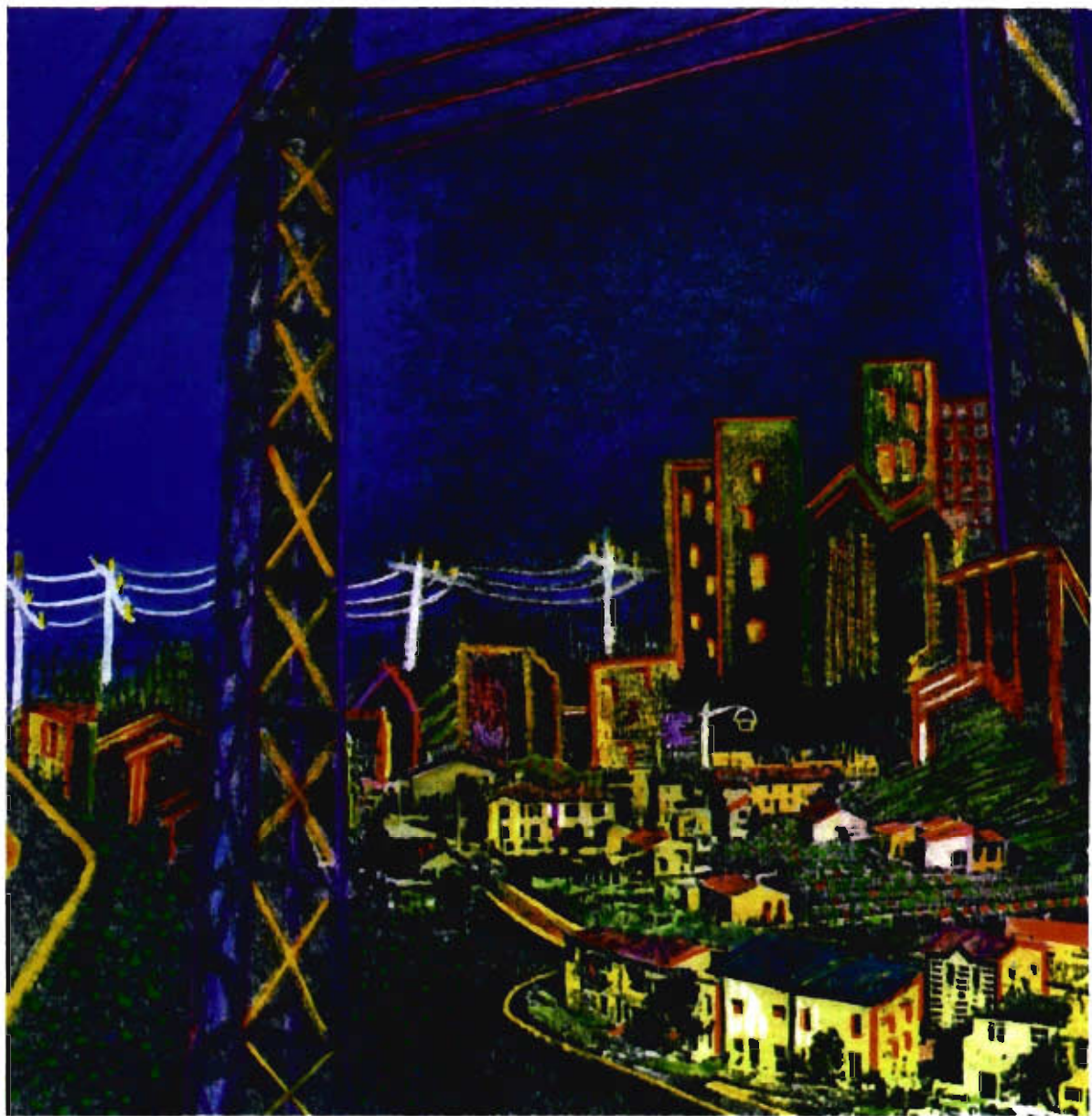


Sistemas de distribución de energía eléctrica

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

Lluárez 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*

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.

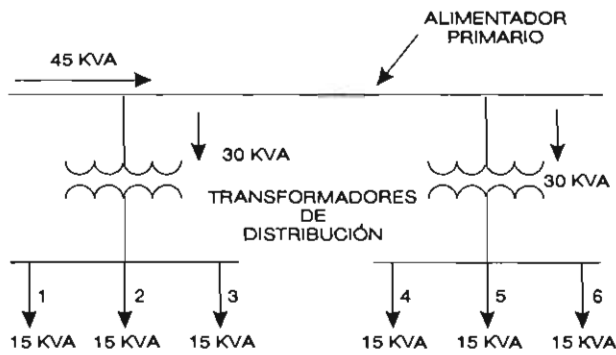


Figura I.2. Diagrama unifilar de alimentador primario para abastecer transformadores de distribución residenciales.

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

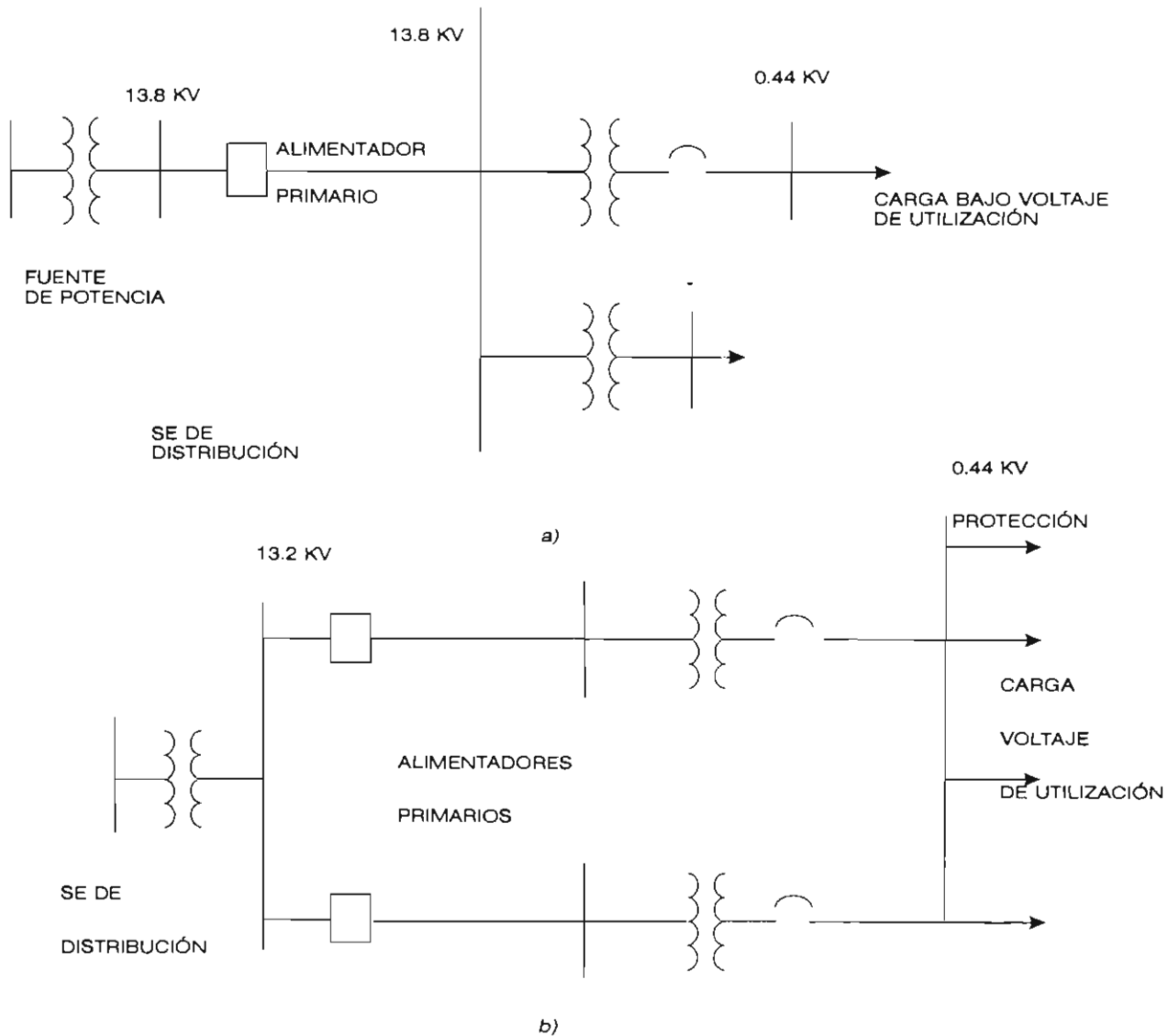


Figura I.3. Sistemas de distribución. a) Radial. b) Mallado.

- | | |
|----------------|--|
| Subtransmisión | <ul style="list-style-type: none"> a) Radial b) En anillo c) En malla d) En anillo con amarre |
| Red 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 |

- | | |
|----------------|--|
| Red secundaria | <ul style="list-style-type: none"> a) Secundario radial b) Secundario en hilera c) Secundario en malla d) Secundario selectivo |
|----------------|--|

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

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 I.4): *radial*, *en anillo*, *mallado* y *anillo con amarre*.

La figura I.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

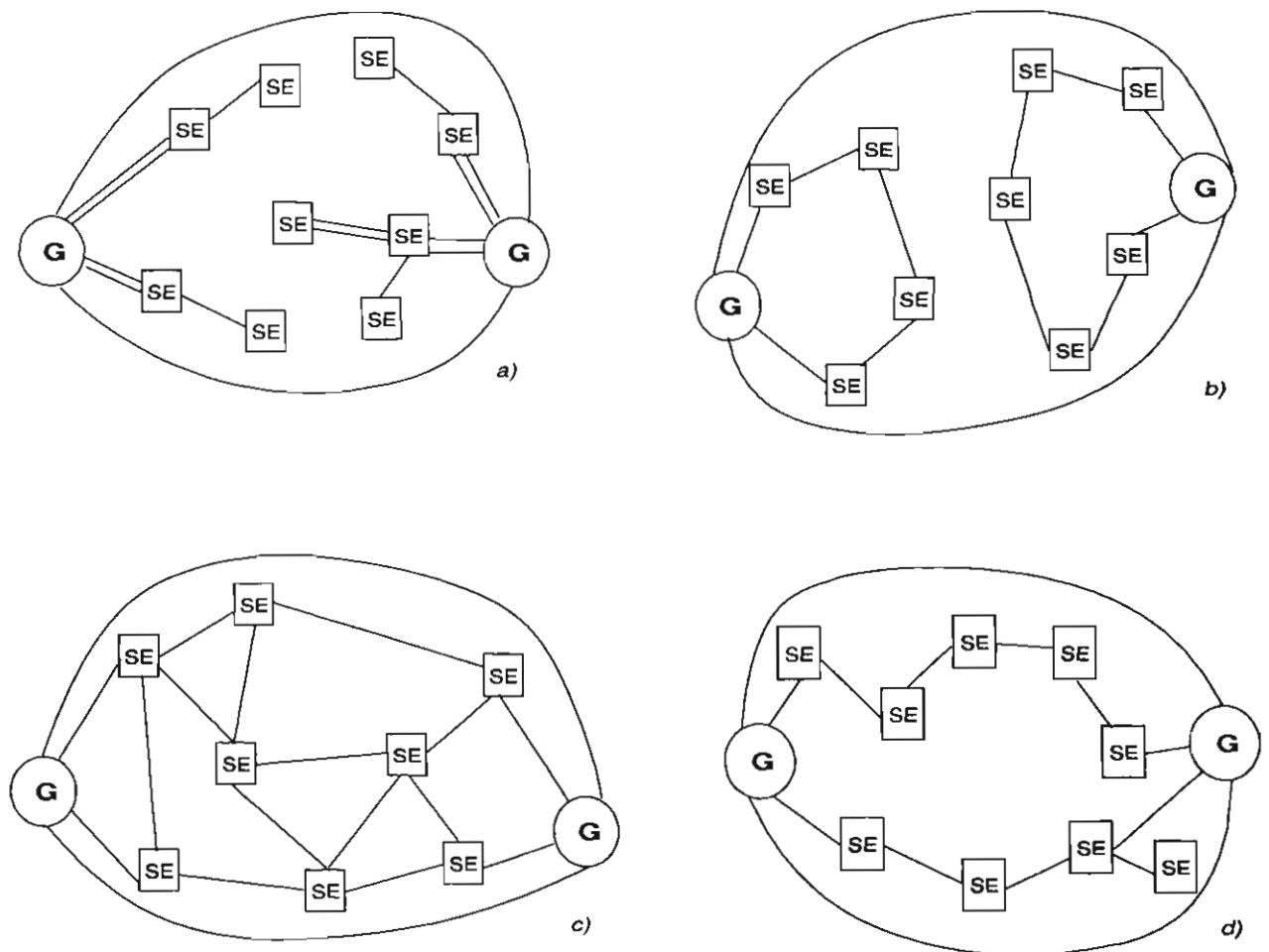


Figura I.4. Estructuras básicas de sistemas de subtransmisión. a) Radial. b) Anillo. c) Mallado. d) Anillo con amarre.

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-

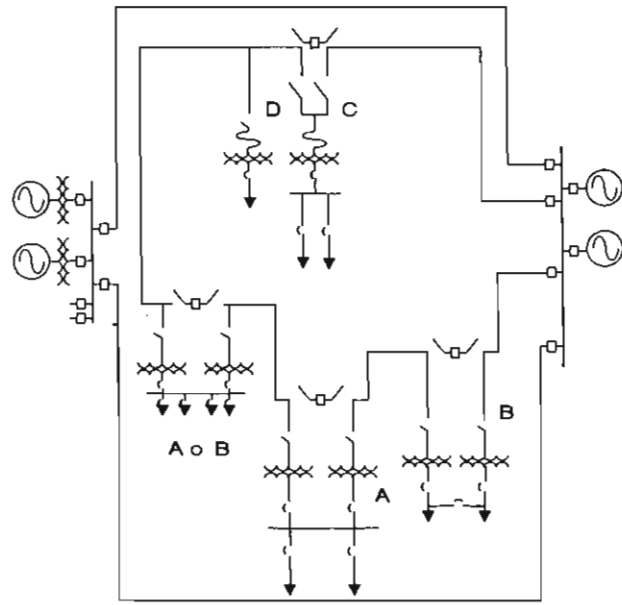


Figura I.5. Diagrama unifilar de diferentes tipos de subestaciones de distribución alimentadas por un anillo de subtransmisión.

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

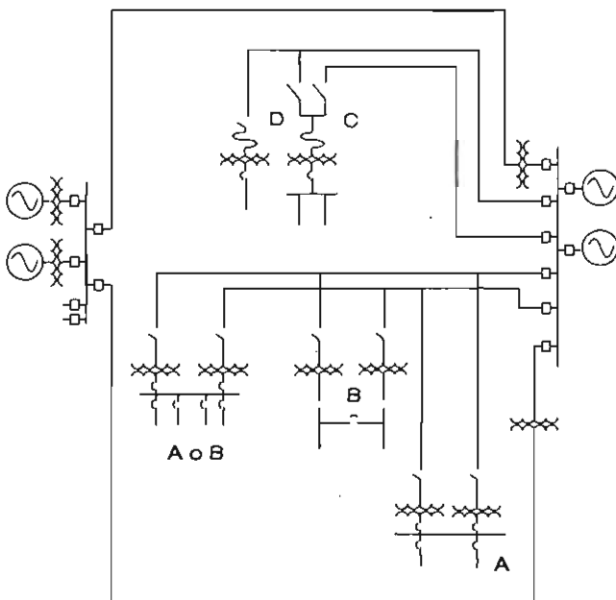


Figura I.6. Diagrama unifilar de diversos tipos de subestaciones alimentadas por un sistema de subtransmisión radial.

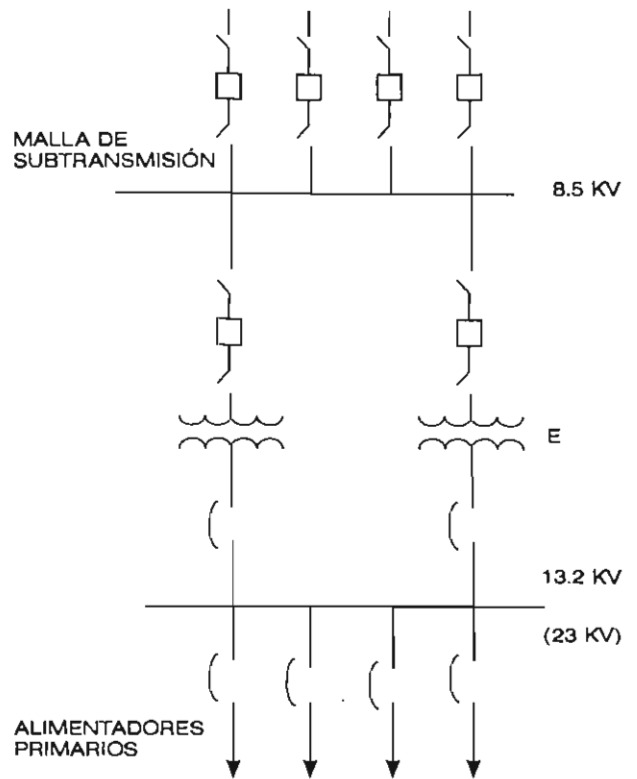


Figura I.7. Diagrama unifilar de SE de distribución con alimentación mallada en la red de subtransmisión.

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:

- Las diferencias de las áreas servidas,
- Las clases de servicios requeridos;

El sistema de distribución

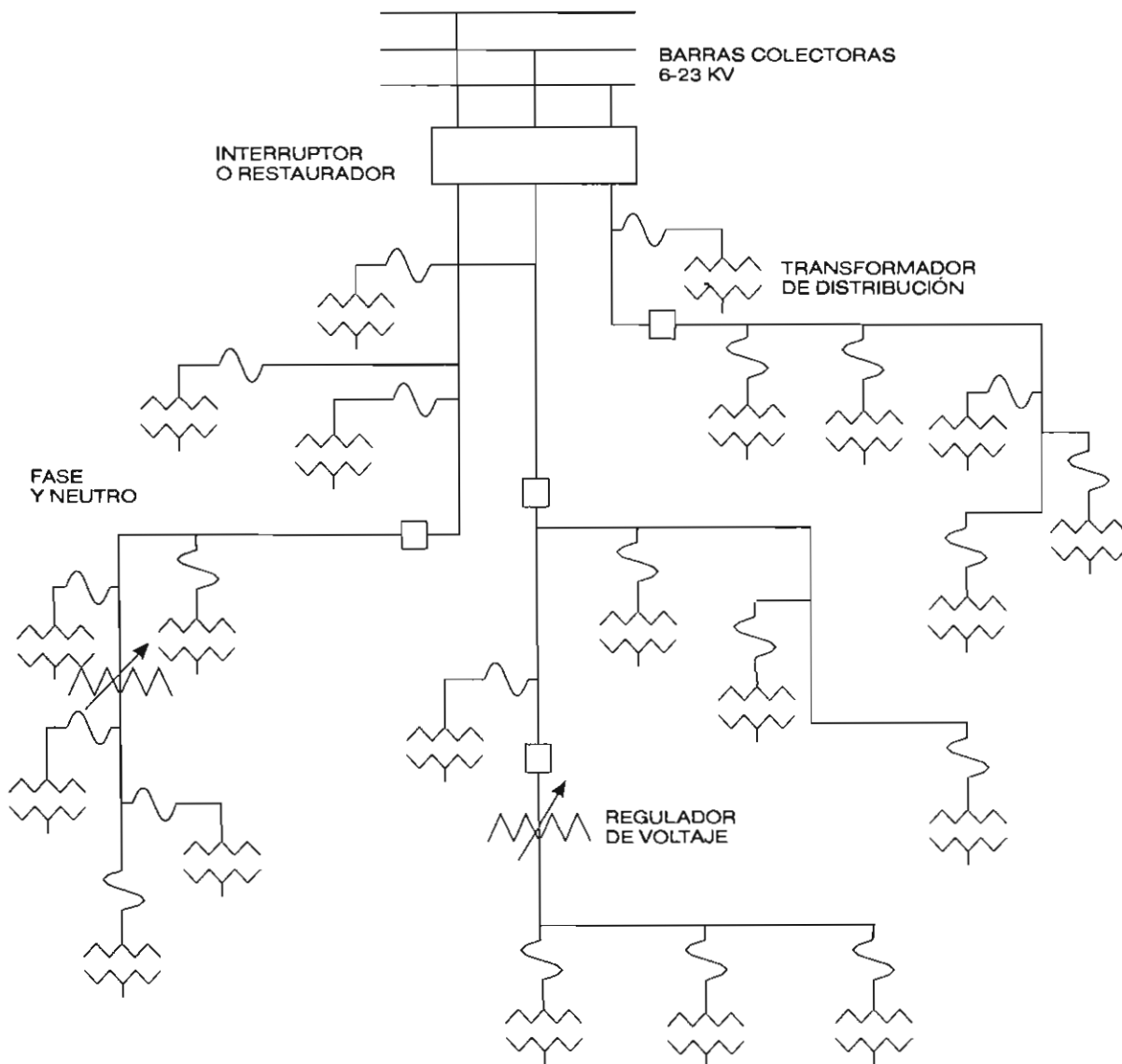


Figura I.8. Alimentador primario radial simple para área rural o suburbana. Es útil para cargas de baja densidad.

- 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-

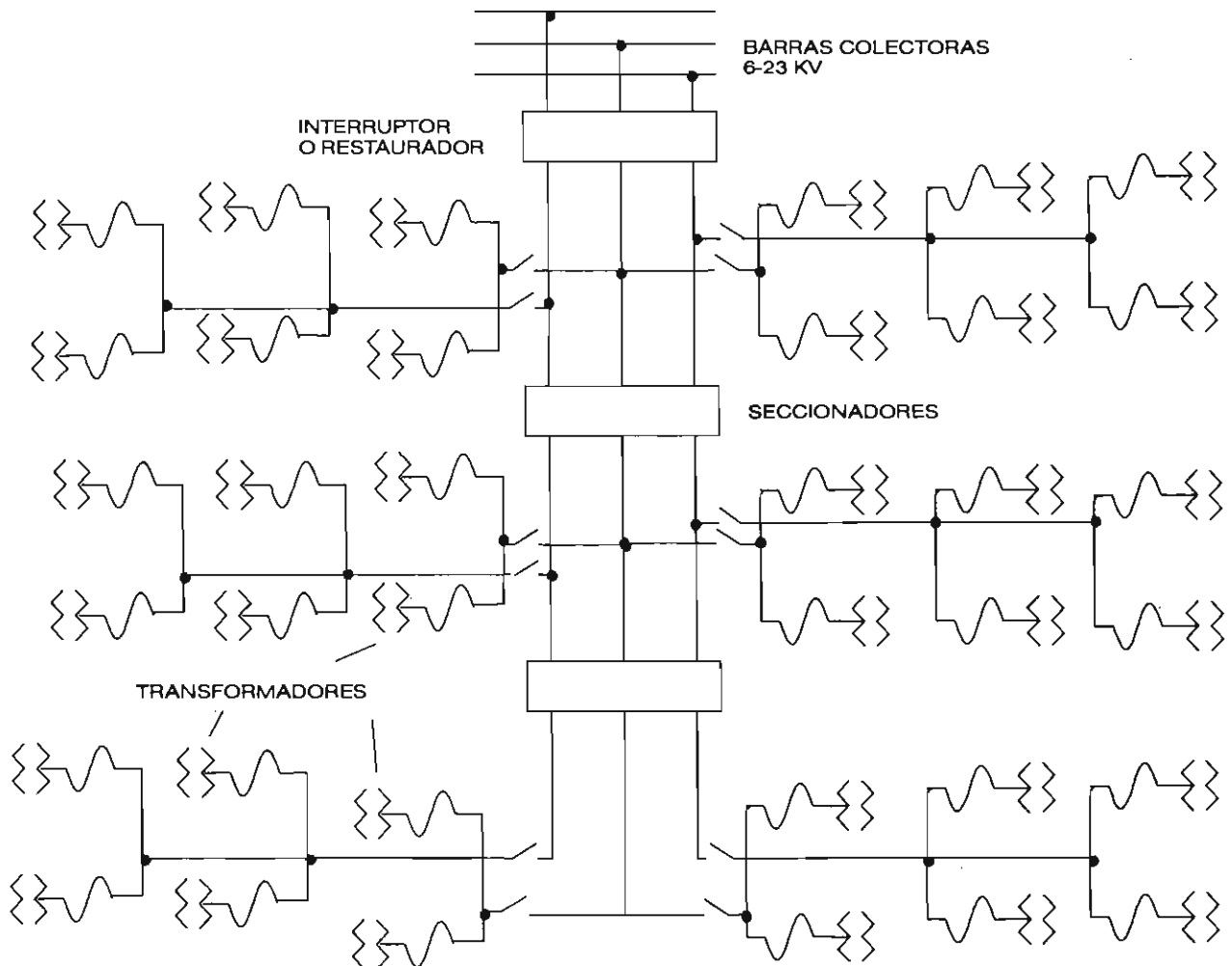


Figura I.9. Circuito alimentador primario con alimentador principal trifásico y alimentadores laterales monofásicos. Área de distribución suburbana.

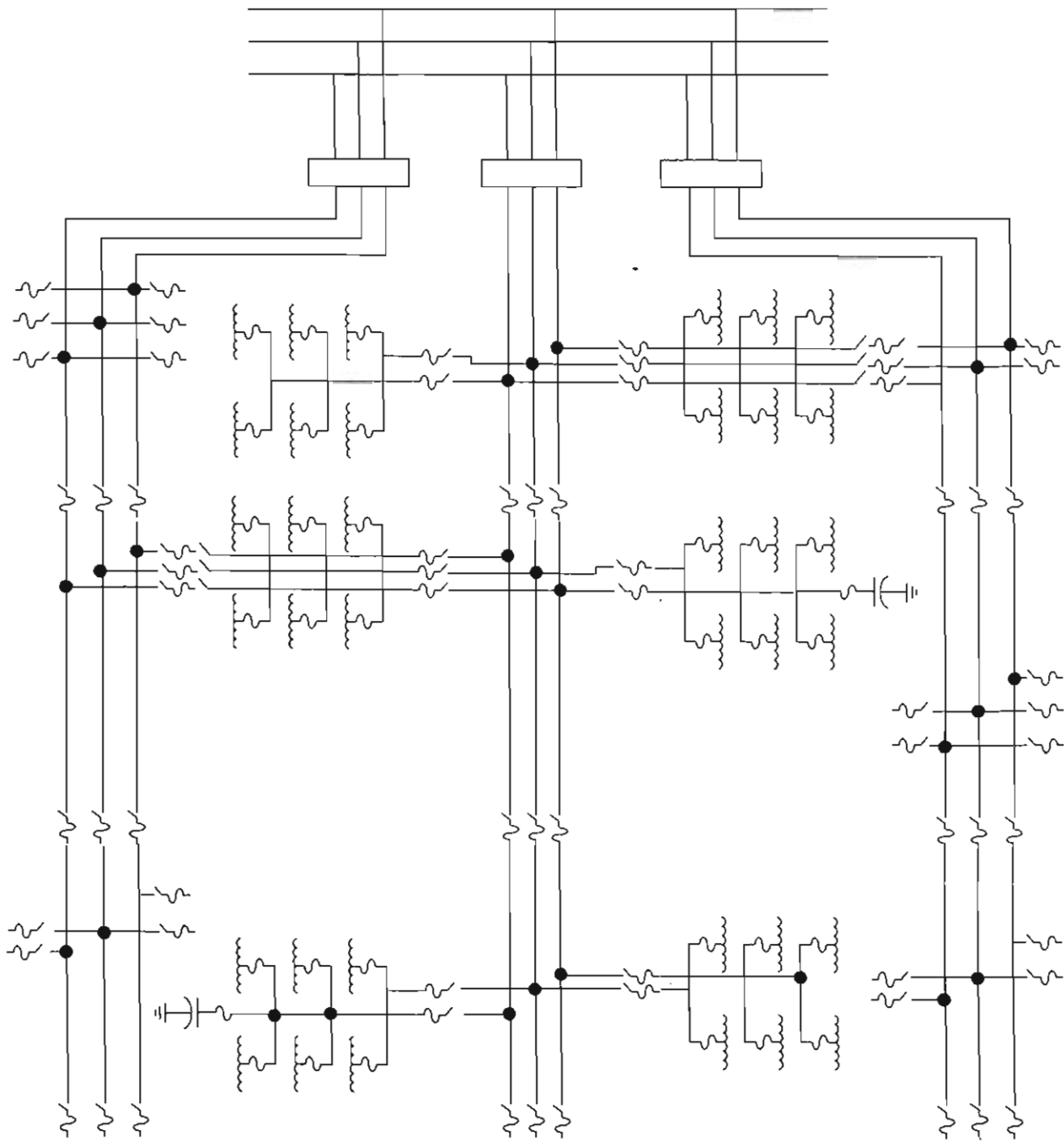


Figura I.10. Alimentador radial primario con amarre de emergencia.

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.

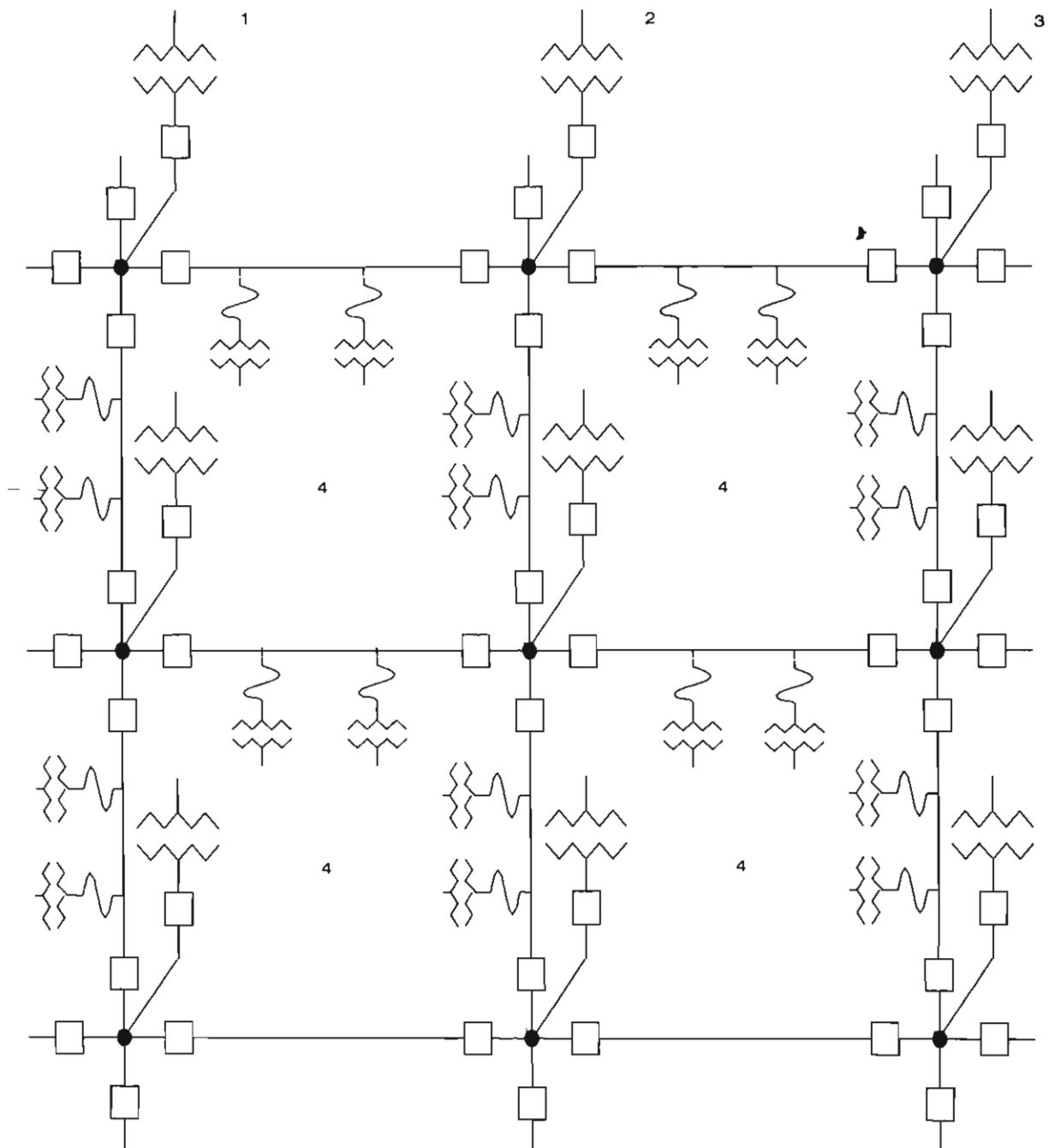


Figura I.11. Diagrama unifilar de un sistema convencional primario mallado. 1, 2, 3, líneas de subtransmisión; 4, malla en voltaje de distribución (primaria).

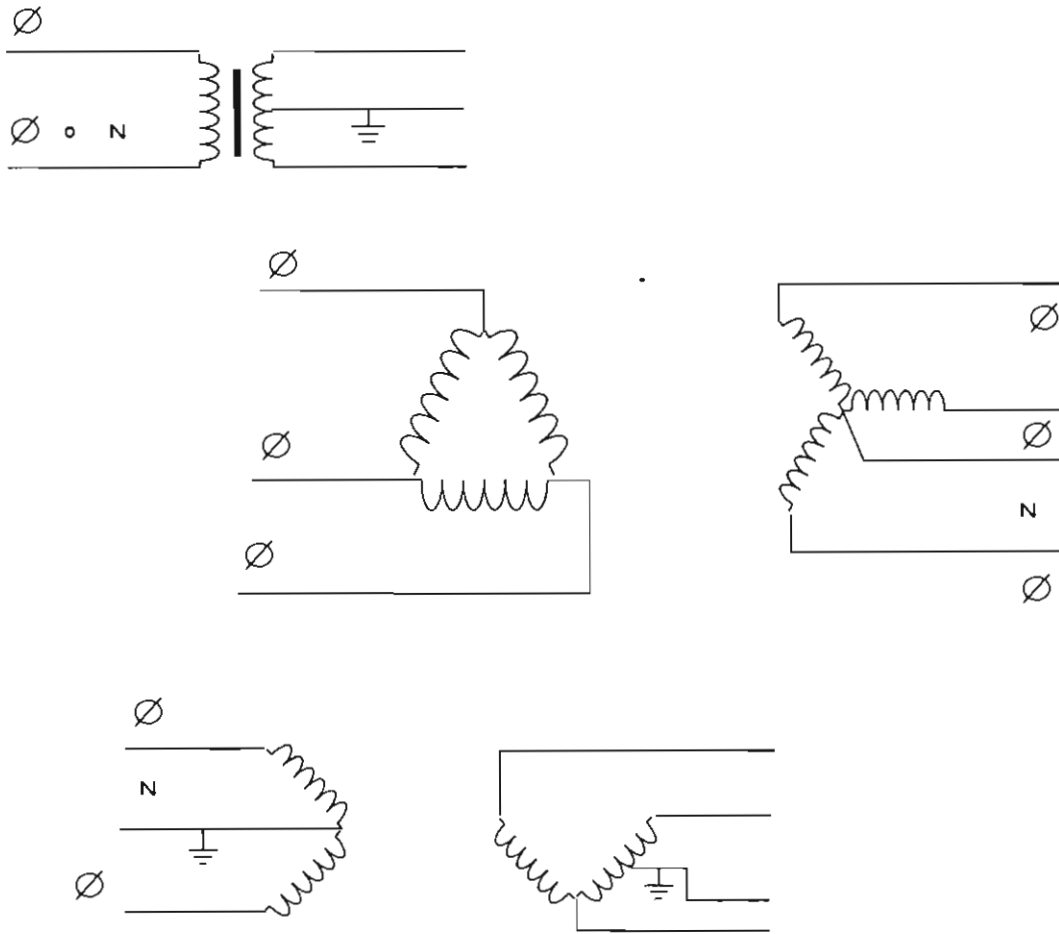


Figura I.12. Conexiones de los transformadores de distribución del primario y del secundario.

