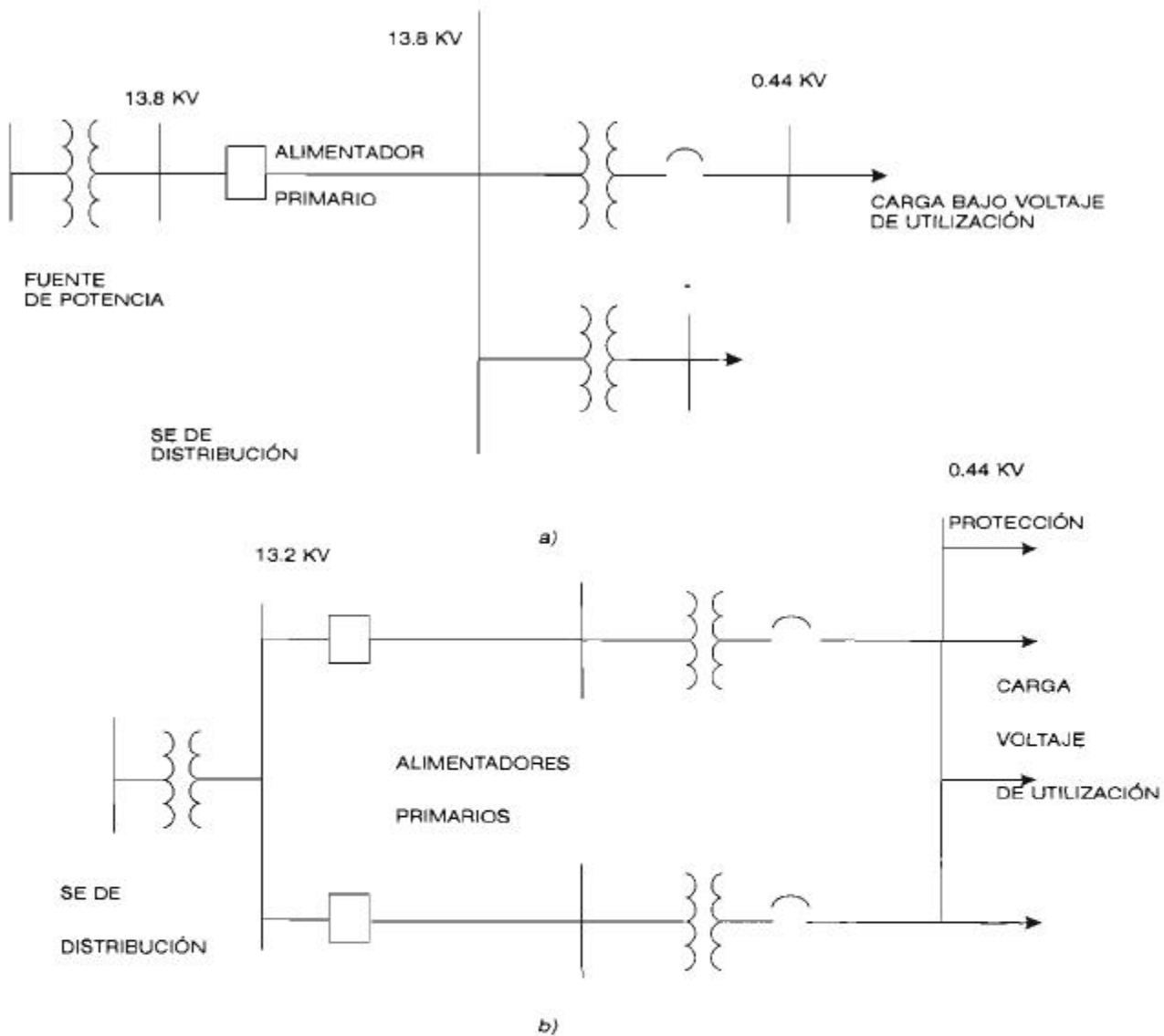


Figura 1.3. Sistemas de distribución. a) Radial. b) Mallado.

- | | | | |
|----------------|--|--|--|
| Subtransmisión | <ul style="list-style-type: none"> a) Radial b) En anillo c) En malla d) En anillo con amarre | Red secundaria | <ul style="list-style-type: none"> a) Secundario radial b) Secundario en hilera c) Secundario en malla d) Secundario selectivo |
| Red primaria | <ul style="list-style-type: none"> a) Circuito alimentador primario radial b) Alimentador primario radial con enlace c) Alimentador primario con amarres de emergencia d) Malla primaria | <p>La selección de la estructura del sistema de distribución depende principalmente de la continuidad del servicio deseada, de la regulación del voltaje y de los costos. Algunas veces el sistema limita la aplicación de ciertas estructuras de distribución, ya que el diseño se debe</p> | |

hacer considerando las características del sistema, no como algo aislado de él.

Subestaciones de subtransmisión y distribución

Las subestaciones de subtransmisión están muy relacionadas con las de distribución, por lo cual se considera adecuado tratarlas en forma conjunta. Los arreglos de los circuitos de subtransmisión y las subestaciones de distribución pueden afectar en gran medida la continuidad del servicio, puesto que alimentan grandes cargas.

Los circuitos de subtransmisión pueden tener cuatro arreglos básicos (figura 1.4): *radial*, *en anillo*, *mallado* y *anillo con amarre*.

La figura 1.5 muestra uno de los arreglos de subestaciones más comúnmente utilizados. Se tienen tres tipos de subestaciones alimentadas por un sistema de subtransmisión en anillo. El anillo está seccionado en cada subestación y en cada interruptor seccionador se debe contar con protección direccional para garantizar la selectividad del disparo.

La mayor continuidad del servicio se obtiene en el circuito de subtransmisión en anillo con una SE como A. Con esta subestación, cuando hay falla en el transformador o en el circuito de subtransmisión se liquida por la protección direccional que abre los interruptores del anillo de subtransmisión y por el interruptor de bajo voltaje (6 a 34.5 KV) asociado al circuito fallado.

El interruptor del transformador se abre por

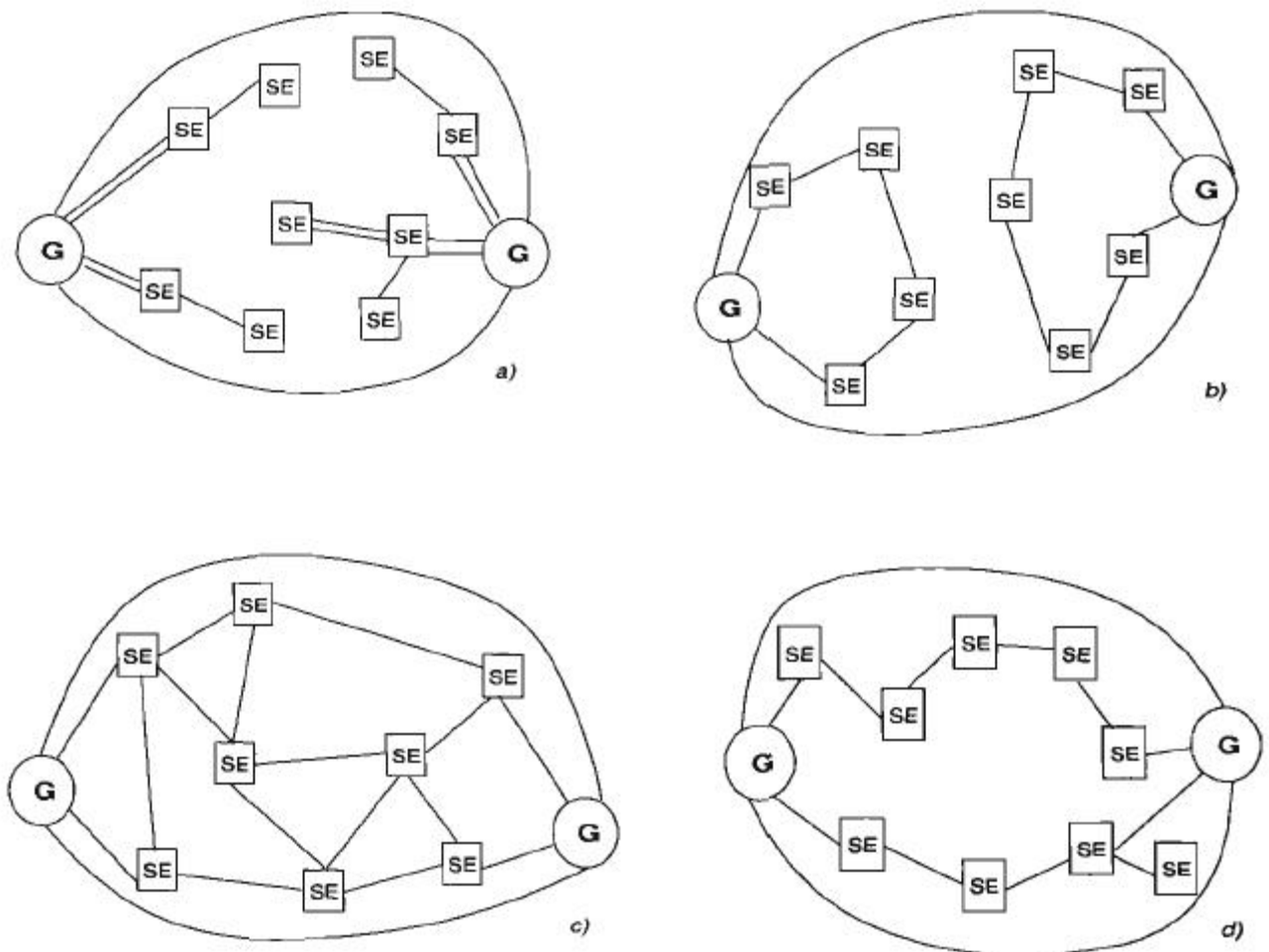


Figura 1.4. Estructuras básicas de sistemas de subtransmisión. a) Radial. b) Anillo. c) Mallado. d) Anillo con amarre.

la acción de un relevador de flujo de potencia inverso, cuando la corriente de falla fluye hacia el transformador o hacia el circuito de subtransmisión. En este caso se produce sólo un disturbio momentáneo causado por la caída de voltaje de la falla, pues en realidad no hay interrupción del servicio. En este tipo de SE el número de circuitos alimentadores primarios es normalmente superior a dos. El número máximo de alimentadores se determina por la economía del sistema de distribución total, el sistema de subtransmisión, la carga y los arreglos o limitaciones físicas.

Con el arreglo de subestación dúplex (figura I.5 B) se tiene un grado un poco más bajo de continuidad del servicio que con el arreglo A. La subestación dúplex tiene dos alimentadores primarios que se alternan en el uso de interruptores adicionales y que pueden abastecer a un mayor número de alimentadores.

En el caso específico mostrado en la figura I.5 B, el interruptor asociado a cada transformador sirve como interruptor del transformador y del alimentador. El interruptor de amarre del bus se opera normalmente abierto y se cierra a través de control automático.

Una falla en el circuito de subtransmisión o en el transformador se elimina por el interruptor del circuito de subtransmisión sobre el anillo o en la SE de potencia principal, según lo requiera la situación. Para los interruptores del anillo se requiere protección direccional de sobrecorriente. Como el interruptor de amarre está normalmente abierto, la liquidación de la falla desenergiza la sección del bus que se alimentaba por la parte dañada. El circuito de control detecta la pérdida de voltaje y cierra el interruptor de amarre del bus para restablecer la alimentación. La interrupción del servicio ocurre durante el tiempo requerido para abrir la cuchilla del transformador y cerrar el interruptor de amarre, algo así como un minuto en total.

Con las subestaciones de un solo transformador, como la de la figura I.5 C, se obtiene un grado mucho más bajo de continuidad de servicio. Algunas de estas subestaciones tienen sobre el anillo de subtransmisión interruptores seccionadores. Las cuchillas a cada lado del in-

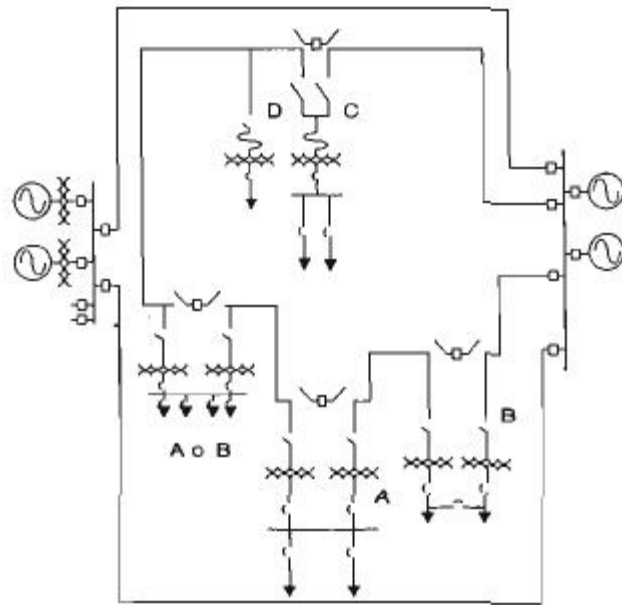


Figura I.5. Diagrama unifilar de diferentes tipos de subestaciones de distribución alimentadas por un anillo de subtransmisión.

terruptor conectan el transformador al anillo. Solamente una de las dos cuchillas está normalmente conectada.

Cuando ocurre un corto circuito en una sección dada de la línea de subtransmisión, el interruptor abre y elimina la falla. La SE respectiva pierde su alimentación, pero la subestación similar adyacente no la pierde porque está conectada a una sección del anillo que permanece energizada. La pérdida de voltaje en este esquema puede utilizarse para iniciar maniobras de emergencia de cierre y apertura de cuchillas motorizadas. Aunque el costo del control automático es más elevado, se justifica porque la interrupción es más breve.

La falla del transformador dará obviamente una interrupción más prolongada en una SE como la C; sin embargo, se puede utilizar una subestación móvil para aprovechar al máximo las ventajas del diseño con un solo transformador.

Algunas veces las pequeñas subestaciones pueden ser conectadas al anillo de subtransmisión como se muestra en D. Este arreglo ofrece la menor confiabilidad ya que todas las operaciones después de la desconexión de la falla se realizan manualmente.

Las subestaciones que se muestran en la figura I.6 son las mismas de la figura I.5 (A, B, C y D);

sin embargo, la alimentación en subtransmisión viene de un circuito múltiple en lugar del anillo. El anillo se usa con mayor frecuencia en líneas aéreas. En un esquema con circuito múltiple, es de gran importancia que los alimentadores sean físicamente independientes para tener buena confiabilidad. Con estas condiciones la confiabilidad del circuito múltiple y del anillo es similar.

En los circuitos radiales de la figura I.6 las fallas en los alimentadores y en los transformadores se aíslan por la apertura del interruptor de la subestación en la fuente y por los interruptores de voltaje de distribución del circuito dañado. La pérdida de un circuito no causa la interrupción del servicio en la SE A, causa una interrupción momentánea en la SE B, una temporal en C con restablecimiento posterior y la pérdida de servicio en D por tiempo largo.

Tanto en los sistemas de subtransmisión en anillo con amarre como en los mallados, es necesario efectuar maniobras en alta tensión en el circuito de subtransmisión. Esto es una desventaja, ya que los interruptores tienen que someterse a esfuerzos frecuentes, reduciendo en cierta

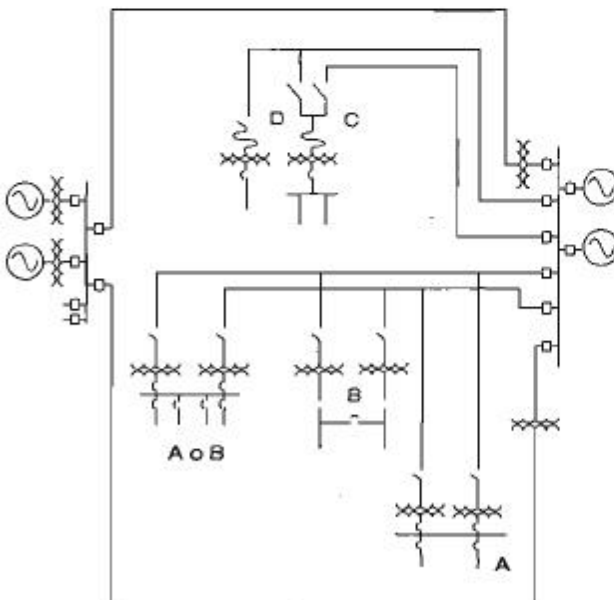


Figura I.6. Diagrama unifilar de diversos tipos de subestaciones alimentadas por un sistema de subtransmisión radial.

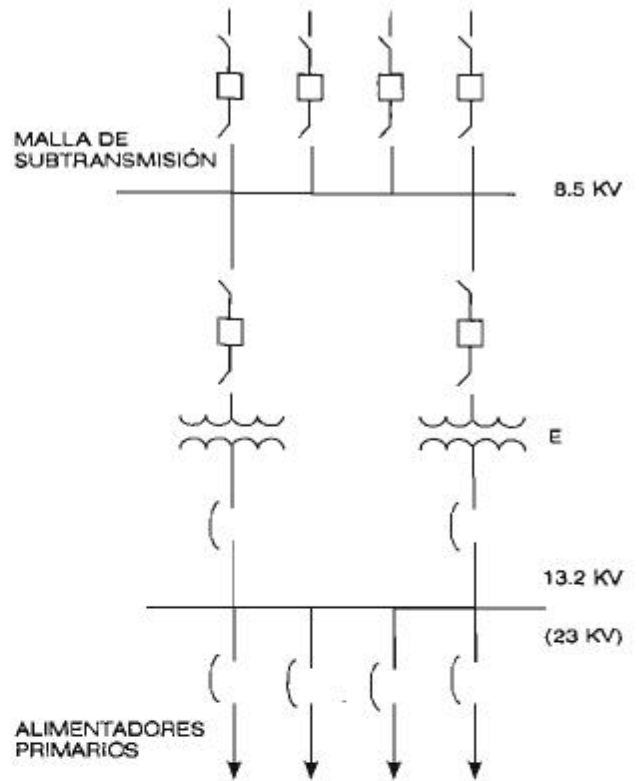


Figura I.7. Diagrama unifilar de SE de distribución con alimentación mallada en la red de subtransmisión.

forma su vida útil. En general los interruptores de potencia se diseñan para operación poco frecuente.

La figura I.7 muestra una subestación alimentada por cuatro circuitos de subtransmisión y cuatro alimentadores primarios.

El equipo de maniobra de alta tensión son los interruptores de potencia en la parte superior de la figura I.7. Este esquema de subtransmisión es el más confiable, pero el más costoso, por lo que su aplicación se limita a los casos de grandes concentraciones de carga.

Alimentadores primarios

A pesar de la función simple que cumplen los alimentadores primarios, sus formas pueden ser muy variadas. Los arreglos y rangos múltiples utilizados en los alimentadores primarios se deben básicamente a:

- a) Las diferencias de las áreas servidas,
- b) Las clases de servicios requeridos,

El sistema de distribución

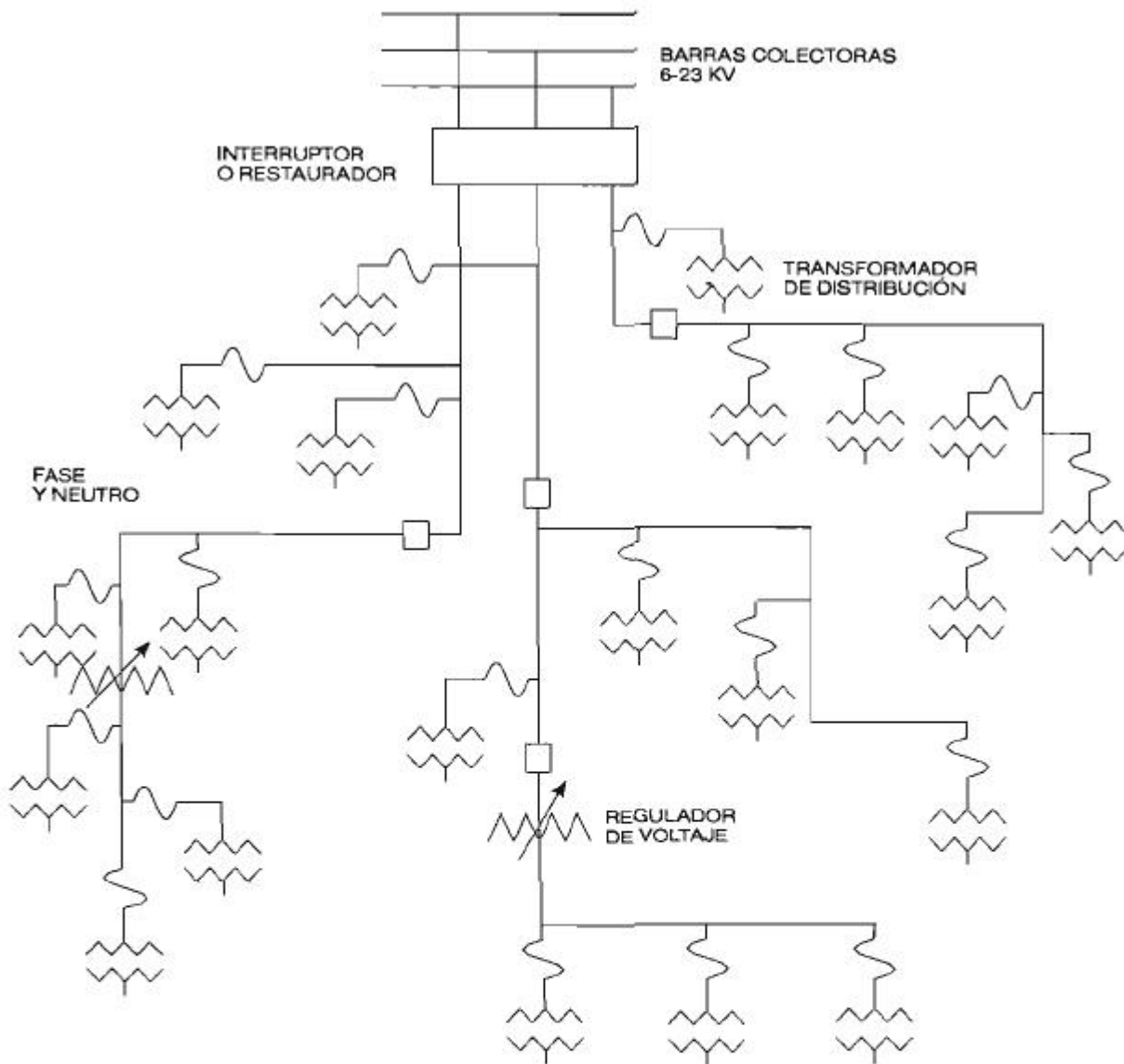


Figura I.8. Alimentador primario radial simple para área rural o suburbana. Es útil para cargas de baja densidad.

c) Las características del sistema de distribución, del que forman parte los alimentadores primarios.

Los alimentadores primarios pueden tener voltajes nominales de línea desde 2.4 KV hasta 34.5 KV. Sin embargo, los voltajes más usados en México son 4.16, 13.2 y 23 KV.

La forma más simple de alimentador primario es el circuito radial mostrado en la figura I.8. Este circuito permite tanto la subestación trifásica como el circuito con cuatro hilos. La mayor parte del alimentador es un circuito monofásico

compuesto por un conductor de fase y un conductor neutro multiaterrizado.

El uso del conductor neutro multiaterrizado es más común en la estructura del alimentador primario, aunque también se usa la estructura de tres hilos con el neutro flotante (sin aterrizar). En tales casos la estructura monofásica consta de dos "hilos calientes", o sea, dos fases que dan el voltaje de línea (entre fases).

La confiabilidad de un hilo en el circuito primario radial depende en gran parte de que no haya disparos causados por descargas atmosféricas.

ricas, ramas de árboles, impactos de vehículos, etc. No resulta económico construir circuitos exentos de dichos problemas. Tomando en cuenta lo anterior, se instala equipo de seccionización de modo que sea mínimo el número de usuarios que se queden sin servicio por la falla en el alimentador primario.

La figura I.9 muestra un circuito radial primario más amplio. La parte del alimentador primario, desde la subestación hasta donde sale el primer alimentador lateral, se conoce como sección "express" del alimentador. En ciertas áreas de alta densidad donde algunos alimentadores salen de la SE puede ser necesario llegar a las áreas lejanas de distribución por medio de sección express.

El alimentador primario de la figura I.9 puede ser en forma de anillo con interruptor automático para seccionar el alimentador en dos partes. Cuando ocurre una falla en el alimentador, se abre el interruptor y deja sin servicio la mitad de las cargas. Si la falla es de carácter temporal, el restaurador actúa para restablecer el servicio; si es permanente, el restaurador termina abierto después de realizar el número de operaciones programadas.

Para lograr una mayor confiabilidad es frecuente el uso de alimentadores primarios con amarre de emergencia, similar al mostrado en la figura I.10. Para mayor claridad se muestran sólo las secciones principales trifásicas y los amarres de emergencia. El alimentador prima-

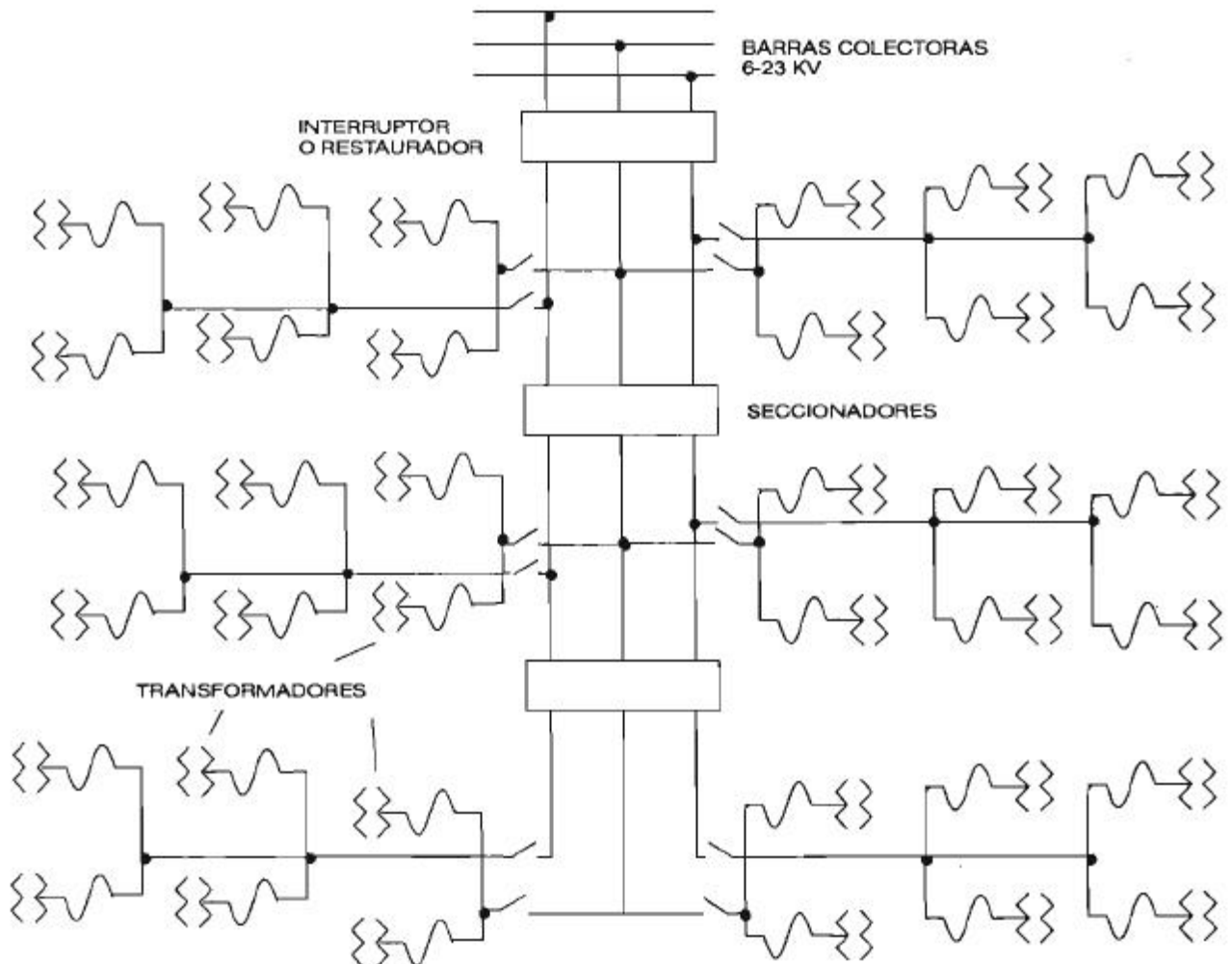


Figura I.9. Circuito alimentador primario con alimentador principal trifásico y alimentadores laterales monofásicos. Área de distribución suburbana.

El sistema de distribución

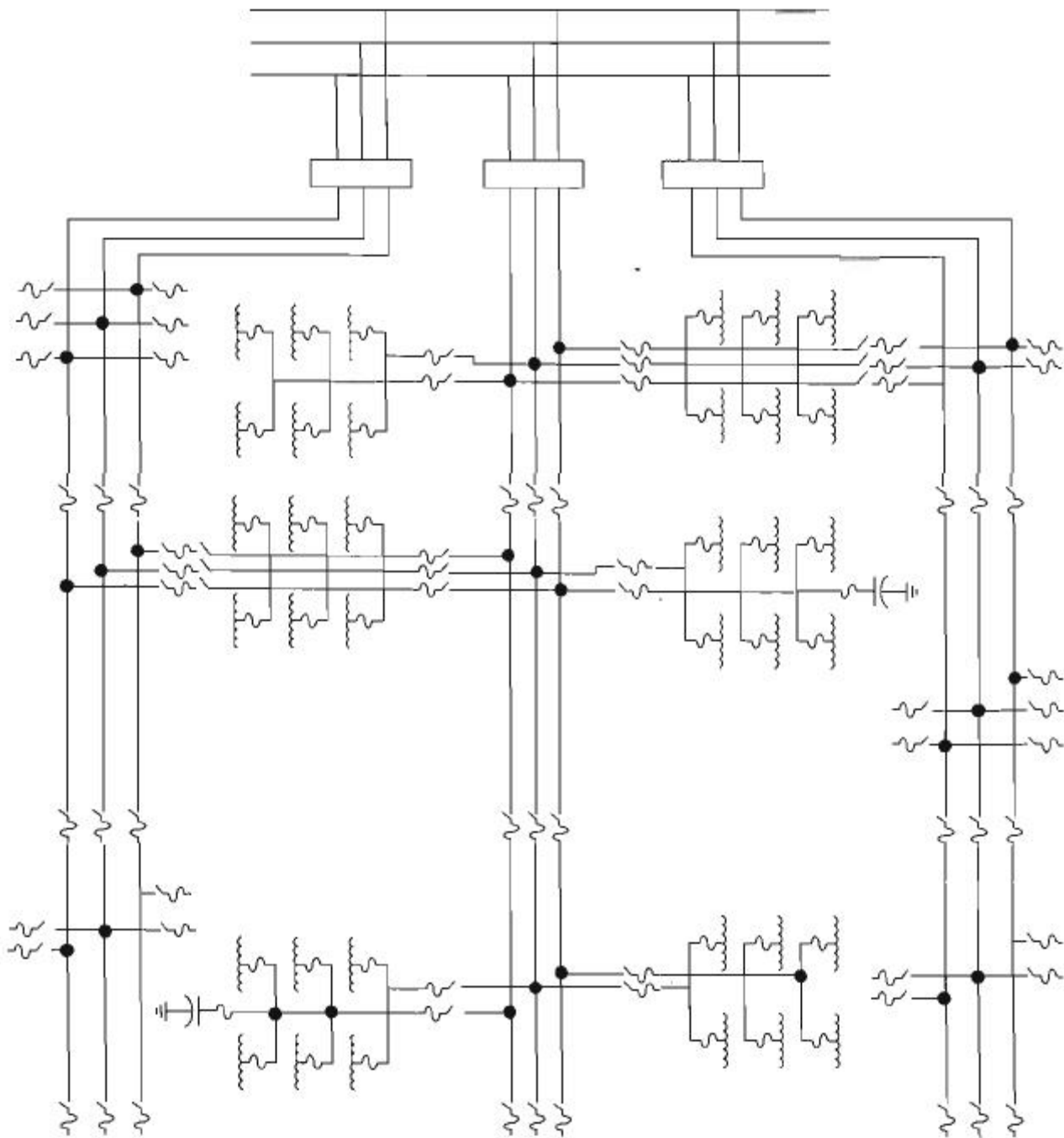


Figura I.10. Alimentador radial primario con amarre de emergencia.

rio debe arreglarse de modo que se pueda seccionar manualmente en tres o más partes y cada parte conectarla al alimentador adyacente. Con esto se tienen interrupciones de carácter temporal cuya duración está en función de la rapidez con la que se efectúen las maniobras.

Cuando se requiere la máxima confiabilidad se usan sistemas de alimentadores primarios mallados como el de la figura I.11. En este ejemplo los transformadores de la subestación de distribución se alimentan por tres circuitos de subtransmisión independientes. Se debe tener

cuidado de que subestaciones adyacentes se alimenten por diferentes circuitos de subtransmisión.

Los sistemas mallados normalmente cuentan con restauradores, de tal manera que cuando ocurre una falla en un alimentador, pueden efec-

tuarse de dos a cuatro recierres que restablecen el servicio si la falla no es permanente.