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. Determinese 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.

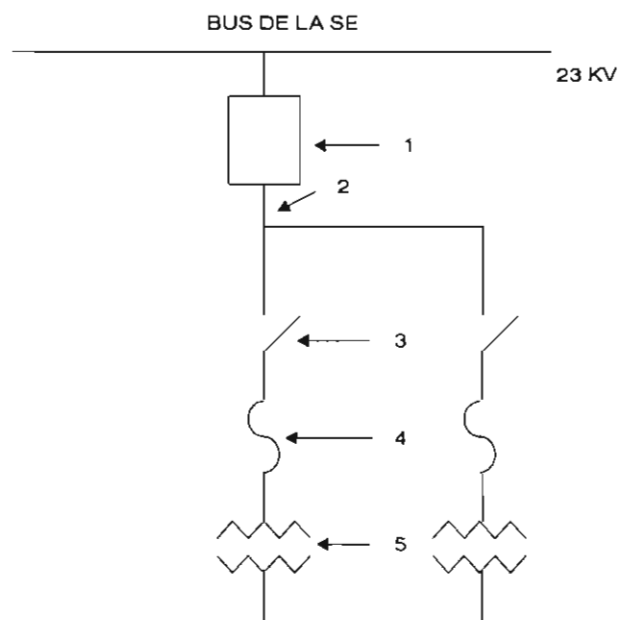


Figura II.1. Alimentador radial básico abasteciendo a los transformadores protegidos con fusibles. 1, Interruptor de potencia. 2, Alimentador. 3, Cuchilla. 4, Fusible. 5, Transformador de distribución.

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

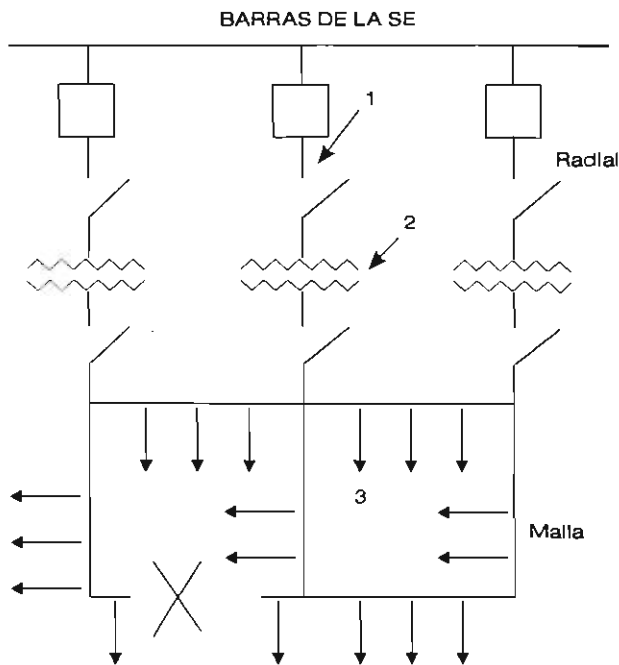


Figura II.2. Red mallada automática. Operación en paralelo en baja tensión y radial en alta tensión. 1, Alimentadores. 2, Transformadores de distribución. 3, Red mallada automática en baja tensión.

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.

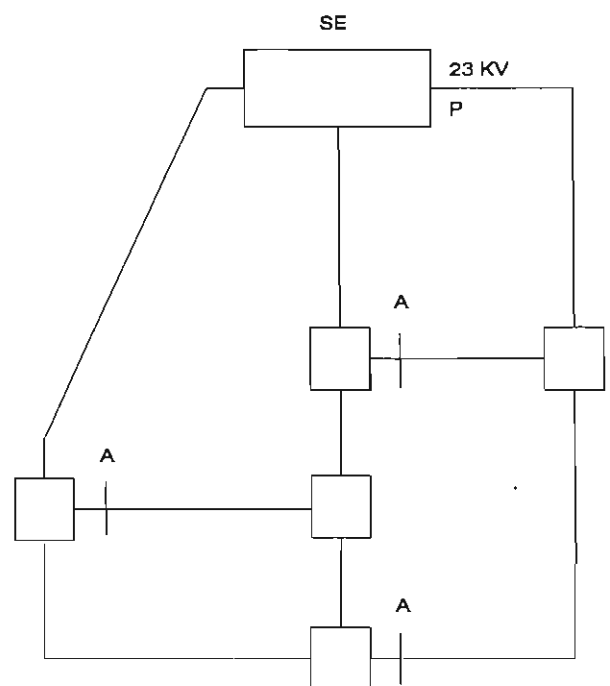


Figura II.3. Estructura radial en redes subterráneas. A, Normalmente abierto. P, Carga del alimentador.

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.

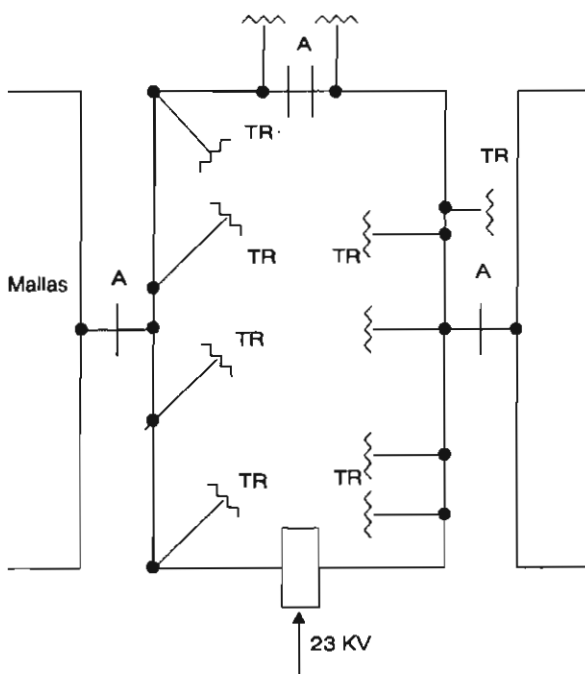


Figura II.4. Esquema básico de la estructura en mallas. A, Abierto. TR, Transformador de distribución.

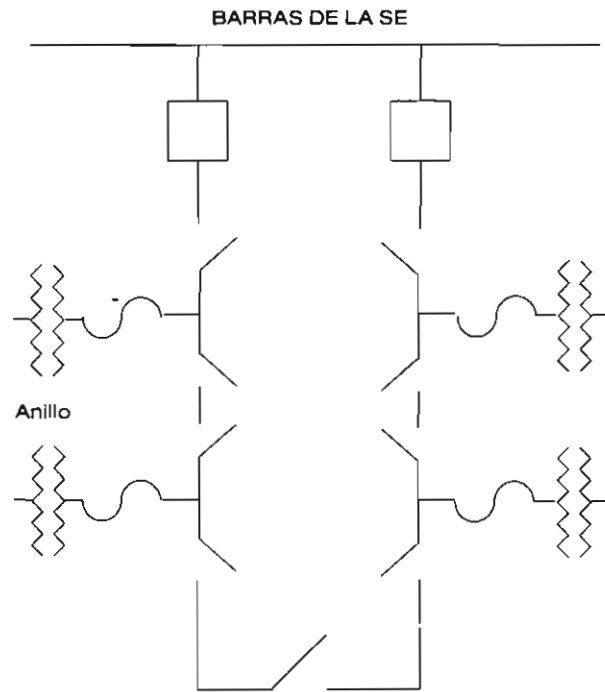


Figura II.5. Estructura básica en anillo. Transformadores de distribución conectados en seccionamiento.

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.

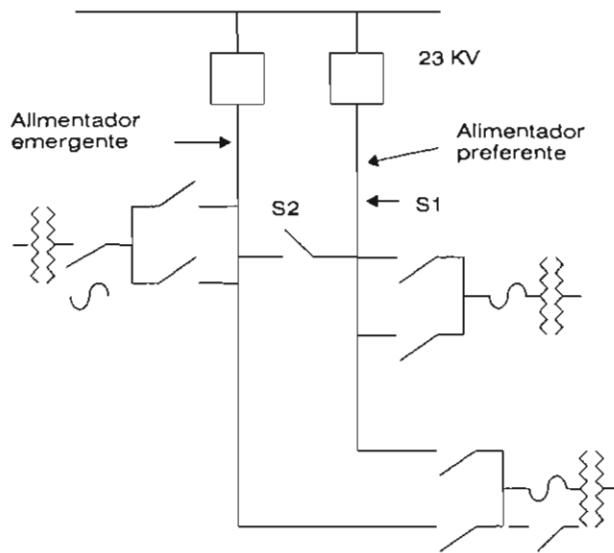


Figura II.6. Estructura en doble derivación. 1, Alimentador emergente. 2, Alimentador preferente. 3, Conexión en doble derivación.

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

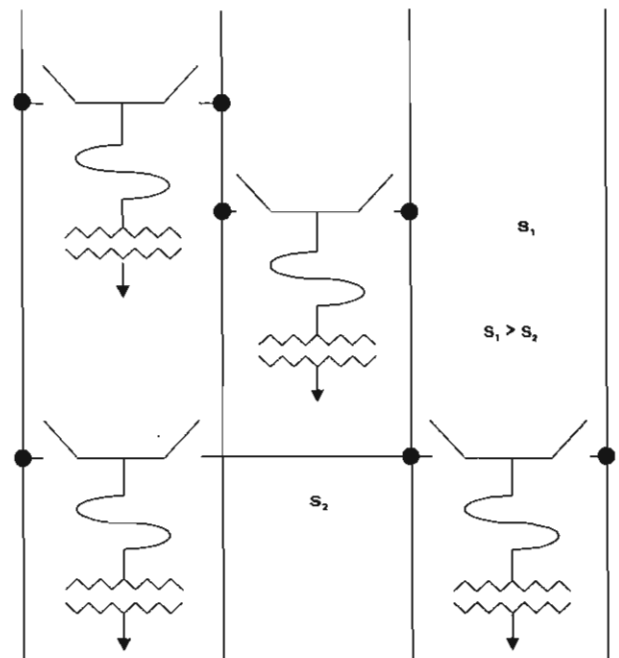


Figura II.7. Estructura en derivación múltiple.

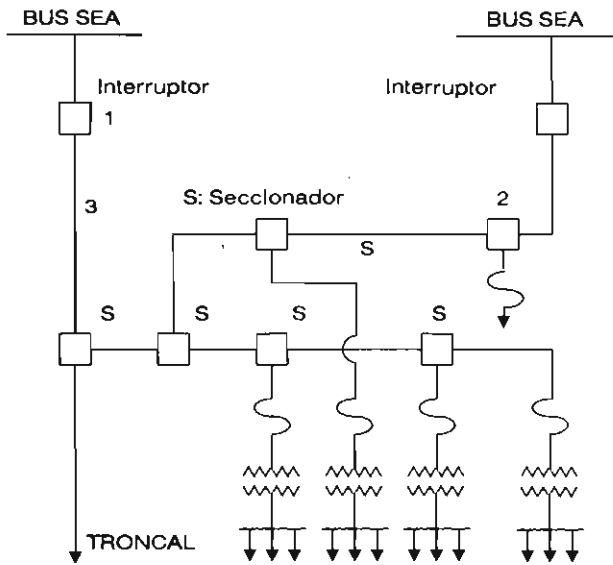


Figura II.8. Diagrama primario radial con seccionadores de A.T. 1, Interruptor de potencia o restaurador. 2, Seccionamiento. 3, Alimentador troncal. 4, Alimentador secundario.

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

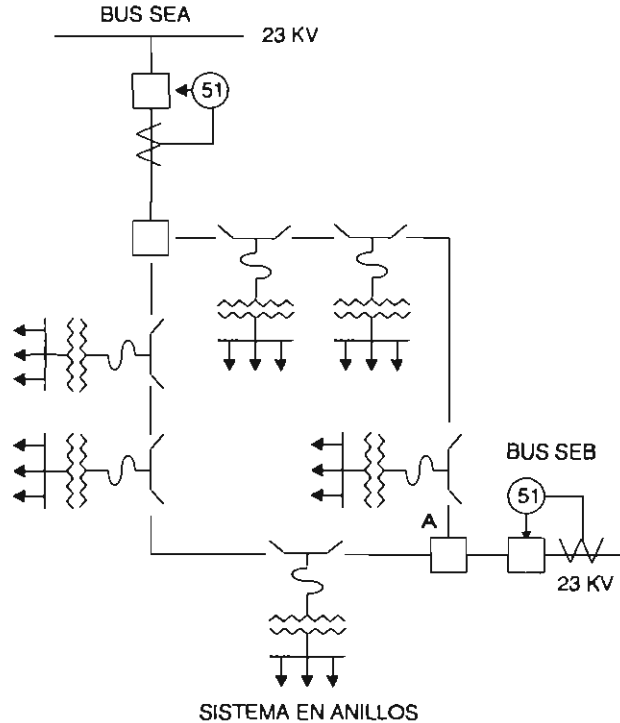


Figura II.9. Diagrama de un sistema en anillos. A, abierto.

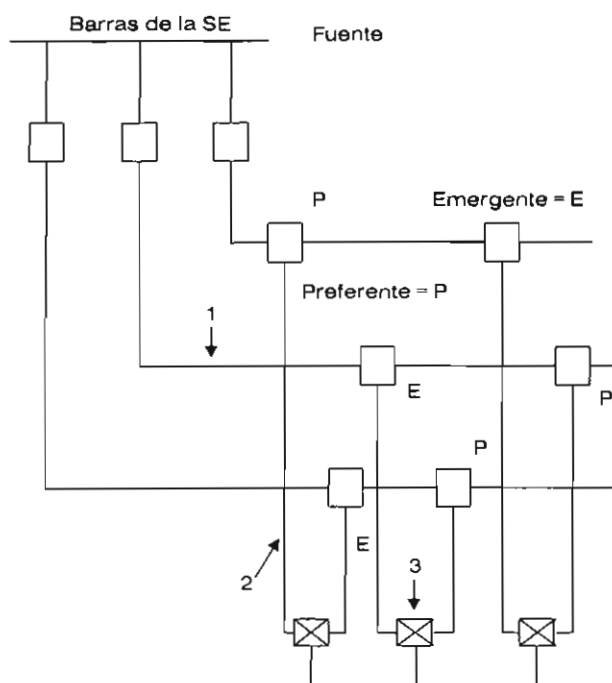


Figura II.10. Diagrama de un sistema primario en derivación múltiple. 1, Cables troncales. 2, Ramales. 3, Interruptor de transferencia.

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.

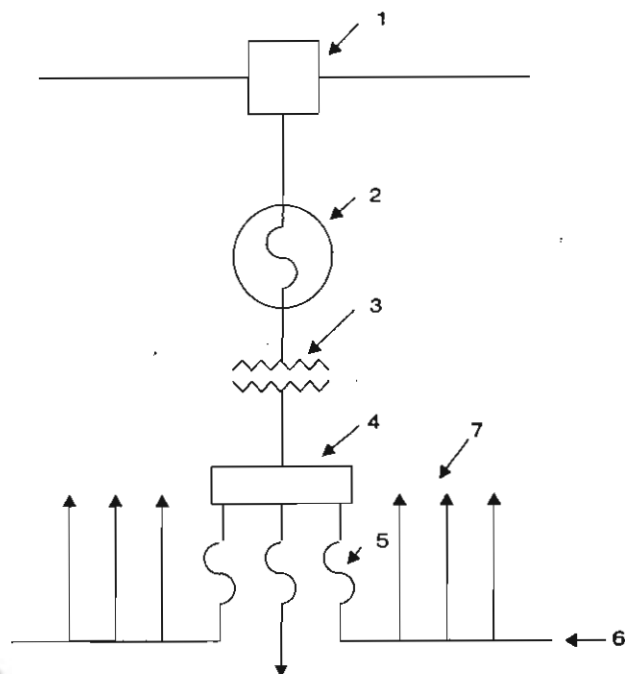


Figura II.11. Red radial en BT sin amarres. 1, Cuchillas. 2, Fusibles. 3, Transformador. 4, Caja de BT. 5, Fusibles BT. 6, Alimentador secundario. 7, Servicios.

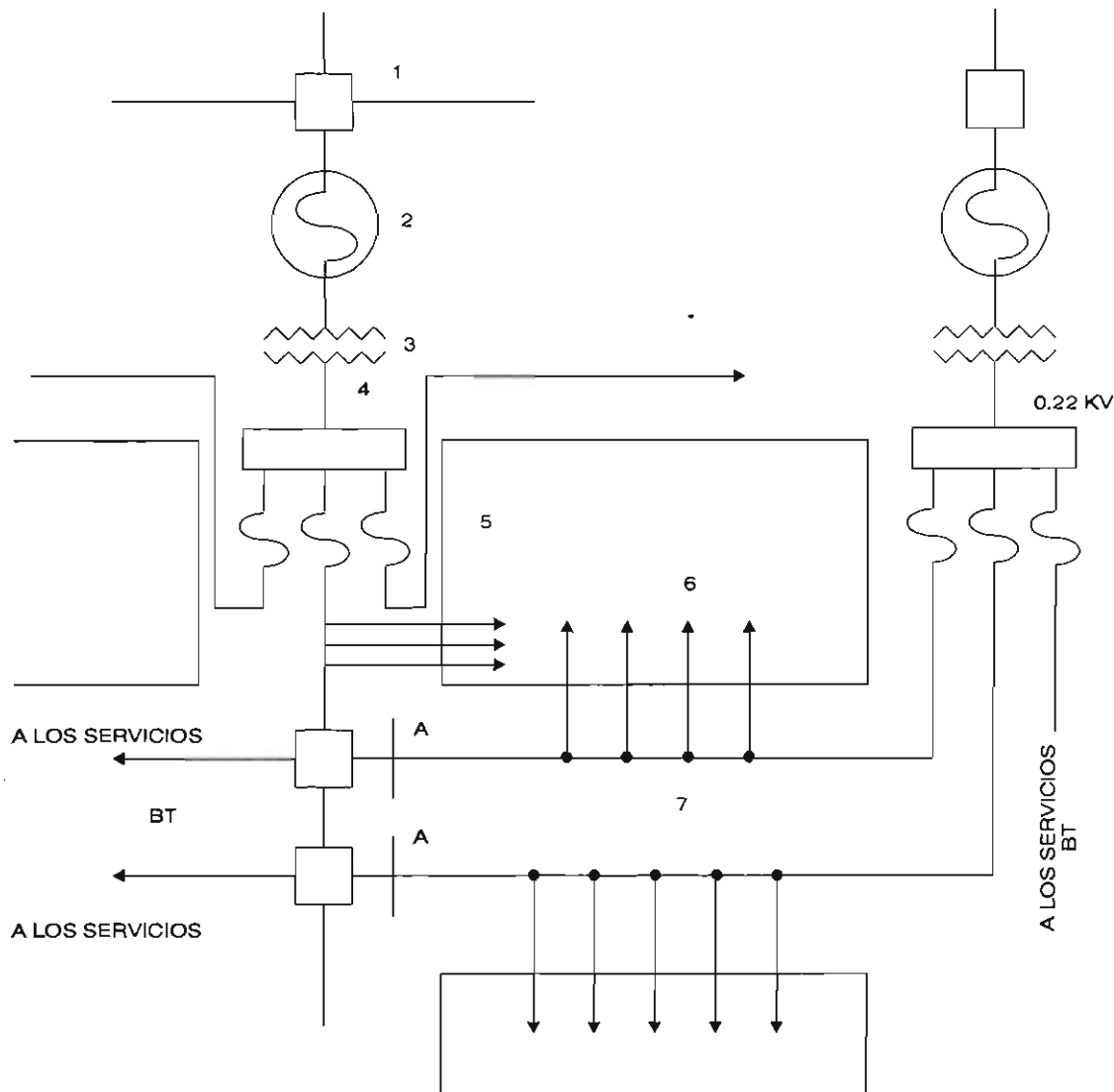


Figura II.12. Diagrama de una red radial en BT con amarres. 1, Cuchillas. 2, Fusibles. 3, Transformador. 4, Caja de BT. 5, Fusibles de BT. 6, Servicios. 7, Alimentadores secundarios de amarre. A, Abierto.

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

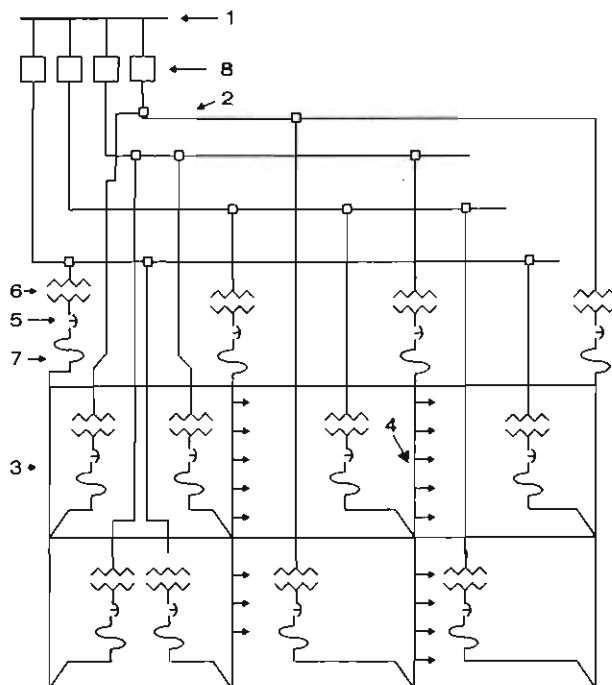


Figura II.13. Diagrama de una red automática en BT. 1, SE de distribución. 2, Alimentadores primarios independientes. 3, Red mallada de BT. 4, Cargas o servicios. 5, Protector de red. 6, Transformadores de distribución. 7, Fusibles. 8, Interruptor de potencia o restaurador.

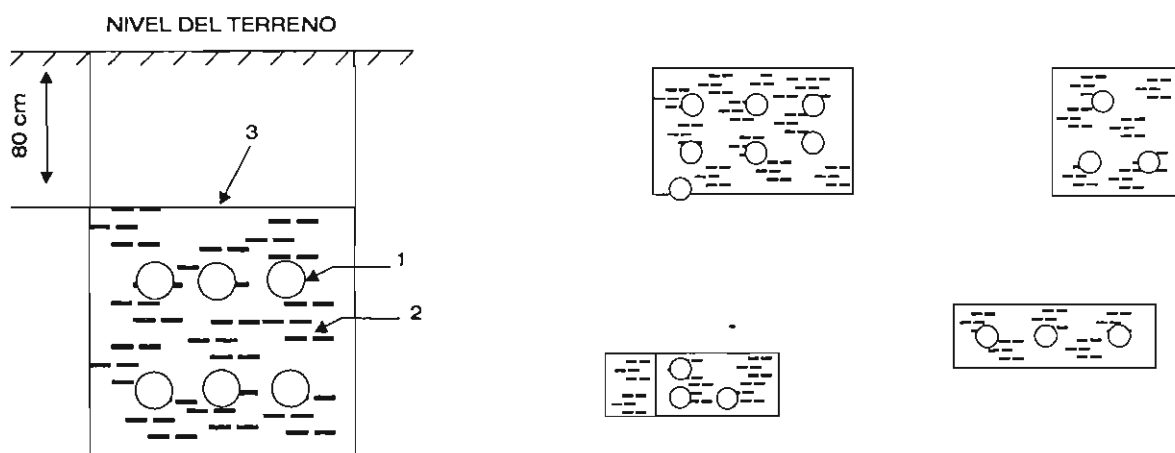


Figura II.14. Bancos de ductos. 1, Ductos. 2, Concreto. 3, Señalamiento.

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:

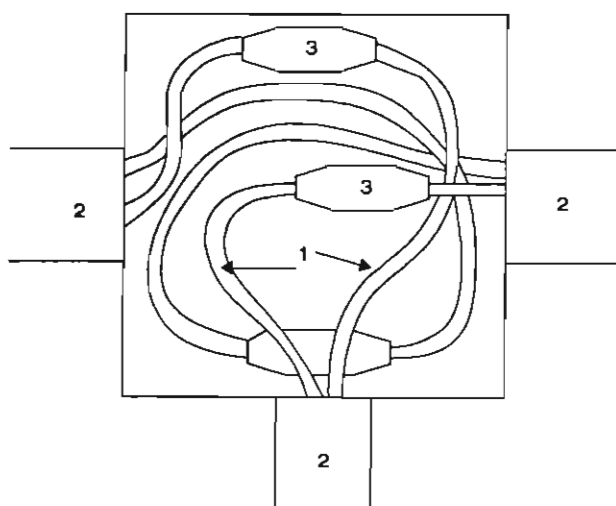


Figura II.15. Pozo de visita. 1, Cables. 2, Ductos. 3, Empalmes de cables.

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.

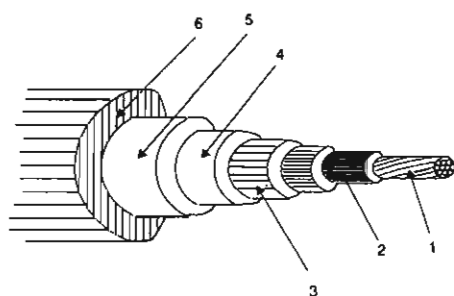


Figura II.16. Cable de energía típico. 1, Conductor. 2, Pantalla semiconductora sobre conductor. 3, Aislamiento. 4, Pantallas semiconductoras sobre aislamiento. 5, Pantalla metálica. 6, Cubierta del cable.

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.

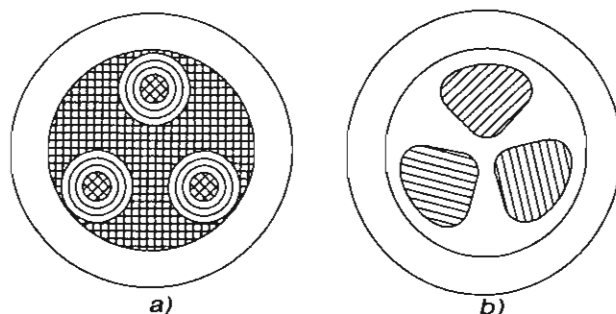


Figura II.17. Cables trifásicos. a) Cable con tres monofásicos. b) Cable sectorial.

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.

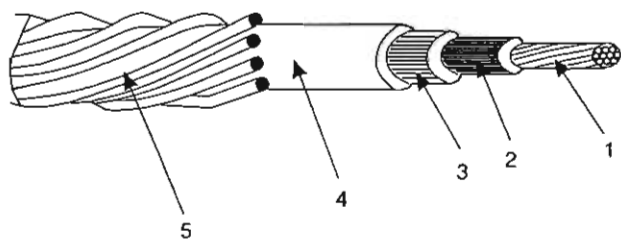


Figura II.18. Cable de etileno propileno para distribución residencial subterránea (EP-ORS). 1, Conductor compacto de aluminio. 2, Pantalla semiconductora sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento. 3, Aislamiento de etileno-propileno (EP). 4, Cubierta semiconductora extruida sobre 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-

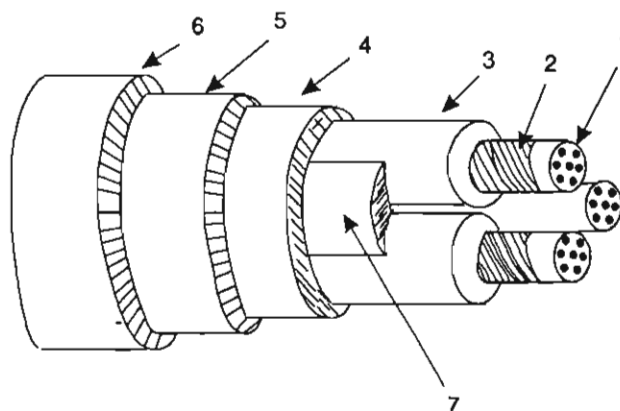


Figura II.19. Cable 6 PT para 6 KV. 1, Conductor de cable suave. 2, Cinta de papel semiconductora sobre conductor. 3, Aislamiento de papel impregnado en aceite. 4, Cintura de cintas de papel. 5, Forro de plomo. 6, Cubierta exterior de polietileno negro. 7, Relleno.

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?

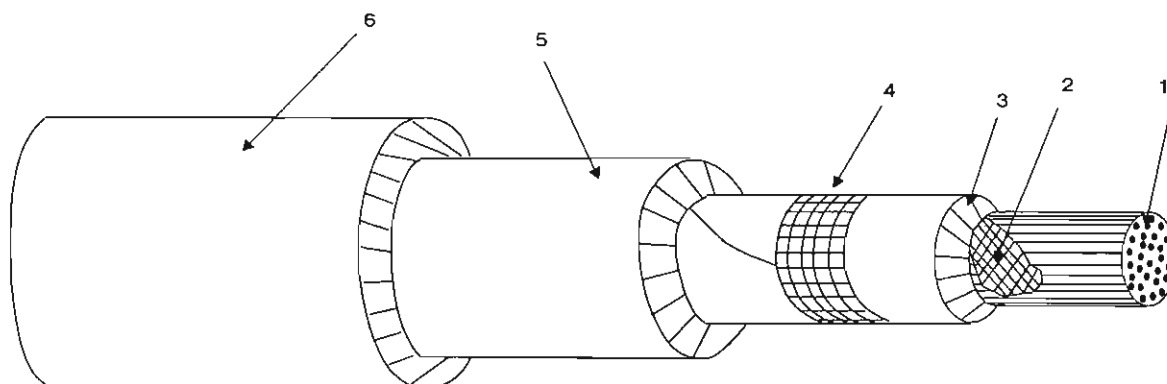


Figura II.20. Cable 23 PT para 23 KV. 1, Conductor redondo de cobre suave. 2, Cinta de papel semiconductora sobre conductor. 3, Aislamiento de papel impregnado en aceite. 4, Pantalla sobre aislamiento. Está formada por una cinta de papel semiconductora y una cinta de papel intercalada con una cinta de 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 $T_{m\acute{a}x}$:

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

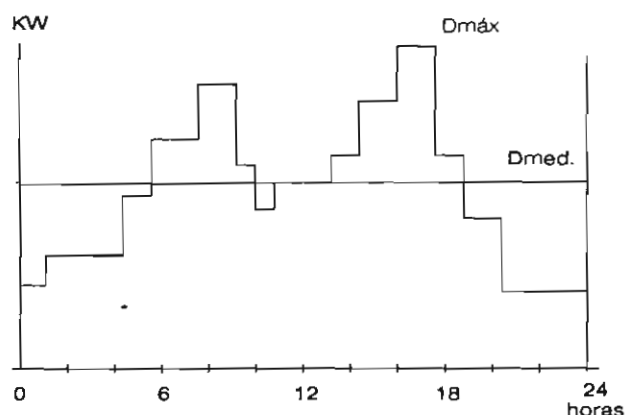


Figura III.1. Gráfica de carga diaria.

$T_{m\acute{a}x}$: 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.

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:

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:

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

Donde:

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

A : área, km².

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 .

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

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	$T_{m\acute{a}x} \text{ ihum.}$
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.

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

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

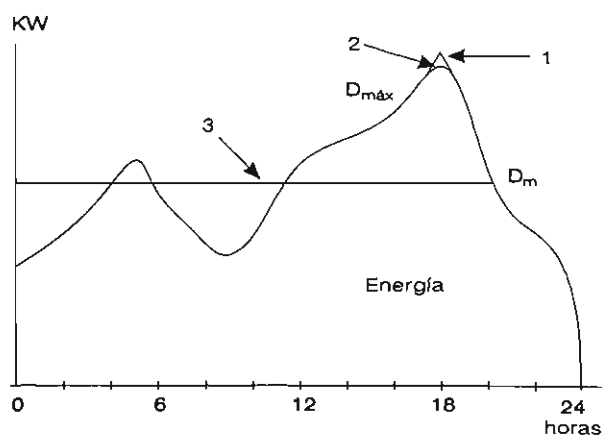


Figura III.2. La demanda. 1, Demanda pico. 2, Demanda máxima. 3, Demanda media.

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.

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

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.

$$F_c = \frac{D_m}{D_M} \quad (\text{III.6})$$

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:

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

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

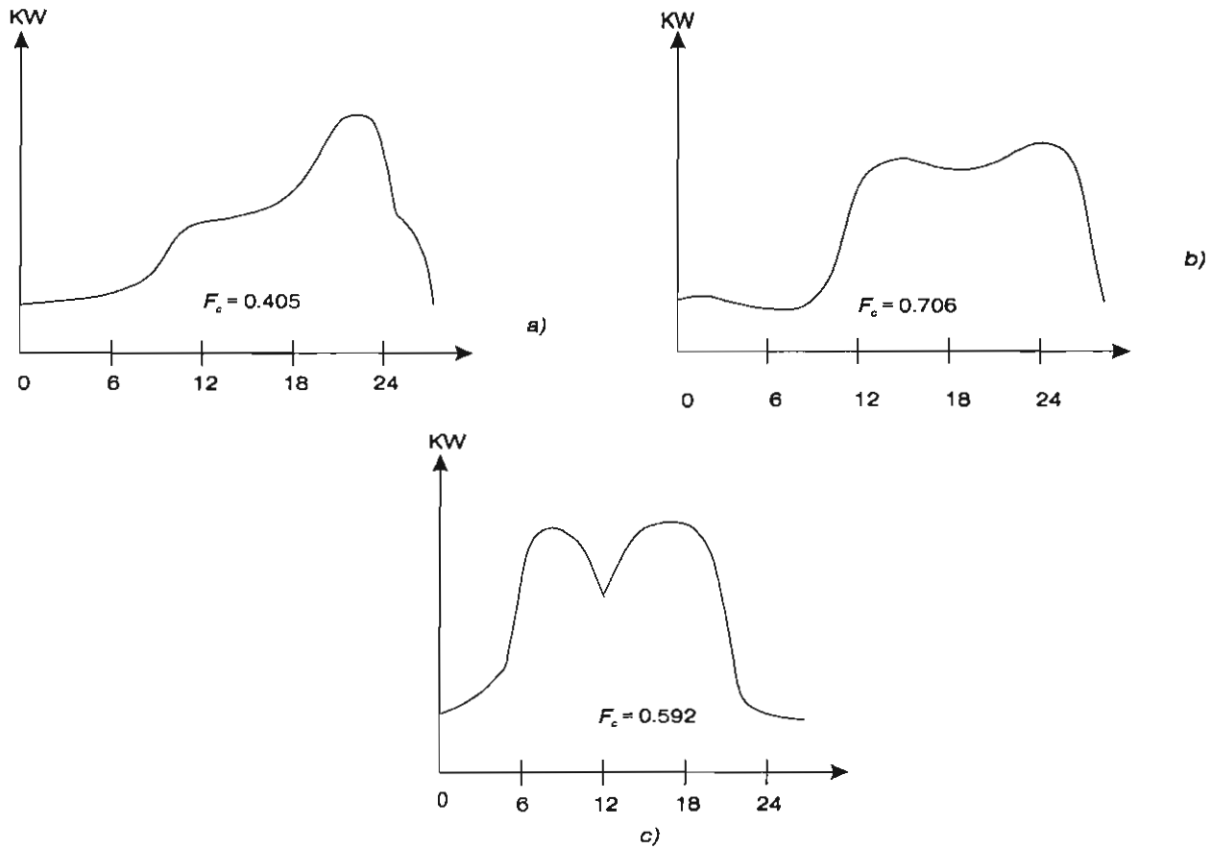


Figura III.3. El factor de carga. a) Habitacional. b) Comercial. c) Industrial de un turno.

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:

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

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:

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

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.

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

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

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

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

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

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-

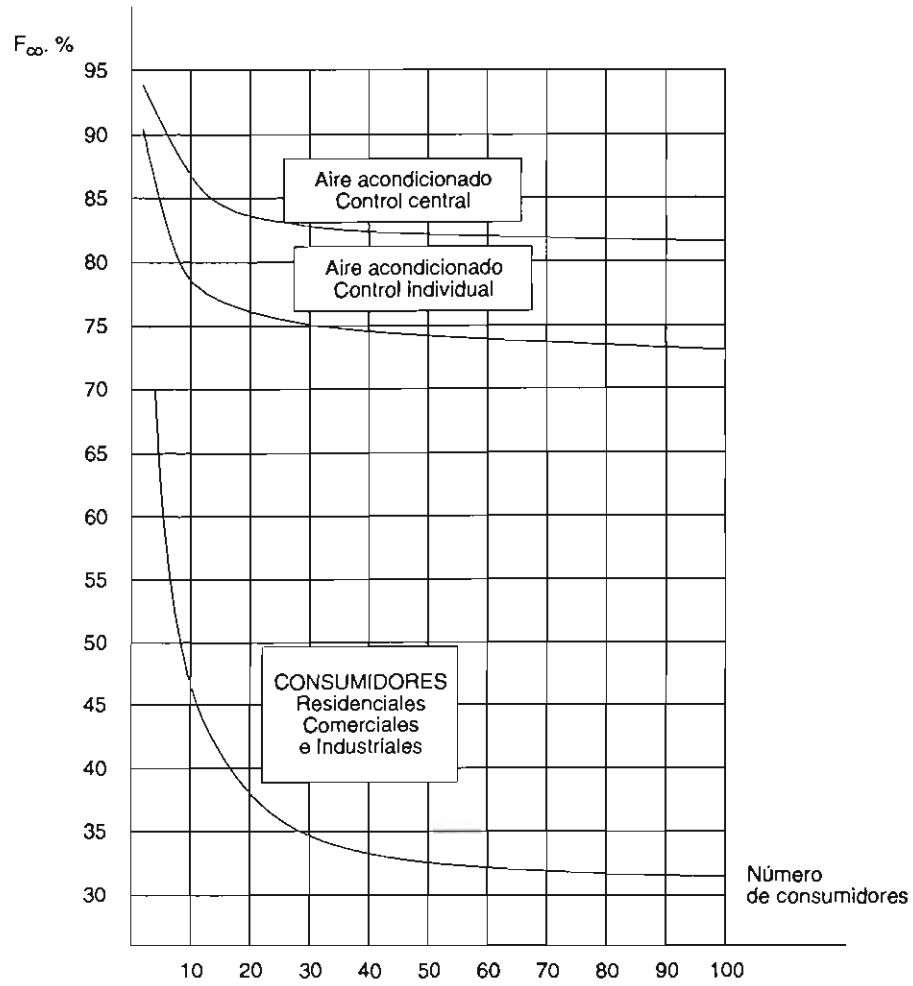
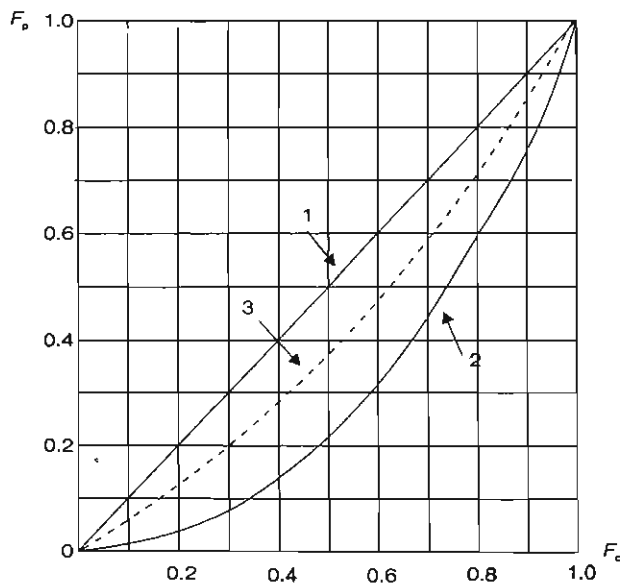


Figura III.4. Factor de coincidencia en cargas residenciales.



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.

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

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, $F_c = 0.3 \cdot F_c + 0.7 \cdot F_c^2$

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

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

Donde:

a : 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.

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

Donde:

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

paso de la corriente $I_{(t)}$ 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.

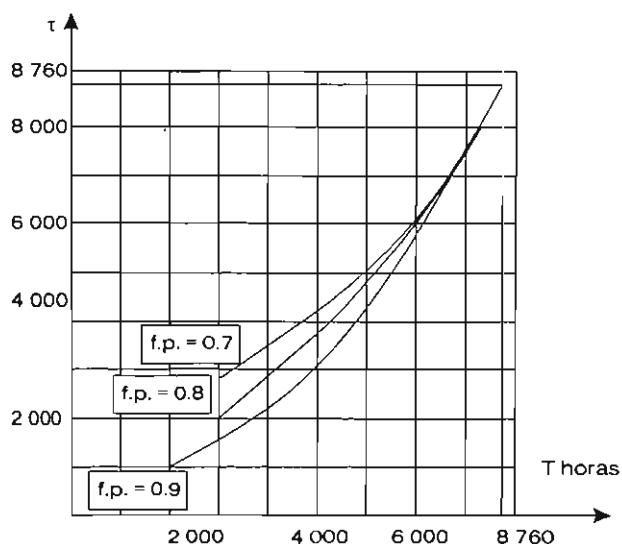


Figura III.6. Curvas para determinar el tiempo de pérdidas máximas.

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

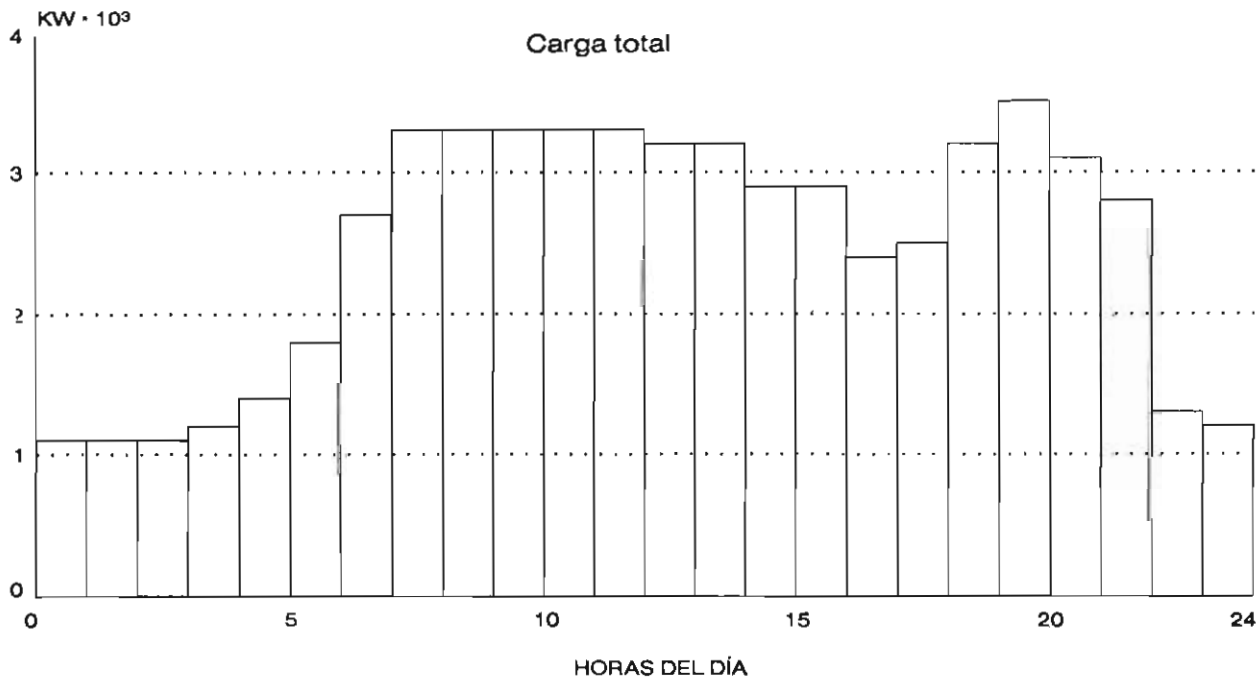
3. Determine las demandas máximas individuales y total.
4. Calcule el factor de demanda de cada carga y el total.
5. Calcule el factor de utilización del alimentador.
6. Encuentre el factor de carga de cada sector y el total.
7. Calcule el factor de coincidencia del alimentador.
8. Calcule el factor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

Solución

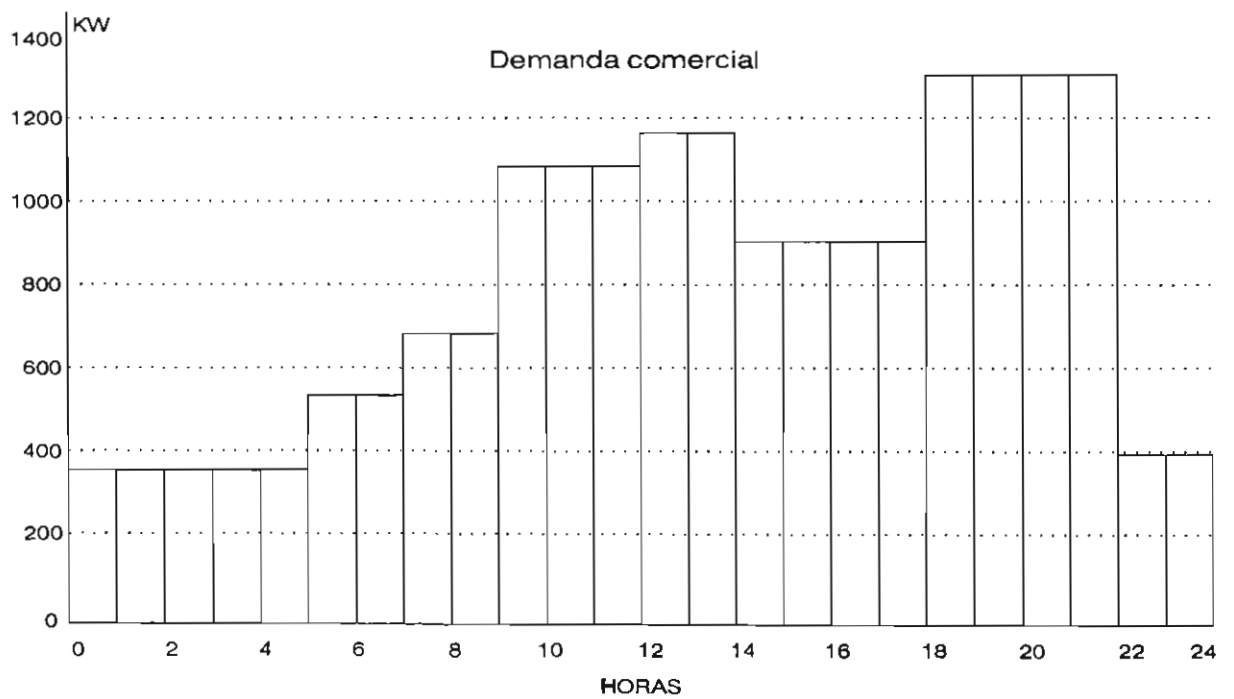
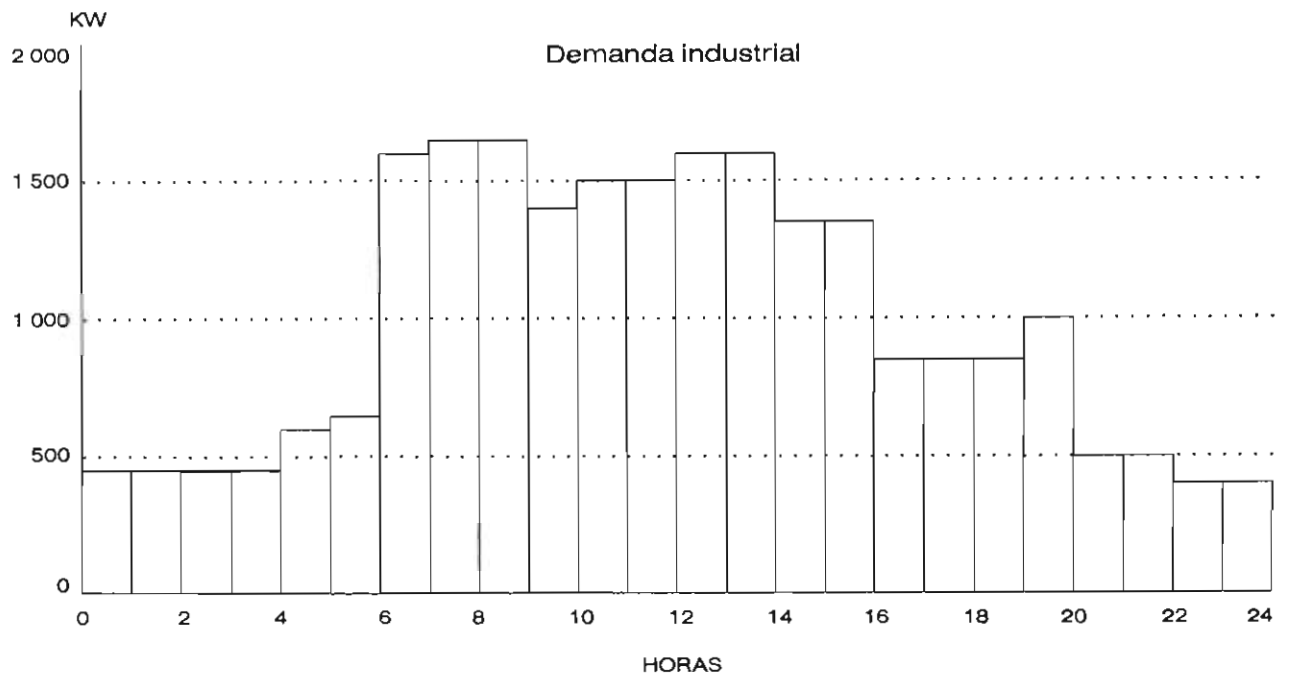
1. El cuadro siguiente muestra las cargas totales en las 24 horas del día. Estos valores se encontraron a partir de sumar las cargas residenciales, comerciales, iluminación pública y demanda industrial coincidentes en cada hora.

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			

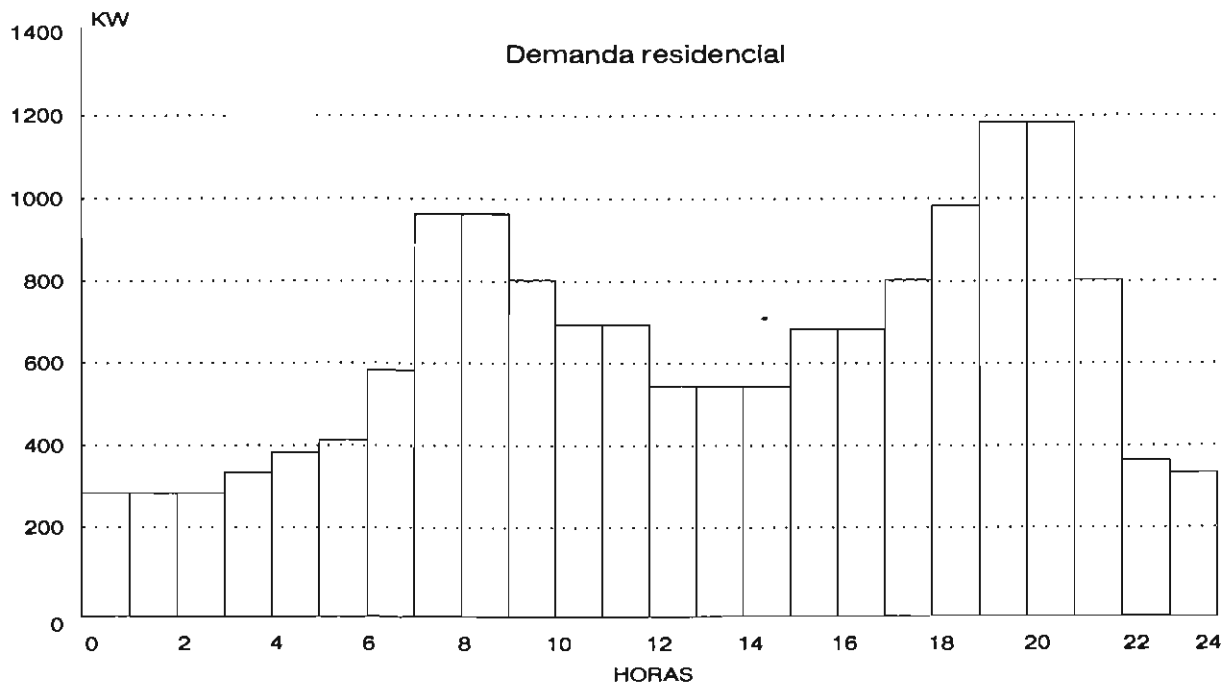
2. Las gráficas de carga se dan en las figuras siguientes.



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	$F_c \text{ ilum.} = \frac{50}{50} = 1$



$$\begin{aligned} \text{Industrial} \quad F_{c \text{ ind.}} &= \frac{989.58}{1\,600} = 0.62 \\ \text{Alimentador} \quad F_{c \text{ alim.}} &= \frac{2\,421.66}{3\,550} = 0.68 \end{aligned}$$

7. El factor de coincidencia del alimentador:

$$F_{co} = \frac{DM}{DM_i} = \frac{3\,500}{4\,150} = 0.855$$

8. El factor de pérdidas se calcula por $F_p = 0.3 F_c + 0.7 F_{c_i}$:

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

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:

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

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

2. Potencia nominal y potencia demandada por cada motor:

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

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

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

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

Clave

C.S. Centro social
E.P. Escuela primaria
Z.V. Zona verde
Z.C. Zona comercial
E.S. Escuela secundaria

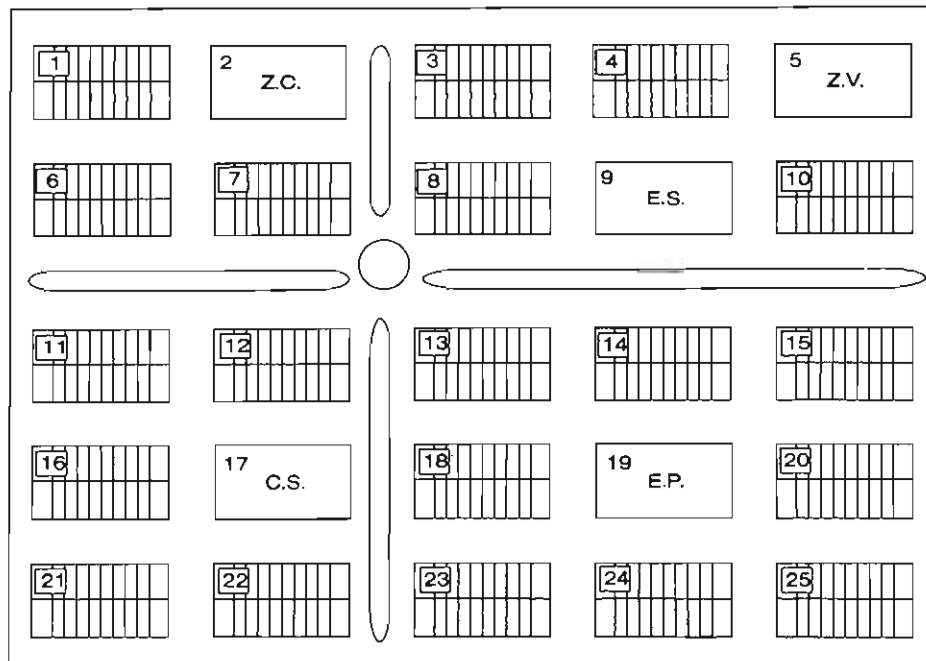
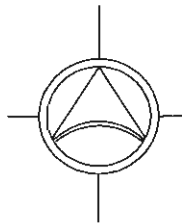


Figura III.11. Plano de lotificación del fraccionamiento.

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

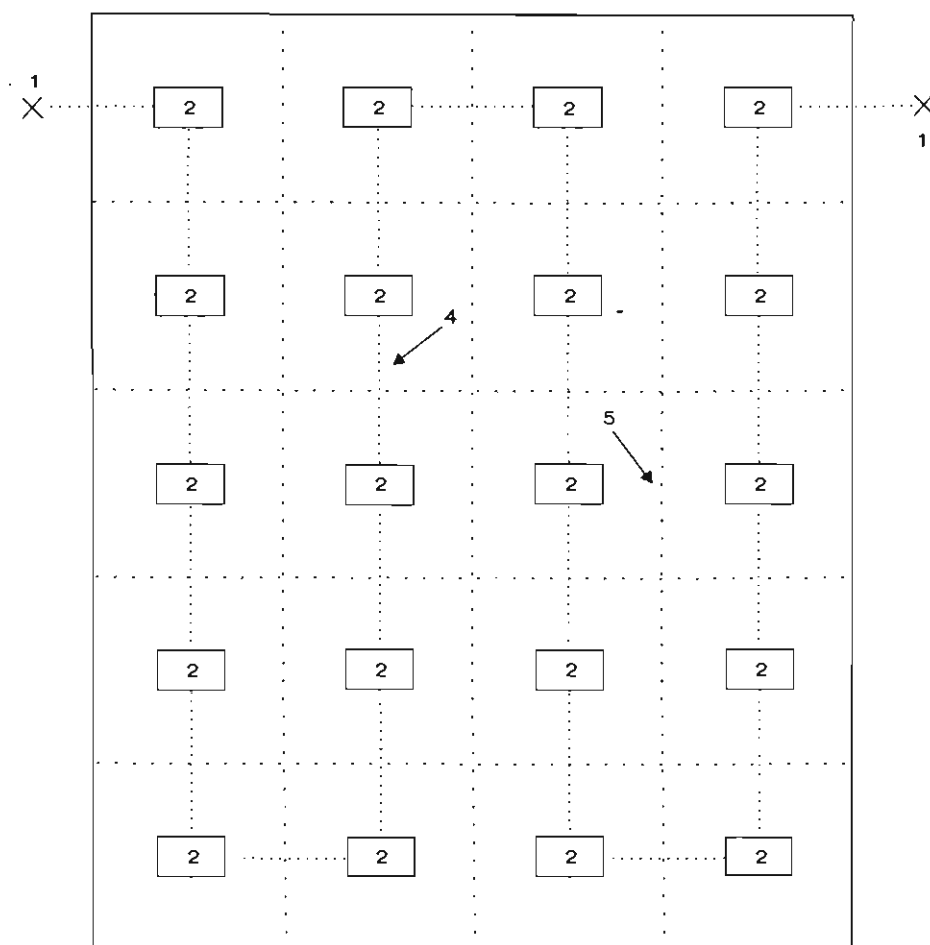


Figura III.12. Zona de influencia de las subestaciones. 1, Acometida. 2, Bóvedas de transformadores. 4, Cable de 23 KV. 5, Límite de áreas de influencia de los transformadores.

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

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

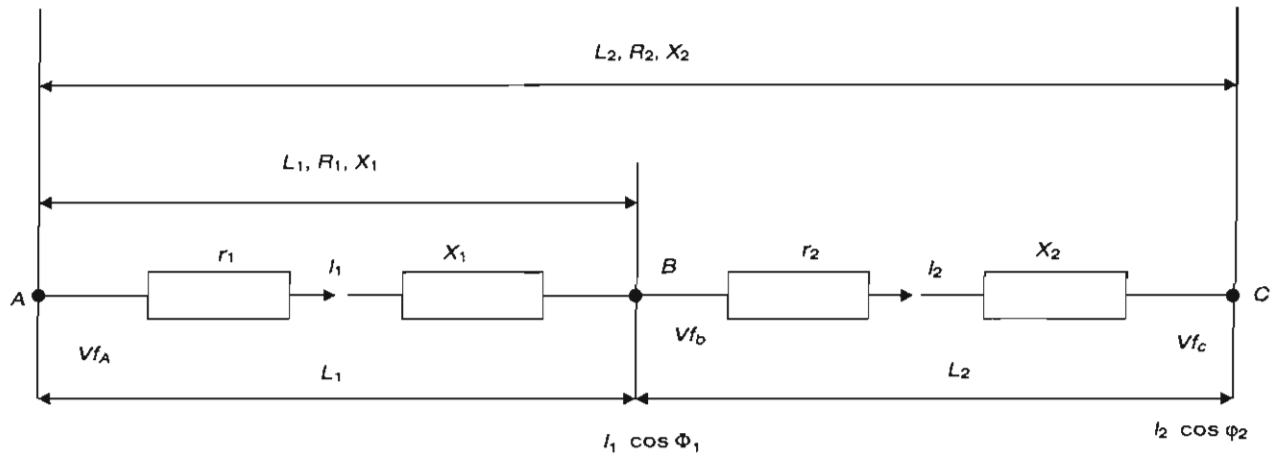


Figura IV.1. Línea trifásica de C.A. con dos cargas.

en la inductancia de la misma parte de la línea. El segmento AD expresa la tensión de fase V_{FB} 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_{FB} 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

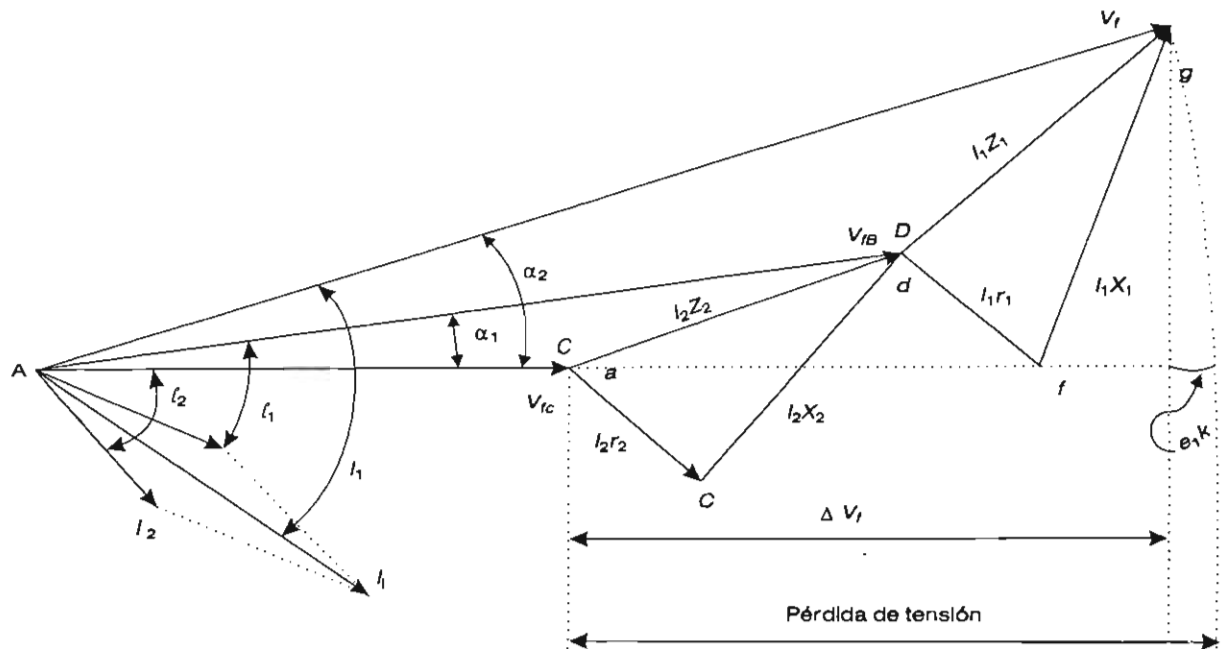


Figura IV.2. Diagrama vectorial de la línea trifásica con dos cargas.

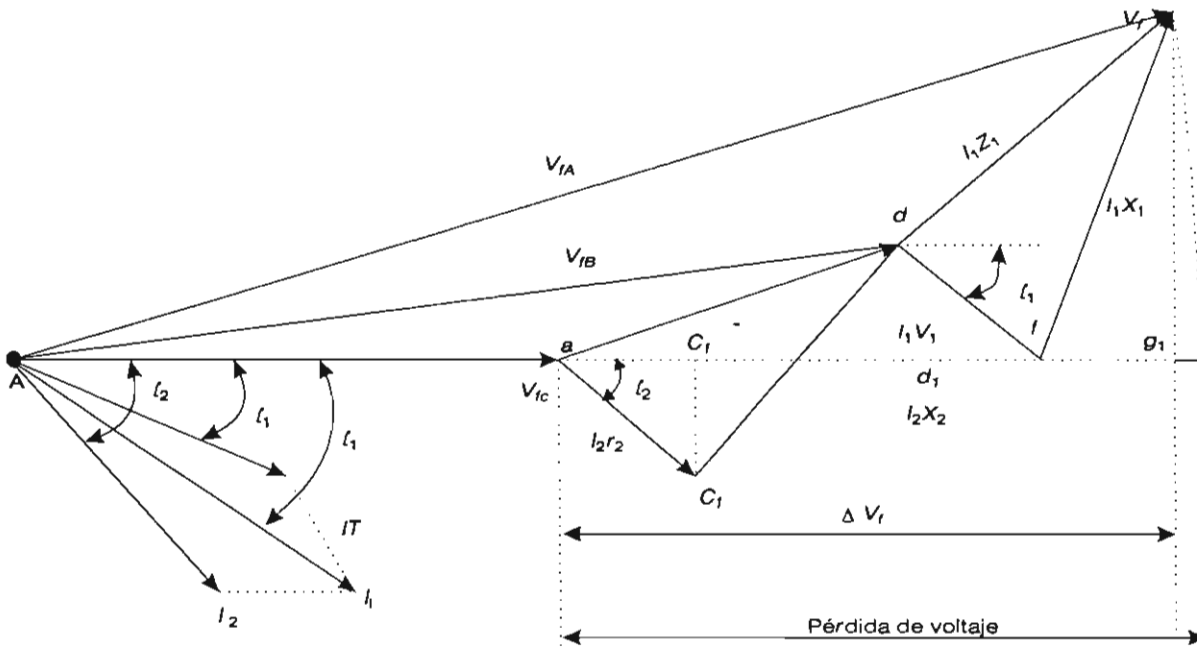


Figura IV.3. Diagrama vectorial simplificado de línea trifásica con dos cargas.

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_{R} al final de la línea (figura IV.3).

Despreciando como antes el segmento $\overline{e_1k}$ 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:

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

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:

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

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

$$\Delta V\% = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n (I_{na} \cdot r_{\text{esp.}} + I_{nr} \cdot x_{\text{esp.}}) \ln \quad (\text{IV.3})$$

Donde:

I_{na} e I_{nr} : 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:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \sum_{n=1}^n (I_{na} \cdot r_{esp.} + I_{nr} \cdot x_{esp.}) L_n}{V_n^2} \quad (IV.4)$$

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:

$$\Delta V\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \sum_{n=1}^n (I'_{na} \cdot r_{esp.} + I'_{nr} \cdot x_{esp.}) L_n}{V_n^2} \quad (IV.5)$$

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:

$$I_1 = \frac{P_1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} V_n \cos \phi_1}, A \quad \text{e} \quad I_{11} = \frac{P_{11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} V_n \cos \phi_{11}}, A$$

Por lo tanto, sus componentes activas son:

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

$$I_{11a} = I_{11} \cos \phi_{11} = \frac{P_{11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} V_n}$$

Las correspondientes componentes reactivas:

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

$$I_{11r} = I_{11} \sin \phi_{11} = \frac{Q_{11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} V_n}$$

Donde:

Q_1 y Q_{11} : potencia reactiva de los receptores conectados a las derivaciones. Ahora la fórmula

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

$$\Delta V\% = \frac{10^5 \sum_{n=1}^n (P'_n \cdot r_{esp.} + Q'_n \cdot x_{esp.}) L_n}{V_n^2} \quad (IV.6)$$

Considerando que $Q = P \tan \phi$, se obtiene finalmente:

$$\Delta V\% = \frac{10^5 \sum_{n=1}^n (r_{esp.} + x_{esp.} \tan \phi_n) P'_n L_n}{V_n^2} \quad (IV.7)$$

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 $\frac{10^5}{V_n^2} (r_{esp.} + x_{esp.} \tan \phi)$ es un valor constante, por lo que la fórmula (IV.7) queda de la siguiente forma:

$$\Delta V\% = \frac{10^5}{V_n^2} (r_{esp.} + x_{esp.} \tan \phi) \sum_{n=1}^n P'_n L_n \quad (IV.8)$$

Si se designa $\frac{10^5}{V_n^2} (r_{\text{esp.}} + x_{\text{esp.}} \operatorname{tg} \varphi) = A$; 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 $\cos \varphi \geq 0.95$.