Los sistemas mallados se utilizan normalmente sólo trifásicos, para aprovechar al máximo su alta confiabilidad.

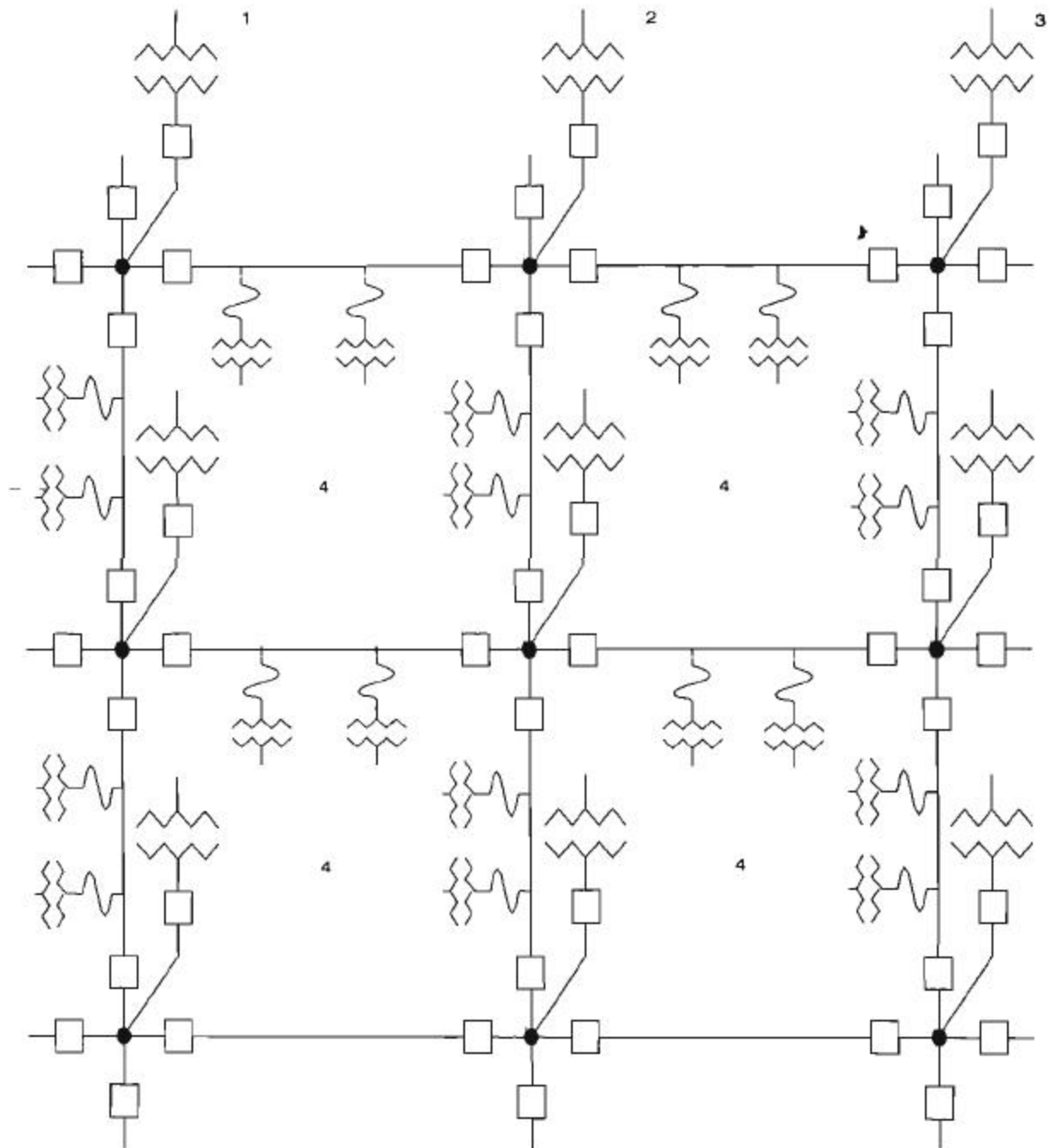


Figura I.11. Diagrama unifilar de un sistema convencional primario mallado. 1, 2, 3, líneas de subtransmisión; 4, malla en voltaje de distribución (primaria).

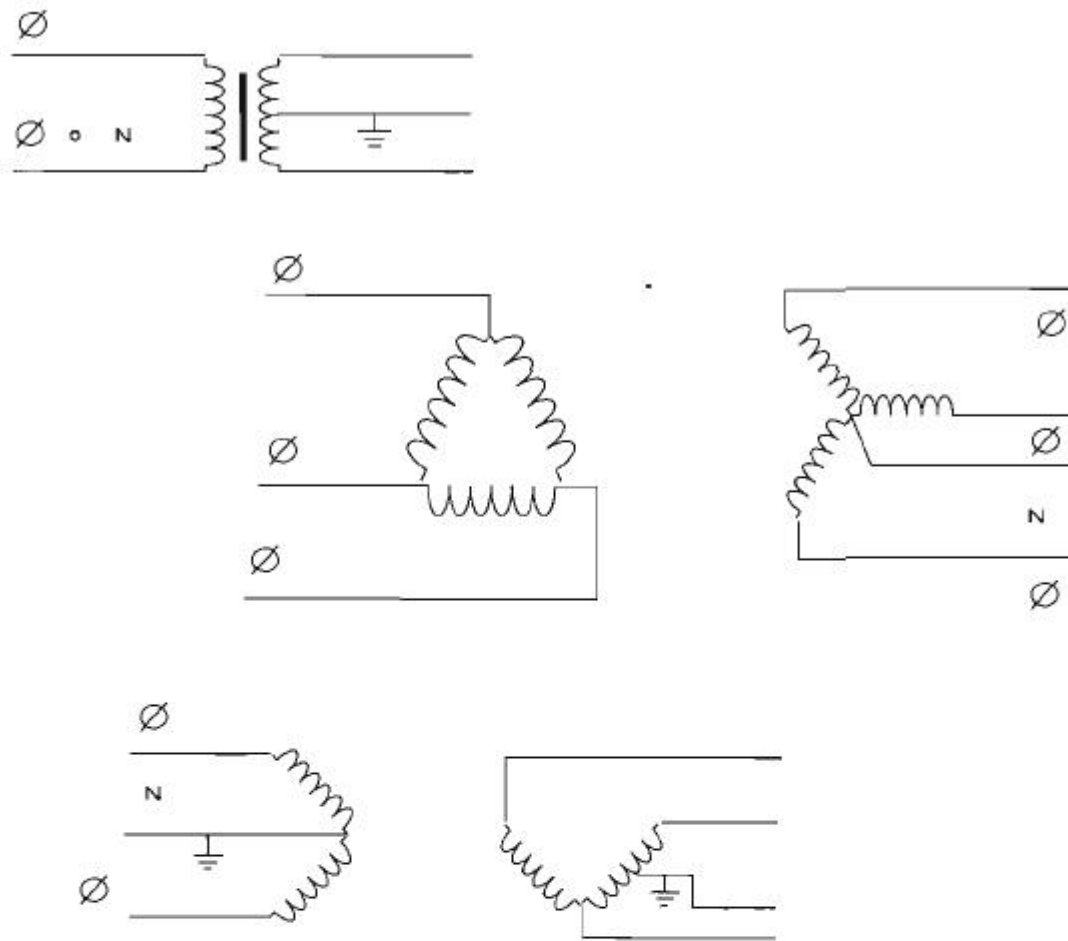


Figura I.12. Conexiones de los transformadores de distribución del primario y del secundario.

Distribución secundaria y circuitos

La distribución secundaria puede ser monofásica o trifásica. En áreas rurales y residenciales la mayoría es carga monofásica, en tanto que las cargas industriales y comerciales son normalmente trifásicas.

La distribución monofásica puede ser de 120/240 V, tres fases. La alimentación trifásica es generalmente de 120/208 V, cuatro hilos en estrella. Ocasionalmente se usan 120/240 V, cuatro hilos en delta abierta, para obtener servicio trifásico de dos fases y neutro. En áreas co-

merciales se usan en gran medida voltajes de 265/460 V cuatro hilos en estrella. La figura I.12 muestra las conexiones y los voltajes más comúnmente utilizados.

En nuestro país hasta hace algunos años se utilizaban sólo alimentadores primarios trifásicos, pero actualmente en las zonas rurales se emplean los sistemas monofásicos. La desventaja de la electrificación monofásica es que limita la influencia de la energía eléctrica en el desarrollo económico, ya que no se pueden utilizar motores trifásicos de capacidades adecuadas para talleres y pequeñas industrias.

Preguntas y ejemplos

1. ¿Cuáles son las partes principales de un sistema de distribución?
2. ¿Qué parte del sistema requiere mayor inversión?
3. ¿Es más fácil generar energía eléctrica que consumirla? ¿Por qué?
4. ¿Qué es el sistema de subtransmisión?
5. ¿Cuáles son los rangos de potencia de los sistemas de subtransmisión, de los alimentadores primarios y de los transformadores de distribución?
6. ¿En qué casos se encuentran transformadores de distribución que superan las potencias de norma?
7. Defina el concepto de carga en un sistema de distribución.
8. ¿Qué es la densidad de carga y cuáles sus unidades?
9. Explique el concepto de demanda diversificada.
10. ¿Qué es un sistema de distribución radial?
11. ¿Qué es una red mallada?
12. ¿Cuáles son las estructuras posibles en subtransmisión, alimentadores primarios y secundarios?
13. ¿De qué depende la selección de la estructura del sistema de distribución?
14. Explique las características de un sistema de subtransmisión en anillo.
15. ¿Cómo funcionan las subestaciones tipos A, B, C y D, mencionadas líneas arriba, en un sistema de subtransmisión radial?
16. ¿Cuáles son las razones de que no se usen con mucha frecuencia los sistemas de subtransmisión mallados?
17. ¿De qué depende el diseño de un alimentador primario?
18. Para lograr una alta confiabilidad, ¿es indispensable tener alimentadores primarios mallados?
19. ¿Cuál es la razón de seccionar los alimentadores primarios?
20. Explique las características de los alimentadores primarios según la densidad de carga.
21. ¿En qué forma contribuye la distribución de energía eléctrica al desarrollo del país?
22. ¿Cuáles voltajes se utilizan en subtransmisión, distribución y en servicios?
23. Se tiene una colonia con 250 casas habitación, un cine y un centro comercial. La demanda diversificada por casa es de 2.5 KVA, el cine consume 32 KVA y el centro comercial 80 KVA. El área total es de 47 000 m². Determínese la densidad de carga, la potencia del transformador de la subestación de distribución y el número de transformadores de distribución de 75 KVA que se deben instalar.

Solución

La carga total es: $S_{Tot} = 2.5 \cdot 250 + 32 + 80 = 737$ MVA.

La densidad de carga: $737 / 47\ 000 = 0.01568$ KVA/m² o $737 / 4.7 = 156.8$ KVA/ha o bien $737 / 0.047 = 15\ 680.85$ KVA/km².

La potencia del transformador de la subestación, si no se considera crecimiento ni sobrecarga, debe ser de 750 KVA.

Se requieren 10 transformadores de 75 KVA, uno de los cuales se destina al centro comercial y otro muy cercano al cine.

La selección de los transformadores se debe realizar tomando en consideración la norma NOM-J-409, para aprovechar la capacidad de sobrecarga de los mismos. En ocasiones en los sistemas de distribución se seleccionan transformadores con capacidad mayor a la necesaria con objeto de que con el crecimiento de la demanda lleguen a su carga nominal a la mitad de su vida útil y luego se sobrecarguen al final. En esta forma se compensa el menor desgaste del principio con el mayor del final, quedando la vida útil sin alteración notable.

CAPÍTULO II

REDES SUBTERRÁNEAS

LAS REDES SUBTERRÁNEAS TIENEN aplicación cuando se atienden grandes demandas de energía en donde se requiere una gran continuidad del servicio. Las redes subterráneas de distribución son más confiables porque no están expuestas a descargas atmosféricas, tormentas, choques de vehículos, caídas de árboles, lanzamiento de objetos, etc., como lo están las redes aéreas.

Las redes subterráneas también se usan en fraccionamientos residenciales de lujo por razones estéticas, es decir, el sistema de distribución de energía eléctrica se realiza en forma oculta, eliminando los postes, así como los transformadores y líneas aéreas que afean notablemente el paisaje.

Las redes subterráneas presentan también algunas desventajas, entre las que sobresalen las siguientes:

- a) Su poca accesibilidad, lo que dificulta localizar las fallas.
- b) Una interrupción del servicio por falla más prolongada que en las redes aéreas.
- c) Mayor dificultad en los trabajos de mantenimiento.
- d) Un costo mucho mayor que el de redes aéreas.

OPERACIÓN DE REDES SUBTERRÁNEAS

Las redes subterráneas, por su operación, pueden ser divididas en dos grupos: a) operación radial, b) operación en paralelo.

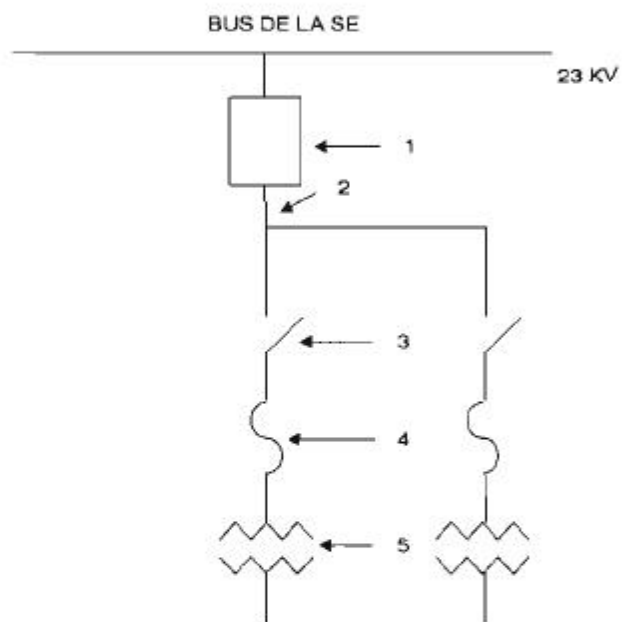


Figura II.1. Alimentador radial básico abasteciendo a los transformadores protegidos con fusibles. 1, Interruptor de potencia. 2, Alimentador. 3, Cuchilla. 4, Fusible. 5, Transformador de distribución.

a) Las redes subterráneas de operación radial son las de menor costo y sencillez, pues requieren protecciones simples y baratas, como las de sobrecorriente, por lo cual continuarán usándose por mucho tiempo. La figura II.1 muestra un alimentador radial.

b) La operación en paralelo es más confiable que la operación radial; sin embargo, por su alto costo, se emplea básicamente en redes de baja tensión. Con esto la red primaria puede mantener una estructura sencilla, por ejemplo, conectando los transformadores de distribución en derivación radial. En este caso la continuidad

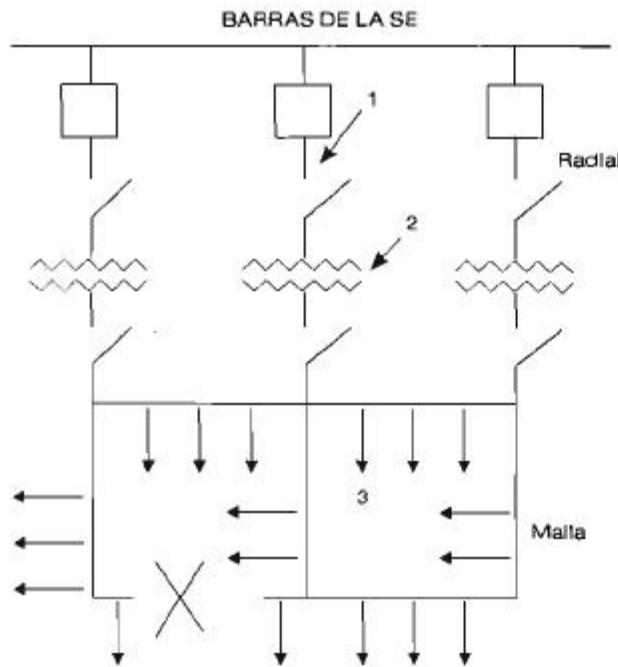


Figura II.2. Red malla automática. Operación en paralelo en baja tensión y radial en alta tensión. 1, Alimentadores. 2, Transformadores de distribución. 3, Red malla automática en baja tensión.

del servicio se asegura por medio de la red de baja tensión.

Las protecciones en estos casos sólo se instalan a la salida de los alimentadores de la red. Las fallas en la red de baja tensión se eliminan por autoextinción o bien instalando fusibles en los extremos de los cables. La autoextinción de la falla se da porque las corrientes de corto circuito en la malla de baja tensión son muy grandes y evaporan el conductor de cobre. El aislamiento se mantiene en los extremos del conductor quemado. La figura II.2 es un ejemplo simplificado de este arreglo.

ESTRUCTURAS DE REDES SUBTERRÁNEAS

Por sus aspectos constitutivos las redes subterráneas pueden clasificarse en: radiales, de mallas, en anillos, en doble derivación y en derivación múltiple. Todas las estructuras tratan de ofrecer la máxima continuidad del servicio por diversos medios y costos, por lo que se pueden seleccionar aplicando estudios técnico-económicos.

Estructura radial

Consta de cables troncales que salen en forma radial de la subestación de distribución y de cables transversales que unen a los troncales. La sección transversal de los cables troncales y transversales debe ser la misma. La figura II.3 muestra un ejemplo de estructura radial en redes subterráneas.

La estructura radial se recomienda en zonas extendidas con altas densidades de carga (de 15 a 20 MVA/km²) y fuerte tendencia al crecimiento.

En operación normal cada alimentador lleva una determinada carga P , funcionando en forma radial, es decir, los elementos seccionadores operan normalmente abiertos. En caso de emergencia los alimentadores deben poder soportar la carga adicional que se les asigna, de acuerdo con la capacidad del equipo y del cable. A esto se debe que la estructura debe formarse por cable de igual sección.

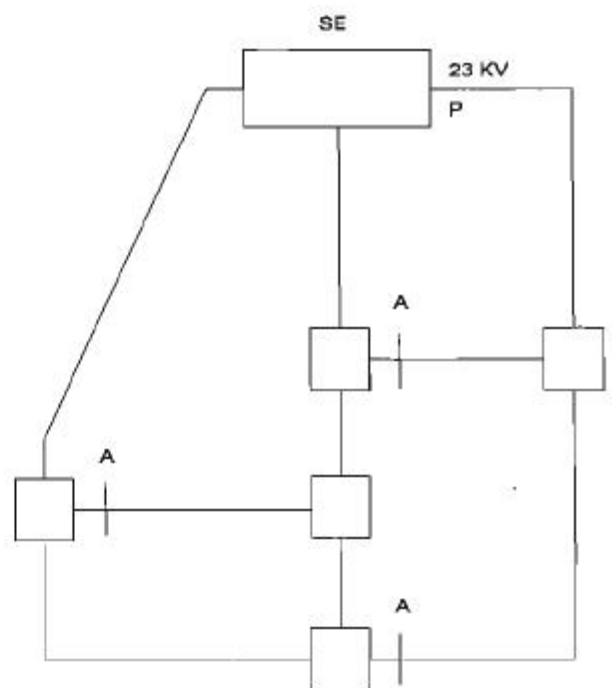


Figura II.3. Estructura radial en redes subterráneas. A, Normalmente abierto. P, Carga del alimentador.

Estructura en mallas

En esta estructura los transformadores de distribución se reparten en secciones, formando con el cable anillos de igual sección. Los anillos operan en forma radial, por lo cual el interruptor del transformador, que está aproximadamente a la mitad, se encuentra normalmente abierto. Además existen amarres entre los anillos para tener alimentación de emergencia entre ellos. La figura II.4 muestra un esquema de estructura en mallas.

En caso de falla dentro del anillo, ésta se liquida realizando maniobras entre grupos de transformadores con los propios elementos de conmutación del anillo.

Estructura en anillos o bucles

Este tipo de arreglo consiste en bucles de igual sección derivados directamente de la subestación de distribución. Los transformadores de distribución se alimentan exclusivamente en seccionamiento, según se ve en la figura II.5.

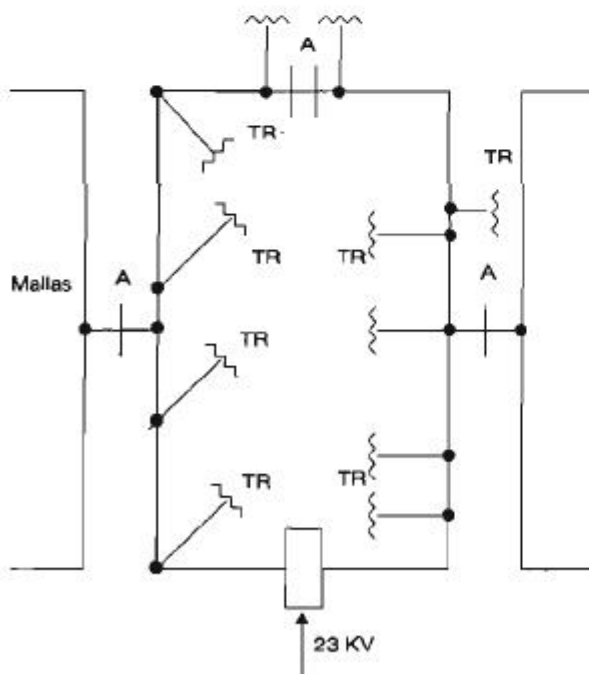


Figura II.4. Esquema básico de la estructura en mallas. A, Abierto. TR, Transformador de distribución.

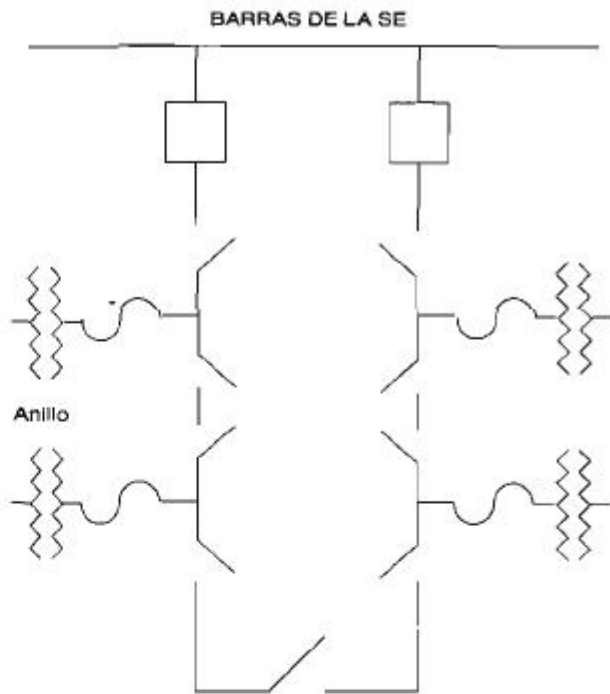


Figura II.5. Estructura básica en anillo. Transformadores de distribución conectados en seccionamiento.

Este arreglo es recomendable en zonas con densidad de carga de 5 a 15 MVA/km², en conjuntos habitacionales de zonas suburbanas, sobre todo cuando la subestación de distribución está fuera del área de concentración de la demanda.

Las fallas en los transformadores se liquidan por el fusible, en tanto que las ocurridas en el anillo son eliminadas por el interruptor de potencia o por el restaurador desde la subestación. Luego se procede a realizar las maniobras para restablecer el servicio.

Estructura en doble derivación

La disposición de los cables en este caso se hace por pares, siendo las secciones de los troncales iguales entre sí y mayores que las secciones de las derivaciones (figura II.6).

Esta estructura es adecuada en zonas concentradas de carga con densidad de 5 a 15 MVA/km², así como zonas industriales y comerciales en donde se requiere la doble alimentación para tener una mayor confiabilidad.

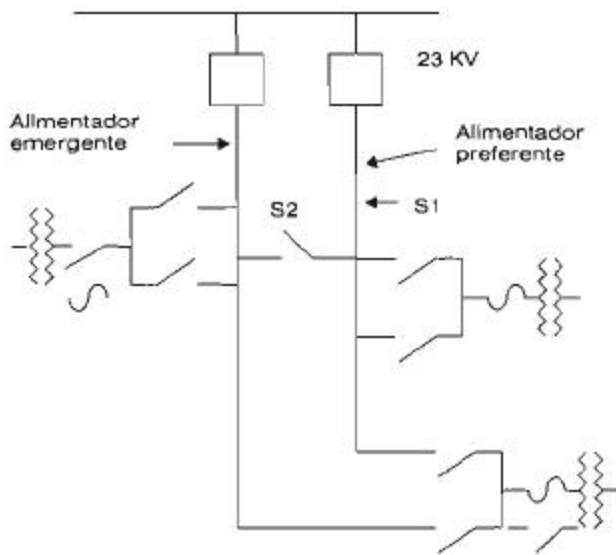


Figura II.6. Estructura en doble derivación. 1, Alimentador emergente. 2, Alimentador preferente. 3, Conexión en doble derivación.

La operación de este tipo de arreglos se realiza a base de alimentadores preferentes y emergentes con transferencia manual o automática. Cuando se presentan fallas en alguno de los alimentadores, se eliminan por el interruptor principal y enseguida se transfiere la carga al otro alimentador. La transferencia automática es la mejor pero la de mayor costo.

Estructura en derivación múltiple

Los cables que forman esta estructura contribuyen en forma simultánea a la alimentación de la carga. Está formada con secciones combinadas en forma decreciente y cables de menor calibre para los transformadores de distribución que se alimentan en derivación simple, doble o múltiple (figura II.7).

Esta estructura es aplicable a densidades de carga mayores de 30 MVA/km² en aquellas zonas de urbanismo moderno donde se desea elevada confiabilidad. Generalmente esta red requiere transferencia de alimentación automática para aprovechar el alto costo con una gran continuidad del servicio.

La carga se reparte entre los alimentadores de tal modo que si se llega a desconectar alguno de ellos su carga se pase en fracciones más o

menos iguales a los restantes que continúen en operación.

REDES PRIMARIAS

Para ilustrar las estructuras básicas mencionadas líneas arriba, a continuación se muestran aplicadas a redes primarias de distribución de 6 a 34.5 KV. A diferencia de los esquemas anteriores, en los siguientes se muestran los elementos principales de los arreglos.

Sistema primario radial con seccionadores

La protección en este sistema se tiene en el interruptor de la troncal, en la subestación de distribución. Al ocurrir una falla en la troncal o en uno de los ramales opera el interruptor, y la interrupción del servicio se mantiene hasta que se localiza la falla. Cuando ésta se localiza, se secciona la parte dañada del alimentador y se restablece el servicio en el resto del mismo (figura II.8).

Los dispositivos seccionadores van en la troncal para poder desconectar la parte dañada del

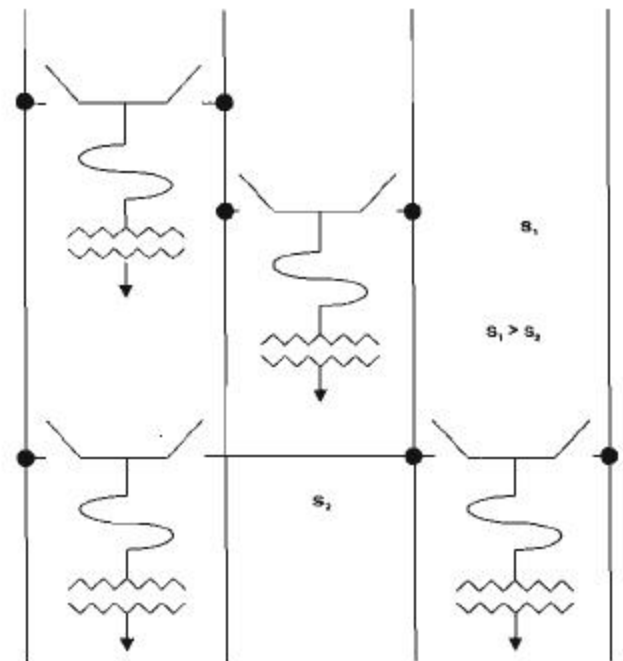


Figura II.7. Estructura en derivación múltiple.

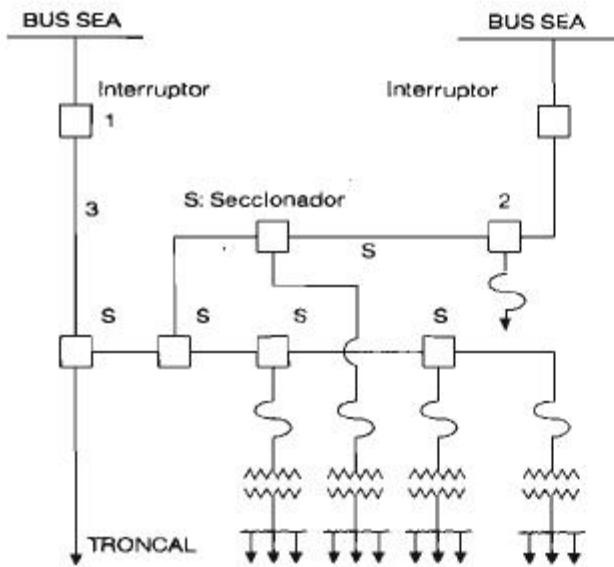


Figura II.8. Diagrama primario radial con seccionadores de A.T. 1, Interruptor de potencia o restaurador. 2, Seccionamiento. 3, Alimentador troncal. 4, Alimentador secundario.

alimentador y restablecer el servicio en la parte sana del mismo.

Sistema primario en anillo

En este sistema el anillo se secciona en cada centro de carga debido a que los transformadores se conectan en seccionamiento, cerrándose en otro punto a donde llega otro alimentador. El anillo opera normalmente abierto en su punto central (figura II.9).

Un centro de carga generalmente son transformadores instalados en bóvedas subterráneas, en casetas o en gabinetes de intemperie, donde hay cuchillas a cada lado del transformador y fusibles de protección.

Al inicio de las troncales se tiene interruptor de potencia y protección de sobrecorriente o en su caso restaurador. Al operar el interruptor de potencia se procede a la apertura de cuchillas a cada lado de la falla y luego se vuelve a energizar el alimentador. Si la falla se registra en la troncal, el otro alimentador puede con la carga total, para lo cual se cierra el anillo y se abre la cuchilla al final de la troncal dañada.

Sistema primario con derivación múltiple

En este sistema se llevan varios cables troncales por el área servida y de ellos se derivan los ramales que alimentan a los transformadores de distribución por medio de seccionadores o de interruptores (figura II.10).

En este esquema el cambio de alimentación se realiza en forma automática por medio de los interruptores de transferencia. Al fallar una troncal, su carga se reparte en partes más o menos iguales entre las restantes. Si la transferencia se hace en forma manual, se tendrá una interrupción temporal del servicio, aunque el esquema resulta de menor costo. Si la transferencia es automática la continuidad es muy elevada.

REDES SECUNDARIAS

Las redes secundarias son el último eslabón entre la generación y el consumo. El sistema de distribución en baja tensión está formado por alimentadores secundarios que salen del lado de

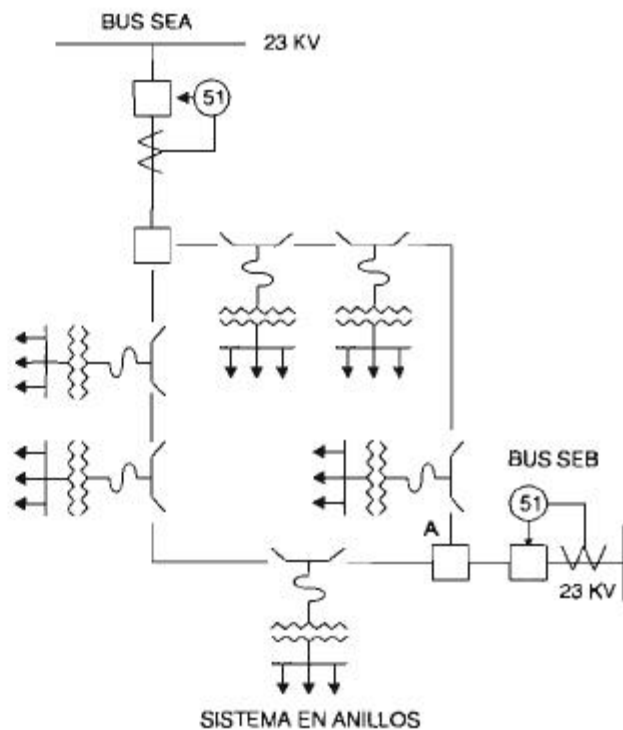


Figura II.9. Diagrama de un sistema en anillos. A, abierto.