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

	cos φ = 0.9		cos φ = 0.8		cos φ = 0.7	
	cobre	aluminio	cobre	aluminio	cobre	aluminio
Forma de tendido de cables y conductores	secciones en mm ²					
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:

$$G_{op.} = G_{amort.} + G_{mant.} + G_{pérd.} \quad (IV.12)$$

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

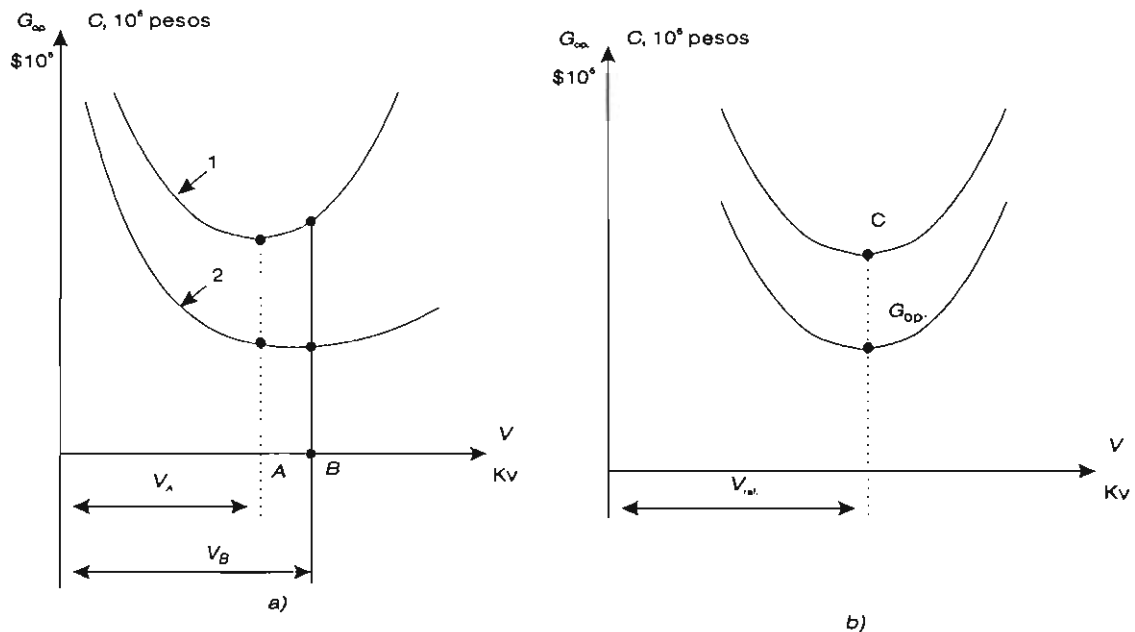


Figura IV.4. Capital invertido y gastos de operación en función del voltaje. 1, $C_{inv.} = f(V)$; 2, $G_{op.} = f(V)$.

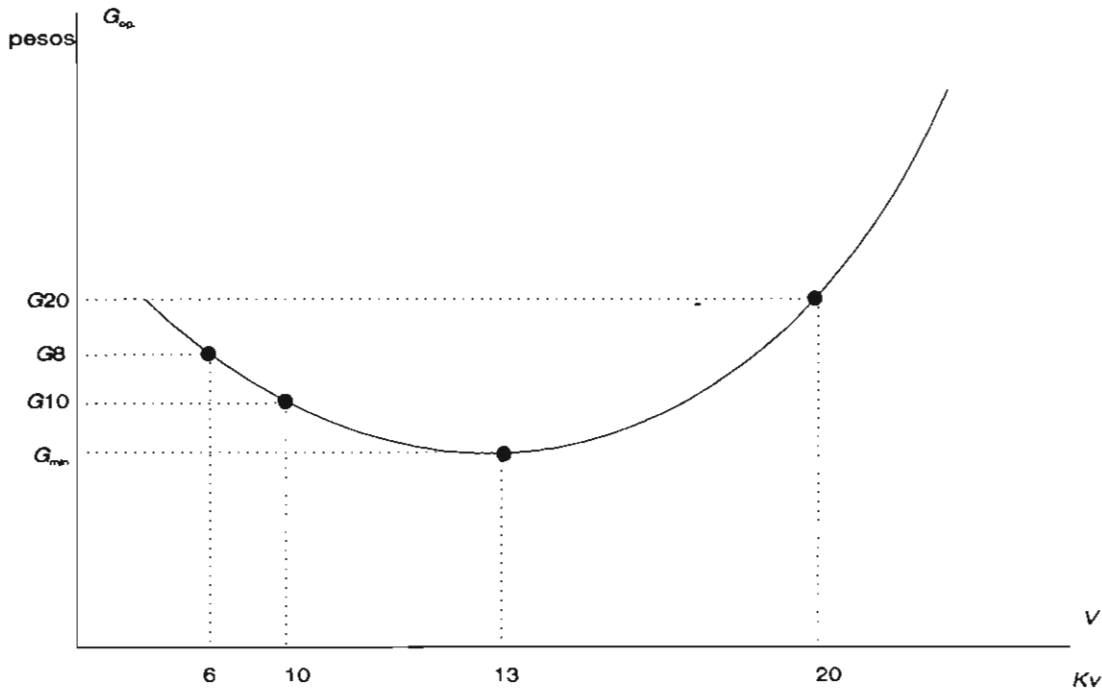


Figura IV.5. Curva de gastos anuales de operación en función del voltaje.

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: $V = 16 + \sqrt[4]{p \cdot l}$, 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.

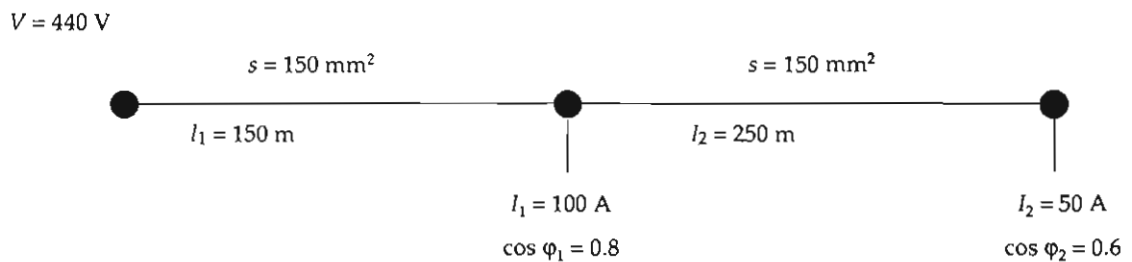


Figura IV.6. Datos para el ejemplo 14.

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

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

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

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:

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

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.

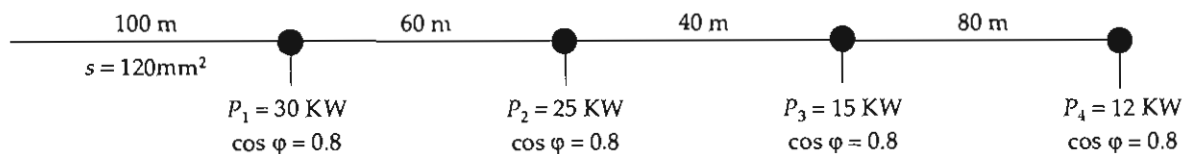


Figura IV.7. Datos del ejemplo 15.

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 $\tan\phi = 0.75$.

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

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

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

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.

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

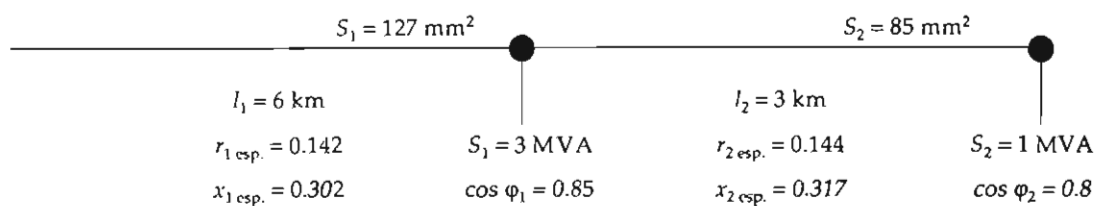


Figura IV.8. Datos para el ejemplo 16.

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.

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

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

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:

$$\begin{aligned} \Delta V\% &= \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \sum_1^n (I_{na} \cdot r_{esp.} + I_{nr} \cdot x_{esp.})}{V_n} \\ &= \frac{100 \sqrt{3} [(146.46 \cdot 0.142 + 95.93 \cdot 0.302)6 + (34.96 \cdot 0.144 + 26.22 \cdot 0.317)3]}{13.2} \\ &= 4.51\% \\ \Delta V\% &= 4.51 \end{aligned}$$

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.

CAPÍTULO V

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_{dv}) 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 mm^2 , se puede optar por la sección de 53.5 mm^2 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 ($T_{m\acute{a}x}$):

$$S_e = \frac{I_{c\acute{a}lc.}}{j_e} \quad (V.1)$$

s_e : sección económica.

$I_{c\acute{a}lc.}$: 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. $T_{m\acute{a}x}$. horas/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	Calibre AWG MCM	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
	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 ($I_{cál.$), 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.

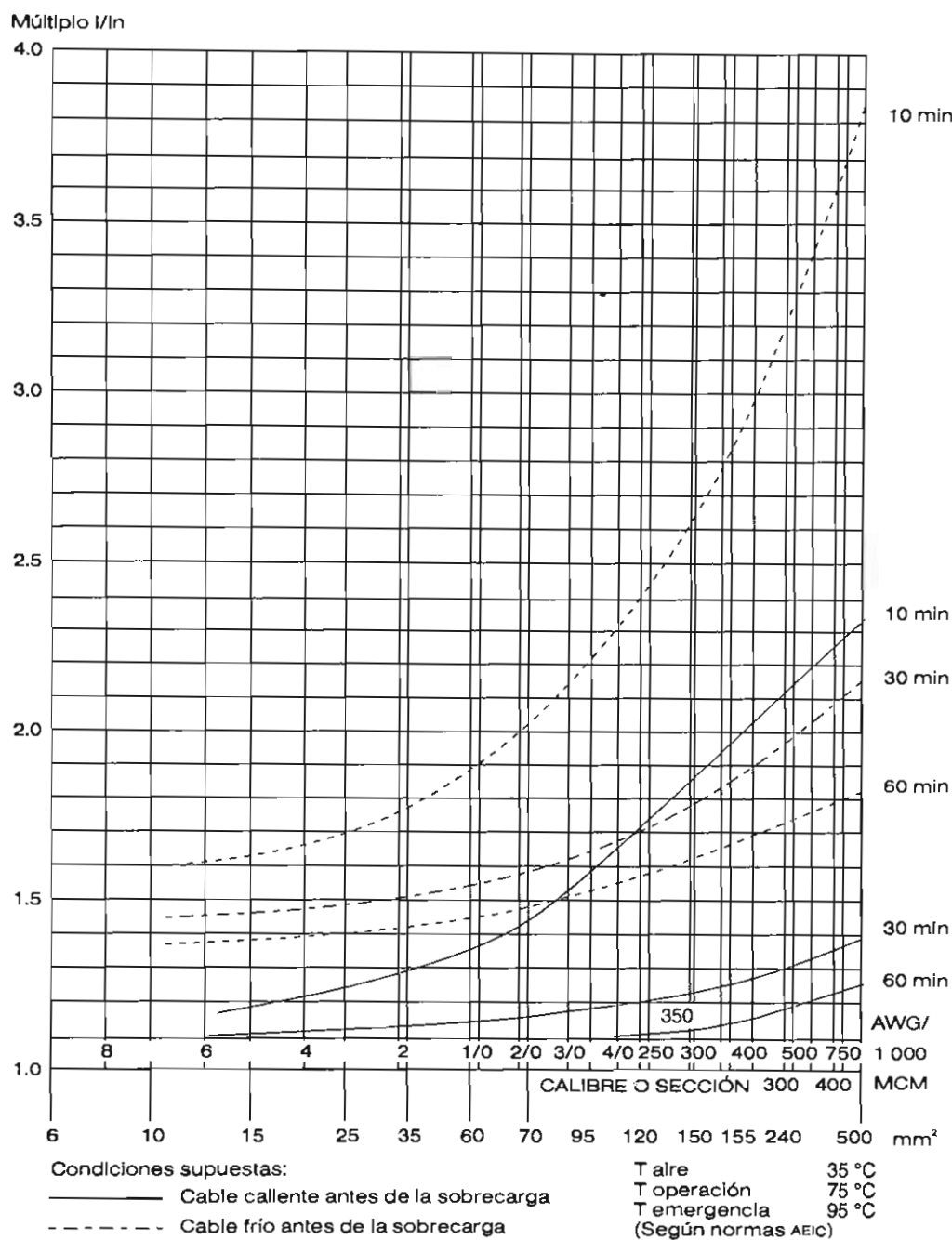
Selección de conductores para líneas aéreas. La selección de la sección por corrientes de carga para líneas aéreas se realiza en la misma forma que para los cables, pero no se requiere aplicar los factores de corrección por agrupamiento. La corriente permitida en este caso corresponde a la columna "Al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

$$S_{e \cdot t \cdot cal} = \alpha I_{per} \sqrt{t_p}, \text{ mm}^2 \quad (\text{V.2})$$

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.

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

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.

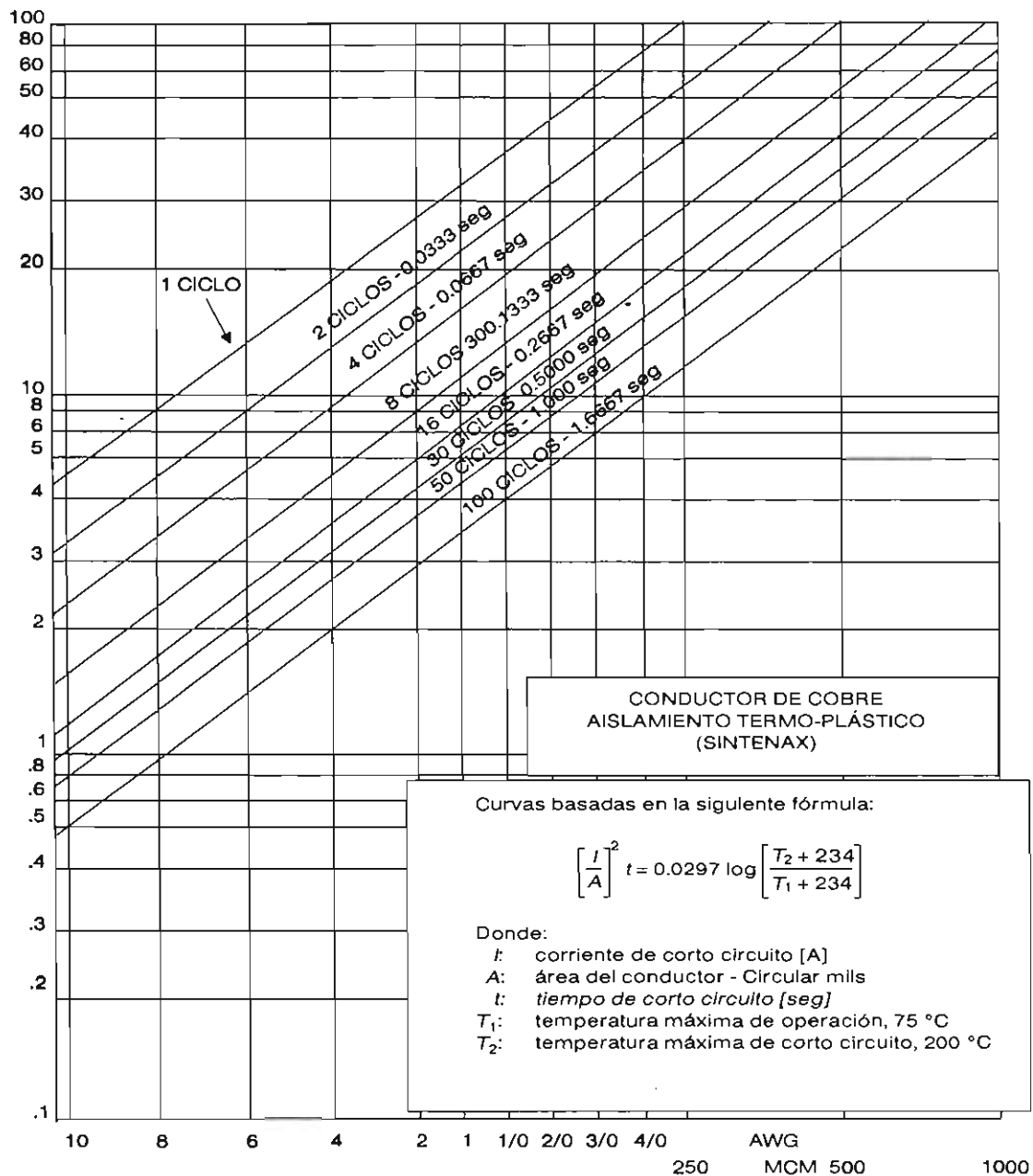
La ecuación anterior está basada en que a causa de la corta duración de la falla y la gran cantidad de calor generado, no existe disipación de calor, es decir, se considera como proceso adiabático.

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



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:

$$R_{cg.\%} = \frac{V_c - V_r}{V_r} \cdot 100 \quad (V.4)$$

Donde:

V_c : 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:

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

Donde:

ΔV : caída de tensión en la línea, V.

$I_{cál.}$: 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.

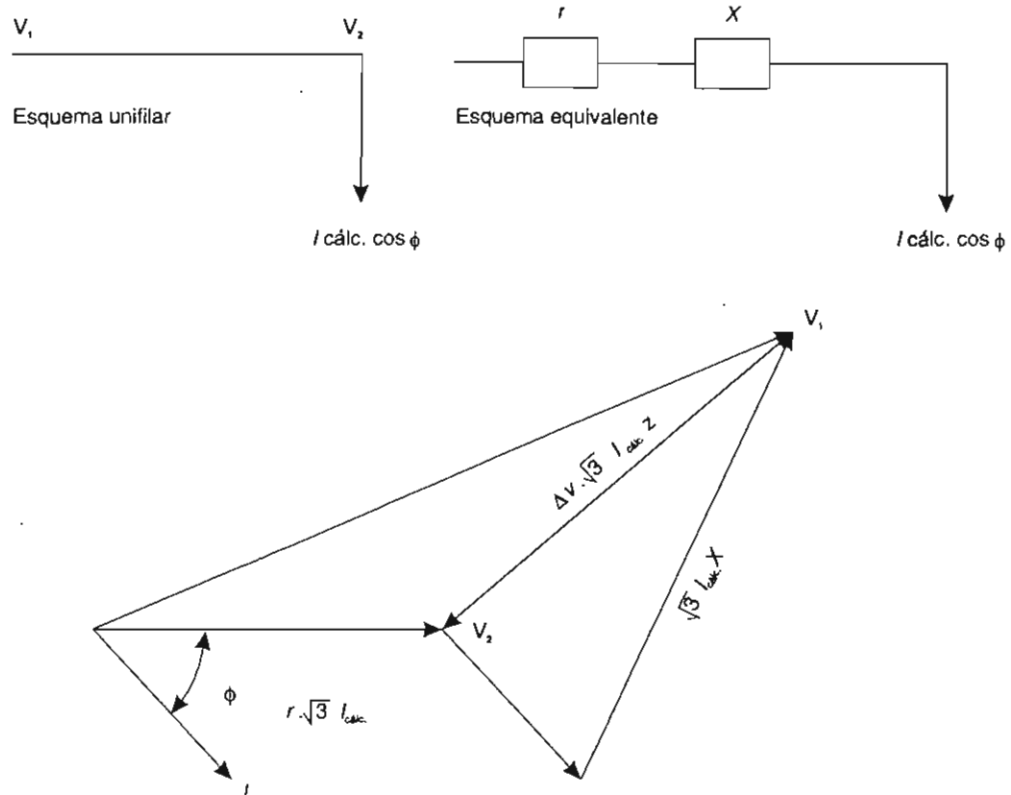


Figura V.1. Esquema para el cálculo de caída de tensión en la línea con carga concentrada al final.

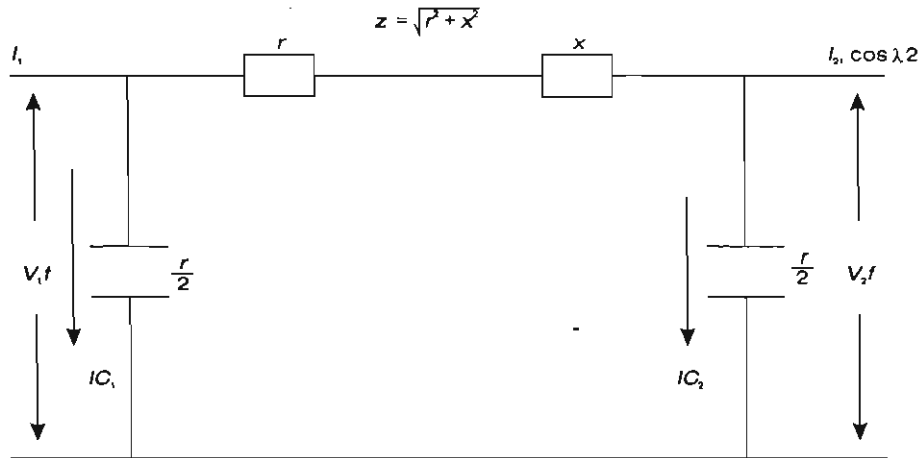


Figura V.2. Diagrama equivalente para el cálculo de líneas por el esquema Π.

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-

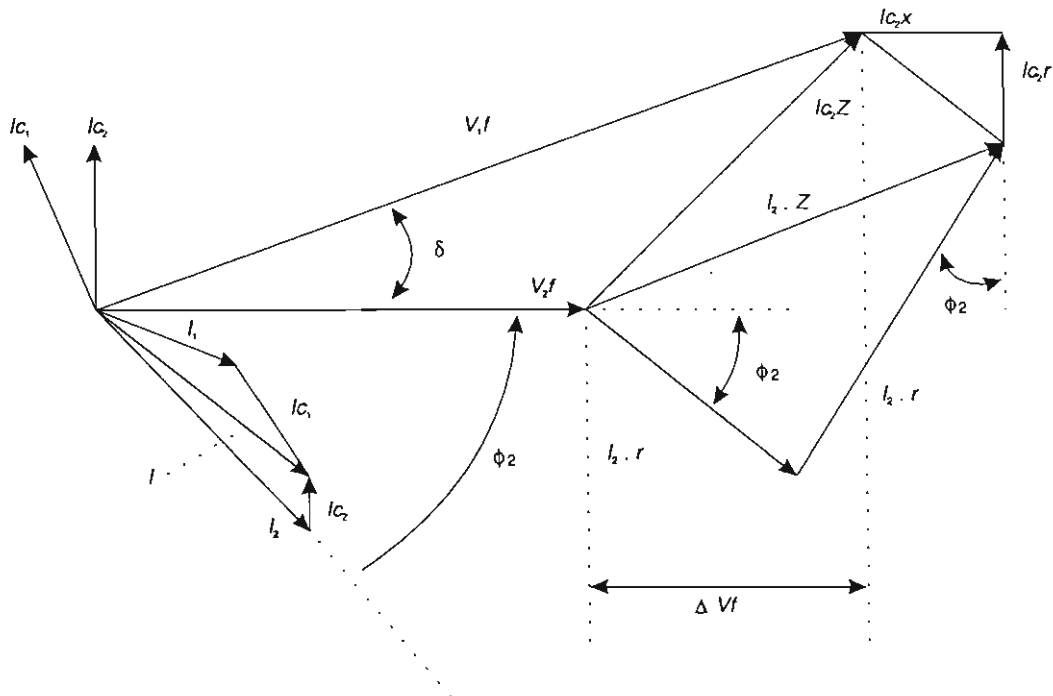


Figura V.3. Diagrama fasorial para el cálculo de la línea por el esquema Π.

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-

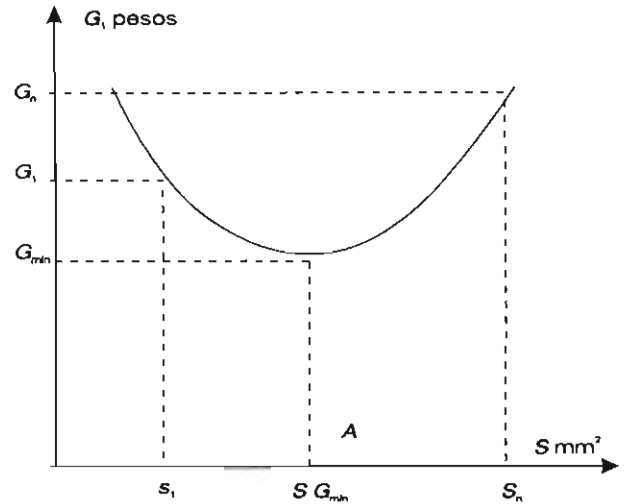


Figura V.4. Gastos totales en función de la sección del conductor.

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 cables utilizados 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 $r = 0.215 \text{ ohm/km}$, según se ve en el cuadro A.1 del anexo 1 y su reactancia $x = 0.317 \text{ ohm/km}$.

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:

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

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.

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

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

$$T_{\text{máx}} = \frac{E}{P_{\text{máx}}} = \frac{27\,740 \text{ MWh}}{5 \text{ MW}} = 5\,548, \text{ h}$$

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.

CAPÍTULO VI

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 reducirlas 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 reactivancias 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 reactivancia 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.

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

Donde:

$\Delta P_{vac.}$: 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:

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

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:

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

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

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:

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

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

Y de aquí:

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

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:

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

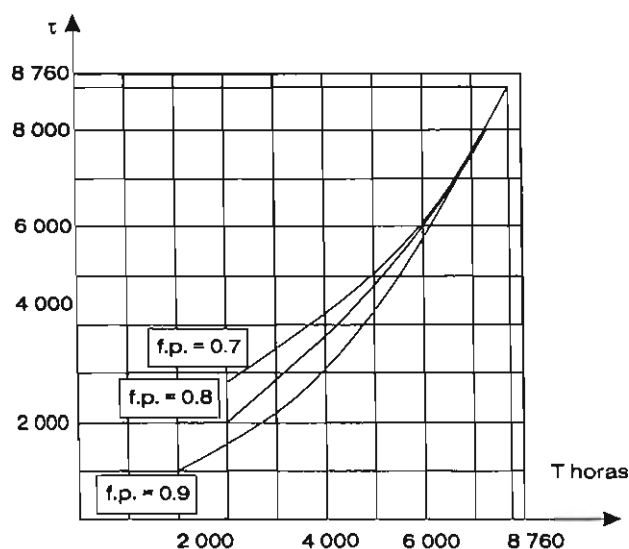


Figura VI.1. Tiempo de pérdidas máximas en función de la duración de la utilización de la carga máxima.

Las pérdidas de energía reactiva en el transformador son aproximadamente:

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

En forma análoga, en las líneas:

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

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

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 ($T_{M,a}$):

$$T_{M,a} = \frac{W_a}{P_{m\acute{a}x}}$$

W_a : energía activa.

$P_{m\acute{a}x}$: potencia activa máxima.

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

$$T_{M,r} = \frac{W_r}{Q_{m\acute{a}x}}$$

W_r : energía reactiva.

$Q_{m\acute{a}x}$: 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:

$$\cos \phi_M = \frac{P_{m\acute{a}x}}{\sqrt{P_{m\acute{a}x}^2 + Q_{m\acute{a}x}^2}} \quad \text{y} \quad \sin \phi_M = \frac{Q_{m\acute{a}x}}{\sqrt{P_{m\acute{a}x}^2 + Q_{m\acute{a}x}^2}}$$

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

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

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:

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

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).

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

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

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

d_a : diámetro exterior del aislamiento.

d_c : 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 $\tan \delta$ para aislamientos típicos

Aislamiento	CIE	$\tan \delta$
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:

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

Para pantallas de cintas de cobre traslapadas:

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

Donde:

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

d_m : 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 espaciamiento 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.

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

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	ρ , $\text{ohm} \cdot \text{mm}^2/\text{km}$
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.

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

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:

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

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 dieléct-

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.

$$0 = m \cdot l \frac{(I^2 \cdot \rho \cdot N \cdot t \cdot \beta \cdot F_p \cdot \epsilon \cdot l \cdot 10^{-3})}{s^2}$$

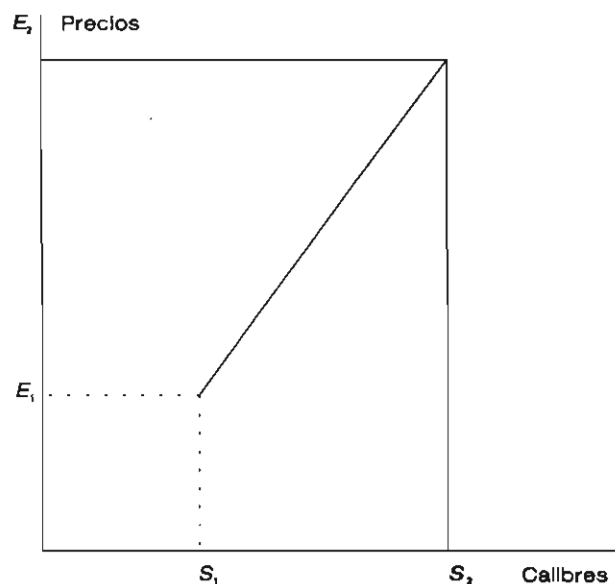


Figura VI.2. Aproximación del capital en función

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, mm².

I : corriente nominal, A.

ρ : resistividad del material del conductor a la temperatura de operación, ohm · mm²/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, \$/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 $\Delta P_{cc} = 8$ KW y las de acero $\Delta P_{vac.} = 2.4$ 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:

$$T_{m\acute{a}x} = \frac{\sqrt{2 \cdot 365.2^2 + 1 \cdot 145.5^2}}{0.5} = 5 \, 256 \text{ horas}$$

Pérdidas de potencia y energía

Con el valor de $T_{m\acute{a}x}$ encontrado y el factor de potencia de 0.9, se busca en las curvas de la figura VI.1 el tiempo de pérdidas máximas, que en este caso es $\tau = 3\,000$ horas.

La relación de potencias de carga real sobre carga nominal del transformador es igual a la relación de energías anuales:

$$\beta = \frac{2\,628 \text{ MWh}}{4\,380 \text{ MWh}} = 0.6$$

Con estos datos se calculan las pérdidas activas anuales del transformador por medio de la fórmula VI.10:

$$\Delta W_{a.T} = \Delta P_{vac.} \cdot t + \Delta P_{c.c.} \cdot \beta^2 \cdot \tau = 2.4 \cdot 8\,760 + 8 \cdot 0.6^2 \cdot 3\,000 = 29\,664 \text{ KWh}$$

Las pérdidas de energía reactiva se calculan por la fórmula VI.11.

$$\begin{aligned} \Delta W_{r.T} &\cong \frac{I_{vac.\%} \cdot S_H \cdot T \cdot t}{100} + \frac{V_{c.c.\%} \cdot S_H \cdot T \cdot \beta^2 \cdot \tau}{100} = \\ &= \frac{1.4 \cdot 500 \cdot 8\,760}{100} + \frac{5.5 \cdot 500 \cdot 0.6^2 \cdot 3\,000}{100} = 91\,020, \text{ KVAR} \end{aligned}$$

Como se ha visto, el tiempo de pérdidas máximas puede calcularse analíticamente.

$$\begin{aligned} T_{M.a} &= \frac{W_a}{P_{m\acute{a}x}} = \frac{2\,365.2 \text{ MWh}}{0.45 \text{ MW}} = 5\,256 \text{ horas} \\ T_{M.r} &= \frac{W_r}{Q_{m\acute{a}x}} = \frac{1\,145.5 \text{ MVARh}}{0.3 \text{ MVAR}} = 3\,818.3 \text{ horas} \\ \cos \varphi_M &= \frac{P_{m\acute{a}x}}{\sqrt{P_{m\acute{a}x}^2 + Q_{m\acute{a}x}^2}} = \frac{450}{\sqrt{450^2 + 300^2}} = 0.832 \\ \text{sen } \varphi_M &= \frac{Q_{m\acute{a}x}}{\sqrt{P_{m\acute{a}x}^2 + Q_{m\acute{a}x}^2}} = \frac{300}{\sqrt{450^2 + 300^2}} = 0.554 \end{aligned}$$

El tiempo de utilización de la potencia máxima se calcula como sigue:

$$\begin{aligned} T_M &= \sqrt{T_{M.a}^2 \cdot \cos^2 \varphi_M + T_{M.r}^2 \cdot \text{sen}^2 \varphi_M} = \sqrt{5\,256^2 \cdot 0.832^2 + 3\,818.3^2 \cdot 0.554^2} = \\ &T_M = 4\,858 \text{ horas} \end{aligned}$$

Finalmente se calcula el tiempo de pérdidas máximas:

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_M}{10\,000}\right)^2 \cdot 8\,760 = \left(0.124 + \frac{4\,858}{10\,000}\right)^2 \cdot 8\,760 = 3\,257 \text{ horas}$$

Se vuelven a calcular las pérdidas activas y reactivas.

$$\Delta W_{a.T} = \Delta P_{vac.} \cdot t + \Delta P_{c.c.} \cdot \beta^2 \cdot \tau = 2.4 \cdot 8\,760 + 8 \cdot 0.6^2 \cdot 3\,257 = 30\,404 \text{ KWh}$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{r.T} &\cong \frac{I_{vac.\%} \cdot S_H \cdot T \cdot t}{100} + \frac{V_{c.c.\%} \cdot S_H \cdot T \cdot \beta^2 \cdot \tau}{100} = \\ &= \frac{1.4 \cdot 500 \cdot 8\,760}{100} + \frac{5.5 \cdot 500 \cdot 0.6^2 \cdot 3\,257}{100} = 93\,564, \text{ KVAR} \end{aligned}$$

Ejemplo 14

14. Se tiene un alimentador de 23 KV con una carga pico en el año de 2 500 KW. La resistencia del alimentador es de 30 ohms. Las pérdidas en carga pico son las pérdidas máximas. La energía total que pasó a través del alimentador durante el año fue de 6 000 000 de KWh. La corriente de carga máxima es de 70 A.

Calcule el factor de carga anual y las pérdidas anuales de energía y su costo, si el KWh se cotiza a \$0.15.

Solución

Se calcula el factor de carga anual:

$$F_c = \frac{E_{\text{anual}}}{P_{n.t}} = \frac{6\,000\,000}{2\,500 \cdot 8\,760} = 0.274$$

Las pérdidas máximas de potencia activa se calculan así:

$$I^2 R = 70^2 \cdot 30 = 147 \text{ KW}$$

Se calcula el factor de pérdidas:

$$F_p = 0.3 \cdot 0.274 + 0.7 \cdot 0.274^2 = 0.1348$$

Las pérdidas de potencia promedio se calculan de la relación siguiente:

$$F_p = \frac{\text{Pérdidas de potencia promedio}}{\text{Pérdidas en carga pico}} = \frac{\Delta P_{\text{prom.}}}{\Delta P_{\text{máx}}}$$

De aquí:

$$\Delta P_{\text{prom.}} = F_p \cdot \Delta P_{\text{máx}} = 0.1348 \cdot 147 = 19.82 \text{ KW}$$

Las pérdidas anuales de energía son:

$$\Delta W_{\text{anual}} = 19.82 \cdot 8\,760 = 173\,623 \text{ KWh}$$

El costo anual de las pérdidas de energía en el alimentador es:

$$C_{\text{pér.}} = 173\,623 \cdot 0.15 = 26\,043.45 \text{ pesos/año.}$$

Ejemplo 15

15. Una fábrica requiere una potencia de 8 000 KW en forma continua con interrupciones ocasionales. Se alimenta por cable subterráneo directamente enterrado, en colocación triangular equilátera (trébol) y con voltaje nominal de 13.8 KV. La distancia entre la acometida de la compañía suministradora y la subestación de la planta industrial es de 1 500 m y el factor de potencia es $\cos\phi = 0.9$. El precio del KWh es de \$0.15.

Seleccione el tipo de cable por sus condiciones de instalación, su sección por carga, y calcule las pérdidas de potencia y energía en conductor, dieléctrico y pantalla. Determine el calibre económico del cable.

Solución

1. El tipo de cable debe satisfacer la condición de poder operar directamente enterrado, por lo que se selecciona del tipo Vulcanel fabricado por Conduflex.

2. Para la selección de la sección por corriente de carga se determina la corriente de cálculo:

$$I_{\text{cál.}} = \frac{8\,000}{\sqrt{3} \cdot 13 \cdot 8 \cdot 0.9} = 371.8 \text{ A}$$

Con la corriente de cálculo de 372 A se busca en el apéndice el cuadro A.5 y se encuentra el calibre de 250 MCM que conduce 380 A. Las curvas corresponden exactamente a cable Vulcanel de 15 KV colocado en trébol con factor de carga de 75%. La temperatura del conductor es de 90°C.

El calibre de 250 MCM satisface las condiciones de carga.

3. Pérdidas en el conductor. En el cuadro A.1 del apéndice se encuentra la resistencia eléctrica del conductor a la corriente directa $R_{CD} = 0.139 \text{ ohm/km}$ a 20°C que corresponde a 250 MCM. Además se da el diámetro $d_c = 13.21 \text{ mm}$ y $s = 126.7 \text{ mm}^2$.

En el cuadro A.3 se busca el factor para corregir la resistencia a la CD a la resistencia a la CA que es 1.06.

$$R_{CA} = 1.06 \cdot 0.139 = 0.1473 \text{ ohm/km}$$

Las pérdidas de potencia activa en el conductor:

$$\Delta P_c = I_{\text{cál.}}^2 \cdot R_{CA} \cdot 10^{-3} = 372^2 \cdot 0.1473 = 20.384 \text{ KW/km}$$

Las pérdidas de energía anuales en el conductor se calculan por la fórmula VI.16. Antes de aplicar la fórmula se determina el tiempo de operación en el cuadro VI.1, siendo $t = 8\,000$ horas.

Para las condiciones del ejemplo de operación a plena carga, el factor de carga es 1, porque la carga máxima y la carga media son iguales. El factor de pérdidas también es unitario.

$$F_p = 0.3 \cdot 1 + 0.7 \cdot 1^2 = 1.0$$

Sustituyendo en VI.1:

$$\begin{aligned} \Delta W_{a-c} &= \Delta P_c \cdot N \cdot I \cdot t \cdot F_p = 20.384 \cdot 3 \cdot 1.5 \cdot 8\,000 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = \\ &= 733\,824 \text{ KWh/año} \end{aligned}$$

4. Pérdidas en el dieléctrico. Las pérdidas de potencia específicas se calculan aplicando la fórmula VI.17.

$$\Delta P_d = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot V_o^2 \cdot \text{tg} \delta \cdot 10^{-3} \text{ KW/km}$$

En el cuadro VI.2 se buscan los valores de $\text{tg} \delta$ y de la constante inductiva específica CIE que para el Vulcanel XLP son $\text{tg} \delta = 2.1$ y $\text{CIE} = 0.1$. Se calcula la capacitancia.

$$C = \frac{0.0241 \cdot \text{CIE} \cdot 10^{-6}}{\log \frac{d_a}{d_c}} = \frac{0.0241 \cdot 0.1 \cdot 10^{-6}}{\log \frac{23.5}{13.21}} = 0.0096336 \cdot 10^{-6} \text{ F/km}$$

Los diámetros d_a y d_c se encuentran en el cuadro A.5 del anexo para este ejemplo o en catálogos de fabricantes de cables de energía de alta tensión.

Sustituyendo en VI.17:

$$\begin{aligned} \Delta P_d &= 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot V_o^2 \cdot \text{tg} \delta \cdot 10^{-3} = 2\pi \cdot 60 \cdot 0.0096336 \cdot 10^{-6} \cdot 7967^2 \cdot 2.1 \cdot 10^{-3} = \\ &= 0.484 \text{ KW/km} \end{aligned}$$

Las pérdidas de energía anuales son:

$$\Delta W_d = \Delta P_d \cdot l \cdot N \cdot t = 0.484 \cdot 1.5 \cdot 3 \cdot 8\,000 = 17\,424, \text{ KWh/año}$$

5. Pérdidas en la pantalla. Se calculan por medio de la fórmula VI.19, pero antes debe calcularse la resistencia de la pantalla R_p y la corriente que circula por la pantalla I_p . Como el cable seleccionado tiene pantalla electrostática a base de alambres de cobre, se usa la fórmula VI.20. El cable tiene pantalla con $n = 13$ conductores calibre 12 con $d = 3.8$ mm.

$$R_p = \rho \frac{1.02}{0.7854 \cdot n \cdot d^2} = 17.241 \frac{1.02}{0.7854 \cdot 13 \cdot 3.8^2} = 0.1193, \Omega/\text{km}$$

La corriente en la pantalla se calcula por la fórmula VI.23, pero antes se calcula la reactancia mutua por la fórmula III.24.

$$X_m = 0.0754 \ln \frac{s}{r_o} = 0.0754 \ln \frac{3.1}{1.36} = 0.06212, \Omega/\text{km}$$

La corriente en la pantalla:

$$I_p^2 = \frac{I^2 \cdot X_m^2}{X_m^2 + R_p^2} = \frac{372^2 \cdot 0.06212^2}{0.06212^2 + 0.1193^2} = 29517.3, \text{ A}^2$$

Sustituyendo en la fórmula VI.19 se tiene:

$$\Delta P_p = I_p^2 \cdot R_p \cdot 10^{-3} = 29\,517.3 \cdot 0.1193 \cdot 10^{-3} = 3.52, \text{ KW/km}$$

Las pérdidas de energía por la fórmula VI.25:

$$\Delta W_p = \Delta P_p \cdot l \cdot t \cdot F_p = 3.52 \cdot 1.5 \cdot 8\,000 \cdot 1.0 = 42\,240, \text{ KWh/año}$$

Las pérdidas totales de energía se obtienen por la suma de pérdidas en conductor, en dieléctrico y en pantalla.

$$\Delta W_T = 733\,824 + 17\,424 + 42\,240 = 793\,488, \text{ KWh/año}$$

Los gastos totales por pérdidas anuales de energía son:

$$G_p = \Delta W_T \cdot \beta = 793\,488 \cdot 0.15 = 119\,023.2 \text{ pesos/año}$$

7. Selección del calibre económico. Se considera una tasa de interés anual de 12% y aplicando la fórmula VI.31 se obtiene el factor de interés para 30 años de duración del cable:

$$\varepsilon = \frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} = \frac{1 - (1 + 0.12)^{-30}}{0.12} = 6.973986$$

Se calcula la pendiente de precios contra sección por medio de dos calibres.

$$m = \frac{219\,116 - 76\,922}{250 - 53.94} = 725$$

Se aplica la fórmula VI.33 para determinar la sección económica.

$$S_e = l \sqrt{\frac{\rho \cdot N \cdot t \cdot \beta \cdot F_p \cdot \varepsilon \cdot 10^{-3}}{m}} =$$

Pérdidas de potencia y energía

$$= 372 \sqrt{\frac{17.241 \cdot 3 \cdot 8\,000 \cdot 0.15 \cdot 1 \cdot 6.973986 \cdot 10^{-3}}{725}} = 287.4 \text{ mm}^2$$

Con este resultado se debe optar por un cable de 600 MCM con una sección del conductor de 304 mm². Esta opción es la más económica y permite un gran ahorro de energía. Con la sección de 600 MCM las pérdidas de potencia y energía son:

$$\Delta P_c = 352^2 \cdot 0.0948 \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta W_{a.c} = \Delta P_c \cdot N \cdot I \cdot t \cdot F_p = 11.74 \cdot 3 \cdot 1.5 \cdot 8\,000 \cdot 1 = 422\,859.6$$

Con el calibre de 250 MCM

$$\Delta W_{a.c} = 733\,824 \text{ KWh/año}$$

Por lo que se tiene un ahorro de energía anual de 310 964 KWh, lo que en pesos equivale a \$46 644.6.

CAPÍTULO VII

FACTOR DE POTENCIA

EL FACTOR DE POTENCIA SE DEFINE como el coseno del ángulo entre la potencia activa P y la potencia aparente S , según se muestra en la figura VII.1 del triángulo de potencias.

A partir del triángulo de potencias se observa que el $\cos \varphi$ es igual a la relación de la potencia activa entre la potencia aparente:

$$\text{coseno } \varphi = \frac{P}{S}$$

Esta relación da la definición del factor de potencia como la parte de la potencia aparente que se gasta en realizar trabajo útil. La potencia reactiva se utiliza en la formación del campo magnético en las máquinas eléctricas.

El factor de potencia se expresa a través de las potencias activa y reactiva por la expresión siguiente:

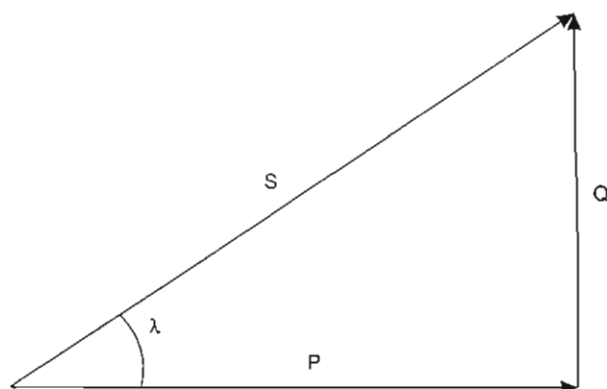


Figura VII.1. Triángulo de potencias. P , Potencia activa. S , Potencia aparente. Q , Potencia reactiva.

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (\text{VII.1})$$

Para las redes en donde la forma de onda del voltaje y de la corriente es senoidal, los valores de las potencias P y Q se determinan sin ningún problema; sin embargo, cuando se tienen grandes cantidades de armónicas es difícil calcular dichas potencias.

En las redes con gran contenido de armónicas se pueden utilizar tres formas para calcular el factor de potencia, pero en diversas circunstancias los resultados son diferentes, con variaciones hasta de 6% o más.

La primera es considerando el defasamiento entre la corriente y el voltaje.

La segunda por la fórmula siguiente:

$$\cos \varphi = \frac{1}{T} \frac{\int_0^T v \cdot i \, dt}{V \cdot I} \quad (\text{VII.2})$$

Donde:

T : periodo, seg.

v : voltaje en valores instantáneos, V .

i : corriente en valores instantáneos, A .

V : voltaje en valor eficaz, V .

I : corriente en valor eficaz, A .

La tercera forma es usando la armónica fundamental de voltaje y corriente en valores instantáneos, con la fórmula siguiente:

$$\cos \varphi = \frac{1}{T} \int_0^T v_i \cdot i_i dt \quad (\text{VII.3})$$

V_1, i_1 : voltaje y corriente de la armónica fundamental.

El factor de potencia debe ser lo más alto posible (cercano a 1), puesto que un $\cos \varphi$ bajo, al aumentar considerablemente la corriente, acarrea las siguientes desventajas:

a) Aumenta las pérdidas de energía activa, las cuales son proporcionales al cuadrado de la corriente.

b) Aumenta la caída de tensión en alimentadores y líneas.

c) El uso de la capacidad de las instalaciones se reduce, con lo que se aumentan los costos por depreciación y mayores inversiones.

ARMÓNICAS

Cualquier desviación cíclica de la forma de onda senoidal del voltaje o de la corriente, en un sistema de corriente alterna, se conoce con el nombre de deformación armónica. Generalmente la onda deformada puede descomponerse en un determinado número de ondas senoidales de frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental (60 Hz).

La armónica de frecuencia fundamental tiene la mayor amplitud y va decreciendo según se incrementa la frecuencia de las armónicas. Por tal motivo, en los análisis se consideran sólo las armónicas que tengan influencia en la forma de la curva, despreciándose las altas. La figura VII.2 muestra el efecto de la segunda y la tercera armónicas sobre la primera (fundamental).

En los sistemas de potencia reales se pueden presentar deformaciones que tienen componentes senoidales con frecuencias que no son múltiplos de la frecuencia fundamental, por ejemplo de 210 Hz, así como componentes con frecuencias menores que la fundamental (resonancia subsíncrona). Todas estas componentes causan la deformación de la onda senoidal y frecuentemente se consideran deformaciones por armó-

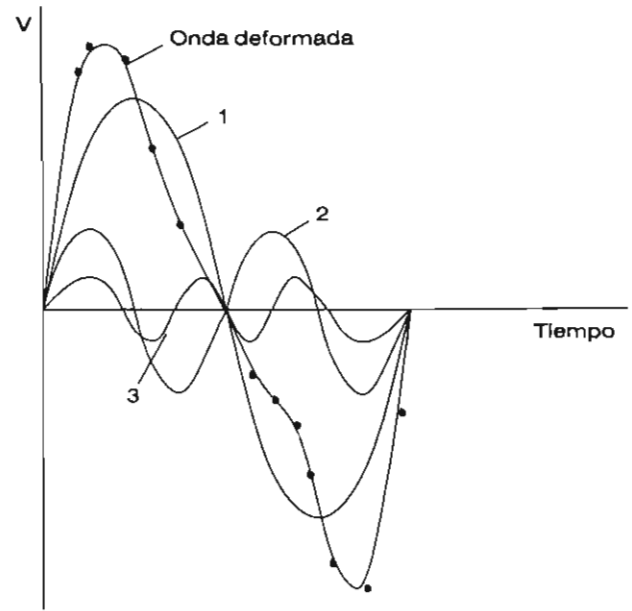


Figura VII.2. Deformación de la onda senoidal por efecto de las armónicas. 1, Onda senoidal fundamental, 2, Segunda armónica. 3, Tercera armónica.

nicas. Estrictamente hablando, sólo las curvas senoidales con frecuencias múltiplos exactos de la frecuencia nominal producen la distorsión armónica.

En los sistemas de potencia cualquier impedancia no lineal produce deformaciones en la onda senoidal, es decir, produce armónicas. Los ejemplos más comunes son los transformadores de potencia sobrecargados, así como los hornos de arco eléctrico y las cargas controladas por tiristores.

Los variadores de velocidad que usan cicloconvertidores generan distorsión con frecuencias diferentes a las de las armónicas. Estas distorsiones pueden ser amortiguadas o bien, amplificadas por la resonancia en la red, aunque también es posible que causen oscilaciones a frecuencias fraccionarias de las armónicas. Las distorsiones viajan a través de la red y causan problemas en otros puntos.

Como los sistemas de control electrónicos están en expansión, cabe esperar que el problema de las armónicas y de la resonancia irá en aumento si no se toman las medidas necesarias para corregirlo.

CÁLCULO DEL FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia en la red es variable, puesto que la carga de la misma también lo es. De acuerdo con esto se pueden mencionar varios factores de potencia, entre los que se tienen los siguientes:

Factor de potencia instantáneo. Es el valor de $\cos \varphi$ en un instante dado. Este valor puede medirse directamente por el fasómetro o por las indicaciones en el mismo instante del amperímetro, del voltímetro y del kilowattmetro por la siguiente expresión:

$$\cos \varphi = \frac{P \cdot 10^3}{\sqrt{3} V I} \quad (\text{VII.4})$$

Factor de potencia medio. Es el promedio de factores de potencia medidos en intervalos regulares durante un tiempo dado. Se calcula por la fórmula siguiente:

$$\cos \varphi_{\text{med.}} = \frac{\cos \varphi_1 + \cos \varphi_2 + \dots + \cos \varphi_n}{n} \quad (\text{VII.5})$$

Donde:

n : número de intervalos de tiempo.

Factor de potencia medio flotante. El valor medio flotante del factor de potencia es el que se determina por medio de las lecturas de los medidores de energía activa y reactiva durante un periodo determinado de tiempo, como puede ser hora, día, semana, año, etcétera.

La fórmula empleada es:

$$\cos \varphi_{\text{med. f.}} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}} \quad (\text{VII.6})$$

Donde:

W_a , energía activa y reactiva mostrada por los medidores correspondientes en un mismo periodo de tiempo, expresadas en KWh y KVARh respectivamente.

Factor de potencia natural medio flotante. Es el factor de potencia medio flotante que no incluye los elementos compensadores de potencia reactiva.

Factor de potencia general medio flotante. Es el factor de potencia medio flotante que incluye los elementos compensadores de potencia reactiva.

CAUSAS DE LA REDUCCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

En los sistemas de distribución, los principales consumidores de energía reactiva son los motores de inducción, los transformadores y los hornos de inducción.

El mayor factor de potencia en un motor de inducción se obtiene en las condiciones de carga nominal, o sea que dicho factor se reduce cuando la potencia activa disminuye o aumenta. La causa de que el factor de potencia disminuya con poca carga se debe a que la corriente de magnetización permanece prácticamente constante. Con el incremento de carga por arriba de la nominal, el factor de potencia disminuye porque aumenta el flujo de dispersión.

El factor de potencia de los motores de inducción en vacío tiene valores dentro del rango de 0.1 a 0.3, lo cual significa que la componente de corriente reactiva es muy grande.

Los transformadores de potencia con cargas inferiores a 75% de su capacidad nominal también tienen factor de potencia reducido. Los transformadores se diseñan para tener la máxima eficiencia con capacidad del orden de 70% de la nominal, puesto que pasan más tiempo con cargas de este orden que con las nominales.

Al aplicar un voltaje superior al nominal a un motor de inducción se produce un incremento de la corriente de magnetización y de la potencia reactiva del motor, lo cual significa una reducción del factor de potencia.

MÉTODOS DE ELEVACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

La elevación del factor de potencia tiene gran importancia para el ahorro de energía, ya que reduce las pérdidas en forma por demás notable. Como al elevarse el factor de potencia se reduce la corriente, entonces se tiene también la corres-

pondiente reducción de las pérdidas en conductores y transformadores. Estas pérdidas se reducen en mayor grado cuanto más se eleve el factor de potencia.

El factor de potencia se puede elevar utilizando métodos naturales y medios de compensación.

Métodos naturales

La elevación del factor de potencia debe realizarse en primer término por medio de la operación correcta, racional, del equipo eléctrico.

La potencia de los motores debe seleccionarse estrictamente de acuerdo con la potencia necesaria para mover el mecanismo acoplado al motor. Cuando se tienen motores poco cargados puede ser recomendable cambiarlos por otros de menor capacidad. En algunos casos las pérdidas de potencia activa se incrementan con dicho cambio, sin embargo, debe evaluarse y tomar la decisión adecuada.

En general conviene cambiar los motores cargados menos de 40%; es ventajoso dejar los cargados con más de 70%, y los que se encuentran entre 40 y 70% pueden cambiarse o no, de acuerdo con el resultado de evaluaciones más cuidadosas, donde se hace un análisis de la inversión y del ahorro de energía.

La reparación con máxima calidad de los motores permite que se conserven los datos de placa de los mismos, es decir, conservar sus parámetros nominales. Se debe poner especial cuidado en conservar estrictamente el entrehierro entre el rotor y el estator del motor.

Los transformadores con cierta frecuencia operan con cargas muy inferiores a la nominal; en los casos en que la carga es inferior a 30% es recomendable desconectar el transformador. Esto se hará cuando sea posible, cuando hay transformadores en paralelo o transferencia de carga.

Aplicando los métodos naturales (sin la compensación) normalmente no es posible elevar el factor de potencia hasta los niveles deseados, por lo cual se recurre al empleo de dispositivos compensadores de potencia reactiva, como los capacitores en serie y en paralelo.

Métodos de compensación

Los dispositivos compensadores de potencia reactiva más utilizados son: capacitores, compensadores sincrónicos y motores sincrónicos sobreexcitados. Lo más común son los capacitores, ya que se utilizan desde los voltajes de distribución hasta baja tensión.

Un capacitor está formado por dos o más placas conductoras adyacentes separadas por hojas de materiales aislantes. El valor de la capacitancia del capacitor es proporcional al área de las placas e inversamente proporcional al espesor del dieléctrico entre ellas.

Los capacitores tienen pequeñas pérdidas de energía activa, que van de 0.3 a 0.5% de su potencia nominal. El montaje y operación de los bancos de capacitores es sencillo y su potencia se puede modificar reduciendo o aumentando el número de capacitores conectados en el banco. Cuando un capacitor se daña, es fácil sustituirlo por uno nuevo.

Actualmente se fabrican capacitores de polipropileno metalizado que se autorregeneran. Son para tensiones de hasta 660 V y tienen potencias de 10, 50, 75, 110 y 130 KVA. La autorreparación de los capacitores consiste en que cuando se presenta una falla, la corriente que pasa por la película metálica es alta, y como la capa metálica es sumamente delgada, el metal se funde y evapora, y el dieléctrico queda restablecido. La autorreparación va reduciendo paulatinamente la potencia del capacitor.

Entre las desventajas que tienen los capacitores sobresalen las siguientes:

a) Son inestables a los esfuerzos dinámicos que surgen durante el corto circuito.

b) Durante la energización del banco se presentan grandes corrientes de arranque, de hasta 10 veces la corriente nominal.

c) Después de la desconexión del banco, en sus terminales permanece una carga eléctrica que es peligrosa para el personal.

d) Los condensadores generalmente son muy sensibles a la elevación de voltaje, normalmente no soportan sobretensiones superiores a 10% respecto a su voltaje nominal.

Los capacitores se pueden conectar en parale-

Factor de potencia

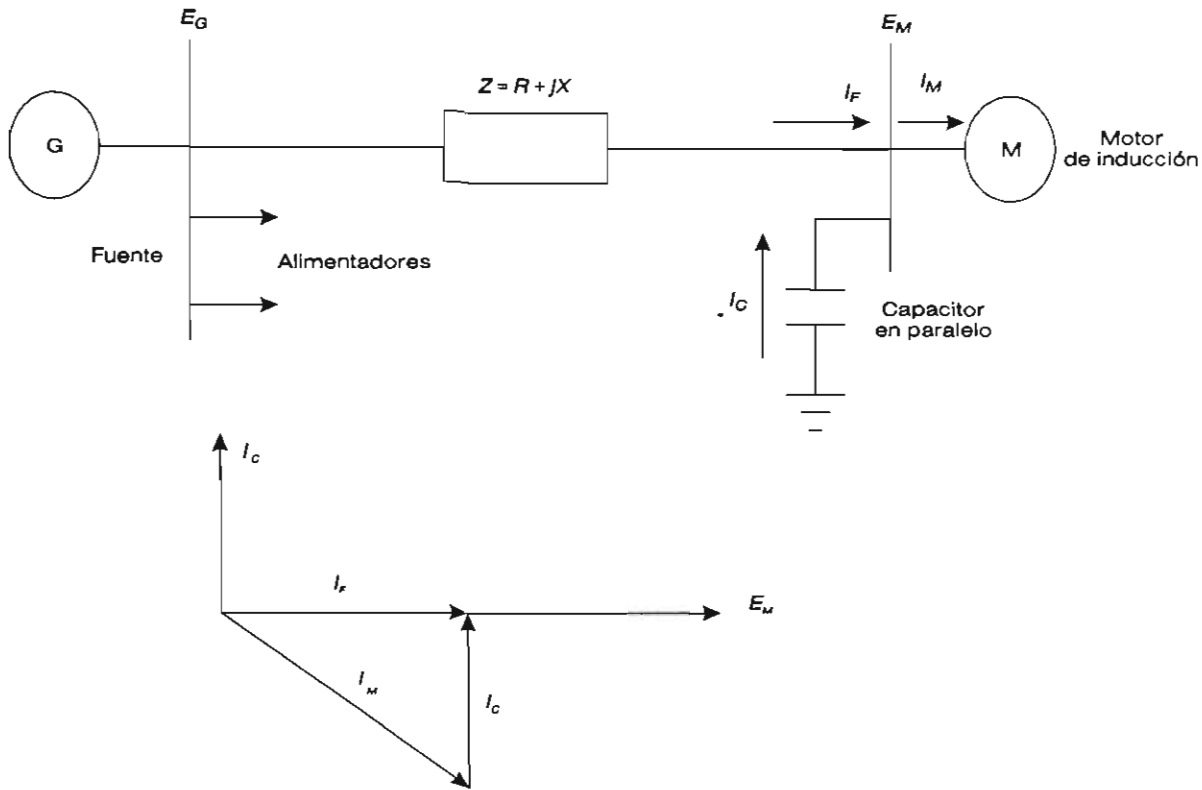


Figura VII.3. Capacitores en paralelo proporcionando los KVAR requeridos por un motor de inducción.

lo o en serie, y en cada caso se tienen ventajas y desventajas.

Capacitores en paralelo

La función de los capacitores en paralelo aplicados como unidad o en grupo de unidades (banco) es alimentar la potencia reactiva inductiva (KVAR adelantados), en el punto en que se conectan al sistema de distribución. Un capacitor en paralelo tiene el mismo efecto que un generador o motor síncrono sobreexcitado. Ellos proporcionan la cantidad de KVAR o la corriente capacitiva para compensar la componente de corriente inductiva del motor de inducción, según se muestra en la figura VII.3.

Los capacitores en paralelo aplicados en el extremo de la carga con factor de potencia atrasado tienen varios efectos, alguno de los cuales puede ser la razón de su aplicación.

1) Reducen la componente atrasada de la corriente del circuito.

2) Elevan el nivel del voltaje en la carga.

3) Permiten la regulación del voltaje si las unidades de capacitores son maniobradas adecuadamente.

4) Reducen las pérdidas de potencia activa (I^2R) en el sistema de distribución, por la reducción de la corriente.

5) Reducen las pérdidas de energía reactiva (I^2X) en el sistema de distribución por la reducción de la corriente.

6) Incrementan el factor de potencia de las fuentes de generación.

7) Decrece la potencia aparente (KVA) alimentada por la fuente de generación y los circuitos quedan en posibilidad de soportar sobrecarga o de tener una capacidad adicional disponible.

8) Por la reducción de la potencia aparente en la fuente de generación, se puede incrementar la carga de KW a los generadores, si la turbina tiene capacidad disponible.

9) Reduce la demanda de potencia aparente

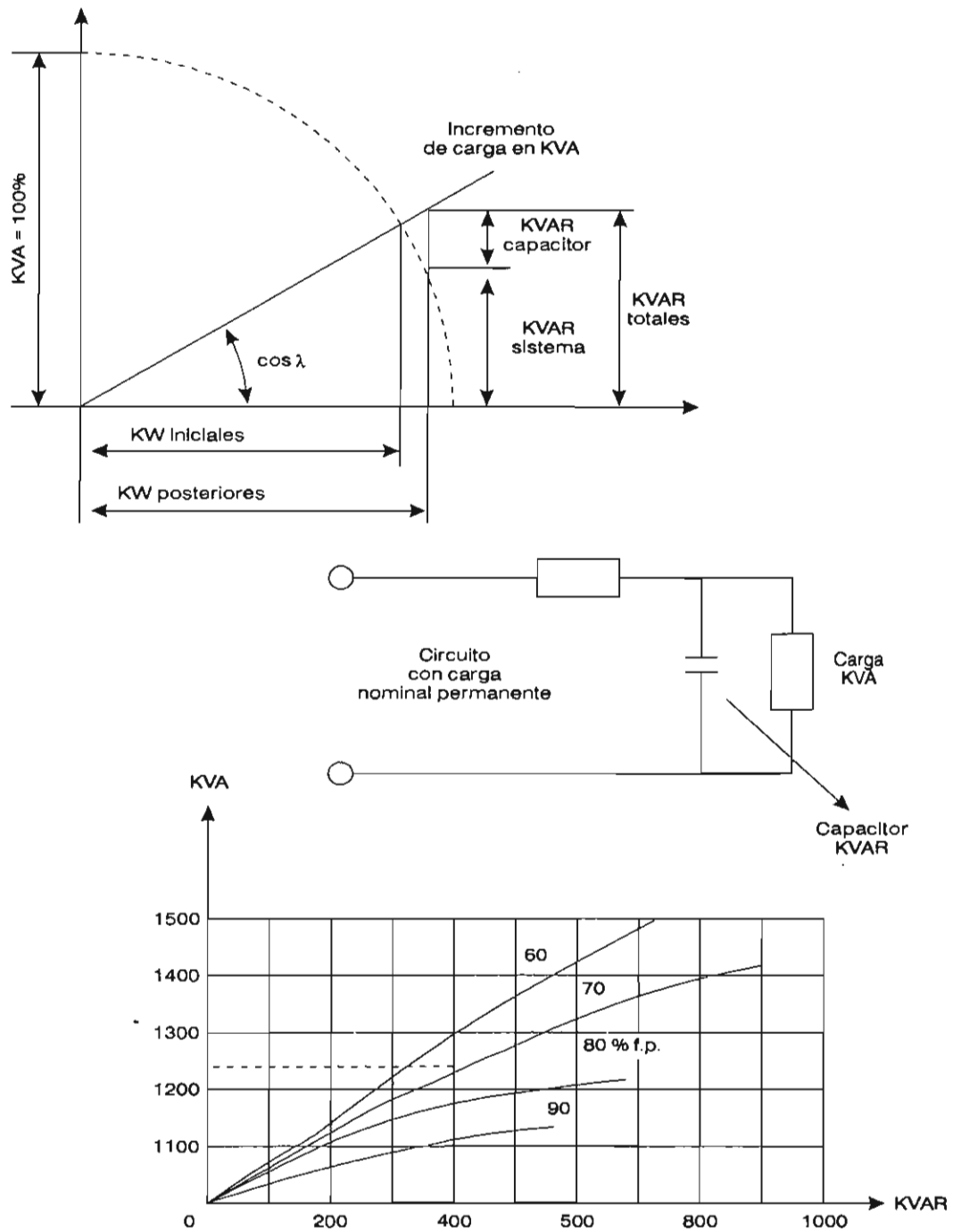


Figura VII.4. Comportamiento de los capacitores en paralelo.

donde la potencia se compra. En algunos casos la corrección a 100% del factor de potencia resulta económicamente ventajosa.

10) Reduce la inversión en adaptación del sistema a diferentes regímenes por KW de carga alimentada.

Con objeto de ilustrar los efectos de los capacitores en paralelo se considera un circuito que transmite 1 000 KVA con diversos factores de potencia. Por medio de adición de capacitores en paralelo a la carga, los KVA de la fuente se reducen notablemente. Cuanto más bajo es el

factor de potencia, más eficaces resultan los capacitores, según puede apreciarse en la figura VII.4.

Un incremento en los KVAR de los capacitores reduce la corriente del circuito alimentador procedente de la fuente hasta el último punto, en el cual los capacitores abastecen todos los KVAR requeridos por la carga y el circuito alimentador solamente aporta la componente activa (KW).

Para una carga constante en el circuito, la adición de capacitores permite incrementar la carga útil (potencia activa). Adicionando 400 KVAR de capacitores a una carga de 1 000 KVA con factor de potencia de 70%, la carga se puede incrementar de 1 000 KVA hasta casi 1 240 KVA, según se ve en la figura VII.4.

Capacitores serie

Los capacitores serie se han utilizado con cierta amplitud por muchos años en circuitos de distribución y de subtransmisión. Los capacitores en paralelo son casi universalmente aplicados en los sistemas de distribución, ya que sus efectos benéficos son deseables prácticamente en todos los puntos del sistema. Los capacitores serie son dispositivos que tienen un rango de aplicación mucho más limitado.

La instalación de capacitores serie en los alimentadores de distribución responde a situaciones particulares y requiere un gran trabajo de ingeniería e investigación para su aplicación. Por esta razón no se justifican los capacitores serie para pequeñas capacidades.

Cuando un capacitor serie se inserta en un alimentador, compensa la reactancia inductiva del mismo, reduciéndola en el valor de la reactancia capacitiva del capacitor. El efecto del capacitor serie es reducir la caída de voltaje causada por la reactancia inductiva en el alimentador o en la línea.

Para ciertas aplicaciones se puede considerar al capacitor serie como un regulador de voltaje, el cual da una elevación de voltaje proporcional a la magnitud y al factor de potencia de la corriente que pasa por él. Ésta es la diferencia fundamental entre los capacitores serie y paralelo. Los ca-

pacitores en paralelo dan una elevación de voltaje constante, independientemente de la corriente que pasa por el circuito, mientras ésta no cause grandes caídas de tensión.