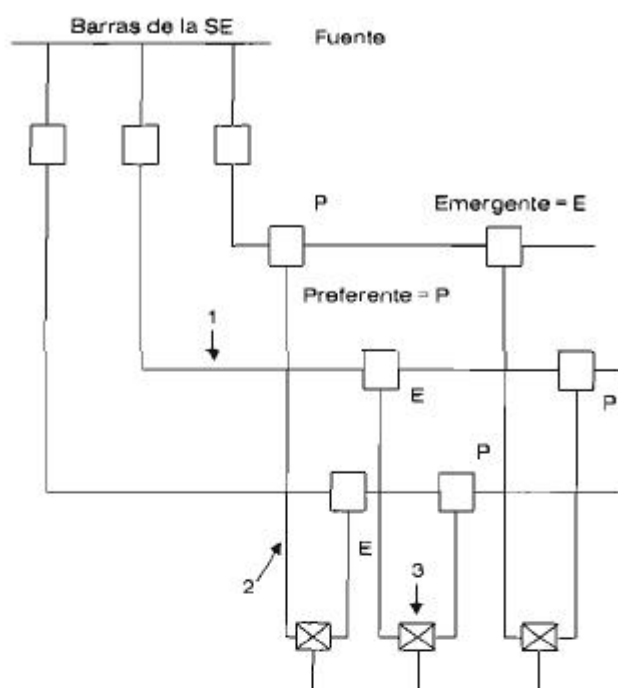


Figura II.10. Diagrama de un sistema primario en derivación múltiple. 1, Cables troncales. 2, Ramales. 3, Interruptor de transferencia.

baja tensión de los transformadores de distribución, en cajas de distribución o en los buses de las subestaciones secundarias y que llevan la energía hasta el punto de consumo.

En los sistemas de distribución de cables subterráneos se utilizan tres estructuras de redes subterráneas:

- a) Red radial sin amarres,
- b) Red radial con amarres,
- c) Red automática.

Red radial sin amarres

En este arreglo los transformadores de distribución se conectan al alimentador primario por medio de cuchillas y fusibles. Los alimentadores secundarios salen del transformador de distribución en diferentes direcciones, como se ve en la figura II.11.

La falla de un alimentador primario deja sin energía a todos sus transformadores, así como la falla del transformador causa la interrupción del servicio en todos sus alimentadores secundarios. En caso de falla en los cables de baja

tensión, se localiza la parte dañada, se corta el cable y parte del servicio se restablece. El cable puede enterrarse directamente y los servicios se conectan haciendo empalmes en T sobre él.

Todo el equipo, como cuchillas, fusibles, transformadores, etc., puede ser sumergible o bien de tipo interior, según se trate de bóvedas o casetas para los transformadores.

Red radial con amarres

En este arreglo la red de baja tensión tiene medios de amarre que consisten en cajas de seccionamiento intercaladas en los cables que van de un transformador a otro y que se instalan normalmente en las esquinas para mayor flexibilidad, recibiendo hasta cuatro cables (figura II.12).

Los amarres permiten alimentar la carga por medio de alimentadores secundarios pertenecientes a otro transformador. Esto se hace cuando se presentan fallas en el alimentador primario, en el transformador de distribución o, simplemente, cuando se requiere dar mantenimiento a la red de alta tensión.

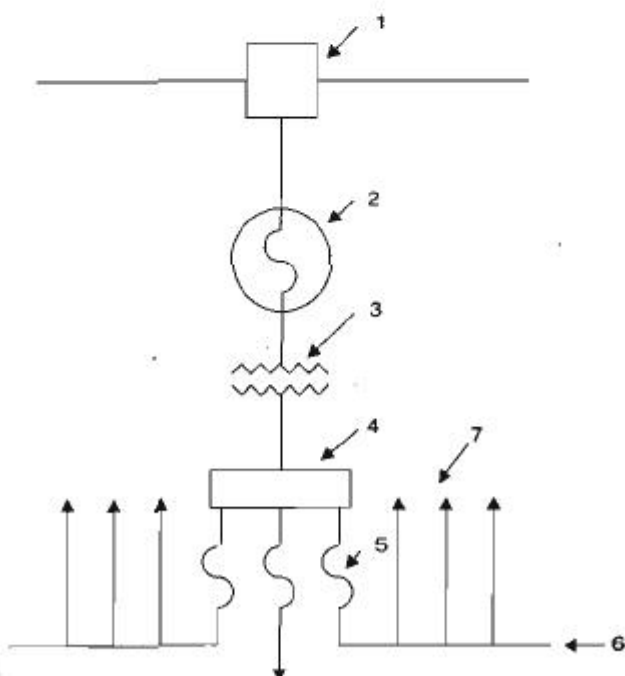


Figura II.11. Red radial en BT sin amarres. 1, Cuchillas. 2, Fusibles. 3, Transformador. 4, Caja de BT. 5, Fusibles BT. 6, Alimentador secundario. 7, Servicios.

Redes subterráneas

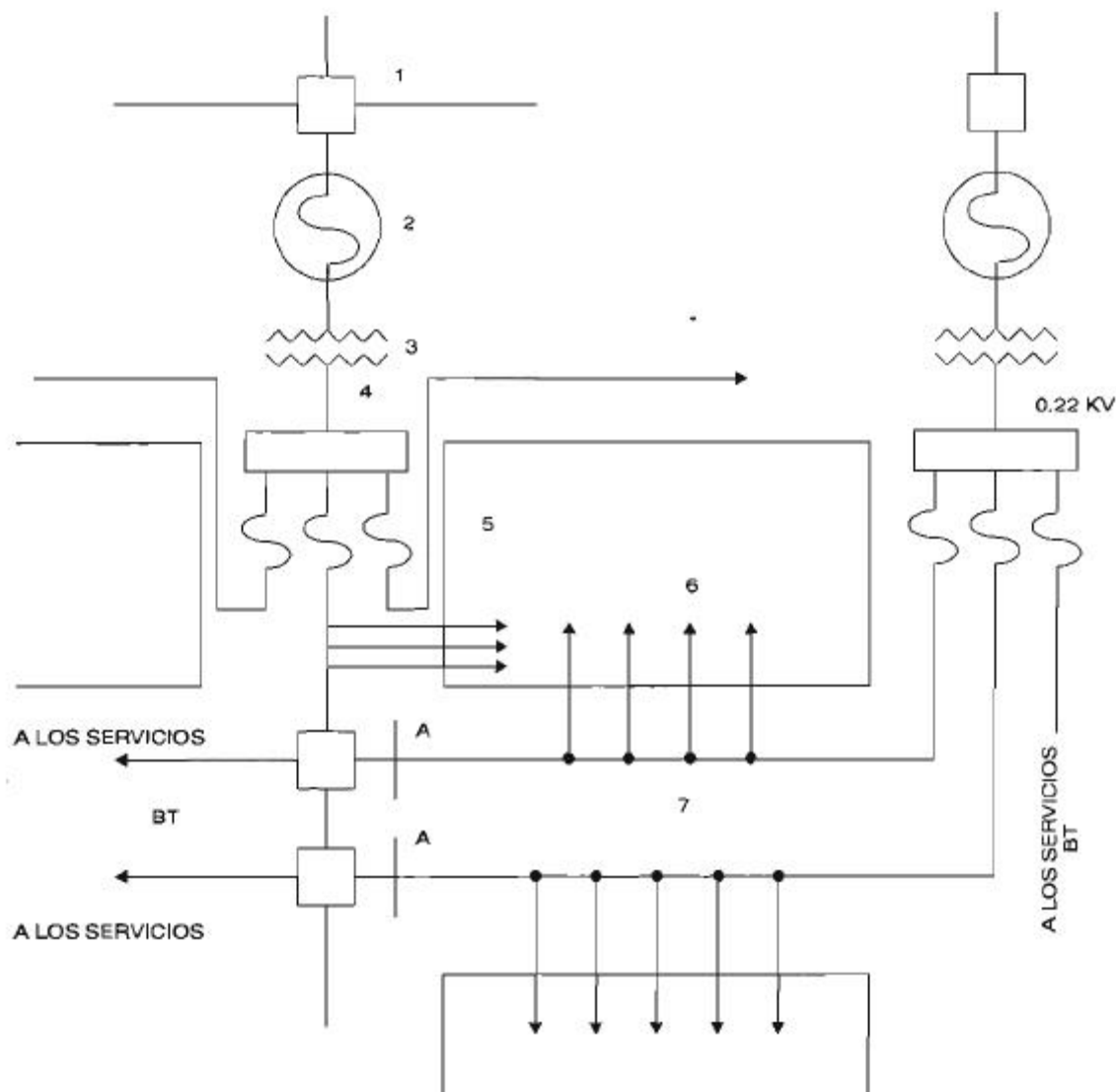


Figura II.12. Diagrama de una red radial en BT con amarres. 1, Cuchillas. 2, Fusibles. 3, Transformador. 4, Caja de BT. 5, Fusibles de BT. 6, Servicios. 7, Alimentadores secundarios de amarre. A, Abierto.

En la etapa de diseño de la red se debe realizar un buen estudio acerca de la distribución de las cargas para las condiciones de emergencia. Es condición indispensable que los transformadores de la red de baja tensión tengan la misma secuencia de fases, pues de lo contrario se causará problemas a los usuarios ya que los motores trifásicos, por ejemplo, cambian su dirección de giro si se cambia la secuencia de fases.

Los transformadores pueden ser sumergibles, para el caso de que se instalen en bóveda, o de tipo interior para casetas y edificios.

Red automática

La red automática ofrece la más alta continuidad del servicio y la mejor regulación de voltaje. Es aplicable, por su alto costo, en ciudades donde se tiene una gran concentración de cargas repartidas más o menos uniformemente a lo largo de las calles. Este sistema da servicio prácticamente continuo, ya que las fallas en alta tensión y en los secundarios poco afectan a los usuarios.

Cuando ocurre una falla en la red de baja tensión, todos los transformadores de distribu-

ción alimentan dicha falla, produciéndose una corriente de corto circuito tan alta como para evaporar rápidamente el material de cobre de los conductores en el lugar del corto, sin causar interrupciones, a menos que la falla sea directamente en la acometida de un servicio. El aislamiento de los cables soporta estas temperaturas y restablece la rigidez dieléctrica. Este proceso se conoce como autoextinción del corto circuito.

La figura II.13 muestra una red automática con 4 alimentadores y 12 nodos.

Si la falla ocurre en alta tensión, por ejemplo en un alimentador, opera la protección de sobrecorriente y abre el interruptor de potencia. Sin embargo, para que la falla se liquide es necesario que se desconecten todos los transformadores conectados con el alimentador fallado, porque la alimentan desde la red de baja tensión. Esta función la realiza el protector de red, el cual es una protección de tipo direccional que opera en cuanto la corriente va de la red de baja tensión

hacia el transformador. En esta forma las fallas en alta tensión no afectan para nada al usuario.

COMPONENTES DE LAS REDES SUBTERRÁNEAS

Para poder construir una red subterránea hacen falta algunos elementos, como ductos para los cables, pozos de visita para realizar empalmes de cables y bóvedas o locales para las subestaciones. El equipo utilizado en las redes subterráneas está normalizado y tiene características especiales, como la de ser sumergible. Esta característica es necesaria porque en temporada de lluvias las bóvedas de transformadores se inundan y el equipo debe operar completamente sumergido.

Obras civiles

Las obras civiles principales son las líneas de ductos, pozos de visita y las bóvedas para la instalación de los transformadores de distribución.

Ductos. Los ductos sirven para alojar y proteger los cables de potencia, así como para facilitar el acceso a ellos. En caso de requerirse trabajos de mantenimiento, los ductos reducen las molestias al tránsito, evitan los destrozos de banquetas y permiten la sustitución de cables dañados con cierta facilidad. Los ductos de alta tensión se fabrican de asbesto cemento y los de baja tensión de concreto.

Los ductos se instalan en conjuntos de varias vías ahogados en concreto formando un banco o bloque de 4, 6, 8 o 12 vías. Se recomienda enterrarlos por lo menos a 80 cm de profundidad, y la profundidad puede variar por la topografía del terreno. Lo referente a ductos está comprendido en las normas L y F 2.3850.01/02/03/Ducto A75-1, AS100-1, A125-1.

Los cables en los ductos se acomodan de modo que puedan salir del bloque en forma sencilla, por la derecha, por la izquierda y por la parte superior en primer término. Esto es de gran importancia también en plantas industriales. La figura II.14 muestra un banco de ductos.

Como la longitud de los cables es del orden

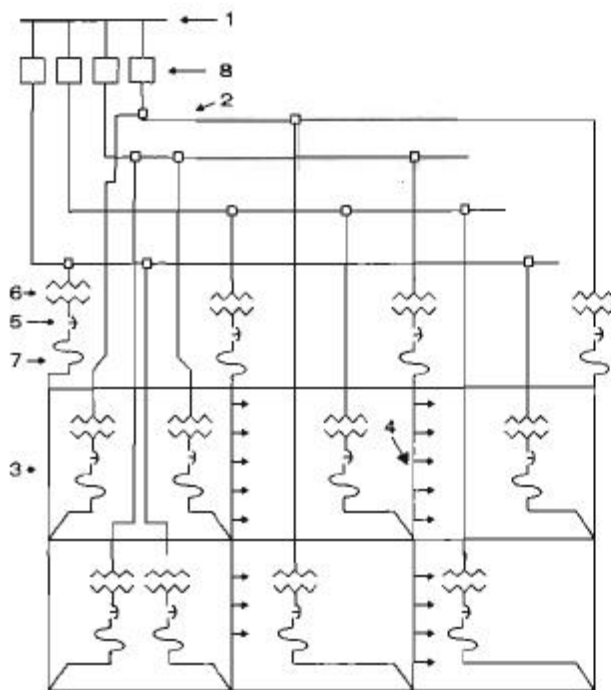


Figura II.13. Diagrama de una red automática en BT. 1, SE de distribución. 2, Alimentadores primarios independientes. 3, Red malla de BT. 4, Cargas o servicios. 5, Protector de red. 6, Transformadores de distribución. 7, Fusibles. 8, Interruptor de potencia o restaurador.

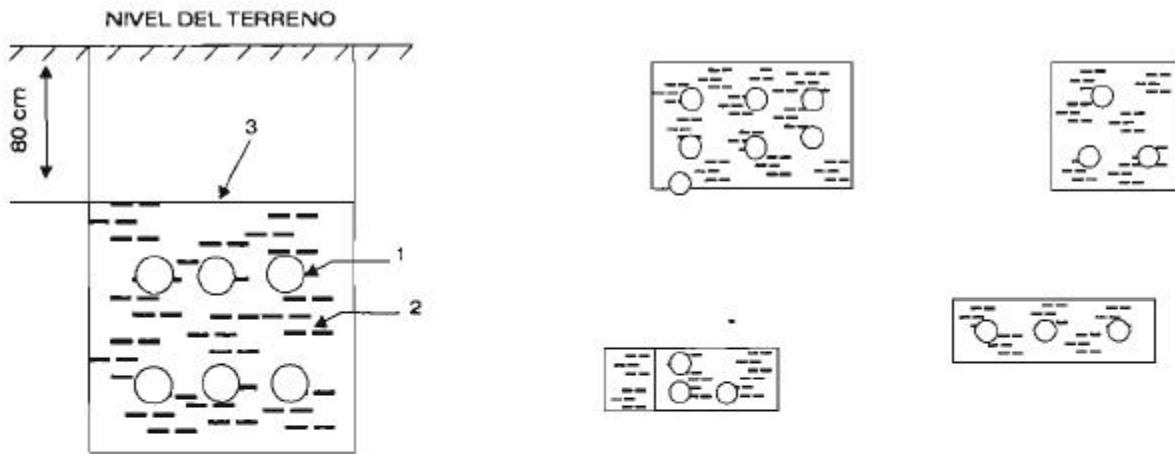


Figura II.14. Bancos de ductos. 1, Ductos. 2, Concreto. 3, Señalamiento.

de 100 m, la distancia entre los pozos debe ser menor. Si el cable tiene cambios de trayectoria, la distancia entre los pozos se reduce a unos 80 m o menos por las dificultades del tendido. Sobre el banco de ductos se coloca una señal, por ejemplo, una banda de polietileno, para protegerlos de posibles excavaciones. Esto es más importante si se trata de cables directamente enterrados.

Pozos de visita. Los pozos de visita tienen por objeto unir las líneas de ductos, facilitando la instalación de los cables, alojando sus empalmes y otros equipos de manera que se operen con toda comodidad (figura II.15). Los pozos pueden ser colados directamente en el terreno o prefabricados.

La Compañía de Luz maneja tres tipos de pozos, comprendidos en las siguientes normas:

- Pozo tipo 2280 Norma L y F 2.7698.26/28.
- Pozo tipo 3280 Plano Distribución N-405.
- Pozo tipo 4280 Norma L y F 2.7698.45/48.

Los pozos de visita tienen dimensiones normalizadas a fin de que haya el espacio suficiente para dar a los cables el radio mínimo de curvatura permisible.

Bóvedas o pozos de transformadores. Las bóvedas para transformadores de distribución subterránea sirven para alojar a los transformadores y su equipo auxiliar, ya sea para operar en un sistema radial o en uno automático. Se construyen de

concreto armado y se calculan para soportar cargas exteriores, como el empuje de la tierra sobre las paredes, el peso de los vehículos sobre el techo y las cargas de los equipos.

Las dimensiones utilizadas en la Compañía de Luz son. $3.85 \times 1.8 \times 3$ y $5.7 \times 2.45 \times 3$ metros.

Subestaciones en bóvedas

Como las bóvedas están por debajo del nivel del piso, lo más frecuente es que se inunden en tiempo de lluvias; por esta razón el equipo eléctrico instalado en ellas debe ser totalmente hermético, para que funcione adecuadamente aunque se encuentre bajo el agua.

El equipo instalado en la subestación de bóveda de red radial es la siguiente:

Para 6 KV

Portafusibles CS-6200	Norma L y F 2.7648.40
Transformadores de 200 KVA	Norma L y F 2.9360.10
Transformadores de 400 KVA	Norma L y F 2.9360.20
Cámara B Red 400	Norma L y F 2.2030.10
Caja CS-6600	Norma L y F 2.2004.30

El equipo instalado en la subestación de bóveda de red automática en 23 KV:

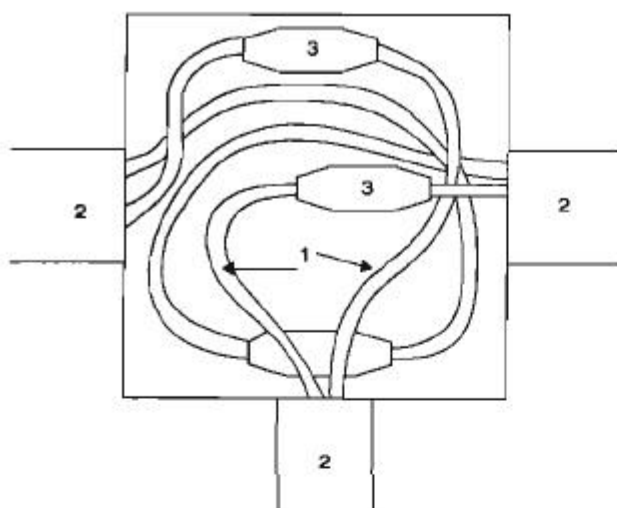


Figura II.15. Pozo de visita. 1, Cables. 2, Ductos. 3, Empalmes de cables.

Transformador 750 KVA	Norma L y F Especificación 1.0003
Protector sumergible Red 2250	Norma L y F 2.7900.80
Caja CS-6600 o Buses cubiertos 6800	Norma L y F 2.2004.30

Subestaciones en locales

En estos casos el equipo de transformación se instala en locales a los que tiene acceso exclusivamente el personal de la compañía suministradora. Todo el equipo es de tipo interior. Si el local está dentro de un edificio el transformador debe estar aislado con líquido no inflamable, no explosivo y no corrosivo, como el inerteen.

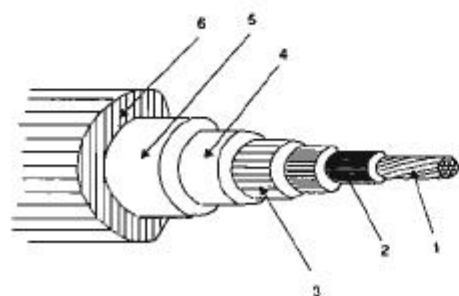


Figura II.16. Cable de energía típico. 1, Conductor. 2, Pantalla semiconductora sobre conductor. 3, Aislamiento. 4, Pantallas semiconductoras sobre aislamiento. 5, Pantalla metálica. 6, Cubierta del cable.

El equipo de subestación en local de red radial 6 KV:

Transformador de 400 KVA	Norma L y F 2.1880.10
Buses cubiertos 6800	
Bus blindado	Norma L y F 2.1880.10 y 2.1880.20

Para 23 KV la Compañía de Luz desarrolló una subestación compacta denominada SE FRAC 23-BT Norma L y F especificación 1.0002, para instalarse a la intemperie y destinada a fraccionamientos y unidades habitacionales.

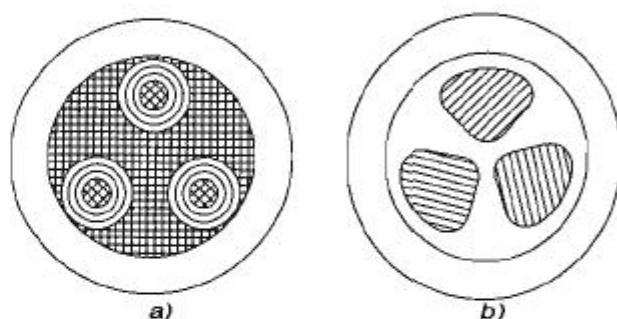


Figura II.17. Cables trifásicos. a) Cable con tres monofásicos. b) Cable sectorial.

El equipo de subestación en locales para red automática de 23 KV es:

Transformador 750 KVA	Norma L y F Especificación 1.0004
Protector interior red 2250	Norma L y F 2.7800.60
Buses cubiertos 6800	
Bus blindado	Norma L y F 2.1880.10 y 2.1880.20

Cables de energía

Los cables de energía utilizados por la Compañía de Luz son monofásicos para 6 KV y monofásicos y trifásicos para 23 KV, con aislamiento de papel impregnado y forro de plomo o con aislamiento seco y cubierta de polietileno en cables monofásicos de 23 KV. Los accesorios para estos cables son tubos de plomo y terminales.

Los cables de baja tensión son monofásicos, bifásicos y trifásicos, con aislamiento de papel impregnado y forro de plomo o con aislamiento seco y cubierta de polietileno.

La figura II.16 muestra la disposición de las partes principales de un cable de energía típico.

Los cables de energía por diseño deben tener resuelto el problema de la resistencia mecánica y del efecto corona. Por este motivo se necesitan pantallas semiconductoras para reducir el gradiente de potencial y eliminar el efecto corona en los diversos niveles de tensión.

Los cables trifásicos pueden ser formados con tres cables unipolares con sus pantallas metálicas propias, con relleno, armadura de fleje de acero y cubierta común (figura II.17 a). También se fabrican cables sectoriales, como se muestra en la figura II.17 b.

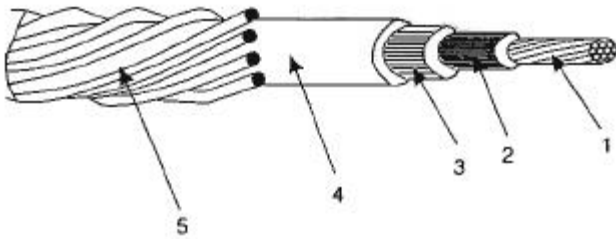


Figura II.18. Cable de etileno propileno para distribución residencial subterránea (EP-ORS). 1, Conductor compacto de aluminio. 2, Pantalla semiconductora sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento. 3, Aislamiento de etileno-propileno (EP). 4, Cubierta semiconductora extruida sobre aislamiento para protección electromecánica. 5, Neutro concéntrico a base de hilos de cobre suave estañado, distribuido helicoidalmente sobre la cubierta, que además sirve de blindaje electrostático.

Un ejemplo concreto de cables de distribución es el VULCANEL EP-DRS (Etileno Propileno-

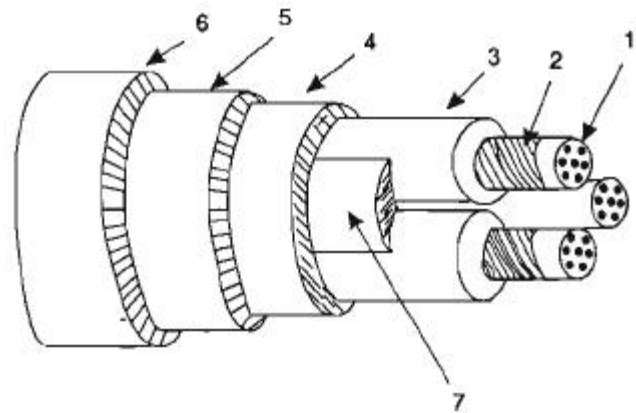


Figura II.19. Cable 6 PT para 6 KV. 1, Conductor de cable suave. 2, Cinta de papel semiconductora sobre conductor. 3, Aislamiento de papel impregnado en aceite. 4, Cintura de cintas de papel. 5, Forro de plomo. 6, Cubierta exterior de polietileno negro. 7, Relleno.

Distribución Residencial Subterránea) (figura II.18).

El aislamiento de etileno-propileno ofrece buena estabilidad térmica, resistencia a la ionización para evitar el efecto corona y gran resistencia a las arborescencias.

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro sigue utilizando los cables 6 PT y 23 PT aislados con papel impregnado y forro de plomo en el sistema de distribución (figura II.19 y II.20 respectivamente).

Los cables utilizados en la industria petrolera usan aislamiento EP o XLP. La diferencia es que tienen pantalla electrostática formada por un forro de plomo que además protege al cable de los hidrocarburos del suelo y lo hace más estable al efecto de los gases químicos. También tienen cubierta de PVC de color rojo.

Preguntas para autoexaminarse

1. ¿En cuántas formas se pueden operar las redes subterráneas?
2. Explique las ventajas y desventajas de las redes subterráneas.
3. ¿Cuál es la razón para usar redes subterráneas radiales?
4. ¿Cuántos interruptores de potencia requiere un alimentador primario radial?
5. ¿Cuál es el objetivo de seccionar un alimentador primario?
6. ¿Cómo funciona la estructura radial en red subterránea?

Sistemas de distribución de energía eléctrica

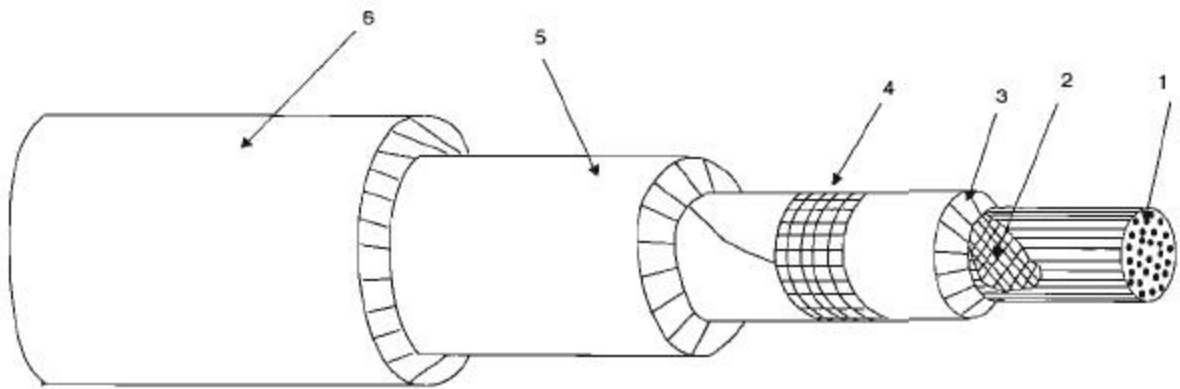


Figura II.20. Cable 23 PT para 23 KV. 1, Conductor redondo de cobre suave. 2, Cinta de papel semiconductor sobre conductor. 3, Aislamiento de papel impregnado en aceite. 4, Pantalla sobre aislamiento. Está formada por una cinta de papel semiconductor y una cinta de papel intercalada con una cinta de cobre. 5, Forro de plomo sobre la pantalla metálica (cobre). 6, Cubierta de polietileno negro.

7. ¿En qué forma se liquidan las fallas en el secundario de un transformador de distribución?
8. ¿Qué ventajas tiene la estructura en doble derivación?
9. ¿Cómo se deben distribuir las cargas en derivación múltiple?
10. ¿En qué forma opera un sistema primario en anillo?
11. Enumere los elementos de una red radial sin amarres.
12. ¿Cuál es la importancia de la secuencia de fases en la red radial con amarres?
13. ¿En qué consiste la autoextinción del corto circuito en la red automática?
14. ¿Para qué sirve y cómo opera el protector de red?
15. ¿Será conveniente conectar transformadores de un mismo alimentador a nodos vecinos de la red automática?
16. ¿Qué ventajas ofrece la red automática respecto a la regulación de voltaje?
17. ¿Cuáles son las obras civiles necesarias para una red automática?
18. ¿Para qué sirven las pantallas semiconductoras en los cables de potencia?
19. ¿Cuáles son los materiales aislantes que más se utilizan en los cables de potencia?
20. Describa los elementos constructivos de los cables de potencia trifásicos.
21. Los cables de potencia, ¿pueden tener problemas por efecto corona?

CAPÍTULO III

LAS CARGAS

LAS CARGAS ELÉCTRICAS SON EL PUNTO de partida para resolver un gran número de problemas complejos relacionados con el proyecto y la ejecución de redes de distribución. La determinación de las cargas es la primera etapa en el proyecto de cualquier sistema de distribución de energía eléctrica, ya que con base en ellas se realizan las siguientes actividades:

a) Se seleccionan y comprueban los elementos conductores y transformadores por calentamiento e índices económicos.

b) Se calcula la posible variación de voltaje en la instalación eléctrica.

c) Se determina la caída de tensión.

d) Se seleccionan los dispositivos de compensación de potencia reactiva.

e) Se establecen los sistemas de protección necesarios, etcétera.

De la estimación correcta de las cargas eléctricas esperadas depende la racionalidad del esquema seleccionado y de todos los elementos del sistema de electrificación, así como sus índices técnico-económicos. Los principales efectos económicos se reflejan en el capital invertido, los gastos anuales totales, los gastos específicos, los gastos en conductores y las pérdidas de energía eléctrica.

Si se considera una carga mayor de la que se tiene en realidad, todo el sistema se sobredimensiona, lo que ocasiona una inversión mayor y, en algunos casos, mayores pérdidas de energía. Si se considera una carga inferior a la real, el equipo necesariamente se sobrecargará, tendrá pér-

didadas excesivas de energía y una posible reducción de la vida útil.

CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS

Las cargas pueden clasificarse de diversas formas, por ejemplo, por su categoría o sensibilidad respecto a la interrupción del servicio, por el tipo de usuarios que tiene la energía eléctrica, por las tarifas, etcétera.

Clasificación de las cargas por tipos de usuario

Como se mencionó, las cargas pueden clasificarse en residenciales, comerciales e industriales. Las cargas residenciales se caracterizan por ser de baja tensión, poca potencia y, en la mayoría de los casos, monofásicas. Las cargas comerciales normalmente son trifásicas y de potencias medianas. Las cargas industriales pueden ser de alta tensión, por ejemplo, la compañía suministradora puede proporcionar energía a voltajes de 85, 115 o incluso 230 KV.

Clasificación de las cargas por tarifas

Una clasificación importante de las cargas la proporcionan las tarifas eléctricas, ya que la contratación del servicio debe hacerse pensando en el mayor beneficio para el usuario. Normalmen-

te los países manejan diversas tarifas con el propósito de favorecer a ciertos tipos de usuarios, como el doméstico o el pequeño industrial, la industria de la tortilla o del pan, el alumbrado público, etcétera.

También existen en algunos países tarifas diferenciales, de acuerdo con las cuales la energía consumida en horas nocturnas es más barata que la de horas diurnas. Esto induce al consumo de energía en horas nocturnas, con lo que se reduce la demanda máxima de las empresas y se empareja la gráfica de carga del sistema, lo cual es muy deseable. Si se reduce la demanda máxima de una empresa al emparejar la gráfica de carga, se obtienen ahorros en el costo de la energía consumida.

En México se manejan actualmente 12 tarifas:

- Tarifa 1: Servicio doméstico.
- Tarifa 1A: Servicio doméstico en clima muy cálido.
- Tarifa 2: Servicio general hasta 25 KW de demanda.
- Tarifa 3: Servicio general para más de 25 KW de demanda.
- Tarifa 4: Servicio para los molinos de nixtamal y las tortillerías.
- Tarifa 5: Servicio de alumbrado público.
- Tarifa 6: Servicio de bombeo de aguas potables y negras.
- Tarifa 7: Servicio temporal.
- Tarifa 8: Servicio general en alta tensión.
- Tarifa 9: Servicio de bombeo de agua para riego.
- Tarifa 10: Servicio de alta tensión para reventa.
- Tarifa 11: Servicio de alta tensión para explotación y beneficio de minerales.
- Tarifa 12: Servicio general para 5 000 KW o más de demanda en tensiones de 66 KV o superiores.

Algunas de estas tarifas ofrecen energía de bajo costo para estimular algunas actividades económicas o para ayudar a los sectores de la población más desprotegidos. La energía destinada al riego se encuentra en el primer caso y la de uso doméstico de bajo consumo en el segundo. Las tarifas muy bajas tienen la desventaja de alentar el uso ineficiente de la energía. Por ejem-

plo, en el riego se llegó a tener eficiencias de las bombas de 50 y 60% por falta de mantenimiento de las mismas, porque los precios de la energía eran muy bajos. Al usuario le resultaba más barato consumir energía en exceso que realizar el mantenimiento de las bombas.