Cuando la corriente de carga causa una apreciable caída de voltaje, la elevación de tensión que produce el capacitor decrece, lo cual no es deseable. Por consiguiente, un capacitor paralelo con potencia constante es un mal regulador de voltaje. Puede ser regulador sólo en el caso en que el número de capacitores conectados al banco se modifique adecuadamente.

Por otro lado, el capacitor serie da una elevación de voltaje que crece con el incremento de la carga; además, con factores de potencia más bajos, los cuales dan una mayor caída de tensión en la línea, el capacitor da una mayor elevación de voltaje neto. Por estas razones el capacitor serie constituye por sí mismo un regulador de voltaje. La operación del capacitor serie se muestra en la figura VII.5.

La caída de voltaje (ΔV) que se produce en el alimentador sin ninguna compensación es aproximadamente:

$$\Delta V = I R \cos \phi + I X \sin \phi \quad (\text{VII.7})$$

Con los capacitores serie incluidos la caída de tensión queda:

$$\Delta V = I R \cos \phi + I (X_L - X_C) \sin \phi \quad (\text{VII.8})$$

En la mayoría de los casos la reactancia capacitiva se toma menor que la reactancia inductiva del alimentador para no tener sobrecompensación. La sobrecompensación ($X_L < X_C$) se realiza en los casos en que la resistencia del alimentador es relativamente alta.

La sobrecompensación puede causar sobrevoltajes considerables durante el arranque de motores de gran potencia, según se ilustra en la figura VII.6.

CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LOS CAPACITORES

La potencia que debe tener el banco de capacitores para elevar el factor de potencia hasta un

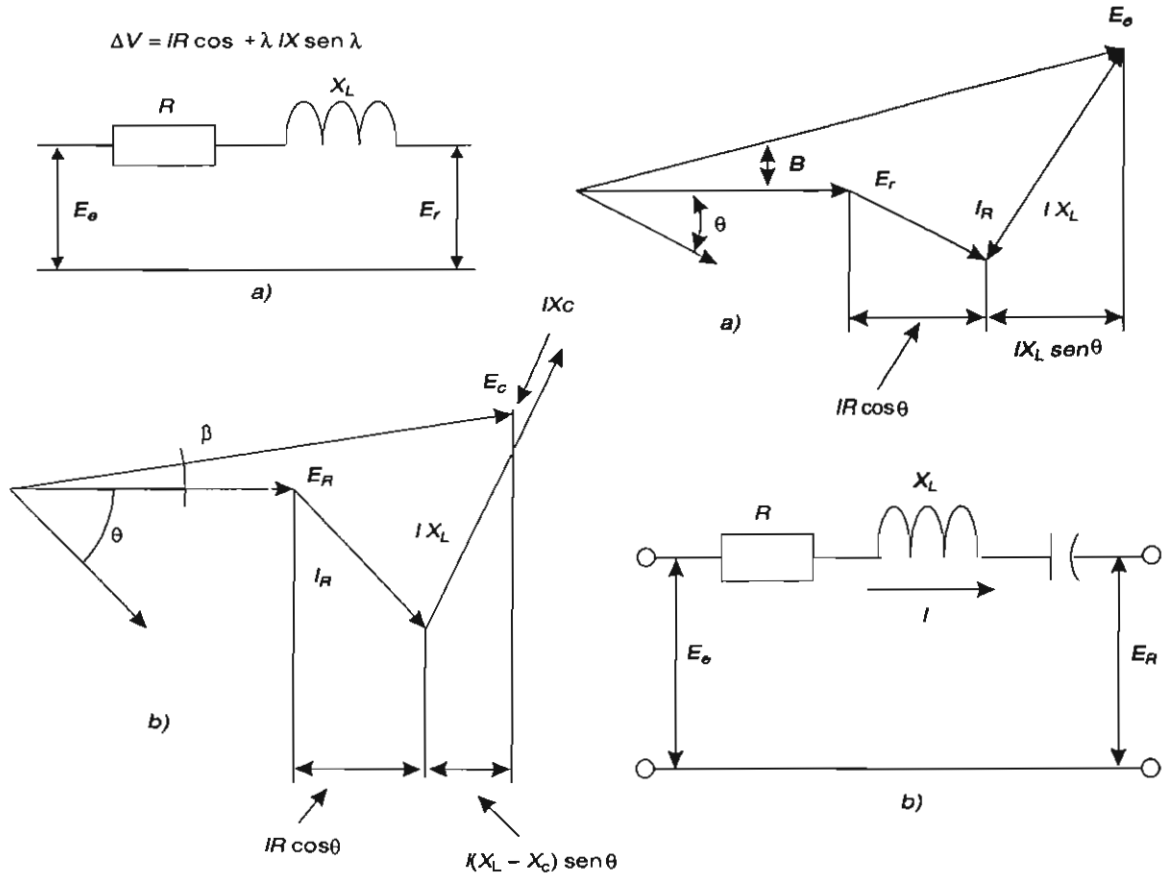


Figura VII.5. Diagramas vectoriales de un circuito con *f.p.* atrasado. a) Sin compensación. b) Con capacitores serie. El capacitor serie incrementa el voltaje de recepción E_R .

valor determinado puede calcularse por la siguiente fórmula:

$$Q_c = P_{med.} (tg \varphi_1 - tg \varphi_2) \quad (VII.9)$$

Donde:

$tg \varphi_1$: tangente del ángulo de defasamiento correspondiente al factor de potencia medio anual (valor existente).

$tg \varphi_2$: tangente del ángulo de defasamiento correspondiente al factor de potencia deseado (0.9 por norma).

$P_{med.}$: potencia activa media anual, KW. Se determina por la energía consumida en el año:

$$P_{med.} = \frac{W_a}{t} \quad (VII.10)$$

W_a : consumo anual de energía activa.

t : número de horas. Se consideran 4 000 horas

para industrias de dos turnos, 6 000 para las de tres turnos y 8 000 horas para las que operan ininterrumpidamente.

Cuando no se tienen los datos del consumo anual de energía, en la etapa de proyecto a veces se usan los datos de la potencia media en el turno más cargado P_{turno} . La potencia media anual se determina por la expresión:

$$P_{med.} = P_{turno} \alpha \quad (VII.11)$$

Donde:

α : coeficiente anual de turno con el rango de 0.75 a 0.95.

La capacitancia de los capacitores en la conexión en delta se calcula:

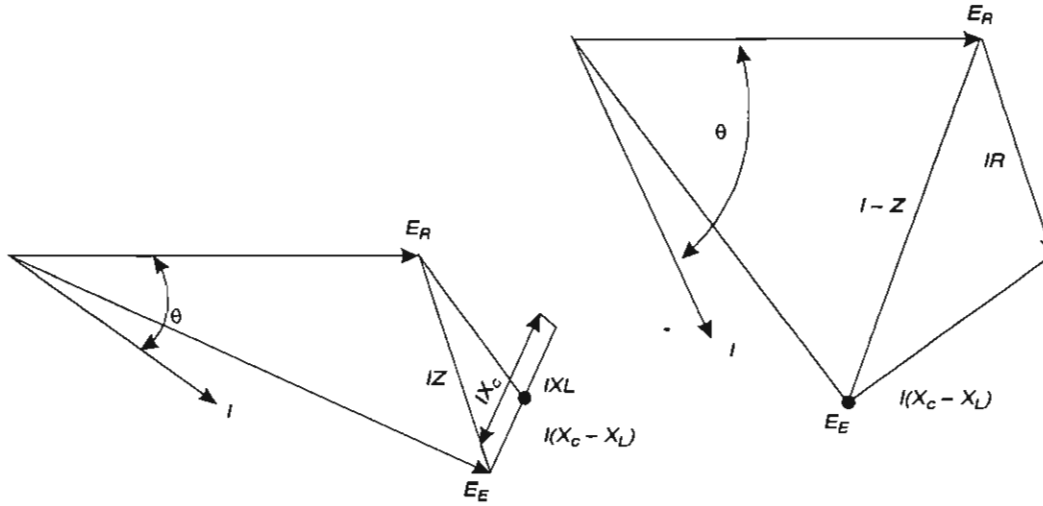


Figura VII.6. La corriente atrasada causada por el arranque de un motor eleva el voltaje de recepción de un circuito sobrecompensado con capacitores serie.

$$C = \frac{Q_c 10^3}{3 \omega V^2} \quad (\text{VII.12})$$

Donde:

V: voltaje en el condensador en KV.

C: capacitancia de una fase, μF .

Una de las desventajas de los bancos de capacitores es que en el momento inicial posterior a la desconexión del banco de la red, debido a la carga eléctrica residual, el voltaje en sus barras puede tener un valor similar en amplitud al de la red.

Con la reconexión a la red de un banco no descargado, la corriente de arranque del banco puede ser notablemente superior a la corriente de conexión permitida para el capacitor descargado. Para evitar este fenómeno, así como para garantizar la seguridad del personal de servicio, el banco de capacitores deberá ser descargado automáticamente a través de una resistencia de descarga conectada en paralelo al capacitor.

En calidad de resistencias de descarga en instalaciones de menos de 1 KV se pueden utilizar:

a) Devanados de motores, cuando hay compensación individual.

b) Lámparas incandescentes para compensación centralizada y en grupo.

c) Resistencias especiales de cerámica.

En voltajes superiores a 1 000 V, en calidad de resistencias de descarga se utilizan transformadores de potencial trifásicos.

La resistencia de descarga deberá seleccionarse de tal manera que durante la operación normal del banco de capacitores las pérdidas en ella no sobrepasen 1 W por cada KVAR del banco y que 30 segundos después de la desconexión el voltaje en ella no sea mayor a 65 V.

La resistencia de descarga puede calcularse:

$$R_{\text{desc.}} = 15 \times 10^6 \frac{V_f^2}{Q_c} \quad (\text{VII.13})$$

Donde:

V_f : voltaje de fase de la red en KV.

Q_c : potencia del banco de capacitores en KVAR.

Las resistencias de descarga en la mayoría de los casos se conectan en delta, pues en caso de apertura del circuito de una de ellas, las restantes quedarían en delta abierta, permitiendo la descarga del banco. Para los bancos de menos de 1 000 V se pueden conectar automáticamente las resistencias de descarga al desconectar el banco, para evitar pérdidas de energía.

LOCALIZACIÓN DE LOS CAPACITORES

Para realizar la localización de los capacitores se deben observar las normas de instalaciones eléctricas y contra incendio. También depende de cuál de los siguientes tipos de compensación de potencia reactiva se está utilizando.

1) *Compensación individual.* Cuando la potencia reactiva se compensa por medio de la conexión directa de los capacitores a las terminales del receptor. La figura VII.7 muestra los condensadores directamente conectados al motor de inducción.

La compensación individual es la más efectiva ya que se eliminan las corrientes reactivas no sólo del sistema de distribución y la subestación, sino también de la red de baja tensión. Las principales desventajas de este método son dos:

a) El costo es elevado a causa del gran número de elementos que hay que instalar.

b) El tiempo de utilización de los capacitores es muy reducido, puesto que se desconectan al parar el motor.

2) *Compensación en grupo.* En este caso la compensación de energía reactiva se realiza en bloque, para un conjunto de receptores. Para tal efecto los capacitores se pueden instalar en las barras de los tableros de los centros de control de motores (CCM) o en las barras de la subestación de distribución. En la figura VII.8 se muestra el diagrama de conexiones del banco de capacitores a las barras de distribución de fuerza.

Con esta compensación la red de distribución de fuerza no se descarga de corrientes reactivas, lo cual no es muy ventajoso, pero en cambio el tiempo de utilización del dispositivo de compensación en grupo se incrementa notablemente en comparación con la compensación individual.

3) *Compensación centralizada de potencia reactiva.* En este caso se realiza la compensación de la potencia reactiva de todo un departamento o incluso de toda una fábrica, por medio de la conexión de capacitores a las barras de distribución del transformador que alimenta la subestación.

Cuando el dispositivo de compensación se conecta a las barras de baja tensión de la subestación, los alimentadores y la red de distribución de baja tensión no se descargan de corrientes reactivas. Si los capacitores se conectan en las barras de alta tensión, los devanados de los transformadores de potencia no se descargan de corrientes reactivas.

En ocasiones los bancos de capacitores de mediana y gran capacidad se dividen en varias

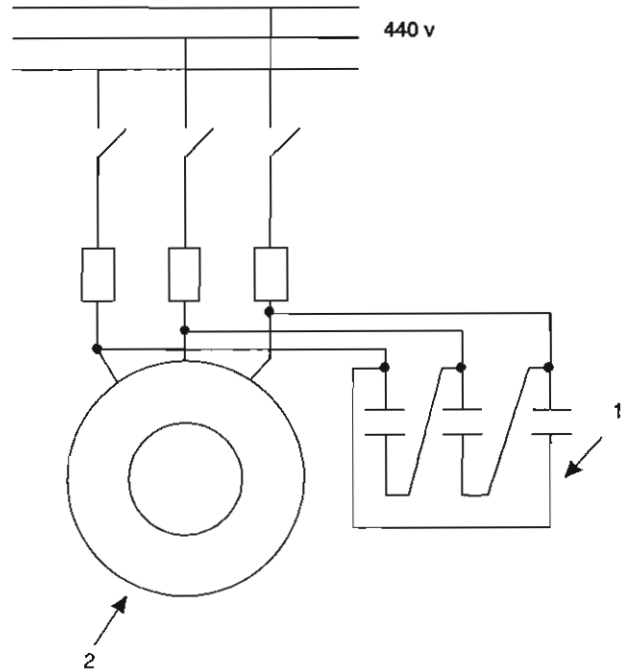


Figura VII.7. Esquema de compensación individual. 1, Capacitores. 2, Motor de Inducción.

secciones (de 100 a 150 KVAR), lo que permite la revisión cómoda y la reparación de cada sección por separado, dando además la posibilidad de efectuar la regulación de energía reactiva por turno durante el día laboral.

En instalaciones con voltaje superior a 1 000 V, los bancos de capacitores de baja potencia se conectan a la red a través de cuchillas y fusibles de alta tensión. En la red del banco de capacitores normalmente se instalan tres amperímetros y un voltímetro. En los bancos de gran potencia se instala además medidor de energía reactiva, para saber la cantidad de reactivos entregados a la red.

En instalaciones en áreas con peligro de explosión e incendio no se permite la instalación de capacitores.

El fusible para la protección del banco de baterías se selecciona por la corriente:

$$I_{n.fus.} \geq 1.5 I_{banco} \geq \frac{1.5 Q_c}{\sqrt{3} V_n} \quad (VII.14)$$

Donde:

I_{banco} : corriente de cálculo del banco.

1.5: factor de arranque del banco.

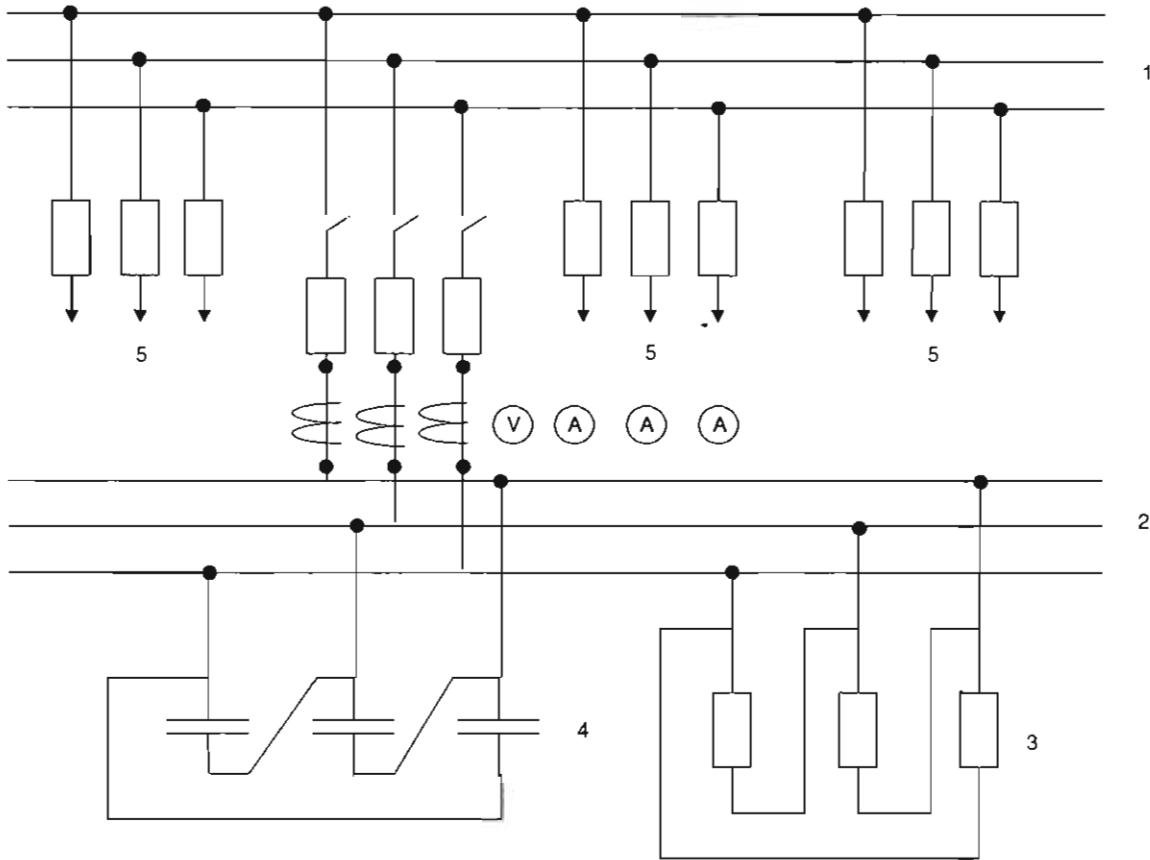


Figura VII.8. Diagrama de compensación en grupo. 1, Barras del tablero. 2, Barras del dispositivo de compensación. 3, Resistencia de descarga. 4, Banco de capacitores. 5, Líneas.

En caso de que el banco se proteja por medio de interruptor termomagnético:

$$I_{n \cdot t \cdot m} \geq 1.2 I_{\text{banco}} \geq \frac{1.2 Q_c}{\sqrt{3} V_n} \quad (\text{VII.15})$$

$I_{n \cdot t \cdot m}$: corriente nominal del interruptor.

1.2: factor de arranque del banco.

Actualmente los capacitores individuales pueden venir protegidos por fusibles internos que corresponden a cada unidad capacitiva. En este caso, cuando se presenta una falla en una unidad se funde únicamente su fusible, con lo que la potencia perdida es pequeña. Por el contrario, si el fusible es externo, al ocurrir la falla dentro del capacitor se tendrá que desconectar toda la potencia.

Para obtener una distribución racional de los capacitores en alta y baja tensión, se puede uti-

lizar la fórmula VII.16, que sirve para determinar la potencia que deben tener los capacitores de baja tensión.

$$Q_{C \cdot B \cdot T} = Q_{B \cdot T} - \frac{M}{r_{e \cdot TR} r_{e \cdot R}} = Q_{B \cdot T} \frac{M}{r_{e \cdot TR} (1 + \lambda)}, \text{ KVAR} \quad (\text{VII.16})$$

Donde:

$Q_{C \cdot B \cdot T}$: potencia que deben tener los capacitores en baja tensión.

$Q_{B \cdot T}$: suma de cargas reactivas de la instalación en baja tensión, KVAR.

$r_{e \cdot TR}$: resistencia equivalente de los transformadores que alimentan la red de baja tensión, Ω .

$r_{e \cdot R}$: resistencia equivalente de la red en baja tensión.

λ : coeficiente que es 0.4 para cables, 0.6 para conductores y 0.8 para subestación aislada.

M: cantidad de cálculo:

$$M = V^2 \left(\frac{112.5 K_{d.c}}{C_c T_u} + 0.5 \right)$$

V: voltaje de la red, KV.

$K_{d.c}$: diferencia de costos de 1 KVAR en alta y en baja tensión (aproximadamente 40 por ciento).

C_c : costo de 1 KWH según tarifa, pesos.

T_u : tiempo de operación anual de la instalación compensadora, horas.

Preguntas y ejemplos

1. ¿Qué significado tiene el factor de potencia en cuanto a potencias activas y reactivas?
2. Defina las distorsiones producidas por armónicas y por resonancia.
3. ¿Qué influencia tienen las armónicas en el factor de potencia?
4. Explique las relaciones entre mala selección de los equipos y el factor de potencia.
5. Diga las ventajas y desventajas de los capacitores.
6. Establezca las ventajas que proporcionan los capacitores conectados en paralelo.
7. ¿Los capacitores pueden "aumentar" la potencia de los circuitos de distribución?
8. ¿Por qué razón los capacitores serie son de uso más limitado que los conectados en paralelo?
9. ¿En qué condiciones se pueden producir sobretensiones a causa de los capacitores?
10. ¿Qué elementos se usan como resistencia de descarga de capacitores?
11. ¿Qué importancia tiene la localización de los capacitores?
12. ¿Cómo se deben proteger los capacitores?

Ejemplo 13

Los medidores de energía activa y reactiva de una industria mostraron en un año: $W_a = 1\,080\,000$ KWH y $W_R = 842\,000$ KVARH.

La instalación eléctrica opera un tiempo equivalente a $t = 4\,000$ H, con un voltaje nominal de 440 V. El cable trifásico que conduce esta potencia tiene una sección de 500 MCM y una longitud de 200 metros.

Calcule la potencia necesaria de los capacitores para elevar el factor de potencia hasta 0.95 y determine el ahorro de energía por esta corrección.

Solución

1. La potencia necesaria del dispositivo de compensación es:

$$Q_c = \frac{W_a (tg \varphi_1 - tg \varphi_2)}{t} = \frac{1\,080\,000 (0.78 - 0.33)}{4\,000} = 121.5, \text{ KVAR}$$

$$\text{Donde: } tg \varphi_1 = \frac{W_r}{W_a} = \frac{842\,000}{1\,080\,000} = 0.78$$

Para $tg \varphi_1 = 0.78$ el $\cos \varphi_1 = 0.79$, en tanto que para $\cos \varphi_2 = 0.95$, la $tg \varphi_2 = 0.33$. Estos valores se usaron para determinar Q_c .

Con el valor obtenido de Q_c se pueden seleccionar por ejemplo 12 capacitores de 10 KVAR cada uno, para instalar 4 en cada fase.

Factor de potencia

2. Se determina la corriente a plena carga del cable.

$$I_{\text{cálcl.}} = \frac{S}{\sqrt{3} V_n} = \frac{342}{\sqrt{3} \cdot 0.44} = 449 \text{ A}$$

El tiempo de pérdidas máximas para 4 000 horas y $\cos \varphi_1 = 0.79$ es $\tau = 2\,750$ horas (véanse curvas de la figura VI.1), por lo que las pérdidas activas en el cable son:

$$\begin{aligned} \Delta W &= I^2 \cdot R_{\text{esp.}} \cdot l \cdot N \cdot \tau = 449^2 \cdot 0.0694 \cdot 1.018 \cdot 0.2 \cdot 3 \cdot 2\,750 \cdot 10^{-3} = \\ &= 23\,500.8 \text{ KWh/año} \end{aligned}$$

Para $\cos \varphi_2 = 0.95$ el tiempo de pérdidas máximas es de 2 500 h, y la corriente es:

$$I_{\text{cálcl. c}} = \frac{270}{\sqrt{3} \cdot 0.44 \cdot 0.95} = 372.9 \text{ A}$$

Las pérdidas para el factor de potencia corregido son:

$$\Delta W = 372.9^2 \cdot 0.0694 \cdot 1.018 \cdot 0.2 \cdot 3 \cdot 2\,500 \cdot 10^{-3} = 14\,736 \text{ KWh/año}$$

El ahorro de energía es la diferencia de las pérdidas de energía:

$$\Delta W = 23\,500.8 - 14\,736 = 8\,764 \text{ KWh/año}$$

Considerando que el KWh se factura a 0.15 pesos, el ahorro anual en pesos será de \$1 314.6. Además del ahorro de energía se libera capacidad de transmisión en el cable o, si se trata de proyecto, se selecciona un calibre menor. En otros elementos el ahorro de energía puede ser más significativo.

Ejemplo 14

14. Una industria opera con una carga media anual de 1 400 KW. El factor de potencia medio anual equilibrado es de $\cos \varphi = 0.7$. El 60% de la energía reactiva (considerando las pérdidas en transformadores) se consume en los receptores de baja tensión. El voltaje en alta es de 13.8 KV y en baja de 440 V. En la subestación se tienen instalados dos transformadores de 1 000 KVA cada uno. El costo del KWh $C_0 = \$0.50$, $T_u = 6\,000$ horas y la SE está aislada.

Determine el número de capacitores de 10 KVAR necesarios para elevar el factor de potencia a 0.95, así como su distribución en baja y alta tensión.

Solución

1. Se determina la potencia reactiva del dispositivo de compensación por la fórmula siguiente:

$$Q_c = P_{n. \text{ med.}} (tg \varphi_1 - tg \varphi_2) = 1\,400 (1.02 - 0.328) = 968.8 \text{ KVAR}$$

2. La carga reactiva en el lado de baja tensión es:

$$Q_{n. l} = 0.6 Q_{\text{total}} = 0.6 P_{n. \text{ med.}} tg \varphi_1 = 0.6 \times 1\,400 \times 1.02 = 856.8 \text{ KVAR}$$

3. Se determina la potencia óptima para los capacitores de baja tensión:

$$Q_{C.B.T} = Q_{B.T} - \frac{M}{V_{s.TR}(1 + \lambda)}, \text{ KVAR}$$

Se calcula el valor de M :

$$M = V^2 \left(\frac{112.5 K_{d.c}}{C_c T_u} + 0.5 \right) = 0.44^2 \left(\frac{112.5 \times 6\,000}{0.05 \times 6\,000} + 0.5 \right) = 0.5324$$

La resistencia equivalente de los dos transformadores de 1 000 KVA (por tablas):

$$r_{c.TR} = 0.00241/2 = 0.001205, \omega$$

Para las subestaciones aisladas $\lambda = 0.8$.

Sustituyendo valores:

$$Q_{C.B.T} = 856.8 \frac{0.5324}{0.001205(1 + 0.8)} = 611.3, \text{ KVAR}$$

4. La potencia necesaria de los capacitores en alta tensión:

$$Q_{c.A.T} = Q_c - Q_{c.B.T} = 968.8 - 611.3 = 357.5 \text{ KVAR}$$

5. Aplicando los resultados, se instalan:

- a) 60 capacitores de 10 KVAR cada uno en baja tensión.
- b) 36 capacitores de 10 KVAR cada uno o 15 capacitores de 25 KVAR en alta tensión.

CAPÍTULO VIII

REGULACIÓN DE VOLTAJE

DENTRO DE LA ACTIVIDAD de la ingeniería eléctrica en sistemas de distribución, al igual que en otras áreas, se requieren definiciones precisas; para este capítulo son de suma importancia las siguientes:

Caída de voltaje. Es la diferencia entre el voltaje en el extremo de envío y el voltaje en el extremo receptor de una línea.

Rango de voltaje. Es el voltaje al cual se refieren las características de los aparatos.

Voltaje de servicio. Es el voltaje medido en las terminales de entrada de los receptores.

Voltaje máximo. Es el mayor promedio de voltaje en 5 minutos.

Voltaje mínimo. Es el menor voltaje promedio en 5 minutos.

Variación de voltaje. Es la diferencia entre el voltaje máximo y el voltaje mínimo, sin considerar las caídas de tensión originadas por los arranques de motores o bien por otras condiciones temporales.

Regulación de voltaje. Es el porcentaje de caída de tensión respecto al extremo receptor:

$$\text{regulación \%} = \frac{|V_c| - |V_r|}{|V_r|} \cdot 100 \quad (\text{VIII.1})$$

CALIDAD DEL SERVICIO

La calidad de la energía eléctrica depende en gran medida del voltaje; sin embargo, no es posible proporcionar voltaje nominal al usuario en general, sino que éste debe recibirlo dentro

de un rango determinado establecido por las normas. Los otros índices de la calidad de la energía eléctrica son la continuidad del servicio, la frecuencia constante, la forma de onda senoidal y el defasamiento de 120° entre fases.

Un voltaje estable, permanentemente elevado, causa:

- La reducción de la vida útil de las lámparas incandescentes.
- La reducción de la vida útil de los aparatos electrónicos.

Falla prematura en algunos aparatos.

Un voltaje permanentemente bajo causa:

- Niveles bajos de iluminación.
- Imágenes de mala calidad en la televisión.
- Mala calidad del sonido en los aparatos.
- Dificultades en el arranque de motores (lentitud).
- Calentamiento de los motores por sobrecorriente.
- Algunas luminarias de alta eficiencia ni siquiera arrancan con bajo voltaje.

Los voltajes utilizados por los usuarios residenciales y comerciales son normalmente:

1. 120/240 V tres hilos una fase.
2. 240/120 V cuatro hilos tres fases.

Las variaciones de voltaje límites se dan en el cuadro VIII.1.

Como puede observarse en la figura VIII.1, el voltaje de distribución en un circuito varía desde un máximo valor en el usuario más cercano a la fuente, hasta un valor mínimo al final del circuito o, lo que es lo mismo, el último de los usuarios.

Sistemas de distribución de energía eléctrica

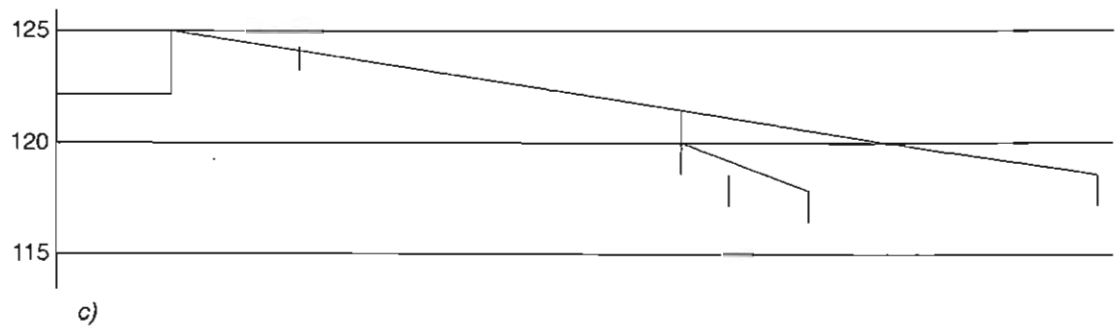
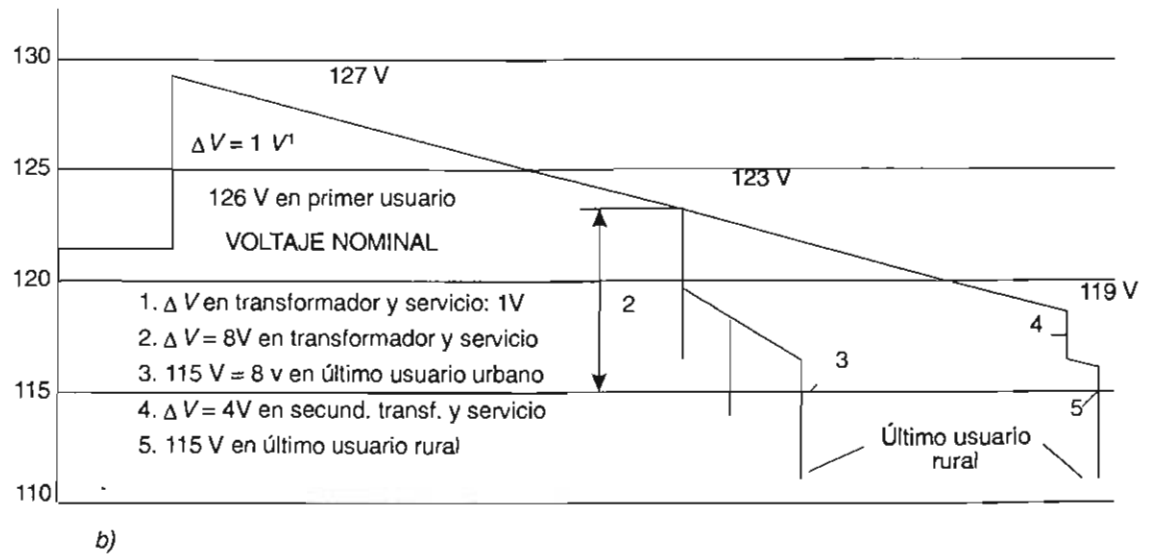
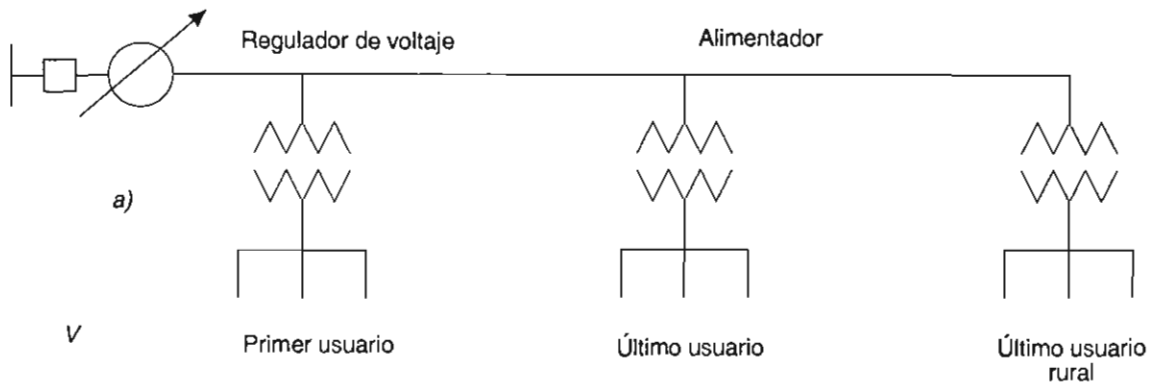


Figura VIII.1. Variación de voltaje en un alimentador primario. a) Diagrama unifilar. b) Perfil de voltaje en carga pico. c) Perfil de voltaje en carga ligera.

CUADRO VIII.1. Variaciones de voltaje de uso residencial

Rango	Envío		En utilización
	Máximo	Mínimo	
Máximo	126/252	114/228	110/220
Tolerable zona B	127/254	110/220	106/212
Zona de emergencia	130/260	108/216	104/208

En condiciones de emergencia el voltaje puede salirse de rango, por ejemplo cuando se presenta una falla en el alimentador principal y se tiene alimentación por rutas alternativas o bien cuando los reguladores de voltaje quedan fuera de servicio.