A las compañías distribuidoras les conviene vender la energía eléctrica en alta tensión, porque su red de distribución se simplifica, es decir, se reduce el número de transformaciones y de líneas; por esta razón la tarifa es más baja en alta tensión. Una tarifa nocturna baja induce el emparejamiento de la gráfica de carga del usuario y, por consecuencia, del sistema, lo cual es de gran beneficio para ambos.

Clasificación de las cargas por categorías

Las cargas a las que abastece de energía eléctrica el sistema de distribución se pueden clasificar en tres categorías o grados de sensibilidad respecto a la interrupción del servicio:

Primera categoría o cargas sensibles. Son aquellas cargas en las que una interrupción del servicio puede causar graves daños a la salud de las personas, a la producción, a la materia prima y al equipo industrial, así como a la seguridad nacional.

En primer término se encuentran los hospitales de todo tipo y domicilios particulares en donde se tienen enfermos con equipo de sobrevivencia que al dejar de funcionar causan la muerte del enfermo. En los hospitales, en caso de interrupción del servicio, se garantiza exclusivamente la alimentación de las cargas sensibles, no de todas las cargas.

En el segundo caso está por ejemplo la industria química que produce fibra sintética, ya que la interrupción del servicio causa desperdicio de materia prima y hace necesario realizar trabajos de mantenimiento para restablecer la operación. También pertenecen a este grupo las instituciones ligadas al protocolo del gobierno, como el Palacio Nacional y las instalaciones militares de seguridad nacional.

Segunda categoría o cargas poco sensibles. A este grupo pertenecen las empresas industriales que dejan de producir por la interrupción del sumi-

nistro de energía eléctrica pero que no sufren daños en su maquinaria o materia prima. A esta categoría corresponden la industria zapatera, la del vestido, etcétera.

Tercera categoría o cargas normales. Son aquellas en las que una interrupción de una media hora en el servicio no causa ningún problema de importancia. Tal es el caso de los usuarios domésticos, que sólo en algunos casos protestan por la falta del servicio. En estos casos, el único efecto de la interrupción por tiempo razonable es el disgusto de la gente.

Esta clasificación es importante para el diseño de las redes de distribución, ya que, de ser posible, no deben quedar fuera de servicio las cargas de primera categoría. Cuando hay necesidad de desconectar carga por contingencias dentro del sistema, se recurre en primer término a los usuarios de la tercera categoría, aunque a veces ahí se afectan cargas de segunda y primera categorías, por la dificultad de separarlas.

GRÁFICAS DE CARGA

La continuidad del servicio se facilita en gran medida cuando se conoce el carácter de la modificación de las cargas eléctricas. Esto permite que se arranquen o interrumpan unidades del sistema, así como realizar las maniobras necesarias para modificar la red, de modo que se obtenga la máxima economía.

La variación de las cargas de las centrales eléctricas, de subestaciones o del sistema en general, se expresa con mayor facilidad y claridad por medio de las gráficas de carga, las cuales se construyen según se muestra en la figura III.1. En el eje de las abscisas se da el tiempo y en el de las ordenadas la carga correspondiente al instante dado.

El área de la gráfica representa la energía que se genera o consume en un lapso dado. Esta energía se puede obtener considerando que la instalación operó todo el tiempo a carga máxima en un tiempo $T_{m\acute{a}x}$:

$$\sum p_i t_i = P_{m\acute{a}x} T_{m\acute{a}x} \quad (III.1)$$

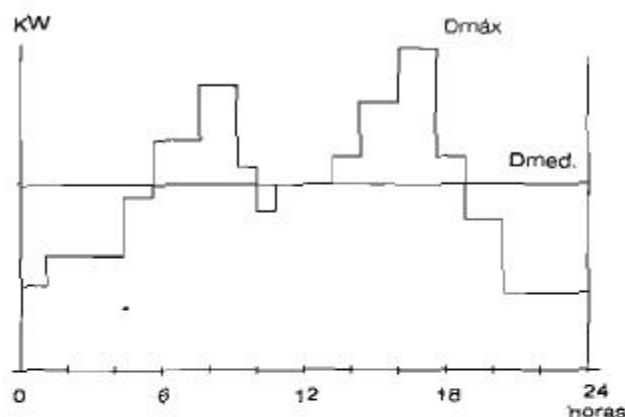


Figura III.1. Gráfica de carga diaria.

$T_{m\acute{a}x}$: Tiempo de operación a plena carga de la instalación. Se puede obtener de la relación entre la energía y la potencia máxima.

Considerando que el cálculo de energía normalmente es para un periodo de un año, entonces $T_{m\acute{a}x}$ normalmente será inferior a las 8 760 h del año. Este concepto es muy útil para realizar cálculos que se tratarán después. El cuadro III.1 muestra algunos valores típicos de $T_{m\acute{a}x}$ para diversos usuarios.

Las gráficas de carga también son muy útiles para la selección del número y la potencia de los transformadores en redes de distribución. Existen gráficas de carga de energía activa, energía reactiva, y aparente. Por el periodo que cubren existen gráficas de carga diarias, semanales, anuales, etc. Las gráficas de carga se pueden referir a transformadores, alimentadores, subestaciones de distribución, al sistema de distribución, a centrales generadoras o a todo el sistema de potencia.

Para determinar la generación o consumo de energía anual se construyen las gráficas de duración a partir de las gráficas de carga diarias. Si una carga diaria tiene un valor x y una duración de una hora, en la gráfica de duración anual se prolongará 365 horas. Para planificar los sistemas de potencia y distribución son de gran utilidad las gráficas de máximos anuales que consisten en registrar los máximos del 1 de enero al 31 de diciembre de un año. El máximo del 31 de diciembre siempre es mayor que el del primero de enero.

CUADRO III.1. Valores típicos de $T_{m\acute{a}x}$ en servicios

Consumo en el servicio de:	Población, miles de habitantes				$T_{m\acute{a}x}$
	Hasta 20	20 a 75	75 a 250	270 a 750	
Iluminación doméstica	90-125	90-125	90-125	90-125	2 300
Edificios públicos	30-60	35-70	40-75	50-80	2 400
Iluminación pública	8-25	15-35	20-50	25-75	3 300
Motores pequeños	10-25	10-35	10-35	25-50	3 000
Electrodomésticos	15-50	20-50	20-50	25-75	4 000
Transporte eléctrico		0-5	15-25	30-50	6 400
Bombeo de aguas	15-25	20-45	40-65	60-80	8 500 a 6 500

Para algunas ramas industriales, el cuadro III.2 muestra tiempos típicos de utilización de carga máxima, de carga instalada, así como el factor de carga.

FACTORES APLICADOS A LAS CARGAS

Como se ha dicho anteriormente, determinar las cargas reales de una instalación eléctrica es de gran importancia y para facilitar la realización de este objetivo se utilizan varios factores. Antes de explicar los factores es necesario hacer las siguientes definiciones:

Definiciones

Carga instalada. Es la suma de las potencias nominales individuales de todos los elementos consumidores de energía de la instalación eléctrica en cuestión. Se designa por C_i .

$$C_i = \sum P_i \quad (III.2)$$

Donde:

C_i : carga instalada.

P_i : potencia del elemento i .

Densidad de carga. Es la relación entre la carga instalada y el área, o bien, la carga correspondiente a la unidad de área:

$$D_c = \frac{C_i}{A} \quad (III.3)$$

Donde:

D_c : densidad de carga, MW/km², MVA/km² u otras unidades.

A : área, km².

Demanda. La demanda de una instalación eléctrica es la carga media medida en las terminales receptoras, durante un periodo de tiempo determinado. Este periodo se conoce como intervalo de demanda. El intervalo de demanda puede ser de 10 a 30 minutos o más, dependiendo del objetivo que se persiga. Por ejemplo, para dimensionar equipo eléctrico la demanda máxima

CUADRO III.2. Tiempos de utilización típicos en la industria

Rama de la industria	$T_{m\acute{a}x}$	$T_{inst.}$	F_c	$T_{m\acute{a}x} \text{ dur.}$
Construcción de máquinas	5 500	1 650	0.3	3 000
Industria química	6 800	2 720	0.4	4 500
Industria textil	5 700	3 420	0.6	4 000
Metalurgia negra	6 100	4 080	0.6	4 500
Extracción de carbón	6 700	4 020	0.6	4 500

puede considerarse para un intervalo de 10 minutos, en cambio para la protección sería la demanda instantánea (segundos). La demanda se puede expresar en unidades de potencia o bien de corriente.

Demanda pico. La demanda pico de una carga es la demanda instantánea mayor de dicha carga en un periodo de tiempo determinado. La figura III.2 muestra la demanda pico, la demanda máxima y la demanda media en una gráfica de carga.

Factores de las cargas

Los factores más comúnmente utilizados en la determinación de las cargas de cálculo son los siguientes:

1) **Factor de demanda.** El factor de demanda de un intervalo de tiempo (t) de una carga es la relación entre la demanda máxima y su carga instalada.

$$F_d = \frac{D_M(t)}{C_i} \tag{III.4}$$

El factor de demanda puede ser menor o igual a 1: $F_d \leq 1$. Es 1 sólo en casos excepcionales, como en el alumbrado de algunos edificios públicos.

El factor de demanda en servicios habitacionales es de 0.4 para asociaciones civiles, servicio de edificios residenciales, estacionamientos y pensiones, hospicios y casas de cuna, y servicio residencial sin aire acondicionado. Es de 0.45

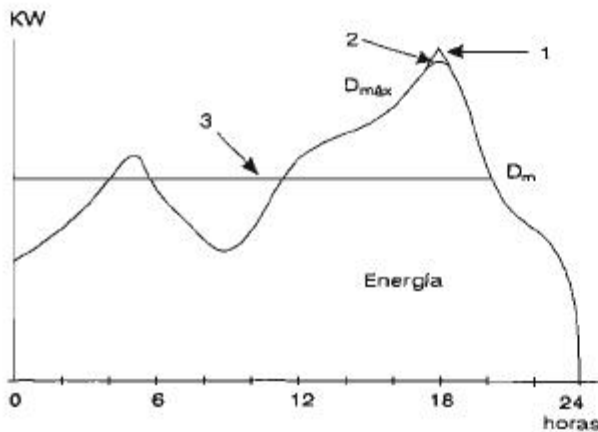


Figura III.2. La demanda. 1, Demanda pico. 2, Demanda máxima. 3, Demanda media.

para asilos y casas de salud, casas de huéspedes, iglesias y templos. El servicio residencial con aire acondicionado tiene $F_d = 0.55$.

Las cargas comerciales tienen factores de demanda desde 0.4 en colegios y panaderías hasta 0.7 en molinos de nixtamal. En equipos industriales el F_d va desde 0.6 en bombas, compresoras, elevadores, etc., hasta 1.0 en hornos eléctricos de arco y de inducción.

2) **Factor de utilización.** El factor de utilización en un intervalo de tiempo (t) es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del elemento en cuestión. Este factor representa la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando en un periodo de carga dado.

$$F_u = \frac{D_M(t)}{P_{\text{inst. sist.}}} \tag{III.5}$$

El factor de utilización se puede aplicar a transformadores, alimentadores, subestaciones de distribución, etcétera.

3) **Factor de carga.** Se define como factor de carga a la relación entre la demanda media D_m y la demanda máxima D_M en un intervalo de tiempo dado.

$$F_c = \frac{D_m}{D_M} \tag{III.6}$$

El factor de carga puede ser menor o igual que 1. La demanda máxima corresponde a un instante del intervalo de la demanda media. La demanda media decrece a medida que se incrementa el intervalo considerado y por lo tanto también decrece el factor de carga.

$$F_{c \text{ anual}} < F_{c \text{ mensual}} < F_{c \text{ semanal}} < F_{c \text{ diario}}$$

El factor de carga se puede determinar en forma aproximada:

$$F_c = \frac{D_m \cdot t}{D_M \cdot t} \text{ o bien: } F_c = \frac{E_{\text{consumida}}}{D_m \cdot t} \tag{III.7}$$

La figura III.3 ilustra el factor de carga para diversos tipos de cargas.

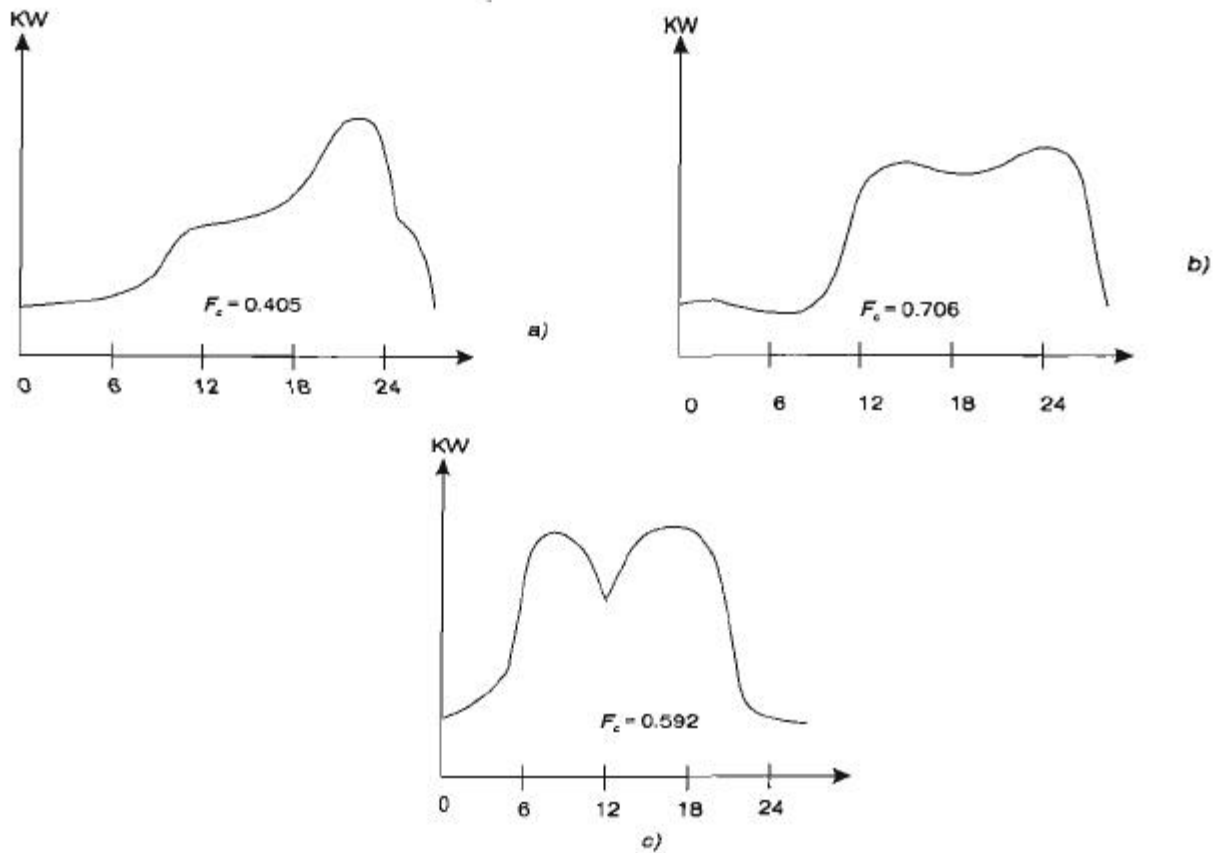


Figura III.3. El factor de carga. a) Habitacional. b) Comercial. c) Industrial de un turno.

4) *Factor de diversidad.* La selección de un alimentador o de un transformador se debe hacer con base en la demanda máxima, puesto que ésta dará las condiciones de operación más pesadas; sin embargo, cuando se tienen alimentados varios usuarios, su demanda máxima no coincide en el tiempo, por lo cual deberá considerarse la diversidad de las cargas.

La diversidad de demandas máximas de un solo grupo se establece por el factor de diversidad, es decir, por la relación entre la suma de demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto. El factor de diversidad $F_{div.} \geq 1$.

$$F_{div.} = \frac{\sum D_{M i}}{D_{M sist.}} \quad (III.8)$$

Este factor se puede aplicar a diferentes niveles del sistema, por ejemplo, a cables alimentadores, transformadores, subestaciones, etc. El

cuadro III.3 da algunos valores típicos de los factores de diversidad y de coincidencia.

El cuadro III.4 da algunos valores típicos de demanda máxima diversificada promedio en el Distrito Federal.

Diversidad de carga. Es la diferencia entre la suma de los picos de dos o más cargas individuales y el pico de demanda máxima.

5) *Factor de coincidencia.* Se define como el recíproco del factor de diversidad:

$$F_{co.} = \frac{1}{F_{div.}} = \frac{D_{M sist.}}{\sum D_{M i}} \quad (III.9)$$

Es la relación de la demanda máxima de un grupo de usuarios sobre la suma de demandas máximas individuales que forman el grupo, tomadas en el mismo periodo de alimentación.

La determinación del factor de coincidencia debe ser lo más precisa posible, ya que con base en la demanda máxima, corregida por este fac-

CUADRO III.3. Factores de diversidad y de coincidencia

Equipo o sistema	$F_{div.}$	$F_{co.}$
Entre transformadores	1.2 – 1.35	0.74 – 0.833
Entre alimentadores primarios	1.08 – 1.2	0.833 – 0.926
Entre subestaciones de distribución	1.05 – 1.25	0.80 – 0.952

CUADRO III.4. Demanda máxima diversificada en el Distrito Federal

Tipo de servicio	KVA/Casa 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

tor, se selecciona el equipo de la red de distribución. El factor de coincidencia se puede determinar por curvas (figura III.4).

Para calcular la demanda máxima de un alimentador se procede:

$$D_{M \text{ alim.}} = F_{co.} (\Sigma D_{m(R)} + \Sigma D_{m(C)} + \Sigma D_{m(I)}) \quad (\text{III.10})$$

Donde:

- R: residencial.
- C: comercial.
- I: industrial.

Al planear los sistemas de distribución es muy importante considerar la tasa de crecimiento anual, para realizar el proyecto de modo que a los 20 años se pueda alimentar la carga, ya sea por medio de ampliaciones o incrementando la potencia del equipo. En cualquier caso debe tomarse la mejor opción.

La carga futura para un n número de años se calcula por la expresión siguiente:

$$C_n = C_a (1 + t)^n \quad (\text{III.11})$$

C_n : carga en el año n .

C_a : carga actual.

t : tasa de crecimiento de la red (en p.u.).

n : número de años.

Puede haber opciones diversas en la selección del equipo, por ejemplo, los transformadores se

pueden seleccionar de modo que inicialmente se carguen por debajo de su potencia nominal, alcancen su potencia nominal a la mitad de su vida útil y al final operen con sobrecarga. En esta forma se aprovecha la capacidad de sobrecarga del transformador sin alterar la vida esperada.

6) *Factor de pérdidas.* Es la relación de las pérdidas de potencia promedio sobre las pérdidas de potencia en el pico de carga, a lo largo de un periodo de tiempo dado.

$$F_p = \frac{\text{Promedio de pérdidas}}{\text{Pérdidas en pico de carga}} \quad (\text{III.12})$$

En general el factor de pérdidas tiene un valor dentro del rango determinado por el factor de carga:

$$F_c^2 < F_p < F_c \quad (\text{III.13})$$

El factor de pérdidas no se puede obtener directamente del factor de carga, sino que se usan fórmulas aproximadas como la siguiente:

$$F_p = 0.3 \cdot F_c + 0.7 \cdot F_c^2 \quad (\text{III.14})$$

Esta fórmula proporciona resultados aceptados ampliamente en la práctica en los sistemas de distribución. La figura III.5 muestra el comportamiento del factor de pérdidas.

Las pérdidas de energía tienen gran impor-

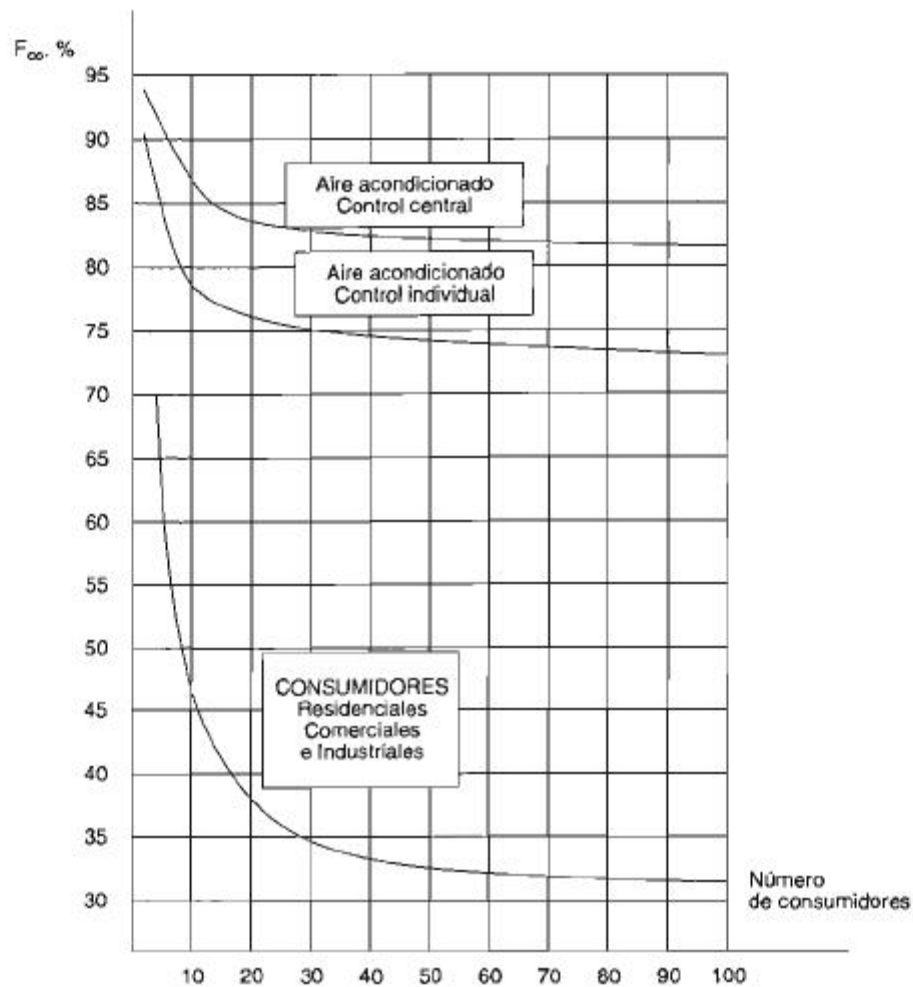
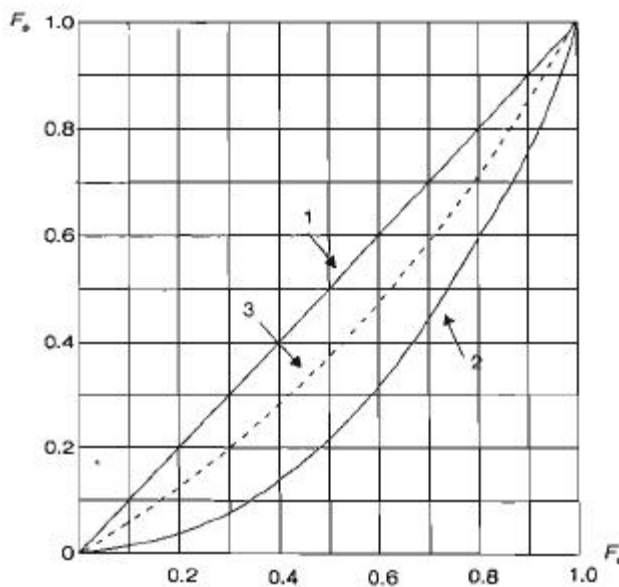


Figura III.4. Factor de coincidencia en cargas residenciales.



tancia cuando se realiza el estudio técnico-económico para seleccionar la mejor opción.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO

Existen varios métodos para establecer la efectividad económica de las opciones propuestas en proyectos de todo tipo. En los sistemas de distribución se puede emplear el método de los gastos anuales totales que a continuación se explica.

La mejor opción para este método es aquella que requiere los menores gastos anuales totales.

$$G_{T,i} = G_{op,i} + k_{el,i} \cdot C_{inv,i} \quad (III.15)$$

Figura III.5. El factor de pérdidas en función del factor de carga. 1, $F_p = F_c$. 2, $F_p = F_c^2$. 3, $F_c = 0.3 \cdot F_c + 0.7 \cdot F_c^2$

Las cargas

$i = 1, 2, 3 \dots n$: número de opciones.

G_T : gastos anuales totales, pesos/año.

$C_{inv.}$: capital invertido en la instalación eléctrica, pesos.

$k_{ef.}$: coeficiente de efectividad de la inversión, 1/año. Si se considera que la instalación deberá recuperarse en 8.3 años, entonces $k_{ef.} = 0.12$.

$G_{op.}$: gastos de operación, pesos/año.

$$G_{op} = G_{amort.} + G_{mant.} + G_{pérd.} \quad (III.16)$$

$G_{amort.}$: gastos anuales de amortización. Son los gastos para reparación y mantenimiento mayor, pesos/año. Los gastos de amortización pueden calcularse por la fórmula III.17:

$$G_{amort.} = \frac{\alpha \cdot C_{inv.}}{100} \quad (III.17)$$

Donde:

α : norma de gastos de amortización en porcentaje;

$G_{mant.}$: gastos de mantenimiento preventivo de la instalación y pago de salarios, pesos/año;

$G_{pérd.}$: gastos debidos a las pérdidas de energía en la instalación eléctrica en un año, pesos/año.

$$G_{pérd.} = \beta \cdot \Delta A_{anual} \quad (III.18)$$

β : costo medio de producción de la energía en el sistema, pesos/KWh.

Cuando se conoce la gráfica de carga de los elementos de la instalación (transformadores, reactores, líneas, etc.), se recomienda encontrar las pérdidas anuales de energía a partir de dicha gráfica, sumando las pérdidas de los diferentes escalones de potencia multiplicados por su tiempo de duración.

$$\Delta A_{anual} = \int P(t) dt = \sum \Delta P_{(i)} \cdot \Delta t_i \quad (III.19)$$

Donde:

$\Delta P_{(i)} = \Delta P_{cond.(i)} + \Delta P_{acero(i)}$: pérdidas de potencia activa en el elemento de la instalación bajo el

paso de la corriente $I_{(i)}$ en conductores y en acero, en KW.

Δt : duración del escalón en cuestión, horas.

$i = 1, 2, 3 \dots n$.

Cuando no se conocen las gráficas de carga pero se conocen la demanda máxima, el tiempo de demanda máxima y el número de elementos continuamente conectados a la red, las pérdidas de energía pueden calcularse como sigue.

Para reactores y líneas:

$$\Delta A_{anual} = \Delta P_{máx} \cdot \tau \quad (III.20)$$

Para transformadores:

$$\Delta A_{anual} = \Delta P_{cond. máx} \tau + \Delta P_{acero} \cdot t \quad (III.21)$$

$\Delta P_{máx}$: pérdidas de energía activa en el elemento a plena carga.

τ : tiempo de duración de las pérdidas máximas, en horas.

t : tiempo de operación (energización del transformador al año), horas.

El valor de τ se encuentra en gráficas como la de la figura III.6.

También se puede aplicar el factor de pérdidas como se mostrará en los ejemplos del presente capítulo.

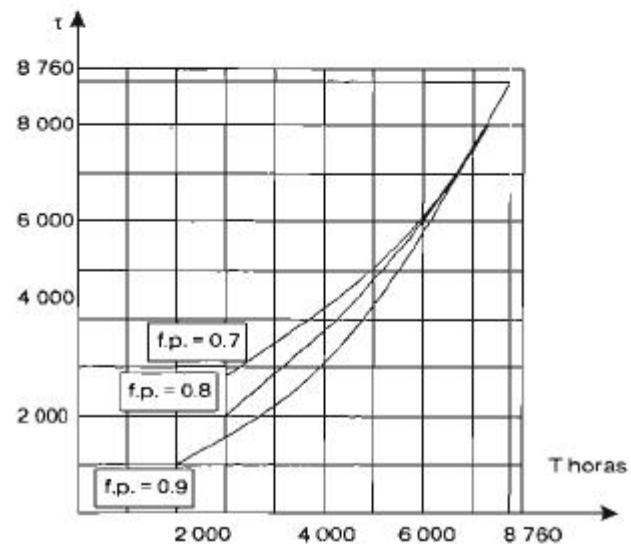


Figura III.6. Curvas para determinar el tiempo de pérdidas máximas.

Preguntas y ejemplos

1. ¿En qué influye la determinación correcta de las cargas?
2. Diga tres formas de clasificación de las cargas.
3. ¿Para qué se usa la clasificación de cargas por categorías?
4. ¿Pueden tener utilidad las tarifas diferenciales? ¿Por qué?
5. ¿Qué representan las gráficas de carga?
6. ¿En qué consiste el concepto de $T_{m\acute{a}x}$?
7. La demanda máxima para 10 y 30 minutos ¿es siempre diferente?
8. Defina y explique el factor de carga.
9. ¿Por qué es bueno conocer el factor de coincidencia o de diversidad?
10. ¿Cómo se determina la carga futura y con qué objeto?
11. ¿Cuál es el objetivo de los estudios técnico-económicos?
12. ¿Cuáles elementos se consideran en el método de los gastos anuales totales?
13. ¿Tienen importancia las pérdidas de energía en la selección de la opción óptima?
14. ¿Se recomienda seleccionar opción sin estudio técnico-económico? ¿Por qué?

Ejemplo 15

15. Un sistema de distribución alimenta un fraccionamiento que tiene cargas residenciales, comerciales y de iluminación pública, además de abastecer las necesidades de una pequeña zona industrial. El alimentador es subterráneo y tiene una capacidad nominal de 7.5 MVA. La potencia demandada por la red y las cargas instaladas totales se dan en los cuadros siguientes.

Cuadro de cargas y duración

Horas		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Residencial	a.m.	280	280	280	350	400	450	600	950	950	800	700	700
	p.m.	500	500	500	700	700	800	1 000	1 200	1 200	800	350	300
Comercial	a.m.	350	350	350	350	350	500	500	700	700	1 100	1 100	1 100
	p.m.	1 150	1 150	900	900	900	900	1 300	1 300	1 300	1 300	400	400
Iluminación	a.m.	50	50	50	50	50	50	—	—	—	—	—	—
	p.m.	—	—	—	—	—	—	50	50	50	50	50	50
Industrial	a.m.	400	400	400	400	600	700	1 550	1 600	1 600	1 400	1 500	1 500
	p.m.	1 550	1 550	1 300	1 300	800	800	800	1 000	500	500	400	400

Con los datos anteriores determine los siguientes puntos:

1. Saque los totales de las cargas en KVA.
2. Haga las gráficas de carga individuales y la gráfica total.

Cuadro de carga instalada

Tipo de carga	Carga, KW	Fact. potencia
Residencial	1 800	0.95
Comercial	1 600	0.85
Iluminación pública	50	1.0
Industrial	2 300	0.84

Las cargas

3. Determine las demandas máximas individuales y total.
4. Calcule el factor de demanda de cada carga y el total.
5. Calcule el factor de utilización del alimentador.
6. Encuentre el factor de carga de cada sector y el total.
7. Calcule el factor de coincidencia del alimentador.
8. Calcule el factor de pérdidas de cada carga y el total.

Solución

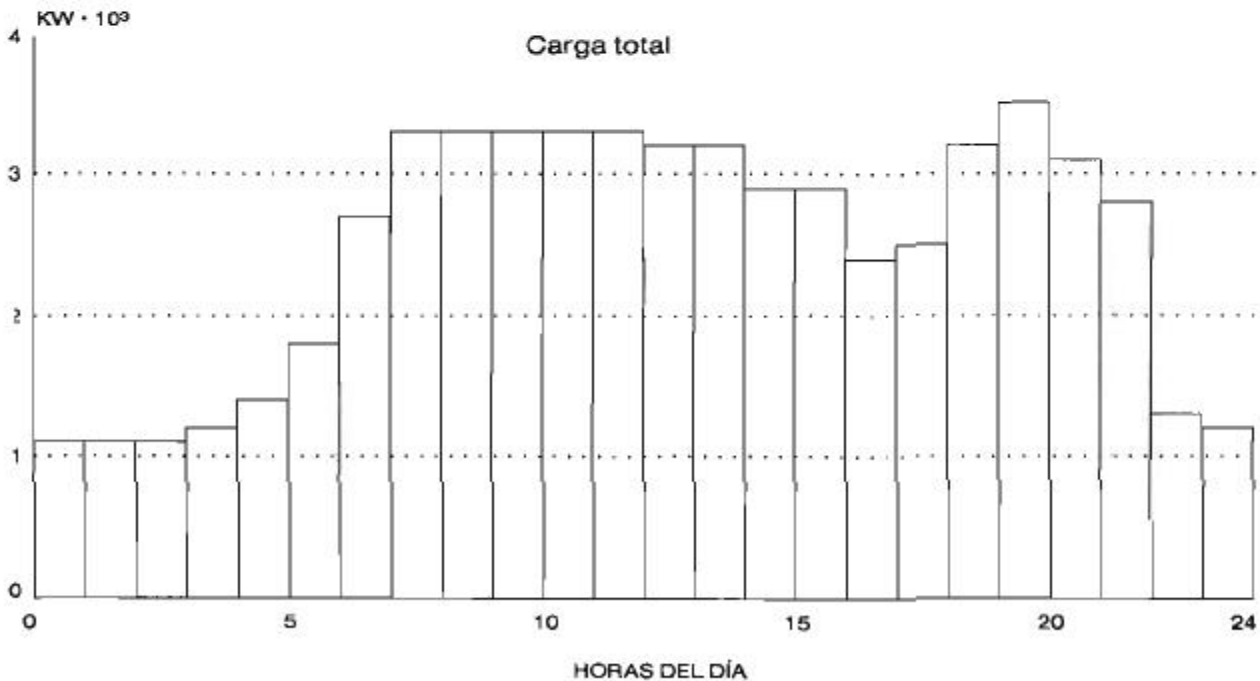
1. El cuadro siguiente muestra las cargas totales en las 24 horas del día. Estos valores se encontraron a partir de sumar las cargas residenciales, comerciales, iluminación pública y demanda industrial coincidentes en cada hora.