CONTROL DE VOLTAJE

Para mantener los voltajes del circuito de distribución dentro de los límites permisibles es necesario tener bajo control, es decir, incrementar el voltaje en el circuito cuando es muy bajo y reducirlo cuando es muy alto. En los sistemas de distribución hay un gran número de recursos que pueden ayudar a la regulación de voltaje, entre los que se cuentan los siguientes:

1. Uso de los reguladores de voltaje de los generadores.
2. Instalación de equipo de regulación de voltaje en las subestaciones de distribución.
3. Instalación de capacitores en las subestaciones de distribución.
4. Balanceo de cargas en los alimentadores primarios.
5. Incremento de la sección de los conductores.
6. Cambio de la sección del alimentador de monofásica a polifásica (trifásica).
7. Transfiriendo cargas a nuevos alimentadores.
8. Instalando nuevas subestaciones y alimentadores primarios.
9. Incrementando el nivel del voltaje primario, como se está haciendo en el Distrito Federal al pasar de 6 KV a 23 KV.
10. Aplicando reguladores de voltaje en los alimentadores primarios.
11. Conectando capacitores en paralelo en los alimentadores primarios.

12. Instalando capacitores serie en los alimentadores primarios.

La selección del camino a seguir depende básicamente de las necesidades del sistema en particular. Sin embargo, la regulación automática de voltaje siempre requiere actuar en tres niveles:

1. Regulación en las barras de la subestación.
2. Regulación individual del alimentador en la subestación.
3. Regulación suplementaria a lo largo del alimentador principal por medio de reguladores montados en postes.

Las subestaciones de distribución están equipadas con transformadores que tienen cambiadores de taps con carga, es decir, que operan automáticamente en función de la carga. También puede haber reguladores de voltaje independientes para proporcionar la regulación de las barras en caso de que los transformadores no lo hagan.

Los aparatos reguladores de voltaje se diseñan para mantener automáticamente un nivel predefinido de voltaje que no dependa de las variaciones de carga. Si ésta se incrementa, el regulador eleva el voltaje en la subestación para compensar el incremento de la caída de tensión en el alimentador de distribución. Cuando los alimentadores son muy largos y los usuarios están muy alejados, puede ser necesario instalar capacitores en ciertos puntos del alimentador, para proporcionar una regulación suplementaria.

La experiencia muestra que es ventajoso usar reguladores y capacitores en paralelo, tanto desde el punto de vista técnico como del económico. Los capacitores en SE y en alimentadores permiten obtener un factor de potencia económico. Se entiende que los capacitores fijos no son reguladores de voltaje, sin embargo, si su número se

modifica automáticamente, entonces es un regulador de voltaje discreto.

REGULADORES DE VOLTAJE DE ALIMENTADORES

Estos reguladores se usan extensamente para mantener el voltaje de alimentadores individuales razonablemente constante en el punto de utilización. Pueden ser de tipo de inducción o de tipo escalón, aunque los primeros prácticamente han sido desplazados por los segundos.

Los reguladores de voltaje de escalón o discretos pueden ser de *tipo estación* monofásicos y trifásicos, para usarse en subestaciones para la regulación de barras colectoras o para la regulación en el alimentador individual. También pueden ser de *tipo distribución*, los cuales son siempre monofásicos, para instalarse en postes de alimentadores aéreos.

Los reguladores de escalón monofásicos pueden tener capacidades desde 25 hasta 833 KVA, mientras que los trifásicos van de 500 a 2 000 KVA. En algunas unidades su capacidad nominal se incrementa de 25 a 33% utilizando enfriamiento de aire forzado. Los rangos de voltaje disponibles van desde 2 400 hasta 19 920 V y permiten reguladores para ser empleados en

circuitos de distribución desde 2 400 hasta 34 500 V.

Los reguladores de voltaje de tipo estación de escalón para regulación del voltaje del bus pueden ser para más de 69 KV.

Un regulador de voltaje de tipo escalón es básicamente un autotransformador con muchas derivaciones (taps) en las bobinas serie. La mayoría de los reguladores se diseñan para corregir el voltaje de línea en más o menos 10% respecto al nominal, en 32 escalones, con 5/8% de cambio de voltaje por escalón.

Cuando las bobinas internas del regulador se conectan en serie se obtiene 10% de regulación, y si se conectan en paralelo, el valor de la corriente nominal crece a 160%, pero el rango de regulación de voltaje decrece a 5 por ciento.

En la figura VIII.2 se muestra la aplicación de un regulador de voltaje típico, monofásico, de 32 escalones, tipo poste, a un alimentador.

Además del autotransformador, un regulador de voltaje de escalón tiene dos componentes mayores, que son el mecanismo cambiador de derivaciones y el mecanismo de control. Cada regulador tiene los controles y accesorios necesarios para que el cambio de taps se haga automáticamente por el cambiador, en respuesta al sensor del control de voltaje, manteniendo en

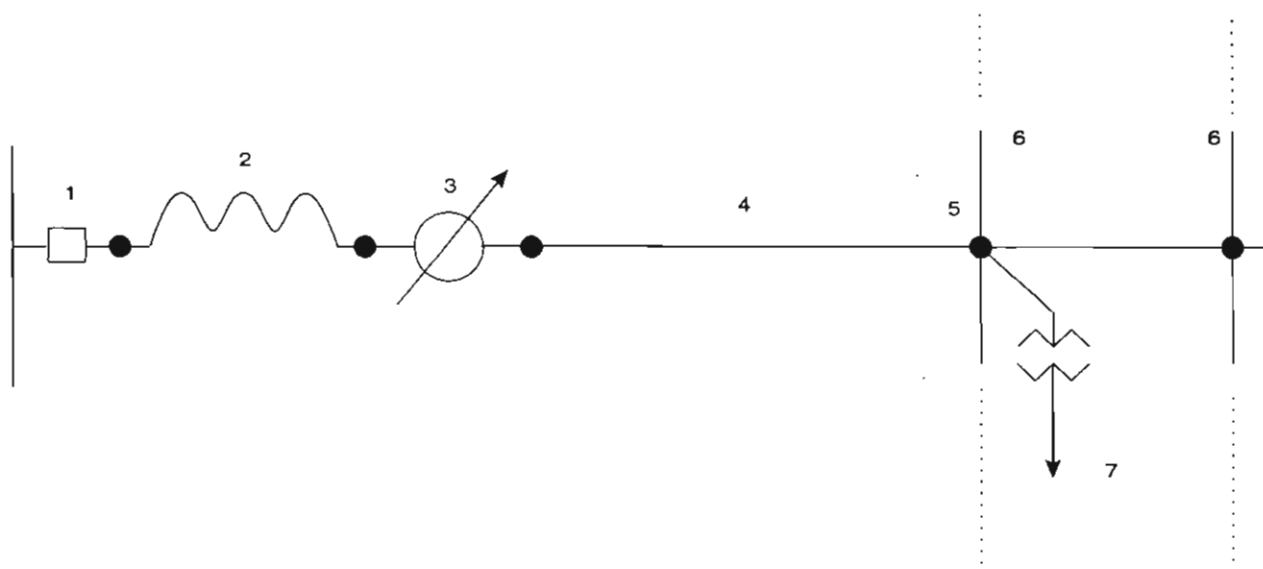


Figura VIII.2 Diagrama unifilar de un alimentador. 1, Interruptor de potencia. 2, Reactor limitador de corriente. 3, Regulador de voltaje. 4, Alimentador. 5, Nodo de alimentación. 6, Alimentadores primarios laterales. 7, Alimentación al primer usuario.

Regulación de voltaje

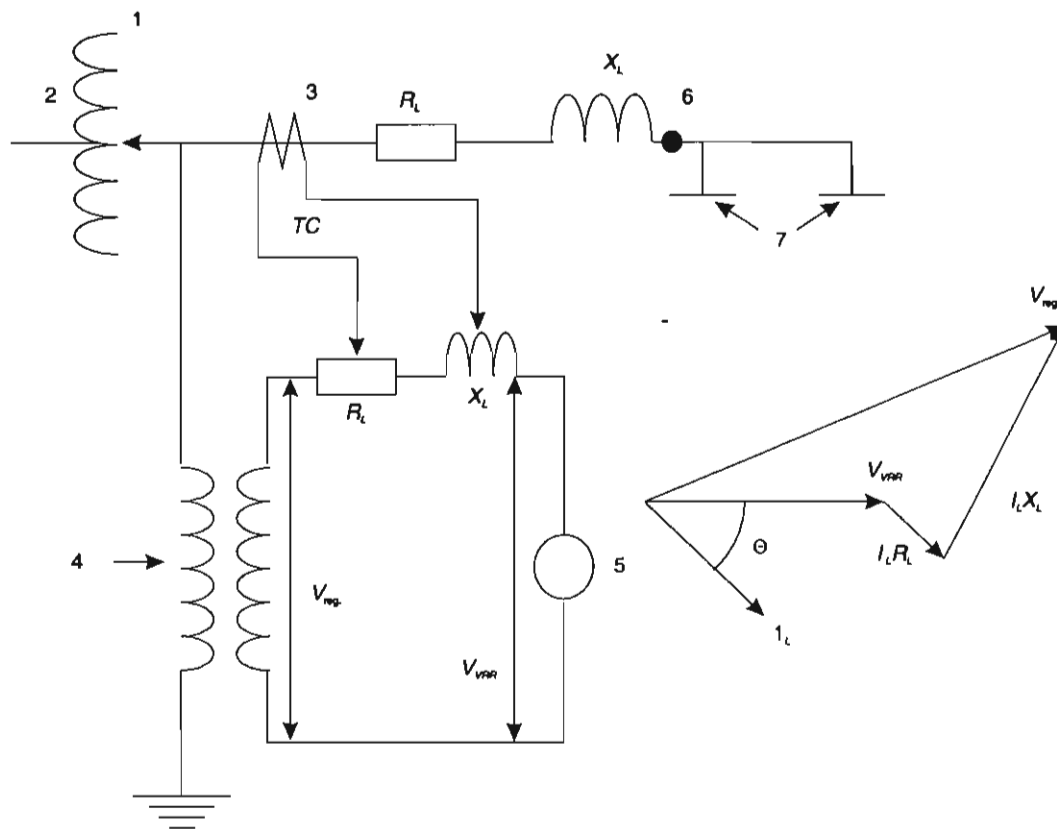


Figura VIII.3. Diagrama simplificado del circuito de control y del circuito compensador de caída de línea de un regulador de voltaje. 1, Autotransformador. 2, Alimentador. 3, TC. 4, TP. 5, Relevador regulador de voltaje. 6, Punto de regulación. 7, Carga.

esta forma un voltaje de salida predeterminado. El mecanismo de control tiene entradas de transformadores de potencial y de corriente y permite el control del nivel de voltaje y del rango (ancho de banda).

También existen reguladores autoelevadores de cuatro escalones. Normalmente son autotransformadores monofásicos que se usan para regular el voltaje en los alimentadores. Se usan en circuitos de 2.4 KV a 12 KV en delta y de 2.4/4.16 KV hasta 19.92/34.5 KV en estrella multiaterrizada.

Tienen corrientes nominales de 50 a 100 A. Cada escalón es de 1.5 o de 2.5%, según sea el rango de regulación de 6 o de 10%, respectivamente. Es probable que los fabricantes europeos manejen parámetros diferentes a los aquí descritos, pero en todo caso son similares.

COMPENSACIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN EN LA LÍNEA

Los reguladores de voltaje localizados en la subestación o sobre un alimentador se usan para mantener el voltaje constante en un punto ficticio o punto de regulación sin considerar el valor del factor de potencia de la carga. El punto de regulación normalmente se considera o selecciona en algún lugar entre el regulador y el final del alimentador. La permanencia automática de este voltaje se logra por la calibración del dial de la resistencia variable y los elementos reactivos de la unidad llamada "compensador de caída de línea" (*line drop compensator*), localizada en el tablero de control del regulador de voltaje.

La figura VIII.3 corresponde a un diagrama esquemático y vectorial del circuito de control y del circuito del compensador de caída de línea del regulador de voltaje de inducción o de

escalón. La determinación de la calibración del dial depende sobre todo de si hay o no alguna carga derivada del alimentador entre el regulador y el punto de regulación.

En caso de que no haya ninguna carga del alimentador entre el regulador y el punto de regulación, la R del dial calibrado del compensador de caída de línea puede determinarse por la siguiente fórmula:

$$R_{cal.} = \frac{I_{1N}}{R_{TP}} \cdot R_{ef.} \quad (VIII.2)$$

Donde:

I_{1N} : corriente nominal del primario del transformador de corriente (porque la corriente secundaria es 1 A).

R_{TP} : relación de transformación del transformador de potencial. $R_{TP} = \frac{V_{prim.}}{V_{secund.}}$

$R_{ef.}$: resistencia efectiva del conductor del alimentador, del regulador al punto de regulación, en ohms.

$$R_{ef.} = r_a \cdot \frac{l - S_l}{2}, \Omega \quad (VIII.3)$$

Donde:

r_a : resistencia específica del conductor del alimentador al punto de regulación, Ω/km por conductor.

S_l : longitud del alimentador trifásico entre el sitio de instalación del regulador y la subestación, km. Si el alimentador es monofásico, la longitud se multiplica por dos.

l : longitud del alimentador primario en km.

La reactancia del dial de calibración del compensador de caída de línea se determina por fórmula similar a la VIII.2.

$$X_{cal.} = \frac{I_{1N}}{R_{TP}} \cdot X_{ef.} \quad (VIII.4)$$

Donde:

$X_{ef.}$: reactancia efectiva del alimentador desde el regulador al punto de regulación en ohms.

$$X_{ef.} = X_L \cdot \frac{l - S_l}{2}, \Omega \quad (VIII.5)$$

$$X_L = X_a + X_d \Omega - \text{km} \quad (VIII.6)$$

X_a : reactancia inductiva de una fase individual de conductor del alimentador a 30 cm de espaciamiento, Ω/km .

X_d : factor de espaciamiento inductivo-reactivo, Ω/km .

X_L : reactancia inductiva del conductor del alimentador, Ω/km .

Se debe hacer notar que como las calibraciones de R y X se determinan para la carga conectada total, a diferencia de cuando es para un pequeño grupo de consumidores, los valores de resistencia y reactancia de los transformadores no se incluyen en el cálculo de la resistencia y reactancia efectivos.

Por otro lado, en el caso de que la carga salga del alimentador entre el regulador y el punto de regulación, la resistencia calibrada del compensador de caída de línea puede determinarse por la ecuación VIII.2, pero la determinación de la $R_{ef.}$ es más compleja. La resistencia efectiva puede calcularse ahora con la fórmula VIII.7:

$$R_{ef.} = \frac{\sum_{i=1}^n |\Delta V_R|_i}{|I_L|}, \Omega \quad (VIII.7)$$

Donde:

$$\sum_{i=1}^n |\Delta V_R|_i = |I_{L,1}| \cdot r_{a,1} \cdot l_1 + |I_{L,2}| \cdot r_{a,2} \cdot l_2 + \dots + |I_{L,n}| \cdot r_{a,n} \cdot l_n, \text{ volts.} \quad (VIII.8)$$

$|\Delta V_R|_i$: caída de voltaje a causa de la resistencia de la línea en la i -ésima sección del alimentador entre el regulador y el punto de regulación en volts.

$|I_L|$: magnitud de la corriente de carga en el punto donde está instalado el regulador, A.

$|I_{L,i}|$: magnitud de la corriente de carga en la i -ésima sección, A.

$r_{a,i}$: resistencia específica del conductor del alimentador en la i -ésima sección, Ω/km .

l_i : longitud de la i -ésima sección del alimentador, km.

También la reactancia calibrada del compensador de caída de línea puede calcularse por la ecuación VIII.4, pero X_{ef} se determina:

$$X_{ef} = \frac{\sum_{i=1}^n |\Delta V_x|_i}{|I_L|}, \Omega \quad (\text{VIII.9})$$

Donde:

$$\sum_{i=1}^n |\Delta V_x|_i = |I_{L,1}| \cdot x_{L,1} \cdot l_1 +$$

$$|I_{L,2}| \cdot x_{L,2} \cdot l_2 + \dots + |I_{L,n}| \cdot x_{L,n} \cdot l_n, \text{ volts} \quad (\text{VIII.10})$$

$\sum_{i=1}^n |\Delta V_x|_i$: caída de voltaje total a causa de la reactancia de línea del alimentador entre el regulador y el punto de regulación.

$|\Delta V_x|_i$: caída de voltaje a causa de la reactancia de la línea en la i -ésima sección del alimentador entre el regulador y el punto de regulación en volts.

$|I_L|$: magnitud de la corriente de carga en el punto donde está instalado el regulador, A.

$|I_{L,i}|$: magnitud de la corriente de carga en la i -ésima sección, A.

$x_{L,i}$: reactancia inductiva del conductor del alimentador en la i -ésima sección definida por la ecuación VIII.6, Ω/km .

l_i : longitud de la i -ésima sección del alimentador, km.

Como el método descrito para determinar R_{ef} y X_{ef} es algo complejo, algunos autores recomiendan el método práctico que consiste en medir la corriente I_L , el voltaje en el regulador y el voltaje en el punto de regulación. La diferencia entre los dos voltajes es la caída de voltaje total entre el regulador y el punto de regulación.

$$\Delta V = |I_L| \cdot R_{ef} \cdot \cos \alpha + |I_L| \cdot X_{ef} \cdot \sin \alpha, \text{ V} \quad (\text{VIII.11})$$

De la expresión VIII.11 se determinan fácilmente los valores de R_{ef} y X_{ef} si se conocen el factor de potencia del alimentador y la relación X/R entre el regulador y el punto de regulación.

En la figura VIII.4 se da un ejemplo para determinar los perfiles de voltaje para cargas pico y cargas ligeras. El voltaje del alimentador primario se ha referido a 120 V de voltaje base, es decir, la tensión nominal en baja tensión.

Se considera que el conductor entre el regulador y el primer transformador de distribución es de calibre 2/0, de cobre con 112 centímetros de espaciamiento horizontal, con resistencia y reactancia específicas de 0.299 Ω/km y 0.446 Ω/km respectivamente. Las relaciones de transformación del TP y del TC del regulador son 7 960/120 y 200/5 respectivamente. La distancia al punto de regulación es de 6.28 kilómetros.

Las calibraciones del compensador de caída de línea son finalmente:

$$R_{cal} = \frac{I_{LN}}{R_{TP}} \cdot R_{ef} = 200 \cdot \frac{120}{7\,960} \cdot 0.299 \cdot 6.28 = 5.66$$

$$X_{cal} = \frac{I_{LN}}{R_{TP}} \cdot X_e = 200 \cdot \frac{120}{7\,960} \cdot 0.446 \cdot 6.28 = 8.44$$

DATOS NECESARIOS PARA LA REGULACIÓN DEL VOLTAJE

Para realizar en la práctica la regulación automática de voltaje en un sistema de distribución es necesario conocer varios datos para evaluar y realizar los cálculos correspondientes.

Datos típicos del transformador y del regulador

El RRV (Relevador Regulador de Voltaje) se ajusta en el rango aproximado entre 100 y 125 V. El RRV mide el voltaje en el punto de regulación (V_{PR}) por medio del compensador de caída de línea (CCL). El CCL tiene las calibraciones de resistencia y reactancia R y X que se pueden ajustar en un rango de 0 a 24 Ω ambas. La corriente de los TC usados en los reguladores de

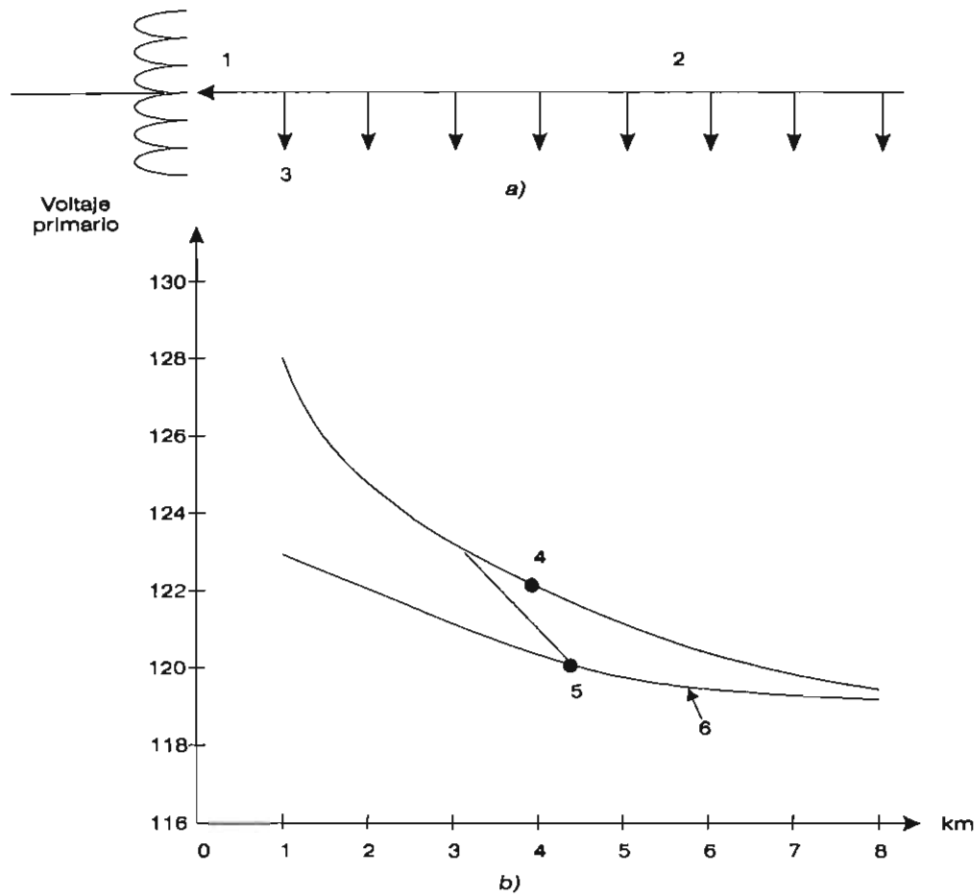


Figura VIII.4. Diagrama unifilar y perfiles de voltaje de un alimentador con cargas distribuidas después de un regulador de voltaje. a) Diagrama unifilar. b) Perfil mostrando el punto de regulación ficticio para calibrar el regulador por caída de línea. 1, Regulador de voltaje. 2, Alimentador. 3, Primer transformador de distribución. 4, Perfil de carga pico. 5, Punto de regulación. 6, Perfil de carga ligera.

voltaje tienen 1 A secundario, por lo que el valor de la resistencia corresponde al valor en volts.

El ancho de banda (AB) de los reguladores del RRV se ajusta en el rango de ± 0.75 V a ± 1.5 con base en 120 V. El tiempo de retardo se puede ajustar entre 10 y 120 segundos aproximadamente. La localización del punto de regulación (PR) se controla por los valores de R y X del CCL. Si las calibraciones de R y X son cero, el punto de regulación corresponde al punto de instalación del regulador y ahí se mantendrá el voltaje del RRV $\pm$ AB.

Sobrecarga de los reguladores del alimentador. Según las normas ANSI los reguladores deben tener la capacidad de sobrecarga indicada en el cuadro VIII.2, en los casos en que se reduce el rango de regulación. Todos los reguladores actuales tienen los ajustes necesarios para reducir el rango con el

que el motor puede accionar el cambiador de taps del mecanismo de conmutación.

En ocasiones es ventajoso usar la capacidad de sobrecarga del rango de operación, pero no debe olvidarse que en caso de que se presente

CUADRO VIII.2. Sobrecarga de los reguladores de escalón de los alimentadores

Reducción del rango de regulación	Porcentaje de la corriente de carga normal
± 10	100
± 8.75	110
± 7.5	120
± 6.25	135
± 5.0	160

CUADRO VIII.3. Capacidades típicas del regulador monofásico

Potencia KVA	Voltaje V	Corriente A	I_{1N} del TCA	R_{TP}
25	2 500	100	100	20
...	...	...	...	...
125	2 500	500	500	20
38.1	7 620	50	50	63.5
57.2	7 620	75	75	63.5
76.2	7 620	100	100	63.5
114.3	7 620	150	150	63.5
167	7 620	219	250	63.5
250	7 620	328	400	63.5

NOTAS: La corriente primaria del TC del regulador I_{1N} es igual a la relación de transformación porque $I_{2N} = 1$ A. Todos los voltajes secundarios de los TP son de 120 V.

una sobrecarga es posible que no se tenga la suficiente capacidad de regulación.

Algunos reguladores tienen los parámetros típicos indicados en el cuadro VIII.3.

De la subestación es necesario saber los voltajes con sus fluctuaciones causadas por las líneas de subtransmisión que la alimentan; la capacidad de los transformadores, sus voltajes, impedancias y el rango de regulación con el número de taps.

Es necesario asimismo establecer el voltaje máximo que se presenta durante la carga mínima y el voltaje mínimo con carga máxima; deben considerarse también los factores de potencia en

carga mínima y en carga pico. En otras palabras, se deben estudiar los flujos de carga y su influencia en la variación del voltaje.

Se aplican los criterios referentes a los niveles de voltaje, por ejemplo, en el alimentador referido a 120 V, el voltaje máximo puede ser 125 V, el mínimo 116 V y la caída de tensión máxima en los secundarios no mayor a 4 V. Si se quiere tener un voltaje mínimo de 112 V en el último usuario las condiciones anteriores son correctas.

Por último, son necesarios los datos del alimentador con su carga, su sección transversal, material, resistencia, reactancia, longitud, factor de potencia.

Ejemplos

Ejemplo 1

Este ejemplo ilustra el uso de la regulación del voltaje de tipo escalón para mejorar el perfil de voltaje de los sistemas de distribución. La figura VIII.5 ilustra los elementos de la subestación de distribución que se alimenta por dos líneas de subtransmisión y abastece a varios alimentadores primarios.

Los transformadores de la subestación pueden usarse para regular el voltaje de distribución primario (V_p) en las barras colectoras, manteniendo dicho voltaje primario constante a pesar de que el voltaje de subtransmisión (V_{st}) y la caída de tensión en el transformador ($I \cdot Z_T$) varían con la carga. Si el típico alimentador primario principal está limitado por la caída de voltaje, se puede extender más o ponerle más carga si se usa adecuadamente un banco regulador de voltaje en el alimentador.

En la figura VIII.5 el regulador de voltaje del alimentador se localiza en el punto $s = s_1$ y varía el voltaje subiéndolo o bajándolo automáticamente para mantener la tensión constante en el punto de regulación, el cual está a la distancia $s = s_{p,r}$ respecto al inicio del alimentador.

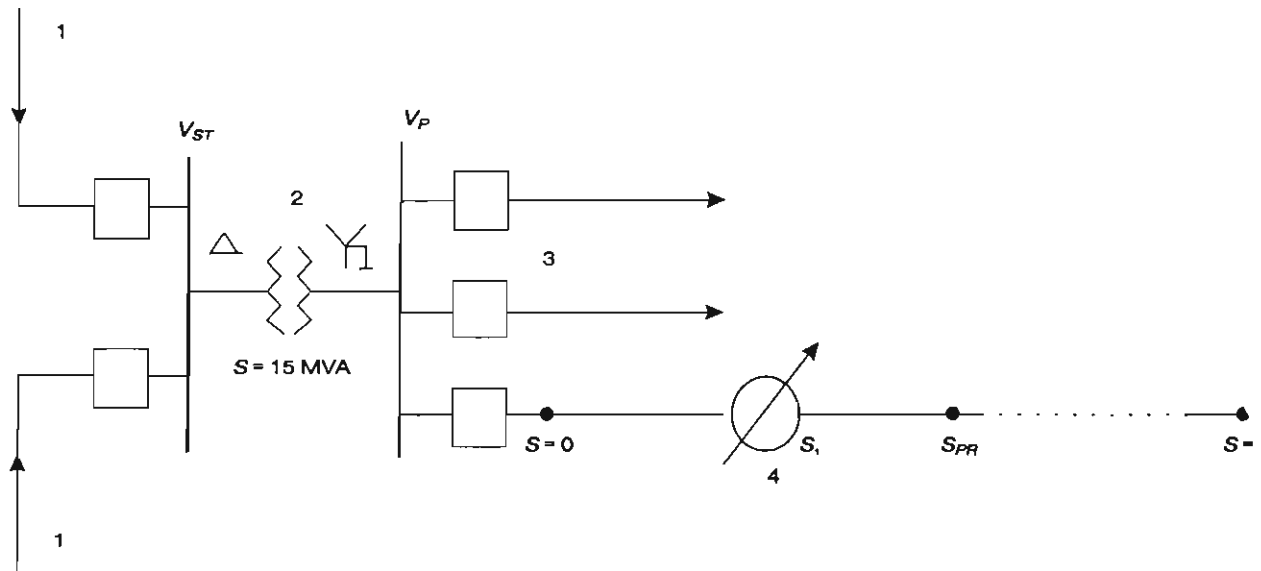


Figura VIII.5. La regulación de voltaje en un sistema de distribución. 1, Líneas de subtransmisión. 2, Transformador de la subestación de distribución. 3, Alimentadores primarios. 4, Regulador de voltaje del alimentador. V_{ST} : voltaje de subtransmisión. V_P : voltaje primario en las barras de la subestación de distribución.

Los datos de la subestación son: $S_{base} = 15$ MVA (trifásica), $V_{base} = 69$ KV (de línea), $V_p = 13.8$ KV. El transformador es de 15 MVA, 69/7.62/13.2 KV, conectado en estrella aterrizada. Su reactancia es de 8% referida a su potencia nominal. El cambiador de taps regula $\pm 10\%$ en 32 escalones de 0.625% cada uno.

El voltaje máximo de subtransmisión es $V_{st} = 72.45$ KV que corresponde a 1.05 p.u., presentándose en la carga mínima de 0.25 p.u. y factor de potencia $\cos\phi = 0.95$ atrasado. El voltaje mínimo de subtransmisión es de 69 KV, o sea 1.0 p.u., este voltaje se tiene cuando hay carga pico de 1.0 p.u. y $\cos\phi = 0.85$ atrasado.

Los rangos de voltaje que se pretende establecer son: el máximo voltaje secundario es de 125 V o 1.0417 p.u. referidos a 120 V y el mínimo de 116 V o 0.9667 p.u. La caída de tensión máxima en los secundarios es de 4.2 V o 0.035 p.u.

El máximo voltaje primario con carga mínima es $V_{p\text{máx.}} = 1.0417$ p.u. y con la carga pico anual el máximo voltaje primario es $V_p = 1.0767$ p.u. ($1.0417 + 0.035$) considerando el secundario más cercano al regulador y el mínimo voltaje primario es 1.0017 p.u. ($0.9667 + 0.035$), considerando el secundario más alejado.

La carga máxima anual del alimentador es de 4 000 KVA con $\cos\phi = 0.85$ atrasado, distribuida uniformemente a lo largo de las 10 millas de longitud del alimentador principal. El calibre es de 266.8 MCM, conductores de aluminio con 37 hilos y 53 pulgadas de espaciado geométrico. Se utiliza el factor de caída de tensión $K_{DV} = 3.88 \cdot 10^{-6}$ p.u. $\Delta V / \text{KVA} \cdot \text{milla}$, con f.p. = 0.85 atrasado.

Considérese que el cambiador de taps del transformador de la subestación se usa para regular el voltaje en las barras. Se usa un ancho de banda de $AB = \pm 1.0$ V o $0.0083 = 1/120$ p.u. Los voltajes primarios máximo y mínimo son 1.075 y 1.0 p.u. que corresponden a carga mínima y máxima respectivamente.

a) Especifique la calibración del RRV para el mayor voltaje primario posible V_p , respetando la banda considerada.

b) Encuentre el número máximo de escalones hacia arriba y hacia abajo que se requerirán.

c) Realice el conjunto de perfiles de voltaje desde cero carga hasta la carga pico anual, marcando los valores significativos de las curvas.

Solución

a) Como el cambiador de TAP del transformador no se usa:

$$R_{cal.} = 0 \text{ y } X_{cal.} = 0$$

Por lo tanto, la calibración del RRV para el mayor voltaje primario disponible se considera que el ancho de banda ocurre con carga cero y es:

$$RRV = V_{p \text{ máx}} - AB = 1.0417 - 0.0083 = 1.0224 = 124 \text{ V}$$

b) Para encontrar el máximo número de escalones hacia arriba y hacia abajo se necesitará el máximo voltaje primario disponible con carga máxima y carga mínima. Este voltaje se obtiene restando al voltaje de subtransmisión la caída de tensión en el transformador.

$$\bar{V}_{p \text{ pu}} = \bar{V}_{st \text{ pu}} - \bar{I}_{p \text{ pu}} \cdot \bar{Z}_{T \text{ pu}}$$

Donde:

$\bar{V}_{st \text{ pu}}$: voltaje de subtransmisión en p.u. del lado de alta tensión del transformador de la subestación de distribución.

$\bar{I}_{p \text{ pu}}$: corriente primaria con carga ligera en el transformador. $\bar{I}_{p \text{ pu}} = 0.25 \text{ p.u.}$

$\bar{Z}_{T \text{ pu}}$: impedancia del transformador en p.u. $Z_{T \text{ pu}} = 0 + j0.08 \text{ p.u.}$

Calculando el voltaje primario en p.u. para carga ligera:

$$\begin{aligned} \bar{V}_{p \text{ pu}} &= \bar{V}_{st \text{ pu}} - \bar{I}_{p \text{ pu}} \cdot \bar{Z}_T = 1.05 - (0.25)(\cos \phi + j \sin \phi)(0 + j0.08) = \\ &= 1.05 - (0.25)(0.95 + j0.318)(0 + j0.08) = \\ &= 1.05 - (0.25)(1.0018104 \angle 18.5^\circ)(0.08 \angle 90^\circ) = \\ &= 1.05 - 0.0200362 \angle 108.5^\circ = 1.05 (-0.0063576 + j0.0190008) = \\ &= 1.0563576 - j0.0190008 = 1.0565 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

Realizando el mismo cálculo para carga máxima:

$$\bar{V}_{p \text{ pu}} = 1.0 - (1.0)(0.85 - j0.53)(0 + j0.08) = 0.9602 \text{ p.u.}$$

Como el cambiador de taps de la subestación puede regular $\pm 10\%$ de voltaje en 32 escalones de 0.625% o 0.00625 p.u. cada uno, el máximo número de escalones para carga mínima es:

$$\text{Núm. esc.} = \frac{V_{p \text{ pu}} - RRV}{0.00625} = \frac{1.0565 - 1.0334}{0.00625} = 3.67 \text{ (4 escalones)}$$

El número de escalones con carga pico es:

$$\text{Núm. esc.} = \frac{1.035 - 0.9602}{0.00625} = 11.9 \text{ (12 escalones)}$$

c) Para poder bosquejar el perfil de voltaje del alimentador primario para la carga pico anual se debe conocer la caída de tensión total del alimentador.