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Carga	1 080	1 080	1 080	1 080	1 400	1 700	2 650	3 250	3 250

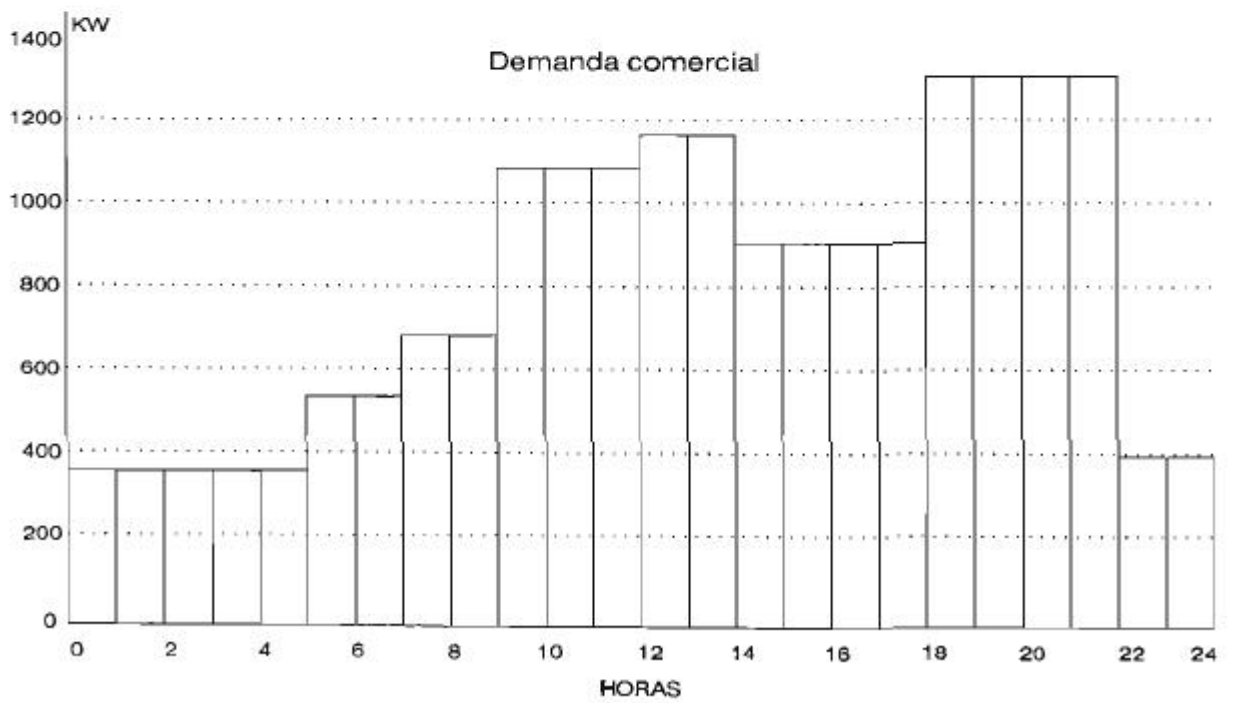
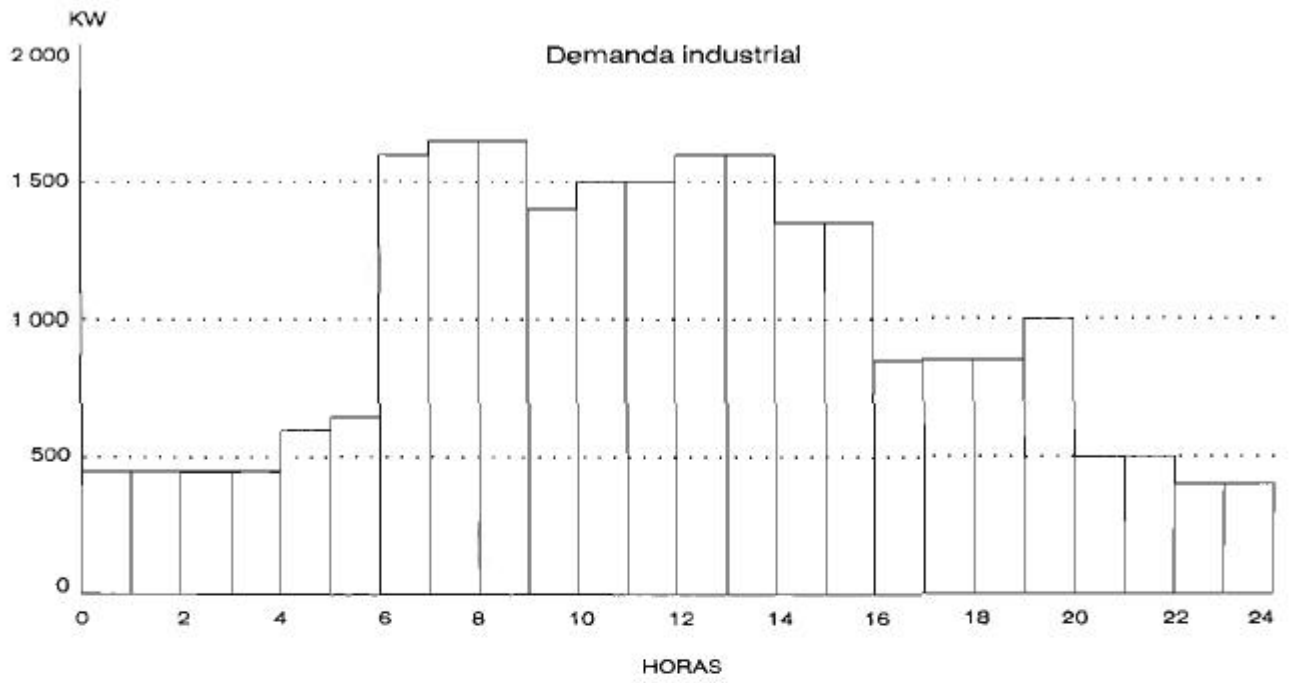
Hora	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Carga	3 300	3 300	3 300	3 200	3 200	2 700	2 900	2 400	2 500

Hora	19	20	21	22	23	24
Carga	3 150	3 550	3 050	2 650	1 200	1 150

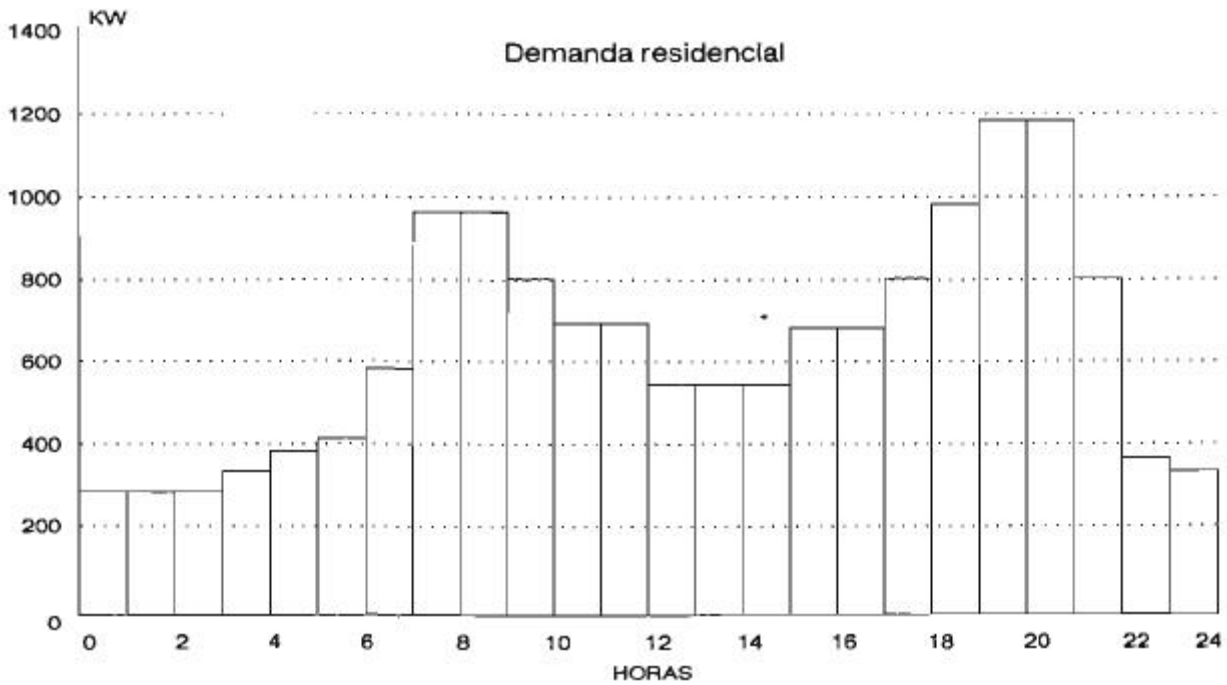
2. Las gráficas de carga se dan en las figuras siguientes.



Sistemas de distribución de energía eléctrica



Las cargas



3. Las demandas máximas son:

Residencial	$D_{\text{máx Res.}} = 1\ 200\ \text{KVA}$
Comercial	$D_{\text{máx com.}} = 1\ 300\ \text{KVA}$
Iluminación	$D_{\text{máx ilum.}} = 50$
Industrial	$D_{\text{máx ind.}} = 1\ 600\ \text{KVA}$
Demanda total	$D_{\text{máx tot.}} = 3\ 550\ \text{KVA}$

4. Los factores de demanda:

Residencial	$F_d \text{ res.} = \frac{1\ 200}{1\ 800} = 0.666$
Comercial	$F_d \text{ com.} = \frac{1\ 300}{1\ 600} = 0.81$
Iluminación	$F_d \text{ ilum.} = \frac{50}{50} = 1$
Industrial	$F_d \text{ ind.} = \frac{1\ 600}{2\ 300} = 0.69$
Total	$F_d \text{ tot.} = \frac{3\ 550}{5\ 750} = 0.61$

5. Factor de utilización del alimentador:

$$F_u = \frac{3\ 550}{7\ 500} = 0.47$$

6. Los factores de carga son:

Residencial	$F_c \text{ res.} = \frac{D_m}{D_{\text{máx}}} = \frac{597.5}{1\ 200} = 0.5$
Comercial	$F_c \text{ com.} = \frac{589.6}{1\ 300} = 0.45$
Iluminación	$F_c \text{ ilum.} = \frac{50}{50} = 1$



$$\begin{aligned} \text{Industrial} & F_{c \text{ ind.}} = \frac{989.58}{1600} = 0.62 \\ \text{Alimentador} & F_{c \text{ alim.}} = \frac{2421.66}{3550} = 0.68 \end{aligned}$$

7. El factor de coincidencia del alimentador:

$$F_{co} = \frac{DM}{DMi} = \frac{3500}{4150} = 0.855$$

8. El factor de pérdidas se calcula por $F_p = 0.3 F_c + 0.7 F_c^2$:

$$\begin{aligned} \text{Residencial} & F_p = 0.3 \cdot 0.5 + 0.7 \cdot (0.5)^2 = 0.325 \\ \text{Comercial} & F_p = 0.3 \cdot 0.45 + 0.7 \cdot (0.45)^2 = 0.277 \\ \text{Iluminación} & F_p = 1 \\ \text{Industrial} & F_p = 0.3 \cdot 0.62 + 0.7 \cdot (0.62)^2 = 0.455 \\ \text{Alimentador} & F_p = 0.3 \cdot 0.682 + 0.7 \cdot (0.682)^2 = 0.53 \end{aligned}$$

Ejemplo 16

16. Se diseña una estación de bombeo con cuatro motores de 500 HP cada uno, los cuales deberán operar 5 000 horas a plena carga al año. Las mejores ofertas difieren en costo y eficiencia de los motores:

Opción 1: Precio: \$200 000.00 eficiencia $\eta = 93\%$

Opción 2: Precio: \$220 000.00 eficiencia $\eta = 95\%$

Determine la mejor opción si el costo del KWh es de \$0.15 y los costos de operación y mantenimiento son iguales para ambas opciones.

Solución

1. El capital invertido:

$$\text{Opción 1: } C_{\text{inv. I}} = 4 \times 200\,000 = \$800\,000.00$$

$$\text{Opción 2: } C_{\text{inv. II}} = 4 \times 220\,000 = \$880\,000.00$$

2. Potencia nominal y potencia demandada por cada motor:

$$\text{Opción 1: } P_{n \text{ I}} = 0.746 \times \text{HP} = 0.746 \times 500 = 373 \text{ MW}$$

$$P_{\text{dem. I}} = P_n / \eta = 373 / 0.93 = 401 \text{ KW}$$

$$\text{Opción 2: } P_{\text{dem. II}} = P_n / \eta = 373 / 0.95 = 392.63 \text{ KW}$$

3. Pérdidas de potencia en el motor:

$$\Delta P_{\text{I}} = P_{\text{dem. I}} - P_{n \text{ I}} = 401 - 373 = 28 \text{ KW}$$

$$\Delta P_{\text{II}} = P_{\text{dem. II}} - P_{n \text{ II}} = 392.63 - 373 = 19.63 \text{ KW}$$

4. Pérdidas anuales de energía en los cuatro motores:

$$\Delta E_{\text{I}} = \Delta P_{\text{I}} \times 4 \times T_{\text{máx}} = 28 \times 4 \times 5\,000 = 560\,000 \text{ KWh/año}$$

$$\Delta E_{\text{II}} = \Delta P_{\text{II}} \times 4 \times T_{\text{máx}} = 19.63 \times 4 \times 5\,000 = 392\,600 \text{ KWh/año}$$

5. Gastos de pérdidas:

$$G_{\text{pér. I}} = \beta \times \Delta E_{\text{I}} = 0.15 \times 560\,000 = \$84\,000.00$$

$$G_{\text{pér. II}} = \beta \times \Delta E_{\text{II}} = 0.15 \times 392\,600 = \$58\,890.00$$

6. Gastos de amortización:

$$G_{\text{am. I}} = \frac{a \times C_{\text{inv. I}}}{100} = \frac{12 \times 800\,000}{100} = \$96\,000.00$$

$$G_{\text{am. II}} = \frac{a \times C_{\text{inv. II}}}{100} = \frac{12 \times 880\,000}{100} = \$105\,600.00$$

7. Gastos de mantenimiento:

Las cargas

$$G_{\text{mant. I}} = G_{\text{mant. II}} = \$8\,000.00$$

8. Gastos de operación:

$$G_{\text{op. I}} = G_{\text{am I}} + G_{\text{pér. I}} + G_{\text{mant. I}} = 96\,000 + 84\,000 + 8\,000 = \$188\,000$$

$$G_{\text{op. II}} = G_{\text{am II}} + G_{\text{pér. II}} + G_{\text{mant. II}} = 105\,600 + 58\,890 + 8\,000 = \$172\,490$$

9. Gastos totales:

$$G_{\text{tot. I}} = G_{\text{op. I}} + K_{\text{ef.}} \times C_{\text{inv. I}} = 188\,000 + 0.12 \times 800\,000 = \$284\,000.00$$

$$G_{\text{tot. II}} = G_{\text{op. II}} + K_{\text{ef.}} \times C_{\text{inv. I}} = 172\,490 + 0.12 \times 880\,000 = \$278\,090.00$$

Como los gastos anuales totales de la opción II son los menores, entonces ésta es la mejor.

El tiempo de recuperación del capital se puede calcular por la fórmula siguiente:

$$t_{\text{rec. cap.}} = \frac{C_{\text{II}} - C_{\text{I}}}{G_{\text{op. I}} - G_{\text{op. II}}} = \frac{880\,000 - 800\,000}{188\,000 - 172\,490} = 5.16 \text{ años}$$

Un capital que se recupera antes de unos diez años es buena inversión en las redes de distribución, por lo que la opción 2, de mayor capital invertido, es la mejor.

Ejemplo 17

17. Se requiere electrificar un fraccionamiento con las características siguientes:

Núm. de lotes:	400
Carga instalada por lote:	5 KW
Factor de potencia:	0.85
Factor de demanda:	0.6
Factor de coincidencia:	$0.7 + \frac{0.3}{\sqrt{n}}$
Área total:	0.65 km ²
Tasa de crecimiento:	1.5% anual

Todos los usuarios requieren aire acondicionado y control individual.

La demanda actual: $D_{\text{máx. act.}} = \frac{5 \times 0.6}{0.85} = 3.53 \text{ KVA}$

La demanda final: $D_{\text{máx. fin.}} = 3.53 (1 + 0.015)^{20} = 4.7544 \text{ KVA}$

Las condiciones del proyecto establecen que los transformadores deberán ser trifásicos y no se tienen centro comercial ni estación de bombeo. Seleccione el número, la capacidad y localización aproximada de los transformadores.

Solución

Se construye el cuadro siguiente para calcular la carga diversificada y luego determinar el número de transformadores.

Núm. de lotes	Suma de demandas máximas, KVA	F _{co.}	Demanda, KVA	
			Diversif.	Diversif./lote
1	4.7544	1.00	4.7544	4.755
2	9.5088	0.912	8.6720	4.336
3	14.2632	0.873	12.4517	4.150
4	19.0176	0.85	16.1649	4.041

Sistemas de distribución de energía eléctrica

Núm. de lotes	Suma de demandas máximas, KVA	F _{co.}	Demanda, KVA	
			Diversif.	Diversif./lote
5	23.7720	0.834	19.8258	3.965
10	47.5440	0.794	37.7499	3.775
15	71.3160	0.770	54.9133	3.660
20	95.0880	0.767	72.9324	3.646
21	99.8424	0.765	76.3794	3.637
22	104.5968	0.764	79.9119	3.632
23	109.3512	0.762	83.3256	3.622
24	114.1056	0.761	86.8343	3.618
25	118.8600	0.760	90.33	3.613
30	142.632	0.754	107.6546	3.588
31	147.3864	0.753	111.1118	3.584
32	152.1408	0.753	114.56	3.580

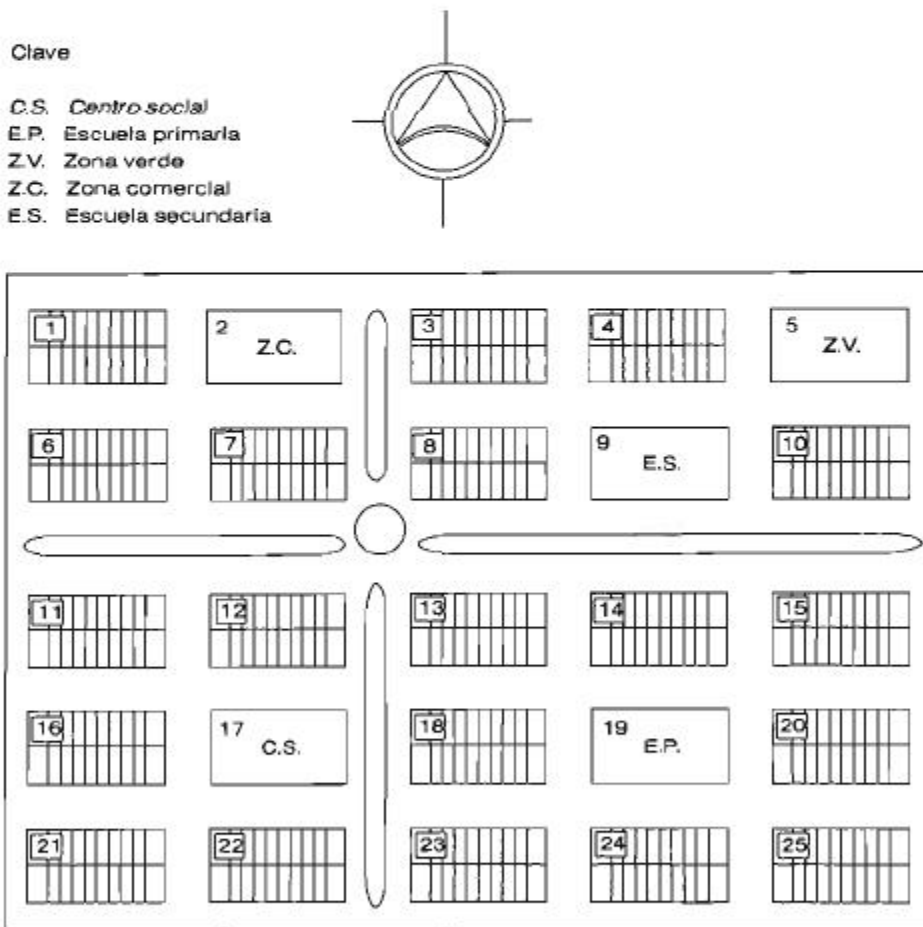


Figura III.11. Plano de lotificación del fraccionamiento.

De acuerdo con el cuadro, se podrían seleccionar transformadores trifásicos de 75 KVA para cada 20 lotes. El número de transformadores de distribución sería:

Las cargas

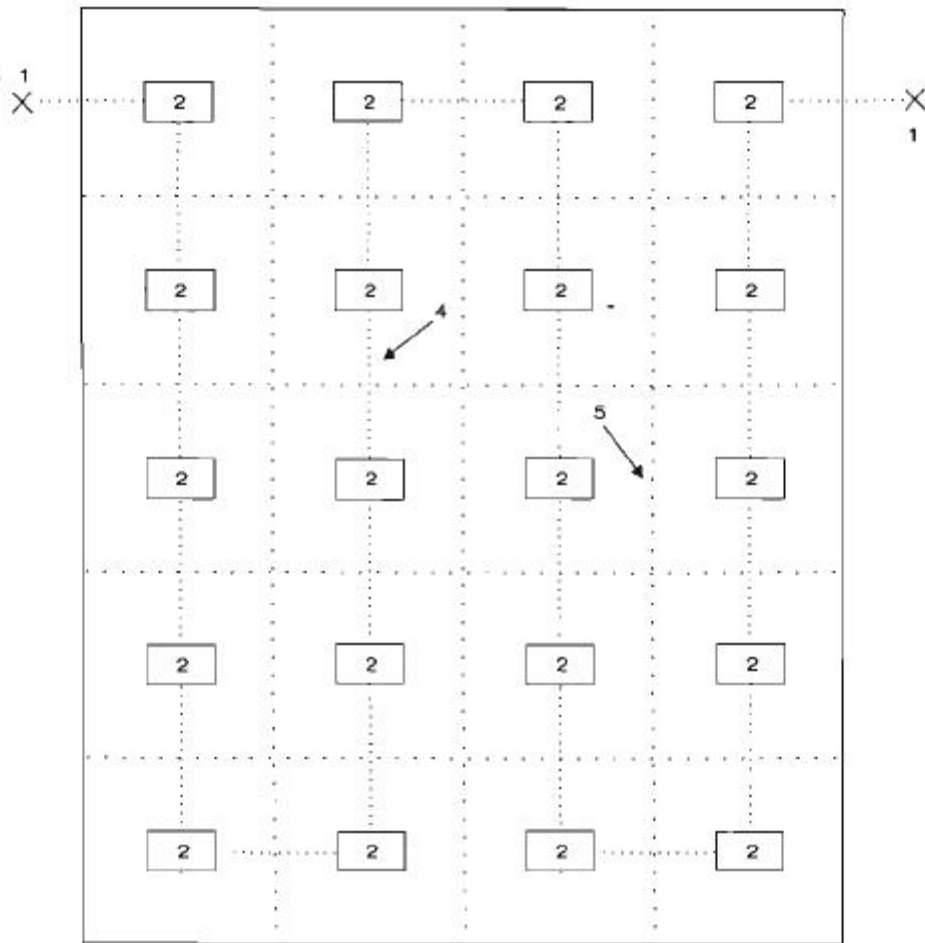


Figura III.12. Zona de influencia de las subestaciones. 1, Acometida. 2, Bóvedas de transformadores. 4, Cable de 23 KV. 5, Límite de áreas de influencia de los transformadores.

$$\text{Núm. } TR_s = \frac{400}{20} = 20$$

Se pueden tomar aproximadamente 23 para cubrir las zonas comerciales no consideradas. Si la superficie tiene 0.65 km², se divide el área en 23 partes aproximadamente iguales:

$$\text{Área/tr.} = \frac{650\,000\text{m}^2}{23} = 28\,260\text{m}^2$$

Se procede a localizar cada una de las subestaciones lo más cerca del centro geométrico de cada área, y después se confrontarán con el centro de carga y viabilidad física (figura III.12.). Se entiende que el centro de carga puede quedar en un lugar en donde no se puede colocar el transformador, por ejemplo dentro de predios o en medio de la calle. También se debe hacer la consideración de la localización de la o las acometidas aéreas en 23 KV.

El método seguido en el presente ejemplo para obtener la localización de los transformadores de distribución es de aplicación práctica y se puede resumir en los siguientes pasos:

1. Se determina el valor de la carga del nuevo fraccionamiento o conjunto habitacional.
2. Se calcula el número de transformadores de distribución.

3. Se calcula aproximadamente el área que cubre el fraccionamiento y se divide entre el número de transformadores.

4. El cociente anterior arroja un número determinado de áreas iguales, el centro geométrico de cada una señala la localización óptima de los transformadores.

5. Los lugares de localización óptima se ajustan lo más cerca posible de los lugares más convenientes para el fraccionador y la compañía suministradora.

6. En caso de tener una carga concentrada fuerte, por ejemplo un sistema de bombeo, un centro comercial, etc., entonces los transformadores se localizarán lo más cerca posible de la carga.

Este método permite elaborar, con bastante anticipación, el anteproyecto de la red primaria de distribución, así como obtener un mejor aprovechamiento de los secundarios de la red y, por lo mismo, un proyecto más económico.

CAPÍTULO IV

LA CAÍDA DE TENSIÓN

COMO SE HA DICHO, uno de los índices principales de la calidad de la energía eléctrica es el voltaje y, por lo tanto, éste se debe ofrecer al usuario dentro de los límites normalizados. En las líneas de distribución y en otros elementos se presentan caídas de tensión que deben evaluarse con todo cuidado, con el propósito de que en las variaciones normales de carga el voltaje se mantenga dentro del rango normal.

Una caída de tensión más allá de 10% causa problemas a los usuarios de la energía eléctrica. Por ejemplo, los motores de inducción tienen un momento de giro proporcional al cuadrado del voltaje ($M = KV^2$), y si el voltaje llega a caerse, el motor puede continuar operando pero con un mayor deslizamiento, una mayor corriente y, por lo tanto, tendrá una temperatura superior a la normal. Si la caída de tensión es profunda, el motor tira la carga, o sea que se frena al estar operando.

Un motor que, estando en operación, se frena por la caída de tensión, reduce su factor de potencia a valores de 15 a 35%, por lo que consume gran cantidad de reactivos, y esto contribuye eficazmente a profundizar la caída de tensión. Si estos motores forman parte de los servicios propios de una central termoeléctrica de gran capacidad, pueden causar la salida del sistema al producir un colapso de voltaje.

En la misma forma, los aparatos domésticos también pueden funcionar mal por el bajo o alto voltaje, por ejemplo, los televisores que se alimentan con menos de 100 V pierden la imagen,

aunque conservan el sonido. En las mismas condiciones, los motores de los refrigeradores no arrancan. Las lámparas incandescentes con bajo voltaje alumbran poco y aumentan su vida útil, en tanto que con alto voltaje alumbran mucho y duran poco. Las luminarias de descargas en gases de plano no arrancan con bajo voltaje.

DETERMINACIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión en las líneas se debe a la corriente de carga que pasa a través de la resistencia y la reactancia de la misma. La caída de tensión puede ser interesante para los casos en que se tienen varias cargas, por ser el caso que se encuentra con mayor frecuencia en los sistemas de distribución.

Para tal análisis se tiene una línea trifásica con su correspondiente impedancia (resistencia y reactancia), con las cargas dadas por las corrientes I_1 e I_2 , con sus factores de potencia ϕ_1 y ϕ_2 respectivamente (figura IV.1).

La construcción del diagrama vectorial de corrientes y voltajes de esta línea se puede empezar tomando como referencia el vector de voltaje de fase al final de la línea V_k (segmento AC de la figura IV.2). El vector de corriente I_2 se encuentra retrasado en el ángulo ϕ_2 respecto al voltaje V_k , considerando carácter inductivo de la carga.

Paralelo al vector de corriente I_2 se traza el vector $I_2 \cdot r_2$ (segmento \overline{ac}) de caída de tensión en la resistencia de la línea BC y perpendicular a él, el vector $I_2 \cdot x_2$ (segmento \overline{ca}) de caída de tensión

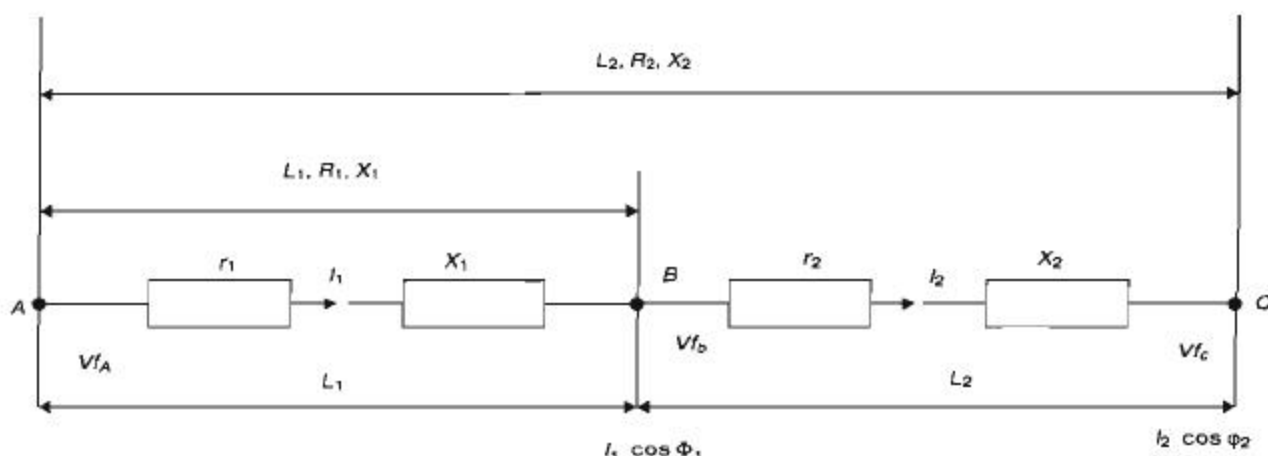


Figura IV.1. Línea trifásica de C.A. con dos cargas.

en la inductancia de la misma parte de la línea. El segmento AD expresa la tensión de fase V_B al final de la primera parte de la línea L_1 (punto B de la figura IV.1).

El vector de corriente I_1 se traza con el ángulo ϕ_1 respecto al vector de voltaje V_B y se determina el vector I_1 en los conductores de la primera parte de la línea como la suma geométrica $I_1 = I_1 + I_2$.

Luego se construye el triángulo de caída de

tensión para el tramo AB de la línea, cuyos catetos expresan la caída de tensión $I_1 \cdot r_1$ en la resistencia (segmento df) y en la reactancia $I_1 \cdot x_1$ (segmento fg). El segmento Ag representa la tensión de fase al principio de la línea V_{fA} .

El método de construcción del diagrama vectorial mostrado es complicado, requiere bastante tiempo y no proporciona gran precisión. La solución analítica precisa también requiere mucho tiempo. En redes de distribución de menos

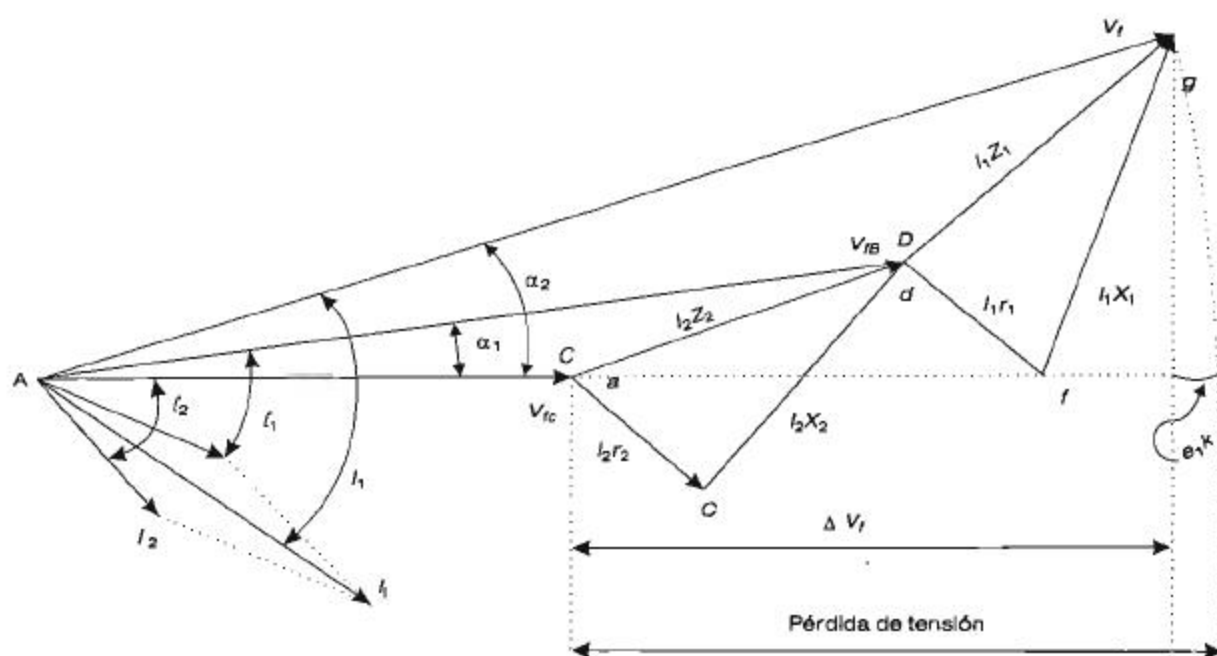


Figura IV.2. Diagrama vectorial de la línea trifásica con dos cargas.

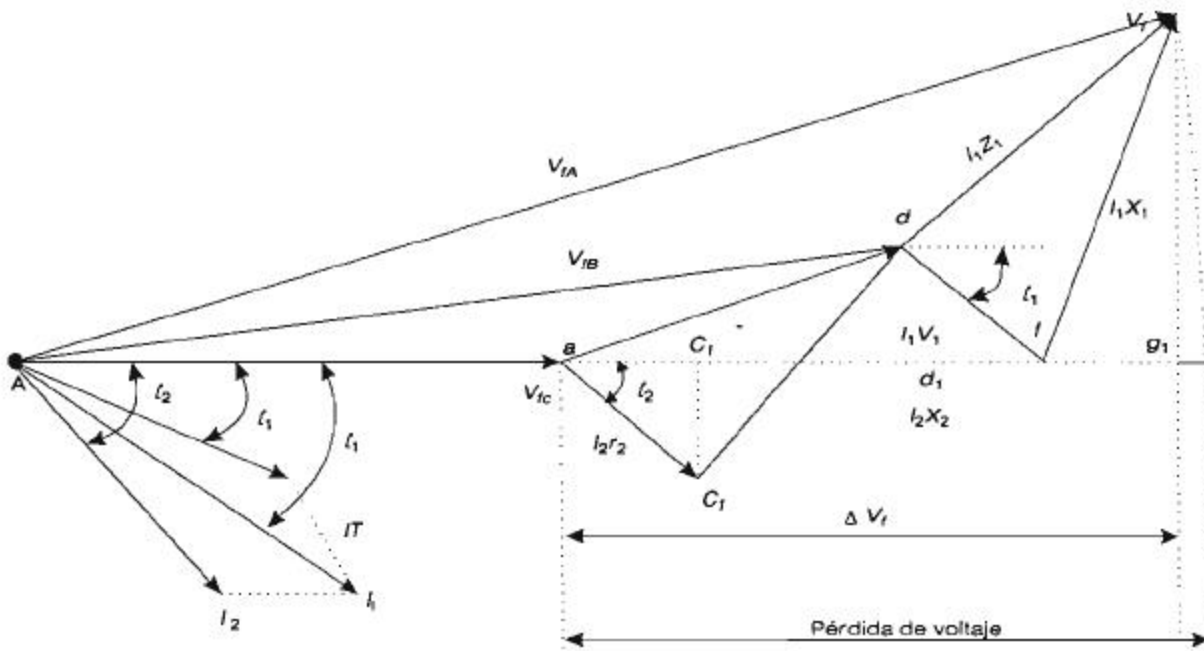


Figura IV.3. Diagrama vectorial simplificado de línea trifásica con dos cargas.

de 23 KV se puede permitir una simplificación que dé resultados no muy precisos, pero aceptables para fines prácticos. La simplificación consiste en que en la construcción del diagrama vectorial los ángulos de desfase de las corrientes se miden no de sus correspondientes vectores de voltaje, sino del vector de voltaje V_{1C} al final de la línea (figura IV.3).

Despreciando como antes el segmento \overline{ek} en la figura IV.3, se puede expresar la caída de tensión por el segmento $\overline{ag_1}$:

$$ag_1 = ac_1 + c_1d_1 + d_1f + fg_1$$

y por la fórmula:

$$DV_f = I_2 r_2 \cos \varphi_2 + I_2 x_2 \sin \varphi_2 + I_1 r_1 \cos \varphi_1 + I_1 x_1 \sin \varphi_1 \quad (IV.1)$$

Considerando que las corrientes tienen componentes activas y reactivas:

$$I_1 \cos \varphi_1 = I_{1a} \quad \text{e} \quad I_2 \cos \varphi_2 = I_{2a} \quad (a: \text{activa})$$

$$I_1 \sin \varphi_1 = I_{1r} \quad \text{e} \quad I_2 \sin \varphi_2 = I_{2r} \quad (r: \text{reactiva})$$

y pasando al valor lineal de la caída de tensión se tiene:

$$\Delta V = \sqrt{3} (I_{2a} \cdot r_2 + I_{2r} \cdot x_2 + I_{1a} \cdot r_1 + I_{1r} \cdot x_1) \quad (IV.2)$$

Donde:

I_{1a}, I_{2a} : componentes activas de corriente en los correspondientes tramos de la línea.

I_{1r}, I_{2r} : componentes reactivas de las mismas corrientes.

Sustituyendo r_n por $r_{esp} \cdot l_n$ y x_n por $x_{esp} \cdot l_n$, se puede dar la fórmula general para la caída de tensión en la línea trifásica con cualquier número de cargas:

$$\Delta V\% = \sqrt{3} \sum_1^n (I_{ma} \cdot r_{esp} + I_{mr} \cdot x_{esp}) l_n \quad (IV.3)$$

Donde:

I_{ma} e I_{mr} : componentes activa y reactiva de las corrientes de los tramos de la línea A.

l_n : longitud de los tramos de la línea, km.

La caída de tensión en la línea en porcentaje se calcula así:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \sum_1^n (I_{ua} \cdot r_{esp} + I_{ur} \cdot x_{esp}) Ln}{Vn^2} \quad (IV.4)$$

El cálculo de la caída de tensión en la línea se puede hacer por las corrientes en las derivaciones; para esto, en las fórmulas se deben introducir los valores de resistencia desde el principio de la línea hasta la correspondiente derivación:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \sum_1^n (I'_{ua} \cdot r_{esp} + I'_{ur} \cdot x_{esp}) Ln}{Vn^2} \quad (IV.5)$$

L_n : Longitud desde el principio de la línea hasta la carga "n".

En la mayoría de los casos la carga no se da en corriente sino en potencia. Si se permite una simplificación más, como es el tomar la tensión de línea al inicio de cada derivación igual a la tensión nominal de la línea, entonces las corrientes en las derivaciones (dando las potencias en KW y la tensión en V) son:

$$I_1 = \frac{P_1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} Vn \cos\phi_1}, A \quad \text{e} \quad I_n = \frac{P_n \cdot 10^3}{\sqrt{3} Vn \cos\phi_n}, A$$

Por lo tanto, sus componentes activas son:

$$I_{1a} = I_1 \cos\phi_1 = \frac{P_1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} Vn}$$

$$I_{na} = I_n \cos\phi_n = \frac{P_n \cdot 10^3}{\sqrt{3} Vn}$$

Las correspondientes componentes reactivas:

$$I_{1r} = I_1 \sin\phi_1 = \frac{Q_1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} Vn}$$

$$I_{nr} = I_n \sin\phi_n = \frac{Q_n \cdot 10^3}{\sqrt{3} Vn}$$

Donde:

Q_1 y Q_n : potencia reactiva de los receptores conectados a las derivaciones. Ahora la fórmula

(IV.5) se puede modificar en la siguiente forma:

$$\Delta V\% = \frac{10^5 \sum_1^n (P'n \cdot r_{esp} + Q'n \cdot x_{esp}) Ln}{Vn^2} \quad (IV.6)$$

Considerando que $Q = P \operatorname{tg}\phi$, se obtiene finalmente:

$$\Delta V\% = \frac{10^5 \sum_1^n (r_{esp} + x_{esp} \operatorname{tg}\phi_n) P'n Ln}{Vn^2} \quad (IV.7)$$

En las fórmulas anteriores es necesario conocer la sección del conductor para poder determinar la caída de tensión en la línea. Por este motivo, en el proyecto de nuevas líneas se debe calcular antes la sección, por ejemplo por corriente de carga, y posteriormente comprobar dicha sección por caída de tensión. En el caso de que las caídas de tensión sean excesivas con la sección escogida, es necesario incrementarla y repetir el cálculo hasta encontrar la sección adecuada.

Casos particulares

Existen casos particulares en los cuales la caída de tensión puede determinarse de una manera más sencilla, haciendo las omisiones correspondientes. En las líneas de corriente alterna son frecuentes los siguientes casos:

Líneas con igual sección y factor de potencia

A una línea trifásica construida de conductores de la misma sección y material en toda su longitud se le conectan receptores de fuerza con un mismo factor de potencia.

Para este caso particular la expresión $\frac{10^5}{Vn^2} (r_{esp} + x_{esp} \operatorname{tg}\phi)$ es un valor constante, por lo que la fórmula (IV.7) queda de la siguiente forma:

$$\Delta V\% = \frac{10^5}{Vn^2} (r_{esp} + x_{esp} \operatorname{tg}\phi) \sum_1^n P'n Ln \quad (IV.8)$$

Si se designa $\frac{10^5}{V_n^2} (r_{\text{esp.}} + x_{\text{esp.}} \text{tg} \phi) = A$; y

$$\sum_1^n P_n L_n = \sum_1^n M_n$$

Entonces:

$$\Delta V\% = A \sum_1^n M_n \quad (\text{IV.9})$$

Donde:

M_n : cantidad que convencionalmente se llama momento de potencia del n-ésimo tramo, KW/km.

A: cantidad que expresa la caída de tensión en la línea en porcentaje, por unidad de momento de potencia.

Para la simplificación de los cálculos se pueden utilizar tablas en las cuales se dan los valores de A para diversos valores de tensión, factor de potencia, secciones y formas de tendido de los cables. Para calcular la caída de tensión es suficiente con hacer el producto del valor de A por la suma calculada de los momentos de potencia.

Líneas con igual sección y diferentes f.p.

A la línea se conectan receptores de fuerza, como pueden ser motores de proceso y otros equipos, con diferentes factores de potencia. La línea tiene sección única y el valor de la reactancia se puede despreciar (por ejemplo para cables de corta longitud). En este caso la fórmula (IV.8) queda como sigue:

$$\Delta V\% = \frac{10^5}{V_n^2} r_{\text{esp.}} \sum_1^n P_n L_n \quad (\text{IV.10})$$

Líneas con f.p. unitario

A la línea se conectan exclusivamente lámparas incandescentes o resistencias calefactoras, por lo cual el f.p. es unitario. La línea es del mismo material en toda su longitud y con la misma

sección. La fórmula empleada es la misma que para el caso anterior (IV.10).

En el cálculo de las redes a las que se conectan receptores con factor de potencia menor que 1, en la mayoría de los casos es necesario considerar la reactancia de la línea para evitar los errores hacia la disminución del valor de la caída de tensión, en detrimento del valor real. El error crece con el incremento de la sección del conductor y con la reducción del factor de potencia.

No obstante lo anterior, en varios casos se puede no considerar la reactancia de la línea, ya que el error se encuentra dentro de los límites permisibles. Dentro de estos casos se tienen:

a) Cálculo de líneas aéreas con $\cos \phi \geq 0.95$.

b) Cálculo de redes tendidas en el interior de edificios con cables o conductores, si su sección no sobrepasa los valores del cuadro IV.1.

SELECCIÓN DEL VOLTAJE ÓPTIMO

En una instalación eléctrica resulta de suma importancia la selección racional de los voltajes, ya que los niveles de voltaje en cierta medida determinan:

a) Los parámetros de la línea de distribución.

b) La selección del equipo de la subestación y de la red.

c) La magnitud del capital invertido.

d) El costo de los conductores.

e) El valor de las pérdidas de energía eléctrica.

f) Los gastos de operación.

El capital invertido depende de la potencia transmitida S y de la distancia entre la fuente y el punto de consumo o de distribución. El capital invertido en el sistema de distribución se expresa por la fórmula:

$$C_{\text{inv.}} = C_{\text{lin.}} + C_{\text{eq.}} + C_{\text{ad.}} \quad (\text{IV.11})$$

Donde:

$C_{\text{lin.}}$: gastos de capital en la construcción de líneas aéreas y cables.

$C_{\text{lin.}} = C_{\text{lin. esp.}} \cdot l$, \$/km.

l: longitud de la línea.

$C_{\text{eq.}}$: capital invertido en la instalación de equipo como: interruptores, seccionadores, cuchillas,

CUADRO IV.1. Sección de conductores y cables

Forma de tendido de cables y conductores	cos φ = 0.9		cos φ = 0.8		cos φ = 0.7	
	cobre	aluminio	cobre	aluminio	cobre	aluminio
Cables y conductores en tubos	35	50	25	35	16	25
Conductores en aisladores o charolas	16	25	10	16	6	10

cortocircuitadores, transformadores de medición, reactores, barras colectoras, apartarrayos, transformadores, etcétera.

C_{ad} : capital invertido adicional en fuentes de energía, para cubrir las pérdidas de potencia en el sistema de distribución.

Los gastos de operación son:

$$G_{op.} = G_{amul.} + G_{mant.} + G_{pínd.} \quad (IV.12)$$

Las inversiones de capital en general se comportan según la curva $C_{inv.} = f(V)$ de la figura IV.4, teniendo su mínimo bajo un determinado

valor de voltaje, el cual es el voltaje racional por gastos de capital, $V_{rac. cap.}$ En la figura IV.4a, el valor del voltaje racional por capital es V_A .

Las curvas de dependencia $C_{inv.} = f(V)$ están construidas bajo la condición de que la potencia de cálculo $S_{cál.}$ y la longitud de la línea l , son constantes y el esquema de alimentación no cambia.

De igual forma, en las mismas condiciones, los gastos de operación se comportan según la curva $G_{op.} = f(V)$ y tienen su mínimo de gastos anuales de operación en el voltaje racional de operación, $V_{rac. op.}$ En la figura IV.4a, el voltaje racional de operación corresponde a V_B . Generalmente el voltaje racional de operación resulta

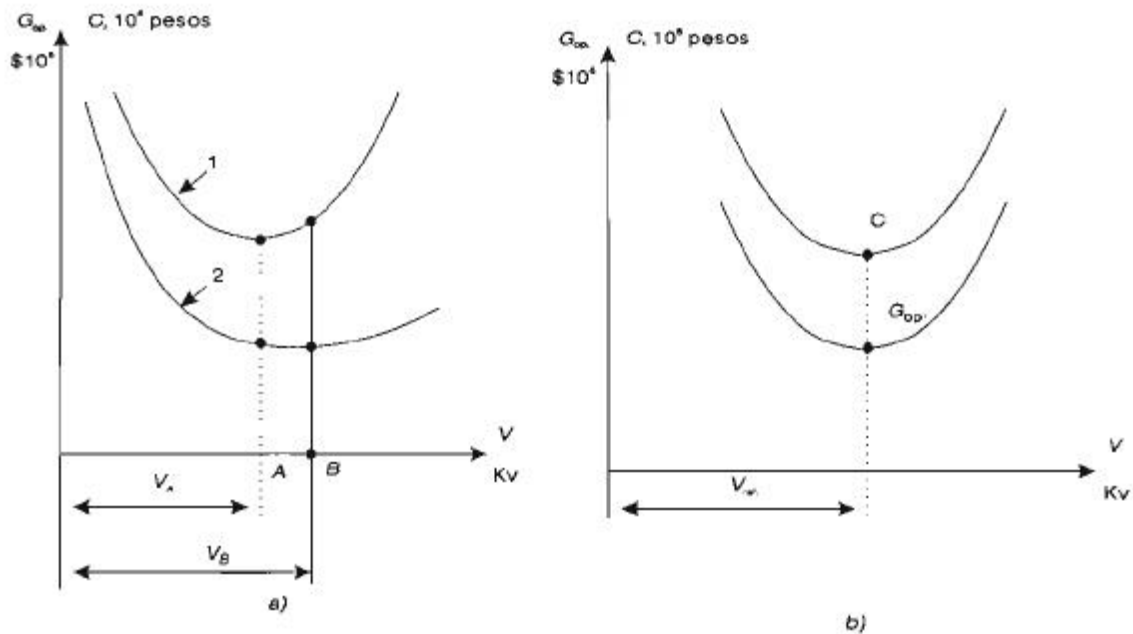


Figura IV.4. Capital invertido y gastos de operación en función del voltaje. 1. $C_{inv.} = f(V)$; 2. $G_{op.} = f(V)$.

La caída de tensión

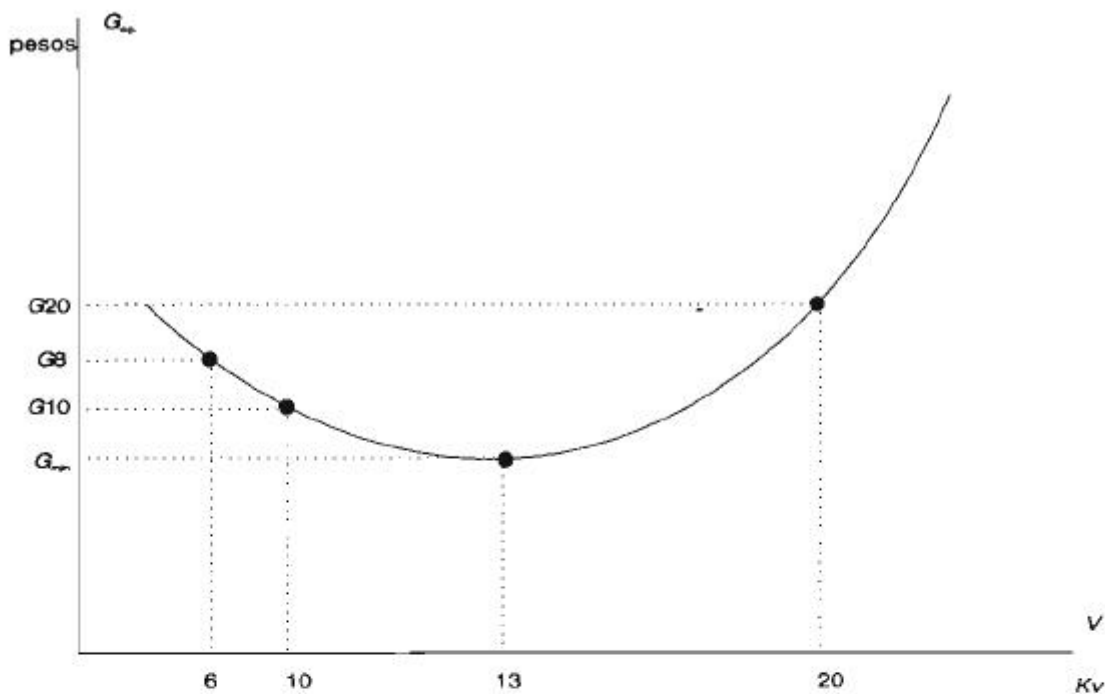


Figura IV.5. Curva de gastos anuales de operación en función del voltaje.

mayor que el voltaje racional de capital, por lo que el punto B está normalmente a la derecha del punto A.

En algunas ocasiones muy particulares (figura IV.4b) puede darse el caso de que al usar voltajes normalizados como 6, 13.2, 23 o 34.5 KV los capitales racionales de capital invertido y de operación son aproximadamente iguales: $C_{rac. cap.} = C_{rac. op.}$

Cuando se utilizan los datos de capital invertido y gastos de operación anuales, la determinación del valor del voltaje racional de dicho sistema de distribución se realiza para dos opciones por la siguiente fórmula:

$$T = \frac{C_1 - C_2}{G_{op2} - G_{op1}} \quad (IV.13)$$

T: tiempo de ocupación del capital.

Si la opción 1 tiene mayor capital y menos gastos de operación, la mejor opción se determina por el número de años de recuperación del capital. Si la recuperación ocurre en aproximadamente menos de 10 años, la mejor opción es la 1 y si ocurre en más, es la 2.

Cuando se tienen más de dos opciones se puede utilizar la fórmula de los gastos anuales totales.

En la figura IV.5 se presenta la curva de los gastos anuales de operación en función del valor del voltaje. En la construcción de estas curvas se utilizan generalmente los polinomios de Newton o de Lagrange.

En la práctica de ingeniería de algunos países se utilizan fórmulas empíricas para determinar el voltaje racional no estándar, a partir del cual se escoge el voltaje normalizado más próximo.

Alemania: $V = 3 \sqrt{S} + 0.5 \cdot l$, KV

Donde:

S: potencia transmitida en MVA.

l: distancia de transmisión, km.

Estados Unidos: $V = 4.34 \sqrt{l + 16P}$, KV

P: potencia transmitida en MW.

l: distancia en km.

URSS: $V = 16 + \sqrt[3]{P \cdot l}$, KV. P, KW y l, km.

Suecia: $V = 17\sqrt{\frac{l}{16} + P}$, KV P, MW y l, km

Como puede observarse, las fórmulas anteriores sólo comprenden la potencia y la distancia, por lo que no son totalmente aceptables.

Preguntas y ejemplos

1. ¿Cuáles son los efectos de los bajos voltajes en motores, en lámparas incandescentes, etcétera?
2. En una red de distribución ¿la caída de tensión es variable? ¿Por qué?
3. ¿Cómo se construye el diagrama vectorial de corrientes y voltajes para una línea con dos cargas?
4. ¿Cuál es la diferencia entre la caída y pérdida de tensión?
5. ¿Influye la potencia reactiva en la caída de tensión?
6. ¿Qué produce mayor caída de tensión: la resistencia o la reactancia?
7. En algunos casos la caída de tensión se puede calcular en forma simple, ¿cuáles son dichos casos?
8. ¿Cómo se calcula la caída de tensión a través de los momentos de potencia?
9. ¿Existen líneas con factor de potencia unitario?
10. ¿Por qué es necesario determinar el voltaje óptimo en las redes de distribución?
11. ¿Cómo se determina la dependencia de los gastos respecto al voltaje?
12. Las fórmulas empíricas para determinar el voltaje óptimo ¿son válidas?
13. Calcule el voltaje óptimo por las fórmulas empíricas para 9 MVA, 10 km y $\cos\phi = 0.88$.

Ejemplo 14

14. Determine la caída de tensión en una línea aérea trifásica con voltaje nominal de 440 V, conductores de aluminio con calibre de 1/0 y los datos que se indican en la figura IV.6. La sección transversal es la misma en los dos tramos de la línea.

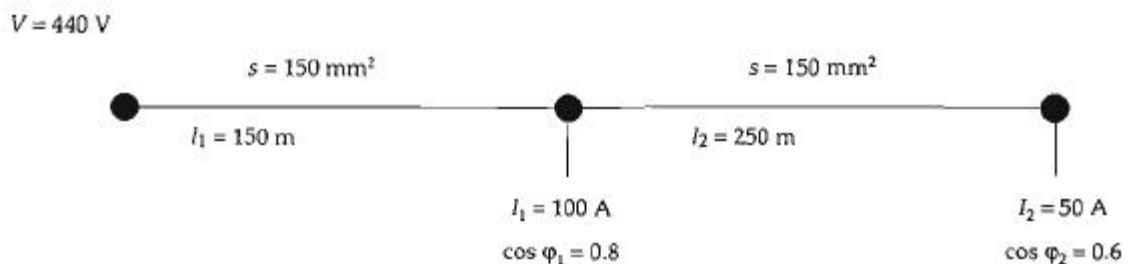


Figura IV.6. Datos para el ejemplo 14.

Solución

Se calcula la resistencia de cada tramo de la línea.

$$r_1 = \frac{l_1}{\gamma \cdot s} = \frac{150}{33 \cdot 150} = 0.0303 \text{ Ohm}$$

$$r_2 = \frac{l_2}{\gamma \cdot s} = \frac{250}{33 \cdot 150} = 0.0505 \text{ Ohm}$$

La caída de tensión

Considerando una reactancia específica $x_{esp.} = 0.35 \Omega/\text{km}$, se obtiene:

$$x_1 = x_{esp.} \cdot l_1 = 0.35 \cdot 0.15 = 0.0525$$

$$x_2 = x_{esp.} \cdot l_2 = 0.35 \cdot 0.25 = 0.0875$$

Las componentes activas y reactivas de las corrientes en las derivaciones:

$$I_{1a} = I_1 \cos \phi_1 = 100 \cdot 0.8 = 80 \text{ A}$$

$$I_{1r} = I_1 \sin \phi_1 = 100 \cdot 0.6 = 60 \text{ A}$$

$$I_{2a} = I_2 \cos \phi_2 = 50.0 \cdot 0.6 = 30 \text{ A}$$

$$I_{2r} = I_2 \sin \phi_2 = 50 \cdot 0.8 = 40 \text{ A}$$

Las componentes de corrientes activas y reactivas en el primer tramo de la línea:

$$I_{1a} = I_{1a} + I_{2a} = 80 + 30 = 110 \text{ A}$$

$$I_{1r} = I_{1r} + I_{2r} = 60 + 40 = 100 \text{ A}$$

La caída de tensión en la línea:

$$\begin{aligned} \Delta V &= \sqrt{3} (I_{1a} \cdot r_1 + I_{1r} \cdot x_1 + I_{2a} \cdot r_2 + I_{2r} \cdot x_2) = \\ &= \sqrt{3} (110 \cdot 0.0303 + 100 \cdot 0.0525 + 30 \cdot 0.055 + 40 \cdot 0.0875) = 23.78 \text{ V} \end{aligned}$$

Lo que en porcentaje es:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V_H} \cdot 100 = \frac{23.78}{440} \cdot 100 = 5.4\%$$

Ejemplo 15

15. Determine la caída de tensión en una línea aérea trifásica de 220 V, conductores de cobre y los datos de la figura IV.7.

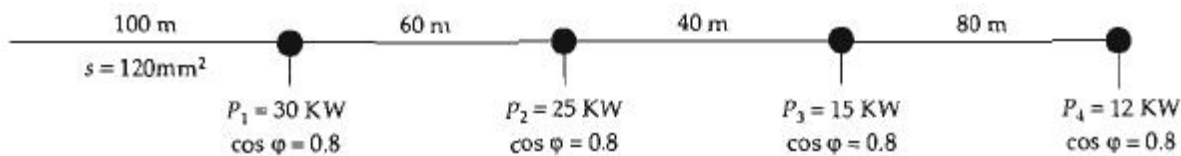


Figura IV.7. Datos del ejemplo 15.

Solución

Se buscan en tablas la resistencia y la reactancia para el conductor de cobre de 120 mm^2 de sección.

$$r_{\text{esp.}} = 0.158 \text{ Ohm/km y } x_{\text{esp.}} = 0.296 \text{ Ohm/km}$$

Al $\cos\phi = 0.8$ le corresponde $t_{\phi} = 0.75$.

La caída total de voltaje en la línea, considerando la reactancia, se calcula por la fórmula siguiente:

$$\Delta V\% = \frac{10^5}{V_{ll}^2} (r_{\text{esp.}} + x_{\text{esp.}} t_{\phi}) \sum_1^n P_n l_n =$$

$$\Delta V\% = \frac{10^5}{220^2} (0.158 + 0.296 \cdot 0.75) \cdot (82 \cdot 0.1 + 52 \cdot 0.06 + 27 \cdot 0.04 + 12 \cdot 0.08) = 10.48\%$$

Como la caída de tensión es muy grande, se tendría que incrementar la sección del conductor para reducirla a no más de 5%. Esto se debe a que también en el alimentador primario hay caída de tensión.

Se puede calcular la caída de tensión en la línea sin considerar la reactancia:

$$\Delta V\% = \frac{10^5}{V_{ll}^2} r_{\text{esp.}} \sum_1^n P_n l_n = \frac{10^5}{220^2} \cdot 0.158 (82 \cdot 0.1 + 52 \cdot 0.06 + 27 \cdot 0.04 + 12 \cdot 0.08) = 4.36\%$$

Como puede verse, el error al omitir la reactancia es demasiado grande —casi alcanza 60%—, por lo cual no se tienen resultados aceptables, aun tratándose de un cálculo preliminar. Si se hiciera caso a este resultado se pensaría que la caída de tensión se halla en un rango razonable, lo cual no es cierto, según el resultado obtenido al considerar la reactancia.

Ejemplo 16

16. Calcule la caída de tensión de un alimentador primario de 13.2 KV, con un tramo de 6 kilómetros de conductor de 250 MCM y otro de 3 km con calibre 3/0. Las reactancias y resistencias específicas (Ohm/km) se buscaron en tablas y se indican con las cargas en la figura IV.8.

$$V = 13.2 \text{ KV}$$

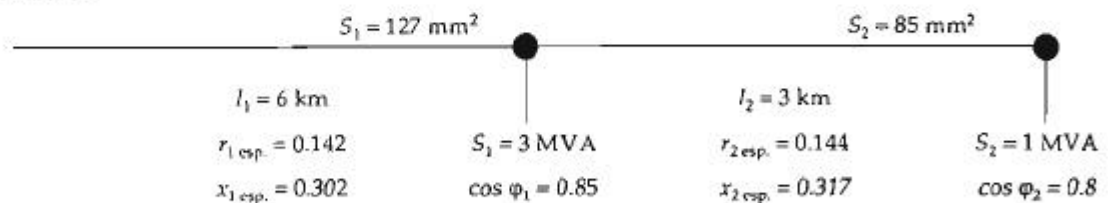


Figura IV.8. Datos para el ejemplo 16.

En este caso se puede aplicar la fórmula IV.4, para lo cual es necesario calcular las corrientes en cada tramo de la línea.

Las corrientes en el segundo tramo de la línea.

$$I_2 = \frac{1000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.2 \text{ KV}} = 43.7 \text{ A}$$

$$I_{2a} = I_2 \cdot \cos\phi_2 = 43.7 \cdot 0.8 = 34.96 \text{ A}$$

La caída de tensión,

$$I_{2r} = I_2 \sin \varphi_2 = 43.7 \cdot 0.6 = 26.22 \text{ A}$$

Las corrientes de la carga 1 (2 MVA),

$$I_1 = \frac{3\,000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.2 \text{ KV}} = 131.2 \text{ A}$$

$$I_{1a} = 131.2 \cdot 0.85 = 111.5 \text{ A}$$

$$I_{1r} = 131.2 \cdot 0.527 = 69.11 \text{ A}$$

Las corrientes en el primer tramo de la línea es la suma de las corrientes en las dos cargas:

$$I_{1a} = I_{2a} + I_{1a} = 34.96 + 111.5 = 146.46 \text{ A}$$

$$I_{1r} = I_{2r} + I_{1r} = 26.22 + 69.11 = 95.93 \text{ A}$$

Sustituyendo las cantidades correspondientes en la fórmula IV.4 se tiene:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \sum (I_{1a} r_{esp} + I_{1r} x_{esp})}{V_n}$$
$$= \frac{100 \sqrt{3} [(146.46 \cdot 0.142 + 95.93 \cdot 0.302)6 + (34.96 \cdot 0.144 + 26.22 \cdot 0.317)3]}{13.2}$$
$$= 4.51\%$$
$$\Delta V\% = 4.51$$

La caída de tensión en un alimentador puede ser adecuada si es menor de 5%, considerando que en la red secundaria se pierde otro 5% del voltaje como máximo. Sin embargo, en la práctica de ingeniería se considera con frecuencia que la caída de tensión debe ser menor a 3 por ciento.

SELECCIÓN DE CONDUCTORES Y CABLES

LA SELECCIÓN DE LOS CONDUCTORES de una instalación eléctrica cualquiera se inicia escogiendo el tipo de conductor adecuado en función de las condiciones de operación, es decir, si se habrá de utilizar para intemperie, para clima tropical, para medio ambiente altamente contaminado, para operar sumergido en agua, directamente enterrado, o bien para que soporte la acción de productos químicos, etcétera.

Ahora bien, para seleccionar el calibre apropiado de los conductores y cables deben tenerse en cuenta una serie de factores, tanto de orden técnico como económicos, con objeto de garantizar la operación confiable y la eficacia económica de la instalación eléctrica.

Por su parte, los factores técnicos que influyen en el proceso de selección de la sección transversal del conductor más adecuado son los que se enlistan en seguida:

1) Calentamiento por el prolongado desprendimiento de calor causado por la corriente de trabajo normal.

S_{cal} : sección mínima permitida por corriente de carga.

2) Calentamiento por el desprendimiento de calor de corta duración causado por la corriente de corto circuito.

s_{cc} : sección mínima permitida por estabilidad térmica durante el corto circuito.

3) Caída de tensión (voltaje) en el cable o en la línea aérea causada por el paso de la corriente en régimen normal o anormal de larga duración, por ejemplo, con falla de fase a tierra cuando se

tiene neutro flotante o con la apertura de una fase.

S_{dv} : sección mínima permitida por caída de tensión.

4) Resistencia mecánica. Los cables y líneas aéreas deben ser estables con la carga mecánica correspondiente a su propio peso, viento, tensión de tendido, etcétera.

s_m : sección mínima permitida por resistencia mecánica.

5) Factor corona. Este efecto depende del voltaje utilizado, de la sección del conductor y del medio ambiente.

s_c : sección mínima permitida por efecto corona.

Las secciones mecánica y corona (s_m y s_c) para cables son las únicas que se obtienen sin cálculos, directamente como secciones normalizadas. Los demás calibres resultan de valores diferentes a los normalizados y a partir de ellos se deben escoger las secciones estándar.

CRITERIOS DE SELECCIÓN

En la selección del calibre normalizado se recomienda proceder de la siguiente manera:

1) En la selección del calibre por calentamiento (s_{cal}) se debe optar por el calibre próximo superior.

2) Para seleccionar la sección por estabilidad térmica (s_{cc}) se debe tomar la sección normalizada próxima inferior. La base de esto es el porcentaje de error incluido en el propio método de cálculo hacia el incremento.

3) Cuando se selecciona la sección por caída de tensión ($s_{d,v}$) se debe elegir la sección próxima superior. Sin embargo, en algunos casos, cuando la sección calculada está muy cerca de la estándar, se puede tomar la próxima inferior. Por ejemplo, si la sección calculada es de 56 mm², se puede optar por la sección de 53.5 mm² correspondiente al calibre 2/0. Esta decisión se basa en la experiencia ingenieril y en datos concretos de las cargas eléctricas utilizados en los cálculos.

4) La selección del calibre por resistencia mecánica (s_m) se resuelve fácilmente para los cables, ya que éstos se fabrican con la condición de que incluso el cable de la sección más pequeña sea mecánicamente estable. Para las líneas aéreas se debe escoger la sección próxima superior normalizada.

5) En la selección del calibre por efecto corona (s_c) para los conductores de línea aérea se debe tomar el calibre normalizado próximo superior. Para los cables este punto se resuelve en la fábrica, donde se producen los cables para cada voltaje nominal con el problema del efecto corona ya resuelto.

La sección seleccionada por condiciones técnicas (s_t) debe ser la mayor de las obtenidas en los puntos anteriores. En todos los casos se debe tratar de no incrementar la sección sin suficientes bases.

6) Después de que se determina la sección mínima permitida del conductor por condiciones técnicas (s_t) se realiza la comparación con la correspondiente sección económica.

La sección económica se puede determinar por la densidad económica de corriente, dependiendo del metal del conductor y del número de horas de utilización de la carga máxima ($T_{m\acute{a}x}$):

$$S_e = \frac{I_{calc}}{j_e} \quad (V.1)$$

- s_e : sección económica.
- I_{calc} : corriente tomada para el cálculo (de carga máxima).
- j_e : densidad económica de corriente.

La densidad económica puede tomarse del cuadro V.1.

PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN

En la práctica los conductores se deben seleccionar teniendo en cuenta los siguientes cuatro puntos:

- 1) La corriente de carga.
- 2) La corriente de corto circuito.
- 3) La caída de tensión.
- 4) La efectividad económica.

Con frecuencia se olvidan los ingenieros de la comprobación técnico-económica, lo cual es inadmisibles en los tiempos actuales.

Selección de conductores por carga

Selección de cables. Para determinar el calibre del cable por calentamiento se establece la corriente

CUADRO V.1. Densidad económica de corriente

Densidades económicas de corriente en conductores, A/mm ²	Duración del empleo de la potencia máxima. T _{máx} . homs/año		
	Menos de 3 000	De 3 000 a 5 000	Más de 5 000
Cables aislados de: Cobre	3.0	2.5	2.0
Aluminio	1.6	1.4	1.2
Conductores desnudos y barras: Cobre	2.5	2.1	1.8
Aluminio	1.3	1.1	1.0

NOTA: En el capítulo correspondiente a "pérdidas de potencia y energía" se verá otro procedimiento.

Selección de conductores y cables

CUADRO V.2. Capacidad de corriente de conductores de cobre aislados (amperes)

Temperatura máxima del aislamiento	60°C		75°C		90°C	
Tipos	THWN, RUW, T, TW, TWD, MTW		RH, RHW, RUH, THW, DF, XHHW		TA, TBS, SA, AVB, SIS, FEP, THW, RHH, THHN, MTW, EP, XHHW	
	En tubo o cable	Al aire	En tubo o cable	Al aire	En tubo o cable	Al aire
Calibre AWG MCM						
14	15	20	15	20	25	30
12	20	25	20	25	30	40
10	30	40	30	40	40	55
8	40	55	45	65	50	70
6	55	80	65	95	70	100
4	70	105	85	125	90	135
3	80	120	100	145	105	155
2	95	140	115	170	120	180
1	110	165	130	195	140	210
0	125	195	150	230	155	245
00	145	225	175	265	185	285
000	165	260	200	310	210	330
0000	195	300	230	360	235	385
250	215	340	255	405	270	425
300	240	375	285	445	300	480
350	260	420	310	505	325	530
400	280	455	335	545	360	575
500	320	515	380	620	405	660
600	375	575	420	690	455	740
700	385	630	460	755	490	815
750	400	655	475	785	500	845
800	410	680	490	815	515	880
900	435	730	520	870	555	940
1 000	455	780	545	935	585	1 000

NOTAS:

¹ Los tipos EP y XHHW pueden ser directamente enterrados.

² La capacidad de corriente para temperatura de 85°C es la misma que para 90°C.

³ Los valores del cuadro V.3 son válidos para 3 conductores como máximo alojados en una sola canalización o en cable multiconductor. Cuando son más conductores se aplican los factores de corrección.

CUADRO V.3. Factores de corrección por agrupamiento

Número de conductores	Porcentaje del valor dado en el cuadro V.2
De 4 a 6	80
7 a 24	70
25 a 42	60
Más de 42	50

de cálculo (I_{calc}), y por los cuadros de sección corriente (cuadro V.2) se selecciona la sección normalizada próxima superior.

Como puede observarse en el cuadro V.2, la capacidad de conducción de corriente depende en gran medida del tipo de aislamiento del conductor, por ejemplo, para un calibre de 500 MCM se tienen 320 A para 60°C y 405 A si la temperatura permitida del aislamiento es de 90°C. Existe una diferencia de costos en los conductores que se debe evaluar en el estudio técnico-económico para decidir qué tipo de conductor debe usarse.

La corriente de los cuadros se tiene que afectar, si es necesario, por los factores de agrupamiento y de temperatura (cuadros V.3 y V.4). Por razones de espacio sólo se dan los conductores con temperaturas máximas permisibles de 60, 75 y 90°C, para conductores de cobre. En las

normas técnicas se dan los valores para 85, 110, 125 y 200°C, además de los ya mencionados. También ahí se pueden ver los valores correspondientes a los conductores de aluminio.

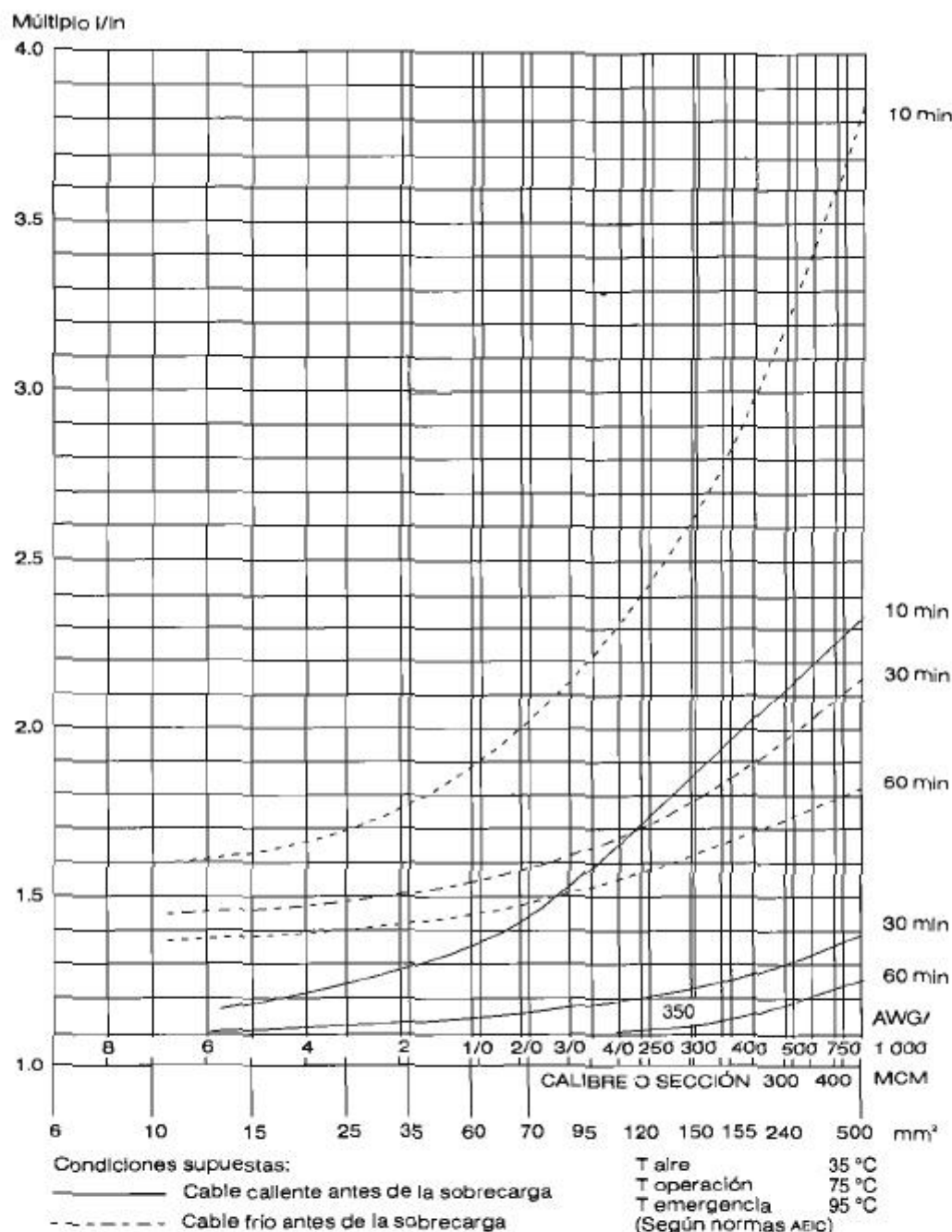
Selección de conductores para líneas aéreas. La selección de la sección por corrientes de carga para líneas aéreas se realiza en la misma forma que para los cables, pero no se requiere aplicar los factores de corrección por agrupamiento. La corriente permitida en este caso corresponde a la columna "Al aire" en el cuadro V.2.

La gráfica V.1 indica que los cables tienen cierta capacidad para soportar las sobrecargas temporales, de tal manera que no se tenga que incrementar innecesariamente el calibre del conductor. La capacidad de sobrecarga depende en gran medida de los materiales aislantes así como de la colocación de los cables.

CUADRO V.4. Factores de corrección por temperatura ambiente

Temperatura ambiente, °C	Temperatura máxima permisible del aislamiento, °C					
	60	75	85	90	110	125
31-40	0.82	0.88	0.90	0.91	0.94	0.95
41-45	0.71	0.82	0.85	0.87	0.90	0.92
46-50	0.58	0.75	0.80	0.82	0.87	0.89
51-55	0.41	0.67	0.74	0.76	0.83	0.86
56-60	—	0.58	0.67	0.71	0.79	0.83
61-70	—	0.35	0.52	0.58	0.71	0.76
71-80	—	—	0.30	0.41	0.61	0.68
81-90	—	—	—	—	0.50	0.61
91-100	—	—	—	—	—	0.51

Selección de conductores y cables



Gráfica V.1. Sobrecargas en cables tripolares con aislamiento de papel impregnado, hasta 20 KV, enterrados directamente.

Selección de conductores por corto circuito

Para seleccionar la sección térmicamente estable en corto circuito del cable, es necesario conocer el valor de la corriente permanente de corto circuito y el tiempo probable que pasará dicha

corriente a través de él. El tiempo depende de la rapidez con que actúen las protecciones y se debe considerar la protección más lenta para prevenir el caso más crítico.

La determinación de la sección por estabilidad térmica en corto circuito puede realizarse

CUADRO V.5. Valores de α y temperatura máxima permitida

Material del cable	Coefficiente α	Temperatura permitida °C
Cables de cobre hasta 15 KV	7	250
Cables de aluminio hasta 15 KV	12	200

por medio de la fórmula siguiente o por medio de curvas.

$$S_{cort-cir} = \alpha I_{per} \sqrt{t_p}, \text{ mm}^2 \quad (V.2)$$

Donde:

α : coeficiente determinado por la limitación de la temperatura permitida del cable (cuadro V.5).

I_{per} : corriente permanente de corto circuito, KA.

t_p : tiempo de duración de la falla, s.

El cuadro V.5 se realizó con la condición de que el cable antes del corto circuito no tenía en ningún caso una temperatura mayor que la nominal. Considerando que los cables normalmente operan con cargas inferiores a la nominal, se puede seleccionar el calibre próximo inferior. Para mayor precisión en la selección de cables aislados con diversos materiales como EP, XLP, etc., es recomendable recurrir a las curvas proporcionadas por los fabricantes para tener en cuenta dichos aislamientos.

Cuando se considera solamente el conductor, como en el caso de líneas aéreas, se puede usar la fórmula V.3, para determinar la sección mínima estable en corto circuito.

$$\left(\frac{I_{cc}}{s}\right)^2 \cdot t = K \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T} \quad (V.3)$$

Donde:

I_{cc} : corriente máxima de corto circuito, A.

s : área de la sección del conductor en CM (*circular mils*).

t : tiempo de duración del corto circuito, s.

K : constante que depende del material conductor (cuadro V.6).

T : temperatura bajo cero en la cual el material tiene resistencia eléctrica teóricamente nula (cuadro V.6), °C.

T_1 : temperatura de prefalla del conductor, °C.

T_2 : temperatura final del conductor, °C.

La ecuación anterior está basada en que a causa de la corta duración de la falla y la gran cantidad de calor generado, no existe disipación de calor, es decir, se considera como proceso adiabático.

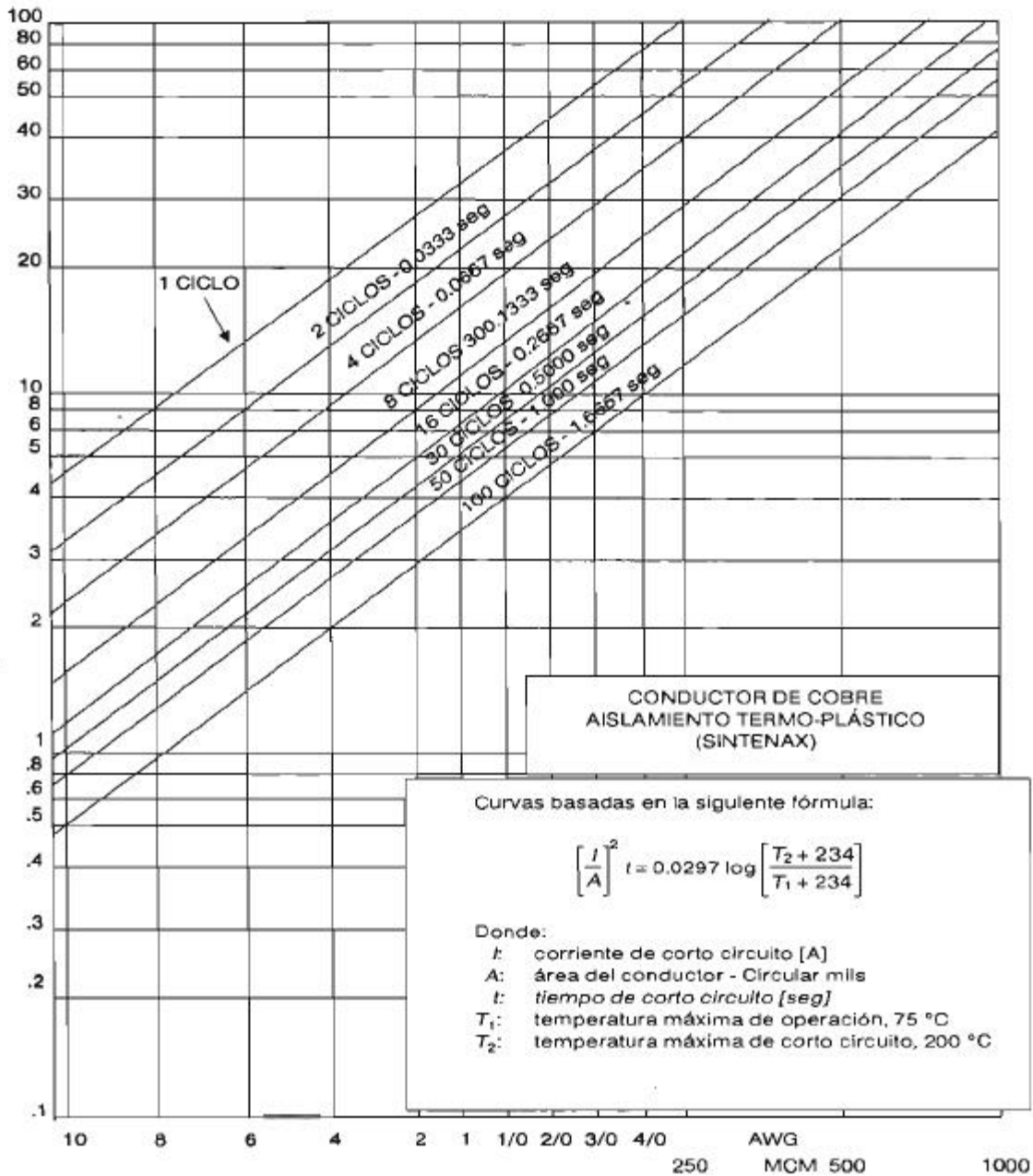
Los cables protegidos con fusibles limitadores de corriente no se comprueban en estabilidad térmica bajo corto circuito, ya que estos fusibles operan con tal rapidez que el cable no se alcanza a calentar al grado de tener la posibilidad de sufrir daños. Los fusibles limitadores de corriente operan dentro del primer cuarto de ciclo.

Cuando se realiza la coordinación de protecciones, los cables y conductores se comprueban por medio de las curvas de daño, que en escala logarítmica son líneas rectas de pendiente negativa. La curva del dispositivo de protección debe estar por debajo de la curva de daño de los conductores o cables. En el caso de conductores

CUADRO V.6. Valores de K y T para la fórmula V.3

Material	T	K
Cobre	234.5	0.02997
Aluminio	228	0.01286
Plomo	236	0.00108
Acero	180	0.00355

Selección de conductores y cables



Gráfica V.2. Corrientes de corto circuito permisibles para cables aislados y conductor de cobre.

de secciones reducidas y corrientes de corto circuito elevadas con frecuencia no se pueden proteger, por lo que la falla se autoextingue, como en las redes automáticas.

La gráfica V.2 muestra la forma típica en que los fabricantes dan las corrientes de corto circuito que pueden soportar los conductores en función del tiempo de duración de la falla.

Selección de conductores por caída de tensión

Como se sabe, el voltaje es uno de los índices principales de la calidad de la energía eléctrica, por lo cual la caída de tensión que se permite en los alimentadores normalmente es de 5%. El otro 5% se reserva para las caídas de tensión que se tienen hasta el usuario. La tensión en el extremo receptor de una línea o cable no se mantiene

constante, ya que depende de la carga y, en particular, del factor de potencia.

El concepto de *regulación* expresa la dependencia de la caída de tensión respecto a la carga y su factor de potencia. Se puede definir como la diferencia de voltajes entre el extremo receptor y el de envío cuando por la línea circula la corriente de plena carga. Es frecuente que se exprese en porcentaje:

$$R_{\text{reg.}\%} = \frac{V_e - V_r}{V_r} \cdot 100 \quad (\text{V.4})$$

Donde:

V_e : voltaje de envío, en vacío es igual al voltaje de recepción.

V_r : voltaje de recepción con la corriente de plena carga en la línea.

Mantener el voltaje dentro de los rangos nor-

malizados de $\pm 10\%$ es un problema complejo que se abordará posteriormente.

Uno de los medios que ayudan a mantener el voltaje dentro del rango normal en los receptores de energía eléctrica es la selección del calibre de conductores y cables por caída de tensión.

Véase la línea con carga concentrada en el extremo receptor de la figura V.1 con su correspondiente diagrama vectorial. El valor de la caída de tensión en una línea trifásica de corriente alterna se puede determinar en forma aproximada por la fórmula siguiente:

$$\Delta V = \sqrt{3} I_{\text{cál.}} (r \cos \phi + x \text{sen } \phi) \quad (\text{V.5})$$

Donde:

ΔV : caída de tensión en la línea, V.

$I_{\text{cál.}}$: corriente de cálculo, A.

r : resistencia de la línea, ohm.

x : reactancia de la línea, ohm.

$\cos \phi$: factor de potencia al final de la línea.

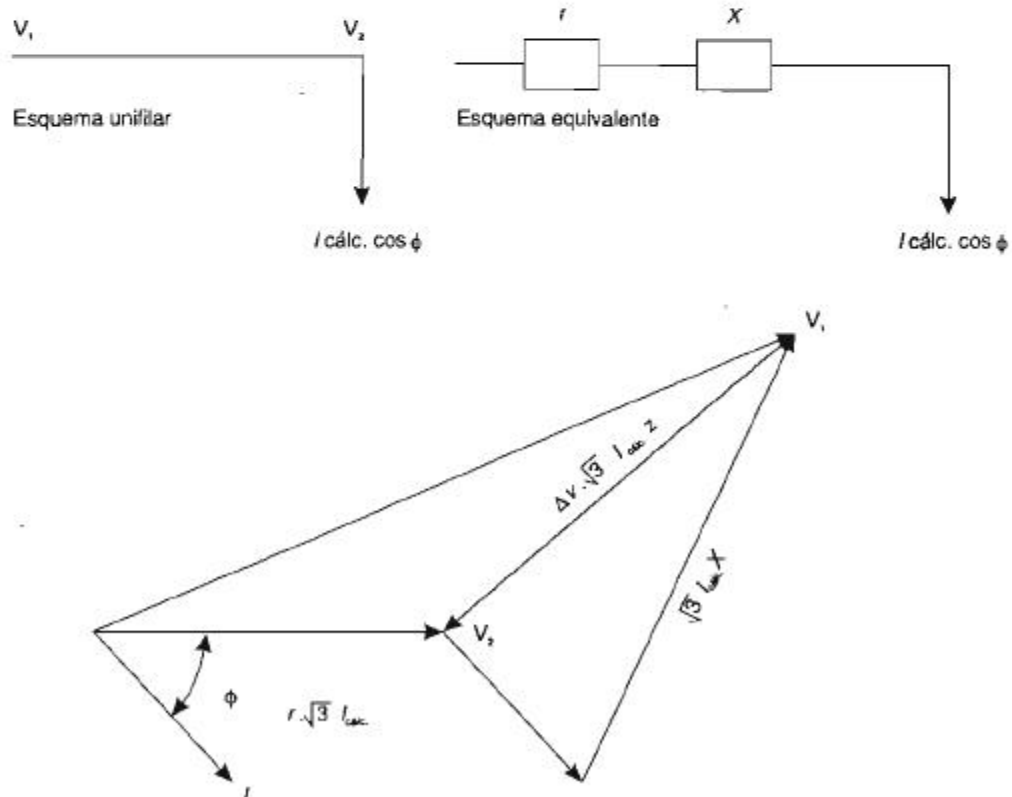


Figura V.1. Esquema para el cálculo de caída de tensión en la línea con carga concentrada al final.

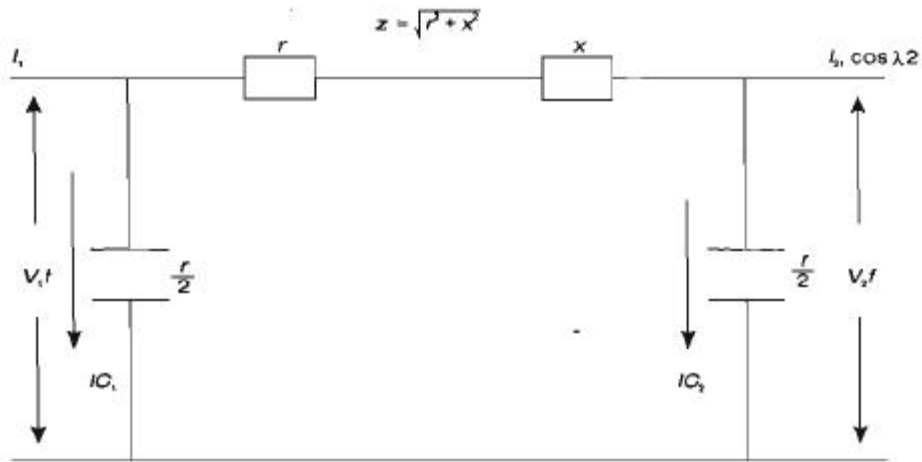


Figura V.2. Diagrama equivalente para el cálculo de líneas por el esquema Π.

En los casos en que $x < r/3$ se puede despreciar la reactancia, en cuyo caso la caída de tensión se determina como sigue:

$$\Delta V = \sqrt{3} I_{\text{cál.}} r \cos \varphi \quad (\text{V.6})$$

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} I_{\text{cál.}} l \cos \varphi}{\gamma s}, \text{ y de aquí}$$

$$s = \frac{\sqrt{3} I_{\text{cál.}} l \cos \varphi}{\gamma \Delta V} \quad (\text{V.7})$$

Donde: $r = \frac{l}{\gamma s} = \frac{\rho l}{s}, \Omega$

Por lo tanto:

Como el valor de la caída de tensión es conocido, el calibre del conductor se determina fácilmente por la fórmula (V.7). Es necesario estable-

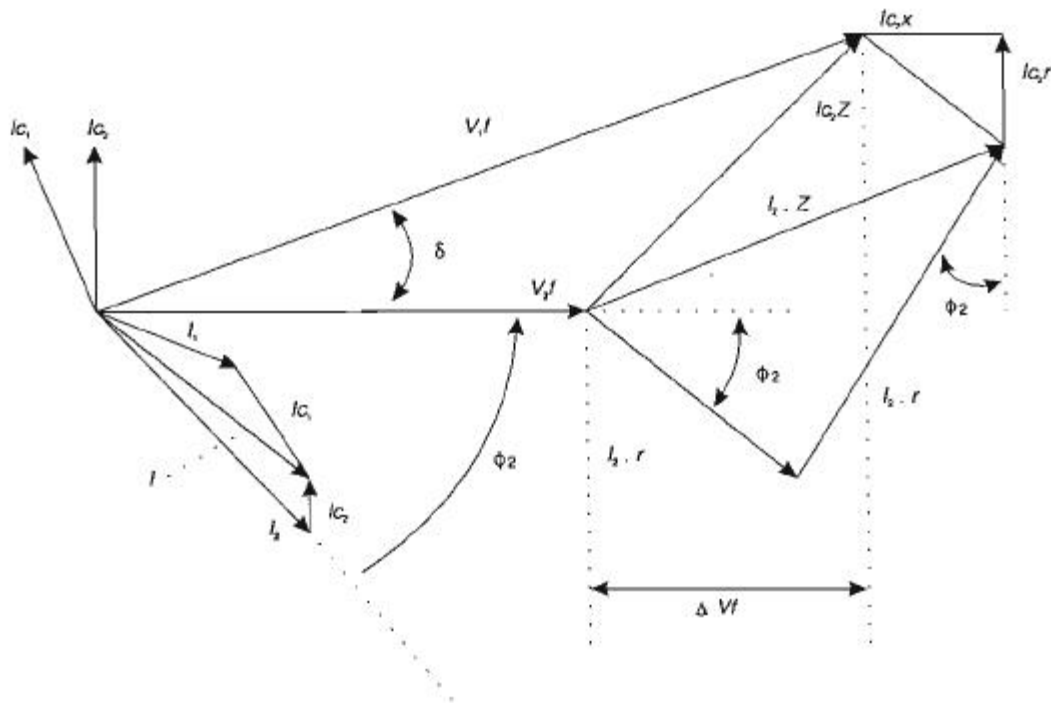


Figura V.3. Diagrama fasorial para el cálculo de la línea por el esquema Π.

cer que, en casos extremos, este método puede dar error de hasta 20%, por lo que se recomienda usarlo sólo en cálculos de anteproyecto.

Para líneas de alta tensión, cuando se requiere considerar tanto la resistencia como la reactancia de la línea, se emplea el diagrama Π (líneas de 35 a 230 KV) que se muestra en la figura V.2.

En el esquema Π se considera que toda la capacitancia se concentra en los extremos de la línea y la admitancia Y se determina por la fórmula:

$$\frac{Y}{2} = \frac{b_0 \cdot l}{2}$$

Donde:

l : longitud de la línea en km.

b_0 : susceptancia específica de la línea, $1/\Omega \cdot \text{km}$.

El valor de Y se puede determinar por tablas.

El valor de la corriente capacitiva al final de la línea es:

$$I_{c2} = \frac{I_c}{2} = V_{2f} \frac{b_0 \cdot l}{2} \quad (\text{V.8})$$

La figura V.3 es el diagrama fasorial de corrientes y voltajes para el esquema Π .

El valor de la caída de tensión para el esquema Π es:

$$\Delta V = V_{1f} - V_{2f} = I_2 \cdot r \cos \varphi_2 + I_2 \cdot x \sin \varphi_2 - I_{c2} \cdot x \quad (\text{V.9})$$

En distribución normalmente no es necesario usar el esquema Π puesto que las líneas son cortas y la capacitancia se desprecia. Utilizando el modelo anterior el error no supera 1.5% de acuerdo con la práctica de ingeniería.

Selección de conductores por criterio económico

Uno de los métodos para escoger el calibre de conductores y cables es aplicar la densidad eco-

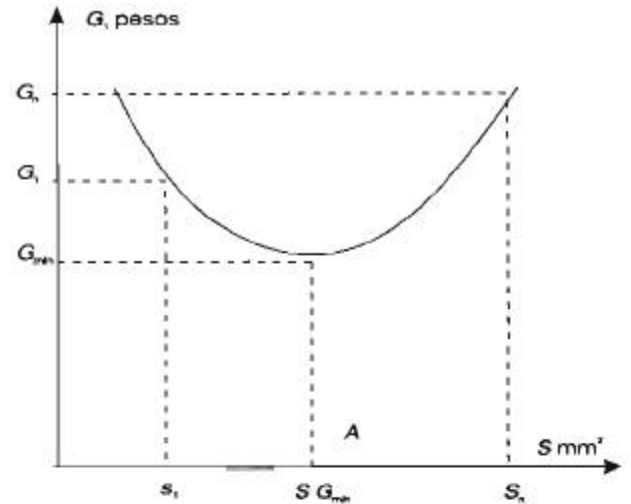


Figura V.4. Gastos totales en función de la sección del conductor.

nómica de corriente. Este procedimiento no es muy confiable, ya que desprecia muchos factores importantes.

Cuando se transmite una potencia S a una distancia l con un costo del KWh β y un voltaje determinado V_e , tanto el capital invertido C_{inv} , como los gastos de operación G_{op} , serán diferentes para las diversas secciones de cable s utilizado para la transmisión de la energía. Modificando en las condiciones mencionadas la sección de cables y conductores se obtienen sus gastos correspondientes:

$$G = G_{op} + 0.15 C_{inv} \quad (\text{V.10})$$

La función tiene la forma mostrada en la figura V.4, en la que se observa que los gastos mínimos corresponden a la sección del punto A y dicho calibre será el económicamente ventajoso $s_{e.v.}$.

La sección económicamente ventajosa normalmente resulta no estándar, pero a partir de ella se selecciona el calibre normalizado próximo superior.

Preguntas y ejemplos

1. ¿Cuáles son los factores técnicos que se consideran para la selección de conductores?
2. ¿Cómo se considera la resistencia mecánica en los cables?
3. ¿Cómo se resuelve el problema del efecto corona en los cables?
4. ¿De qué factores depende el efecto corona?
5. ¿En qué casos se puede seleccionar el calibre próximo inferior del calibre del conductor?
6. Después de considerar todos los factores técnicos, ¿cuál es la sección definitiva del conductor?
7. ¿En qué forma puede determinarse la sección económica del conductor?
8. ¿Cuál es la dependencia de la densidad económica de corriente respecto a la gráfica de carga?
9. ¿En qué casos se aplican factores de corrección para determinar la sección del conductor?
10. ¿Cómo se establece si un cable soporta una determinada corriente de corto circuito?
11. ¿En qué condiciones se puede encontrar la sección del cable conociendo la caída de tensión?
12. ¿En qué consiste el esquema II y cuál es su aplicación?
13. ¿Qué tan importante es aplicar criterios económicos en la selección de conductores y cables?
14. ¿Será considerable la cantidad de energía que se pierde en alimentadores de distribución?

Ejemplo 15

15. Se tiene un alimentador aéreo trifásico de 8 km de longitud que abastece una carga máxima de 5 MW que se prolonga dos horas diarias. El resto del día la carga es en promedio de 3 MW. El factor de potencia es $\cos \varphi = 0.85$. El voltaje nominal es 13.8 KV, la corriente de corto circuito es de 24.5 KA y el tiempo total de duración de la falla es de 3 segundos. La caída de tensión no debe ser mayor a 5 por ciento.

Seleccione la sección del conductor de cobre.

Solución

1. Por corriente de carga.

Para la selección del calibre por corrientes de carga se requiere calcular la corriente de carga máxima para 5 MW:

$$I_{\text{cál.}} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos \varphi} = \frac{5\,000}{\sqrt{3} \cdot 13.8 \cdot 0.85} = 246 \text{ A}$$

Con la corriente de cálculo de 246 A se busca en el cuadro V.2 y se encuentra el conductor de calibre 3/0 que conduce 310 A en aire a temperatura de 75°C. La sección de este conductor es de 85 mm², su resistencia específica $r = 0.215$ ohm/km, según se ve en el cuadro A.1 del anexo 1 y su reactancia $x = 0.317$ ohm/km.

2. Por caída de tensión.

Aplicando la fórmula V.3 se calcula la caída de tensión a plena carga utilizando el conductor seleccionado en el punto anterior.

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_{\text{cál.}} (r \cos \varphi + x \sin \varphi) = \sqrt{3} \cdot 246 \cdot (0.215 \cdot 8 \cdot 0.85 + 0.317 \cdot 8 \cdot 0.527) = 1192 \text{ V}$$

$$\text{En porcentaje: } \Delta V = \frac{1\,192}{13\,800} = 8.6\%$$

Como la caída de tensión es excesiva, se debe seleccionar un calibre mayor. Se podría ir aumentando el calibre hasta encontrar el adecuado, pero es mejor determinar la caída de tensión máxima que debe haber en la resistencia y luego encontrar el calibre a partir de ésta.

La caída de tensión en la reactancia es:

Sistemas de distribución de energía eléctrica

$$\Delta V (x) = \sqrt{3} \cdot 246(0.317 \cdot 8 \cdot 0.527) = 569.45 \text{ V}$$

El 5% de caída que se pretende es $\Delta V (5\%) = 0.05 \cdot 13\,800 = 690 \text{ V}$.

La caída de tensión en la resistencia del conductor buscado no debe ser mayor de:

$$\Delta V_{(R)} = 690 - 569 = 121 \text{ V.}$$

Se busca la resistencia que debe tener el cable:

$$121 = \sqrt{3} \cdot 246 (R \cdot 0.85) \therefore R = \frac{121}{\sqrt{3} \cdot 246 \cdot 0.85} = 0.334 \Omega$$

La resistencia específica $R_{\text{esp.}} = R/l = 0.334/8 = 0.04176 \Omega/\text{km}$.

El conductor que cumple con esta condición es de 1 000 MCM con $R_{\text{esp.}} = 0.0347 \Omega/\text{km}$.

La caída de tensión queda finalmente:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot 246 (0.0347 \cdot 8 \cdot 0.85 + 0.317 \cdot 8 \cdot 0.527) = 670 \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{670}{13\,800} = 4.85\%$$

Como puede verse, cumplir con una caída de tensión de 5% implica incrementar la sección del conductor en forma exagerada. Tal vez se obtendrían mejores resultados económicos utilizando reguladores de tensión o compensando el factor de potencia por medio de capacitores, como se verá posteriormente.

3. Por corto circuito.

Se pueden utilizar las fórmulas V.2 y V.3 para comparar los resultados. La fórmula V.3 dará resultados más precisos, puesto que está hecha para conductores desnudos, sin considerar aislamientos o pantallas.

$$s_{\text{cort. cal.}} = \alpha I_{\text{por.}} \sqrt{t_p} = 7 \cdot 24.5 \sqrt{3} = 297 \text{ mm}^2$$

Esta sección corresponde al calibre de 600 MCM, con 304.2 mm^2 .

Aplicando la fórmula V.3 se puede encontrar la sección del conductor:

$$\left(\frac{l}{s}\right)^2 \cdot t = K \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T}$$
$$s^2 = \frac{l^2 \cdot t}{K \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T}} = \frac{24\,500^2 \cdot 3}{0.02997 \log \frac{300 + 234.5}{70 + 234.5}} = 2.4588653 \cdot 10^{11}$$
$$s = \sqrt{2.4588653 \cdot 10^{11}} = 495\,869 \text{ CM o } 500 \text{ MCM.}$$

Los conductores de cobre desnudos soportan una temperatura máxima de 300°C , por lo que se consideró este valor. La temperatura de prefalla se tomó de 70°C .

4. Por criterio económico.

Para aplicar el criterio de la densidad económica de corriente se procede a determinar el tiempo de empleo de la potencia máxima ($t_{\text{máx}}$), calculando antes la energía anual:

$$E_{\text{anual}} = P_{\text{máx}} \cdot t_{\text{máx}} + P_{\text{med.}} \cdot t_{\text{med.}} = 5 \cdot 2 \cdot 365 + 3 \cdot 22 \cdot 365 = 27\,740 \text{ MWh}$$

En el planteamiento del problema se dijo que el pico de 5 MW se prolonga 2 horas y esto se repite durante los 365 días del año. En la misma forma se obtiene el tiempo para la carga media: $22 \cdot 365$ días del año.

Selección de conductores y cables

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{E}{P_{m\acute{a}x}} = \frac{27\,740 \text{ MWh}}{5 \text{ MW}} = 5\,548, \text{ h}$$

Se busca la densidad económica de corriente en el cuadro V.1 y se encuentra que corresponde a $j_e = 1.8 \text{ A/mm}^2$.

La sección de conductor deberá ser $s = \frac{246 \text{ A}}{1.8 \text{ A}} \text{ mm}^2 = 136 \text{ mm}^2$.

Buscando en el cuadro A.1 del apéndice se encuentra que el calibre próximo superior es el de 300 MCM con 152 mm^2 de sección.

Conclusión

El calibre definitivo para cumplir las condiciones del problema sería el de 1 000 MCM, necesario para mantener la caída de tensión dentro de los límites establecidos; sin embargo, la solución racional sería el conductor de 500 MCM que cumple con el corto circuito, la corriente de carga y el criterio económico. La caída de tensión tendría que resolverse de otra manera, como ya se indicó.

PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA y de distribución, las pérdidas de potencia y energía resultan inevitables; no obstante, debe hacerse todo lo posible por reducir las a su mínima expresión y además cuantificarlas, con el propósito de hacer el diseño de las redes e instalar la capacidad adicional que sea necesaria.

Aunque en todos los elementos de la red se tienen pérdidas, el lugar sobresaliente lo ocupan, sin lugar a dudas, los transformadores y las líneas. Aun cuando los transformadores son muy eficientes, en ellos se registran más pérdidas que en los generadores, puesto que tienen en conjunto cuatro o más veces la potencia instalada de los generadores. Esto se debe a que se requieren varias etapas de transformación entre la generación y el consumo, además de que las cargas se encuentran dispersas en territorios muy extensos.

Las líneas se caracterizan por funcionar en condiciones buenas o malas, por lo que, cuando la línea ha sido mal diseñada, se tienen grandes pérdidas de potencia y de energía. Las máquinas rotatorias, en cambio, si están mal diseñadas no funcionan o no cumplen con las normas de acuerdo con las cuales se fabrican.

También los reactores causan importantes pérdidas de potencia y energía ya que son reactivas de valores más o menos considerables. Los reactores se usan para limitar las corrientes de corto circuito en centrales generadoras y subestaciones de distribución de gran potencia. El valor de la reactancia de los reactores es del

orden de 1% cuando se instalan en líneas y de 10% cuando son de sección.

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE POTENCIA EN TRANSFORMADORES

Como se sabe, las pérdidas de potencia activa en el transformador se componen de las pérdidas en acero, que no dependen de la carga, y de las pérdidas en los devanados, que están en función de la carga del transformador. Por lo tanto, las pérdidas totales de potencia activa en el transformador se determinan por la siguiente expresión.

$$\Delta P_T = \Delta P_{inc.} + \Delta P_{c.c.} \cdot \beta^2, \text{KW} \quad (\text{VI.1})$$

Donde:

$\Delta P_{inc.}$: pérdidas en acero del transformador sometido al voltaje nominal.

$\Delta P_{c.c.}$: pérdidas en los devanados del transformador con carga nominal.

$\beta = \frac{S}{S_n}$: relación entre la carga que está alimentando el transformador y su potencia nominal.

Las pérdidas de potencia reactiva en el transformador incluyen las pérdidas en la magnetización o excitación, que prácticamente no dependen de la carga y las pérdidas causadas por el flujo de dispersión que está en función de la carga del transformador. Estas pérdidas se determinan por la expresión:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{inc.} + \Delta Q_{c.c.} \cdot \beta^2 \quad (\text{VI.2})$$

Los valores de pérdidas en acero ($\Delta P_{vac.}$) y en cobre ($\Delta P_{c.c.}$) se dan en los catálogos de transformadores y las pérdidas de potencia reactiva ($\Delta Q_{vac.}$ y $\Delta Q_{c.c.}$) se calculan a partir de los datos de catálogo por la expresión:

$$\Delta Q_{vac.} = \sqrt{\left(\frac{I_{vac.} \% S_{n.T}}{100}\right)^2} \Delta P_{vac.} \cong \frac{I_{vac.} \% S_{n.T}}{100}, \text{ KVAR} \quad (VI.3)$$

$$\Delta Q_{c.c.} = 3 I_{n.T}^2 \cdot X_T \cdot 10^3 \cong \frac{V_{c.c.} \% S_{n.T}}{100}, \text{ KVAR} \quad (VI.4)$$

Donde:

$I_{vac.}$: corriente de vacío del transformador en %.

$V_{c.c.}$: voltaje de corto circuito en %.

$I_{n.T}$: corriente nominal del transformador en A.

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LÍNEAS

Las pérdidas de potencia activa en líneas de redes trifásicas se calculan por la fórmula VI.5:

$$\Delta P_L = 3 I_{cál.}^2 \cdot R_L \cdot 10^{-3}, \text{ KW} \quad (VI.5)$$

Para la potencia reactiva las pérdidas se determinan por la fórmula siguiente.

$$\Delta Q_L = 3 \cdot I_{cál.}^2 \cdot X_L \cdot 10^{-3}, \text{ KVAR} \quad (VI.6)$$

Donde:

$I_{cál.}$: corriente de cálculo para el tramo de la línea dada, A.

En ocasiones las pérdidas de potencia de la línea se expresan en porcentaje de la potencia de cálculo.

$$\Delta P_L \% = \frac{\Delta P_L}{P_{cál.}} 100 \quad (VI.7)$$

Si en la línea de corriente alterna la componente reactiva de caída de tensión es pequeña y se puede despreciar, entonces se puede establecer la unión entre las caídas de tensión y las

pérdidas de potencia en porcentaje. En el caso dado para la red trifásica se tiene:

$$\Delta V \% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_n \cdot R_L \cdot \cos \varphi}{V_n} 100 \quad (VI.8)$$

$$\Delta P \% = \frac{3 \cdot I_n^2 \cdot R_L}{P_{cál.}} 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_n \cdot R_L}{V_n \cdot \cos \varphi} 100$$

Y de aquí:

$$\Delta P \% = \frac{\Delta V \%}{\cos^2 \varphi} \quad (VI.9)$$

Las pérdidas de potencia en este caso se determinan a partir de las caídas de tensión.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES Y LÍNEAS

Para calcular las pérdidas de energía es necesario establecer el concepto de *tiempo de pérdidas máximas*. Éste es un tiempo convencional, en el transcurso del cual, bajo la transmisión de energía eléctrica con la máxima carga $I_{máx.}$ las pérdidas de energía serían iguales a las que tendrían lugar en la operación de acuerdo con la gráfica de carga real.

En la práctica el valor del tiempo de pérdidas máximas (τ) lo determinan con base en las curvas de dependencia de este tiempo, respecto a la duración de utilización de la carga máxima ($T_{máx.}$) y factor de potencia, obtenidos a partir de diferentes gráficas anuales de carga (figura VI.1).

La pérdida de energía en los transformadores se determina como la suma de productos de las pérdidas de potencia no dependientes de la carga por el tiempo de operación del transformador en horas (t) y las pérdidas dependientes de la carga por el tiempo de pérdidas máximas. En esta forma las pérdidas de energía activa en el transformador serán:

$$\Delta W_{a.T} = \Delta P_{vac.} \cdot t + \Delta P_{c.c.} \cdot \beta^2 \cdot \tau, \text{ KWh} \quad (VI.10)$$

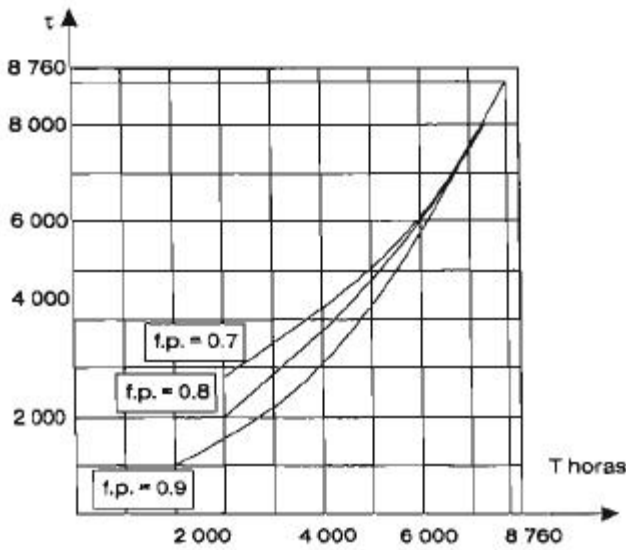


Figura VI.1. Tiempo de pérdidas máximas en función de la duración de la utilización de la carga máxima.

Las pérdidas de energía reactiva en el transformador son aproximadamente:

$$\Delta W_{r, T} \cong \frac{I_{vac. \%} \cdot S_{tr} \cdot T \cdot t}{100} + \frac{V_{c.c. \%} \cdot S_{tr} \cdot \beta^2 \cdot \tau}{100}, \text{ KVAR} \quad (\text{VI.11})$$

En forma análoga, en las líneas:

$$\Delta W_{s, L} = 3I^2 m \cdot R_L \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ KWh} \quad (\text{VI.12})$$

$$\Delta W_{r, L} = 3I^2 m \cdot X_L \cdot \tau \cdot 10^{-3}, \text{ KVARh} \quad (\text{VI.13})$$

La determinación de τ por medio de las curvas de la figura VI.1 no considera la variación del factor de potencia en el transcurso del año, ni la forma de la gráfica de carga, lo cual acarrea cierto error en el cálculo de las pérdidas de energía.

Para un cálculo más preciso se puede determinar τ mediante los siguientes pasos:

1. Se calcula el número de horas de utilización de la carga activa máxima ($T_{M,a}$):

$$T_{M,a} = \frac{W_a}{P_{máx}}$$

W_a : energía activa.

$P_{máx}$: potencia activa máxima.

2. Se determina el número de horas de utilización de la carga reactiva máxima ($T_{M,r}$).

$$T_{M,r} = \frac{W_r}{Q_{máx}}$$

W_r : energía reactiva.

$Q_{máx}$: potencia reactiva máxima.

3. El número total de horas de utilización de las máximas cargas activas y reactivas.

$$T_M = \sqrt{T_{M,a}^2 \cdot \cos^2 \phi_M + T_{M,r}^2 \cdot \sin^2 \phi_M}$$

El coseno y el seno se calculan a partir de las potencias activas y reactivas máximas:

$$\cos \phi_M = \frac{P_{máx}}{\sqrt{P_{máx}^2 + Q_{máx}^2}} \quad \text{y} \quad \sin \phi_M = \frac{Q_{máx}}{\sqrt{P_{máx}^2 + Q_{máx}^2}}$$

4. El tiempo de pérdidas τ se calcula finalmente por medio de la siguiente fórmula empírica:

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_M}{10\,000} \right)^2 \cdot 8\,760, \text{ horas} \quad (\text{VI.14})$$

PÉRDIDAS EN CABLES DE ENERGÍA

La determinación de las pérdidas de energía en los cables de potencia es un poco más compleja que en las líneas aéreas, debido a que se tienen pérdidas en tres elementos: a) conductor, b) aislamiento y c) pantallas o cubiertas metálicas.

Pérdidas en el conductor del cable

Las pérdidas de potencia específica en el conductor del cable se calculan:

$$\Delta P_c = I_{csc}^2 \cdot R_{ca} \cdot 10^{-3}, \text{ KW/km} \quad (\text{VI.15})$$

La corriente se da en amperes y la resistencia en Ω/km .

A partir de las pérdidas de potencia se establecen las pérdidas de energía para un periodo

CUADRO VI.1 Tiempo efectivo de pérdidas en función de la operación

Tipo de operación	Tiempo efectivo, horas
a) Equipo de trabajo ocasional	0 a 500
b) Carga irregular en un turno	500 a 1 500
c) Carga irregular en varios turnos	1 500 a 3 500
d) Carga uniforme en varios turnos	3 500 a 7 000
e) Carga plena con desconexión ocasional	7 000 a 8 000
f) Carga plena siempre conectada	8 760

determinado, por ejemplo, para todo un año (fórmula VI.16).

$$\Delta W_{s,c} = \Delta P_c \cdot l \cdot N \cdot t \cdot F_p = I_{calc}^2 \cdot R_{ca} \cdot l \cdot N \cdot t \cdot F_p \cdot 10^{-3}, \text{ KWh/año} \quad (\text{VI.16})$$

Donde:

- ΔP_c : pérdidas de potencia activa en el cable (VI.15).
- l : longitud del circuito, km.
- N : número de cables en paralelo.
- t : tiempo efectivo de operación de los cables, descontando mantenimientos y paros programados, según el cuadro VI.1.
- F_p : factor de pérdidas.

Pérdidas en el dieléctrico

Como a través del dieléctrico pasan pequeñas corrientes, entonces también se producirá calor. Las pérdidas en el aislamiento de los cables de energía dependen fundamentalmente de las características del material, como la permitividad del dieléctrico y el factor de potencia, que relacionados matemáticamente permiten calcular las pérdidas.

Las pérdidas en el dieléctrico de un cable de energía se calculan mediante la fórmula siguiente:

$$\Delta P_d = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot V_o^2 \cdot \text{tg} \delta \cdot 10^{-3} \text{ KW/km} \quad (\text{VI.17})$$

- ΔP_d : pérdidas específicas de potencia en el dieléctrico, KW/km.

f : frecuencia. Hertz.

V_o : tensión al neutro, V.

$\text{tg} \delta$: factor de pérdidas del aislamiento a la frecuencia y temperatura de operación (cuadro VI.2), en p.u.

C : capacitancia: $C = \frac{0.0241 \cdot \text{CIE} \cdot 10^{-6}}{\log \frac{d_o}{d_i}}$, F/km

CIE: constante inductiva específica para el aislamiento (cuadro VI.2).

d_o : diámetro exterior del aislamiento.

d_i : diámetro interior del aislamiento.

Las pérdidas de energía se calculan así:

$$\Delta W_d = \Delta P_d \cdot l \cdot N \cdot t, \text{ KWh/año} \quad (\text{VI.18})$$

Donde l , N y t son la longitud en km, el número de cables y el tiempo efectivo de operación en horas.

Es importante resaltar que las pérdidas en el dieléctrico son constantes, ya que basta con que el cable esté energizado, aunque esté en vacío, para que se presenten en su máximo valor.

Pérdidas en cubiertas o pantallas metálicas

Los extremos de las cubiertas metálicas de los cables de potencia se conectan normalmente a tierra por los extremos, por lo que la corriente que circula por el conductor induce corrientes en las pantallas.

Las pérdidas de potencia específicas en la pantalla se calculan igual que para el conductor.

CUADRO VI.2. Valores de la CIE y de t_{gs} para aislamientos típicos

Aislamiento	CIE	t_{gs}
Papel impregnado	1.1	3.9
Sintenax	9.0	7.0
Vulcanel XLP	0.1	2.1
Vulcanel EF	1.5	2.6

$$\Delta P_p = I_p^2 \cdot R_p \cdot 10^{-3}, \text{ KW/km} \quad (\text{VI.19})$$

ΔP_p : pérdidas de potencia específicas para un cable, KW/km.

I_p : corriente que circula por la pantalla, A.

R_p : resistencia de la pantalla, Ω/km . Para el cálculo de la resistencia de las pantallas se pueden utilizar las siguientes fórmulas:

Para pantalla de alambres:

$$R_p = \rho \frac{1.02}{0.7854 \cdot n \cdot d^2}, \quad \Omega/\text{km} \quad (\text{VI.20})$$

Para las pantallas tubulares de plomo:

$$R_p = \frac{\rho}{\pi \cdot d_w \cdot \gamma}, \quad \Omega/\text{km} \quad (\text{VI.21})$$

Para pantallas de cintas de cobre traslapadas:

$$R_p = \rho \frac{1.02 \cdot K}{\pi \cdot d_w \cdot \gamma}, \quad \Omega/\text{km} \quad (\text{VI.22})$$

Donde:

ρ : resistividad eléctrica del material del conductor, $\Omega^2 \cdot \text{mm}/\text{km}$.

d_w : diámetro medio de la pantalla, mm.

d : diámetro de los alambres de la pantalla, mm.

γ : espesor de la pantalla o forro metálico, mm.

Las cintas de cobre son de 0.12 mm aproximadamente.

n : número de alambres.

K : factor de incremento de resistencia por traslape. $K = 1$ para cables nuevos y $K = 2$ para cables que fueron usados

El cuadro VI.3 da los valores de resistividad para tres materiales usados en las pantallas.

La resistencia de las pantallas es constante y sólo debe corregirse a 10°C abajo de la temperatura del conductor. La corriente en la pantalla I_p , en cambio, depende de la corriente en el conductor, de la construcción del cable, de la disposición y del espaciado entre cables.

La corriente que circula por las pantallas I_p , para cables monopolares en sistema monofásico o trifásico en configuración equilátera, se calcula en función de la corriente en el conductor por la expresión siguiente.

$$I_p^2 = \frac{I_2 \cdot X_m^2}{X_m^2 + R_p^2}, \quad \text{A}^2, \quad (\text{VI.23})$$

I : corriente del conductor, A.

R_p : resistencia eléctrica de la pantalla a la temperatura de operación.

X_m : reactancia mutua entre el conductor y la pantalla. Se calcula por la fórmula siguiente:

CUADRO VI.3. Tabla de resistividad eléctrica a 20°C

Material	$\rho, \text{ ohm} \cdot \text{mm}^2/\text{km}$
Aluminio	28.264
Cobre suave	17.241
Plomo	221.038

$$X_m = 2\pi f (2 \cdot 10^{-4} \ln \frac{s}{r_o}) = 0.0754 \ln \frac{s}{r_o}, \Omega/\text{km} \quad (\text{VI.24})$$

s : distancia entre centros de los cables, cm.
 r_o : radio medio de la pantalla, cm.
 f : frecuencia, Hz.

Para otras configuraciones la corriente I_p se calcula para cada cable del sistema y las pérdidas de potencia se obtienen sumando dichas corrientes, elevándolas al cuadrado y multiplicándolas por la resistencia de la pantalla (Bib. 4).

Las pérdidas de energía en las pantallas se expresan así:

$$\Delta W_p = \Delta P_p \cdot l \cdot t \cdot F_p, \text{KWh/año} \quad (\text{VI.25})$$

Donde l , t y F_p son la longitud del cable en km, el tiempo en horas y el factor de carga en por unidad.

De lo anterior queda claro que el problema se reduce a evaluar las corrientes en las pantallas, lo que se complica además por los efectos inductivos de los demás cables del sistema. Para simplificar esta situación se emplea el concepto de resistencia equivalente de la pantalla R_{ep} , que al ser multiplicada por el cuadrado de la corriente en el conductor, proporciona las pérdidas en la cubierta del cable. Esta resistencia sólo se usa para el cálculo de las pérdidas, no es la que determina la impedancia ni la que se usa en la caída de tensión.

Para el arreglo de tres cables monopolares en sistema trifásico en configuración equilátera o de dos en monofásico, separados por una distancia s , la resistencia equivalente de la pantalla es:

$$R_{ep} = \frac{X_m^2 \cdot R_p}{X_m^2 + R_p^2}, \Omega/\text{km} \quad (\text{VI.26})$$

X_m y R_p son la reactancia mutua y la resistencia de la pantalla ya definidas líneas arriba.

Para cables tripolares formados por conductores redondos la resistencia R_{ep} se calcula como sigue:

$$R_{ep} = \frac{4 \cdot 260 \cdot s^2 \cdot 10^{-6}}{R_p \cdot r_o^2}, \Omega/\text{km} \quad (\text{VI.27})$$

R_p : resistencia de la pantalla, Ω/km .
 r_o : radio medio de la pantalla o cubierta.
 s : distancia del centro de los conductores al centro geométrico del cable.

La distancia s se calcula así:

$$s = \frac{1}{\sqrt{3}} (d + 2 \gamma)$$

d : diámetro del conductor, cm.
 γ : espesor del aislamiento, cm.

El valor de s para conductores sectoriales se obtiene multiplicando el diámetro d del conductor redondo por 0.84.

En los casos de cables multiconductores con pantalla común las corrientes inducidas en las pantallas son muy pequeñas debido a que los efectos inductivos de los conductores casi se anulan mutuamente.

Las pérdidas en las pantallas y cubiertas dependen de la corriente en el conductor, por lo que las pérdidas de energía se ven afectadas por el factor de pérdidas

Pérdidas y gastos totales

Las pérdidas de energía anuales totales en los cables se calculan por la siguiente expresión:

$$\Delta W_T = [(\Delta P_c + \Delta P_p) \cdot F_p + \Delta P_d] \cdot l \cdot N \cdot t, \text{KWh/año} \quad (\text{VI.28})$$

Todas las cantidades de la fórmula anterior están definidas líneas arriba. Es obvio que las pérdidas totales se pueden obtener sumando las pérdidas correspondientes al conductor, a las pantallas y al dieléctrico:

$$\Delta W_T = \Delta W_c + \Delta W_p + \Delta W_d$$

Los gastos de pérdidas anuales se calculan multiplicando ΔW_T por el costo del KWh.

$$G_{\text{ptr.}} = \Delta W_T \cdot \beta, \text{ pesos/año} \quad (\text{VI.29})$$

β : costo del KWh, pesos.

Los gastos totales en muchos casos incluyen un factor de interés que considera los intereses que ganaría el capital en el banco; en otras palabras, es el valor presente de un pago o gasto futuro.

$$G_T = C_i + \epsilon (\Delta W_T \cdot \beta), \text{ pesos} \quad (\text{VI.30})$$

G_T : gastos totales, pesos.

C_i : capital invertido (costo inicial de los cables), pesos.

ΔW_T : pérdidas en el cable, KWh/año.

ϵ : factor de interés de la anualidad. Se puede calcular por la fórmula siguiente:

$$\epsilon = \frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \quad (\text{VI.31})$$

i : tasa de interés anual en por unidad.

n : número de años.

Al multiplicar el factor ϵ por una anualidad se obtiene el valor presente de ésta. Por ejemplo, si se tiene una anualidad de $G = 30\,000$ pesos con una tasa de interés anual de 16%, tendrá un valor presente de:

$$G_{(0,p)} = 30\,000 \frac{1 - (1 + 0.16)^{-1}}{0.16} = 30\,000 \cdot 0.862069 = \$25\,862.05$$

La inflación reduce la tasa de interés nominal a un interés real, de tal manera que debe procurarse hacer los cálculos descontando previamente la inflación. Por ejemplo, si el interés nominal es de 18% anual y la inflación de 8%, entonces el interés real es cercano a 10% anual.

Cálculo de la sección económica

En forma aproximada, la sección económica de los cables de potencia se puede realizar considerando sólo el capital invertido y las pérdidas en los conductores, ya que las pérdidas en el dieléctrico y en la pantalla sufren variaciones muy pequeñas al variar el calibre. Las variaciones de los precios de los cables para una sección determinada están ligadas a la sección del conductor y se pueden aproximar a la recta de pendiente m que cruza el eje de las ordenadas en un punto E que depende de los precios del mercado (figura VI.2). Como se sabe, la pendiente se determina por dos puntos:

trico y en la pantalla sufren variaciones muy pequeñas al variar el calibre. Las variaciones de los precios de los cables para una sección determinada están ligadas a la sección del conductor y se pueden aproximar a la recta de pendiente m que cruza el eje de las ordenadas en un punto E que depende de los precios del mercado (figura VI.2). Como se sabe, la pendiente se determina por dos puntos:

$$m = \frac{E_2 - E_1}{s_2 - s_1}$$

E_2 y E_1 son los precios de los calibres s_2 y s_1 respectivamente.

Basándose en estas consideraciones, la ecuación (VI.30) puede aproximarse en la forma siguiente:

$$G_T = (m \cdot l + m \cdot s \cdot l + \frac{(I^2 \cdot \rho \cdot N \cdot t \cdot \beta \cdot F_p \cdot \epsilon \cdot 10^{-3} \cdot l)}{s}) \quad (\text{VI.32})$$

Derivando (VI.32) respecto a la sección s , e igualando a cero, se obtiene el mínimo de la curva de costo total.

$$0 = m \cdot l - \frac{(I^2 \cdot \rho \cdot N \cdot t \cdot \beta \cdot F_p \cdot \epsilon \cdot l \cdot 10^{-3})}{s^2}$$

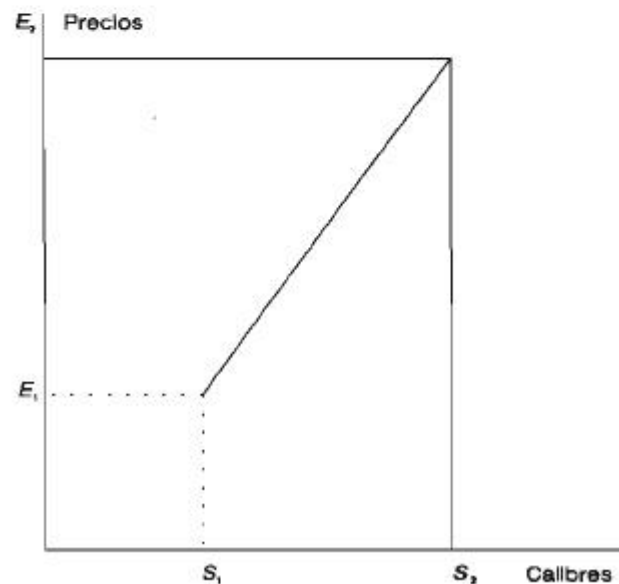


Figura VI.2. Aproximación del capital en función

De aquí se despeja la sección económica:

$$s_e = I \sqrt{\frac{\rho \cdot N \cdot t \cdot \beta \cdot F_p \cdot \epsilon \cdot 10^{-3}}{m}} \quad (\text{VI.33})$$

Donde:

- s_e : sección económica del conductor, mm^2 .
- I : corriente nominal, A.
- ρ : resistividad del material del conductor a la temperatura de operación, $\text{ohm} \cdot \text{mm}^2/\text{km}$.
Para cables Vulcanel es de 70°C , para papel impregnado es de 65°C y para SINTENAX 55°C .
- N : número de cables activos del sistema.

- t : número de horas en operación al año.
- β : precio de la energía, $\$/\text{KWh}$.
- F_p : factor de pérdidas.
- ϵ : factor de interés.
- m : pendiente de la recta precios contra sección.
- l : longitud de los cables.

Generalmente la sección económica resulta mayor que la requerida por la corriente nominal, pero a pesar del mayor costo inicial, este calibre garantizará los gastos totales anuales menores y las pérdidas de energía mínimas.

Preguntas y ejemplos

1. ¿Por qué los transformadores, siendo tan eficientes, causan pérdidas de energía considerables?
2. Las pérdidas en acero y en cobre se calculan por separado. ¿Por qué?
3. ¿Cómo influye la carga en las pérdidas de los transformadores?
4. ¿Cómo se determina el tiempo para calcular las pérdidas en cobre del transformador?
5. ¿Qué es la corriente de vacío del transformador y de qué depende?
6. ¿Qué relación tienen la tensión de vacío y las pérdidas de potencia del transformador?
7. Explique el concepto de tiempo de pérdidas máximas.
8. ¿Cuál es la aplicación del factor de pérdidas?
9. ¿En qué partes de los cables de potencia se tienen pérdidas de potencia y energía?
10. ¿Son variables las pérdidas en los cables?
11. Explique el concepto de resistencia equivalente de la pantalla.
12. ¿En qué consisten las pérdidas a valor presente?

Ejemplo 13

13. Calcule las pérdidas de energía de un transformador de 500 KVA. Los medidores de energía registraron en el año 2 365.2 MW y 1 145 MVAR, con factor de potencia medio flotante de 0.9. La demanda máxima es de 450 KW y 300 KVAR, presentándose una hora diaria durante todo el año. Las pérdidas de potencia en cobre a plena carga son $\Delta P_{cc} = 8 \text{ KW}$ y las de acero $\Delta P_{vac} = 2.4 \text{ KW}$. La tensión de corto circuito es $V_{cc} = 5.5\%$ y la corriente de vacío $I_{vac} = 1.4$ por ciento.

Solución

Para poder aplicar las fórmulas de pérdidas de energía es necesario calcular el tiempo $T_{m\acute{a}x}$ y posteriormente calcular τ .

Considerando que $T_{m\acute{a}x} \cdot E_{m\acute{a}x} = t \cdot E_{real}$, entonces se tiene:

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{\sqrt{2 \cdot 365.2^2 + 1 \cdot 145.5^2}}{0.5} = 5 \, 256 \text{ horas}$$