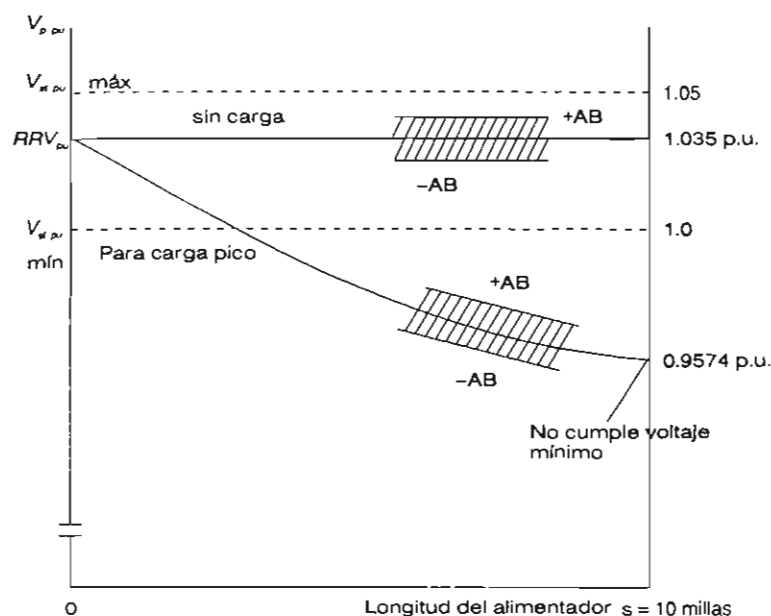


Figura VIII.6. Perfil de voltaje del alimentador.

$$\sum \Delta V_{pu} = K \cdot S \cdot l/2 = (3.88 \cdot 10^{-6})(4000 \text{ KVA})(10/2 \text{ mi.}) = 0.0776 \text{ p.u.}$$

Y entonces el voltaje mínimo del alimentador primario al final de las 10 millas, como se muestra en la figura VIII.6.

$$V_{pu \text{ mín}} = RRV_{pu} - \sum \Delta V_{pu} = 1.035 - 0.0776 = 0.9574 \text{ p.u.}$$

En la carga pico anual la aplicación de los criterios de voltaje dan:

$$V_{pu \text{ máx}} = 1.075 - AB = 1.075 - 0.083 = 1.0667 \text{ p.u.}$$

$$V_{pu \text{ mín}} = 1.0 + AB = 1.0 + 0.083 = 1.0083 \text{ p.u.}$$

En vacío se tiene:

$$V_{pu \text{ máx}} = 1.0417 - AB = 1.0417 - 0.0083 = 1.035 \text{ p.u.}$$

$$V_{pu \text{ mín}} = 1.0 + AB = 1.0 + 0.0083 = 1.0083 \text{ p.u.}$$

Como puede verse en la figura VIII.6, el voltaje mínimo con el pico de carga al final de las 10 millas del alimentador no cumple con el rango de voltaje. Por lo tanto, es necesario usar el regulador de voltaje.

1.2. Calcule la distancia s_1 a la cual debe instalarse el regulador de voltaje (figura VIII.5) para dos valores de voltaje de entrada:

a) $V_{pu} = 1.010 \text{ p.u.}$

b) $V_{pu} = 1.000 \text{ p.u.}$

Determine la ventaja del punto a) respecto a b) o viceversa.

Solución

a) Cuando $V_{p_{pu}} = 1.010$ p.u., la caída de tensión asociada a la distancia s_1 como se muestra en la figura VIII.7 es:

$$\Delta V_{s_1} = RR V_{pu} - V_{p_{pu}} = 1.035 - 1.01 = 0.025 \text{ p.u.} \quad (\text{VIII.12})$$

Del punto anterior del ejemplo se encontró la caída de tensión total del alimentador:

$$\sum \Delta V_{pu} = 0.0776 \text{ p.u.}$$

Por lo tanto la distancia s_1 se puede encontrar por la siguiente fórmula parabólica para carga uniformemente distribuida.

$$\frac{\Delta V_{s_1}}{\sum \Delta V} = \frac{s_1}{l} \left(2 - \frac{s_1}{l} \right) \quad (\text{VIII.12})$$

Sustituyendo $\frac{0.025}{0.0776} = \frac{s_1}{10} \left(2 - \frac{s_1}{10} \right)$ y de aquí se obtiene la ecuación cuadrática siguiente:

$$s_1^2 - 20s_1 + 32.2165 = 0$$

Las raíces de esta ecuación son dos, 1.75 y 18.23 millas. La distancia lógica es la de 1.75 millas.

b) = Cuando $V_{p_{pu}} = 1.00$ p.u. la caída de tensión asociada a la distancia s_1 es

$$\Delta V_{s_1} = RR V_{pu} - V_{p_{pu}} = 1.035 - 1.00 = 0.035 \text{ p.u.}$$

De la ecuación VIII.12:

$$\frac{0.035}{0.0776} = \frac{s_1}{10} \left(2 - \frac{s_1}{10} \right)$$

Y de aquí $s_1^2 - 20s_1 + 45.1031 = 0$; las dos raíces de esta ecuación son 2.6 y 17.4 millas, siendo la distancia aceptable la de 2.6 millas.

La ventaja del punto a) sobre el punto b) consiste en que puede compensar cargas futuras, además de que el voltaje $V_{p_{pu}}$ puede ser menor que 1.0 en el futuro.

1.3. Considerando el voltaje en carga pico a la entrada del regulador igual a 1.010 p.u., determine la potencia aparente mínima en KVA de cada uno de los tres reguladores monofásicos del alimentador.

Solución

La distancia $s_1 = 1.75$ millas, la carga pico anual es de 4 000 KVA y el rango de regulación es $\pm 10\%$. La carga trifásica uniformemente distribuida en s_1 es

$$S_{3\phi} \left(1 - \frac{s_1}{l} \right) = 4\,000 \left(1 - \frac{1.75}{10} \right) = 3\,300 \text{ KVA}$$

La carga para una fase en s_1 es $3\,300/3 = 1\,100$ KVA. Como la capacidad del regulador monofásico está dada por

$$S_{reg.} = \frac{(\% R_{m\acute{a}x})/S_{cir.}}{100} \quad (\text{VIII.13})$$

$S_{cir.}$: potencia del circuito en KVA.

$\% R_{máx.}$: porcentaje de regulación máxima.

Sustituyendo:

$$S_{reg.} = \frac{10 \cdot 1100}{100} = 110 \text{ KVA}$$

Del cuadro IX.3 se selecciona la capacidad próxima superior del regulador que es de 114.3 KVA.

1.4. Considerando la distancia $s_1 = 1.75$ millas y que el punto de instalación del regulador es el mismo $s_{pr} = s_1$, determine:

- Las mejores calibraciones para el CCL (compensador de caída de línea) R , X y para el RRV.
- Grafique los perfiles de voltaje para cargas cero y pico.
- Si cumple o no el voltaje del alimentador primario $V_{p_{pu}}$ con la meta establecida.

Solución

a) La igualdad $s_{pr} = s_1$ significa que el punto de regulación se localiza en el punto de instalación del regulador del alimentador; por lo tanto, las mejores calibraciones para el CCL del regulador son $R = 0$ y $X = 0$ y $RRV_{pu} = V_{pr_{pu}} = 1.035$ p.u.

b) La caída de tensión ocurrida en la porción del alimentador entre el punto de regulación y el final del propio alimentador es:

$$\Delta V_{pm} = \Delta V_{esp.} \cdot S \cdot \frac{l}{2} = (3.88 \cdot 10^{-6}) \cdot 3300 \cdot \frac{8.25}{2} = 0.0528 \text{ p.u.}$$

En esta forma el voltaje en el extremo final del alimentador primario para el caso de la carga pico anual es:

$$V_{p_{fin.}} = 1.035 - 0.0528 = 0.9822$$

Se debe hacer notar que el $V_{p_{pu}}$ usado como referencia en el punto de regulación es el valor para carga ligera, no el valor para carga pico anual. Si en lugar de 1.035 se usara el de 1.0667 p.u., entonces los usuarios localizados en la vecindad del punto de regulación tendrían un voltaje demasiado alto que podría dañar, por ejemplo, los televisores.

Como puede verse en la figura VIII.7, el perfil del voltaje en carga pico no es lineal sino de forma parabólica. La caída de voltaje para cualquier punto dado s entre la subestación y el punto de instalación del regulador se puede calcular:

$$\Delta V_{(s)} = \Delta V_{esp.} \left(S_{3\phi} - \frac{S_{3\phi} \cdot s}{l} \right) s + \Delta V_{esp.} \left(\frac{S_{3\phi} \cdot s}{l} \right) \frac{s}{2} \text{ p.u.} \quad (\text{VIII.14})$$

Donde:

$\Delta V_{esp.}$: porcentaje de caída de tensión por KVA-milla del alimentador.

CUADRO VIII.4. Voltajes y caídas de tensión para carga pico

s millas	ΔV_s p.u.	$V_{p_{pu}}$ p.u.
0.0	0.0	1.035
0.5	0.0076	1.0274
1.0	0.0071	1.0203
1.5	0.0068	1.0135
1.75	0.025	1.010

Regulación de voltaje

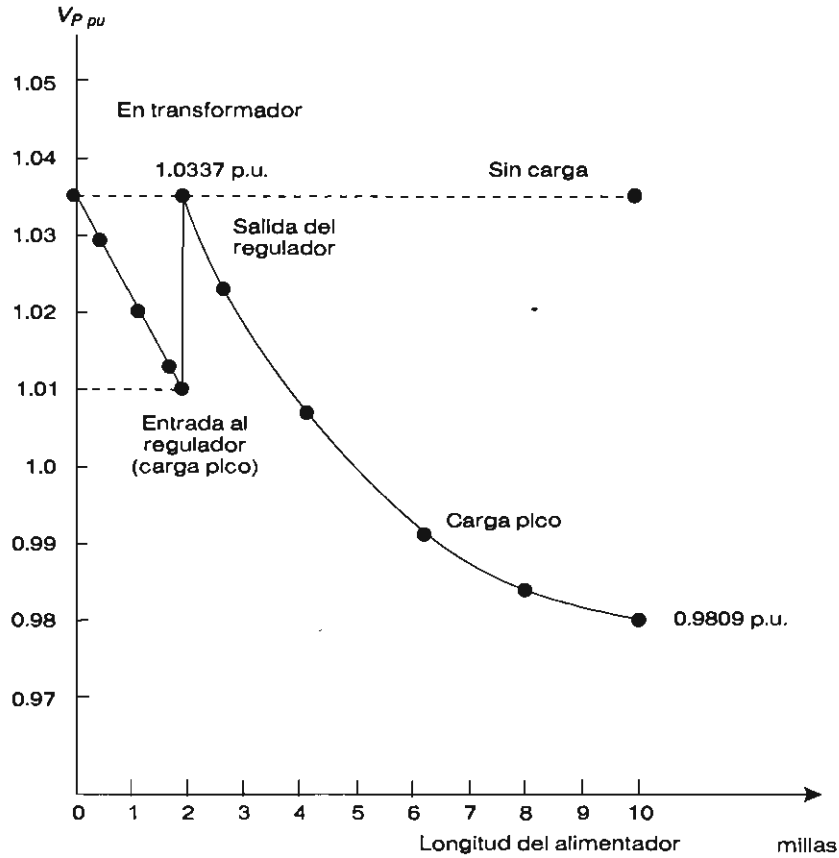


Figura VIII.7. Perfil de voltaje del alimentador para vacío y carga pico anual.

$S_{3\phi}$: carga pico anual trifásica uniformemente distribuida, KVA.

l : longitud del alimentador primario, millas.

s : distancia a partir de la subestación, millas.

Se sustituyen valores en la ecuación VIII.14.

$$\Delta V_s = 3.88 \cdot 10^{-6} \left(4000 - \frac{4000 \cdot s}{10} \right) + 3.88 \cdot 10^{-6} \left(\frac{4000 \cdot s}{10} \right) \frac{s}{2}$$

En el cuadro VIII.4 se dan algunos valores de caída de tensión asociados a diversos valores de s . El valor de la caída de tensión para cualquier punto dado ubicado a la distancia s entre la SE y el regulador se calcula:

$$\Delta V_s = I(r \cos \phi + x \sin \phi) \cdot s \left(1 - \frac{s}{2l} \right); V \quad (\text{VIII.15})$$

Donde:

I : corriente de carga en el alimentador a la salida de la subestación.

$$I = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_L}, A$$

r : resistencia del alimentador principal, Ω /mi. por fase.

x : reactancia del alimentador, Ω /mi. por fase.

Se calcula la caída de tensión en p.u.:

CUADRO VIII.5. Caídas de tensión y voltajes para carga pico anual

s millas	ΔV p.u.	$V_{p\ pu}$ p.u.
0.00	0.00	1.0337
0.75	0.0092	1.0245
2.25	0.0157	1.0088
4.25	0.0155	0.9933
6.25	0.0093	0.9840
8.25	0.0031	0.9809

$$\Delta V_{s\ pu} = \frac{\Delta V_s}{V_L}$$

El valor de la caída de tensión para cualquier punto dado por la distancia s entre la subestación y el regulador se calcula por la ecuación:

$$\Delta V_s = \Delta V_{esp.} \left(S'_{3\phi} - \frac{S'_{3\phi} \cdot s}{l - s} \right) s + \Delta V_{esp.} \left(\frac{S'_{3\phi} \cdot s}{l - s} \right) \frac{s}{2}, \text{ p.u.} \quad (\text{VIII.16})$$

Donde:

$S'_{3\phi}$: carga trifásica pico anual uniformemente distribuida en la distancia s , KVA.

s : distancia de la subestación al regulador, millas.

$$S'_{3\phi} = S_{3\phi} \left(1 - \frac{s}{l} \right), \text{ KVA} \quad (\text{VIII.17})$$

Sustituyendo en la ecuación VIII.16 se tiene:

$$\Delta V_s = 3.88 \cdot 10^{-6} \left(3\,300 - \frac{3\,300 \cdot s}{8.25} \right) s + 3.88 \cdot 10^{-6} \left(\frac{3\,300 \cdot s}{8.25} \right) \frac{s}{2}, \text{ p.u.} \quad (\text{VIII.18})$$

Se encuentran varios valores de caída de tensión y de $V_{p\ pu}$ para diferentes valores de s , como se muestra en el cuadro VIII.5.

El perfil de voltaje se obtiene para carga pico graficando los valores de los cuadros VIII.4 y VIII.5. Se entiende que con carga cero no hay caída de tensión y el voltaje permanece constante en 1.035 p.u. a lo largo del alimentador. El perfil de voltaje para este caso es una línea recta horizontal.

c) El voltaje mínimo $V_{p\ pu}$ fijado en 1.0083 p.u. no se alcanza debido a que no es posible elevar el voltaje del regulador sin exceder el máximo voltaje establecido como criterio de 1.035 p.u.

1.5. Considerando que el regulador de voltaje se encuentra a 1.75 millas y el punto de regulación ahora se encuentra al final del alimentador $s_{pr} = 10$ millas:

a) Determine las calibraciones correctas para los valores del RRV, de R y de X , de tal manera que se cumplan los rangos de voltaje establecidos por criterio.

b) Grafique los perfiles de voltaje y destaque los valores significativos en p.u.

Solución

Del cuadro A.4 del apéndice A (Turan Gonen) la resistencia del cable de aluminio de 266.8 MCM con 37 hilos es de $0.386 \, \Omega/\text{milla}$ y la reactancia de $0.4809 \, \Omega/\text{milla}$. Del cuadro A.10, el factor de espaciado para la reactancia con espaciado de 53 pulgadas y disposición geométrica en Δ es de $0.1802 \, \Omega/\text{milla}$. Por lo tanto, la reactancia específica del conductor es la suma (ec. VIII.6).

Regulación de voltaje

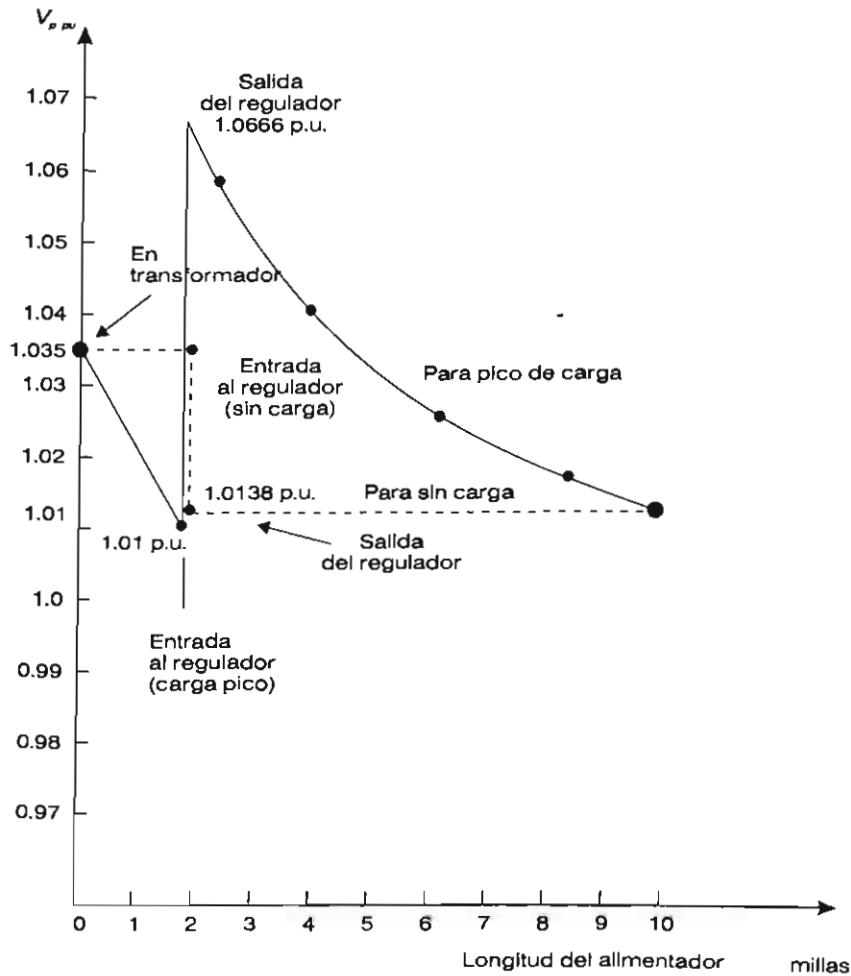


Figura VIII.8. Perfiles de voltaje.

$$X_L = X_n + X_d = 0.4809 + 0.1802 = 0.6611 \Omega/\text{mi.}$$

De las ecuaciones VIII.3 y VIII.5 se tiene:

$$R_{ef.} = r_n \cdot \frac{l-s}{2} = 0.386 \cdot \frac{8.25}{2} = 1.5923 \Omega$$

$$X_{ef.} = X_L \cdot \frac{l-s}{2} = 0.6611 \cdot \frac{8.25}{2} = 2.7270 \Omega$$

Del cuadro VIII.3 para el regulador de 114.3 KVA, la relación de transformación del TC es de 150 y la del TP de 63.5. Por lo tanto, de las ecuaciones VIII.2 y VIII.4 se encuentran los valores de R y X .

$$R_{cal.} = \frac{I_{IN}}{R_{TP}} \cdot R_{ef.} = \frac{150}{63.5} \cdot 1.5923 = 3.761 \text{ V}$$

o bien:

$$R_{cal.} = 0.0313 \text{ p.u. con base en 120 V.}$$

$$X_{cal.} = \frac{I_{IN}}{R_{TP}} \cdot X_{ef.} = \frac{150}{63.5} \cdot 2.727 = 6.442 \text{ V}$$

CUADRO VIII.6. Comparación de voltajes reales con los de criterio

Voltaje	Voltaje real p.u.		Voltaje por criterio	
	En carga pico	En carga cero	En carga pico	En carga cero
Máx $V_{p\ pu}$	1.0666	1.0138	1.0667	1.0337
Mín $V_{p\ pu}$	1.0138	1.0138	1.0083	1.0083

Por lo tanto:

$$X_{cal.} = 0.0537 \text{ p.u. referida a } 120 \text{ V}$$

Considérese que el voltaje en el punto de regulación es arbitrariamente fijado en 1.0136 p.u. usando las calibraciones de R y X del CCL del regulador de tal manera que el voltaje V_{PR} sea siempre el mismo para carga pico y cero carga. El voltaje de salida del regulador para el pico de carga es:

$$V_{reg.} = V_{PR} + \frac{S_L \varphi / V_L (R_{cal.} \cdot \cos \varphi + X_{cal.} \cdot \sin \varphi)}{I_n \cdot V_b} \text{ p.u.} \quad (\text{VIII.18})$$

$$V_{reg.} = 1.0138 + \frac{1\ 100/7.62(3.761 \cdot 0.85 + 6.442 \cdot 0.527)}{150 \cdot 120} = 1.0666 \text{ p.u.}$$

Hay que recordar que el regulador mantiene automáticamente el voltaje en el punto de regulación que se calibró, variando el voltaje de salida en función de la carga. El cuadro VIII.6 da los valores de $V_{p\ pu}$ con el objeto de comparar los valores de voltaje reales con el voltaje preestablecido por criterio para carga pico y cero.

Como puede observarse en el cuadro VIII.6, el voltaje primario establecido por criterio sí se alcanza con las calibraciones de R y X.

b) Los perfiles de voltaje para carga cero y carga pico anual se pueden obtener graficando los valores de los cuadros VIII.6 y VIII.7, obtenidos de la fórmula VIII.18 tal como se muestra en la figura VIII.8.

1.6. Considerando los resultados de los incisos 1.4 y 1.5 determine lo siguiente:

a) El número de escalones hacia arriba y hacia abajo que requiere el regulador para el caso 1.4.

b) El número de escalones hacia arriba y hacia abajo que requiere el regulador para el caso 1.5.

Solución

Para el ejemplo 1.4 el número de escalones hacia abajo es:

$$\text{Núm. esc.}_{Ab.} = \frac{1.035 - 1.0337}{0.00625} = 0.208$$

O sea que puede ser: 0 o un escalón.

Los escalones hacia arriba:

$$\text{Núm. esc.}_{ARR.} = \frac{1.0337 - 1.01}{0.00625} = 3.79$$

Pueden ser 3 o 4 escalones.

Para el ejemplo 1.5 los escalones hacia abajo son:

Regulación de voltaje

$$\text{Núm. esc.}_{\text{Ab.}} = \frac{1.035 - 1.0138}{0.00625} = 3.39$$

Lo que significa 3 o 4 escalones.

Los escalones hacia arriba:

$$\text{Núm. esc.}_{\text{ARR.}} = \frac{1.0666 - 1.01}{0.00625} = 9.06$$

Lo que representa 9 o 10 escalones.

1.7. Considere los resultados de los casos 1.4 y 1.5 para contestar lo siguiente:

- a) ¿Se puede reducir el rango de regulación usando la sobrecarga en el caso 1.4? Explique.
- b) ¿Se puede reducir el rango de regulación usando la sobrecarga en el ejemplo 1.5?

Solución

a) Sí, al reducir el rango de regulación se puede usar la sobrecarga, ya que el regulador próximo inferior, como es el de 76.2 KVA con $\pm 5\%$ de rango de regulación puede cubrir la potencia. Este 5% de regulación corresponde a una potencia de 160% según el cuadro VIII.2, por lo que:

$$S_{s.c.} = 1.6 \cdot 76.2 = 121.92 \text{ KVA}$$

La cual es mayor que la requerida de 110 KVA. Se pueden usar ± 8 escalones hacia arriba y hacia abajo, lo que cumple con creces la necesidad de 1 escalón hacia abajo y 4 hacia arriba.

b) No, reduciendo el rango de regulación no se puede usar la sobrecarga en el ejemplo 1.5 porque los escalones requeridos son 4 y 10 para abajo y para arriba respectivamente. La reducción del rango de regulación a 6.25% puede dar 10 escalones hacia arriba y hacia abajo, pero la capacidad del regulador sólo se incrementa en 35%, por lo tanto:

$$S_{s.c.} = 1.35 \cdot 76.2 = 102.87 \text{ KVA ,}$$

insuficiente para satisfacer los 110 KVA requeridos.

CAPÍTULO IX

PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN SE PROTEGEN contra las fallas de corto circuito y sobrecarga por medio de relevadores con interruptores de potencia, por medio de fusibles, por restauradores, así como por seccionadores automáticos de línea. Las consideraciones de selectividad, continuidad del servicio y confiabilidad que se aplican a la protección de los sistemas de potencia, son válidas también para los sistemas de distribución.

Al igual que en la protección con relevadores, los elementos de protección de las redes de distribución deben coordinarse de tal manera que en todos los casos se tenga disparo selectivo. Se debe tomar en cuenta además la presencia del recierre automático que tienen los restauradores, lo que obliga a coordinar en tal forma que se tenga una mayor continuidad del servicio, como se verá más adelante.

En el presente capítulo se describirán brevemente los elementos de protección y su coordinación, aplicando los criterios adecuados para las redes de distribución. Los elementos utilizados o tratados en la protección con relevadores sólo se mencionarán brevemente.

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Como se ha visto al principio de este trabajo, el sistema de distribución incluye el sistema de subtransmisión que puede tener voltajes de 230 y 115 KV. Por lo tanto, las protecciones utilizadas incluyen las de distancia, las diferenciales,

etc.; sin embargo, el interés va dirigido a los dispositivos que se usan en los niveles de voltaje de 34.5 KV y menos.

Restauradores

El restaurador es un dispositivo de protección de sobrecorriente que dispara y recierra automáticamente un número determinado de veces para eliminar fallas transitorias o para aislar fallas permanentes. También incluye la posibilidad de realizar operaciones de cierre y apertura en forma manual.

De acuerdo con las necesidades de coordinación, los restauradores se pueden programar para que operen con un número de secuencias diferentes:

1. Dos operaciones instantáneas (disparo y recierre), seguidas por dos operaciones de disparo con retardo, antes de que se presente la apertura definitiva.
2. Una operación instantánea seguida por tres operaciones con retardo.
3. Tres operaciones instantáneas más una operación con retardo.
4. Cuatro operaciones instantáneas.
5. Cuatro operaciones con retardo.

Las características instantáneas y con retardo dependen de la capacidad del restaurador. Hay rangos de los restauradores de 50 a 1 120 amperes con bobinas en serie y de 100 a 2 240 A, con bobinas en paralelo. La corriente de disparo mínima para todas las potencias normalmente se calibra

al doble de la corriente nominal. Los restauradores deben tener capacidad para poder interrumpir las corrientes de falla asimétricas relacionadas con su rango de corrientes simétricas.

La corriente asimétrica r.m.s. se puede determinar por el producto de la corriente simétrica por el factor de asimetría que se da en el cuadro IX.1 de acuerdo con el factor X/R del circuito. El factor de asimetría del cuadro corresponde a 0.5 ciclos después de iniciada la falla, para diferentes valores de la relación X/R .

En los alimentadores de distribución la relación X/R normalmente no sobrepasa 5 y por lo tanto el factor de asimetría es de aproximadamente 1.25. El factor de asimetría para otras partes del sistema es de 1.6 y en tensiones muy elevadas alcanza 1.8.

En cierta forma, un restaurador realiza las funciones de una combinación de interruptor de potencia, un relevador de sobrecorriente y un relevador de recierre automático. El restaurador consta fundamentalmente de una cámara de interrupción y los correspondientes contactos principales que operan en aceite, así como el mecanismo de control del accionamiento del disparo y del recierre, un operador, un integrador y un mecanismo de paro.

Fusibles

Los fusibles son los dispositivos de protección más simples, están formados por un elemento

CUADRO IX.1. Función de asimetría en función de la relación X/R

$\frac{X}{R}$	Factor de asimetría
2	1.06
4	1.20
8	1.39
10	1.44
12	1.48
14	1.51
25	1.60

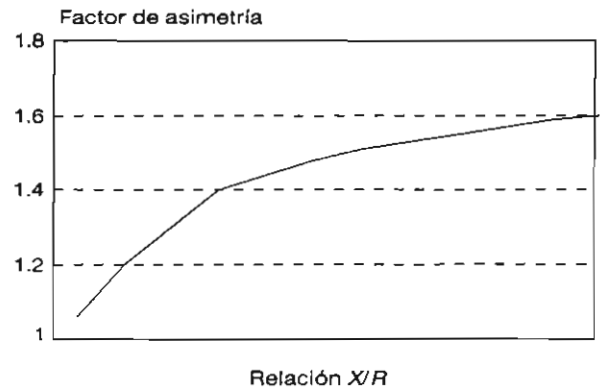


Figura IX.1. Gráfica del factor de asimetría.

conductor fusible, un cartucho que contiene al elemento fusible y un portafusible que soporta los cartuchos. El fusible se puede definir como un dispositivo de protección con un circuito fusible de interrupción directamente calentado y destruido por el paso de la corriente de corto circuito o de sobrecarga. Existen varios tipos de fusibles, como los de un elemento o de doble elemento, los convencionales y los limitadores de corriente, etcétera.

El principio de operación de los fusibles consiste en que son un conductor de sección transversal pequeña, por lo cual su resistencia eléctrica es mayor que la del elemento protegido y por lo tanto generan más calor. Además, por su menor sección, los fusibles soportan menos calor y se funden con rapidez. La operación del fusible se ilustra en la figura IX.2.

La curva de tiempo mínimo de fusión representa el tiempo mínimo en el cual el fusible puede fundirse con las diversas corrientes. El tiempo máximo de eliminación de la falla representa el mayor tiempo en que se funde el fusible y se elimina el arco eléctrico. En otras palabras, la operación del fusible se restringe al área comprendida entre las dos curvas. Para una determinada corriente el tiempo de operación real se encuentra entre el tiempo mínimo y el máximo que indican las curvas.

Los fabricantes proporcionan tablas y curvas en las cuales se especifica la corriente nominal del fusible y las curvas de operación. Las curvas son generalmente de tiempo inverso, es decir, el

tiempo de disparo del fusible es inversamente proporcional a la corriente. Cuando se realiza la coordinación de protecciones se debe trabajar con las curvas reales de los fusibles, con lo que se obtienen resultados más precisos que permiten tener tiempos de disparo más pequeños. Esto redundará en una mayor vida esperada del equipo y por lo tanto en beneficios económicos.

En los sistemas de distribución se usan fusibles de alta tensión para proteger los transformadores de distribución y alimentadores aéreos de diversos tipos. Existen fusibles de alta tensión convencionales que operan con cierta lentitud y fusibles limitadores de corriente que operan antes del primer cuarto de ciclo de la corriente de corto circuito.

Relevadores

En las redes de distribución se utilizan básicamente protecciones de sobrecorriente con rele-

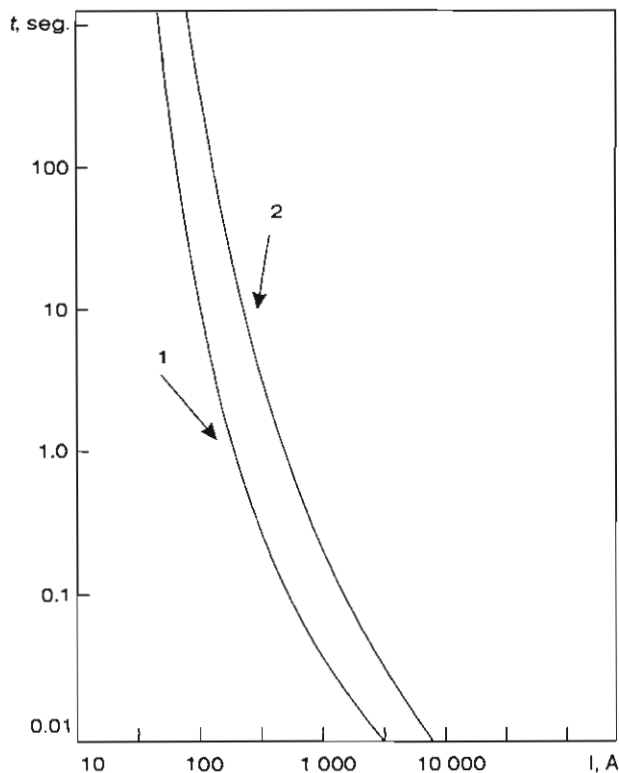


Figura IX.2. Curvas de operación de los fusibles. 1, Curva de tiempo mínimo de fusión. 2, Curva de tiempo máximo de clareo.

vadores instantáneos y con retardo, ya sea de tiempo inverso o de tiempo definido (núm. ANSI 50/51 para las fallas entre fases y 51N para las fallas a tierra).

Los relevadores de tiempo inverso son relevadores de tipo de inducción electromagnética, cuyo tiempo de disparo depende del valor de la corriente que hace operar al relevador (figura IX.3). Los relevadores instantáneos normalmente son de atracción magnética, al igual que los de tiempo definido; sin embargo, en estos últimos se tiene un relevador de tiempo que retarda el disparo según se requiera.

Actualmente se usan relevadores estáticos, que pueden tener características similares a los de tiempo definido, y de tiempo inverso, aunque sus curvas generalmente son de mayor número y sus tiempos de disparo de mayor precisión. Los relevadores estáticos generalmente incluyen también funciones de medición, con lo que se reducen los equipos en los tableros. Los relevadores estáticos están finalmente desplazando a los relevadores electromecánicos tanto en los sistemas de distribución como en los de potencia.

Los relevadores de tiempo inverso están basados en el principio de operación de inducción magnética. En ellos se tiene un disco en el que dos flujos defasados inducen corrientes con las que interactúan y dan lugar a un momento de giro. El disco gira en función del valor de la corriente, por lo cual el tiempo de operación del relevador es variable, según se ve en la figura IX.4.

La corriente de disparo de los relevadores de inducción se modifica cambiando el número de espiras de la bobina por medio del tap y el retardo por medio del dial. Incrementar el dial significa hacer que el disco tenga que describir un ángulo de giro mayor para poder cerrar los contactos. El ajuste del tap es discreto, tiene valores en amperes que van desde unos 2 amperes hasta unos 16 para los relevadores 51 y hasta unos 180 A para los relevadores instantáneos (ANSI 50). El valor del dial es de ajuste continuo.

El grado de inversidad de los relevadores se escoge de tal manera que se adapten a la protección de los elementos que se pretende proteger; por ejemplo, para motores se usan curvas mo-

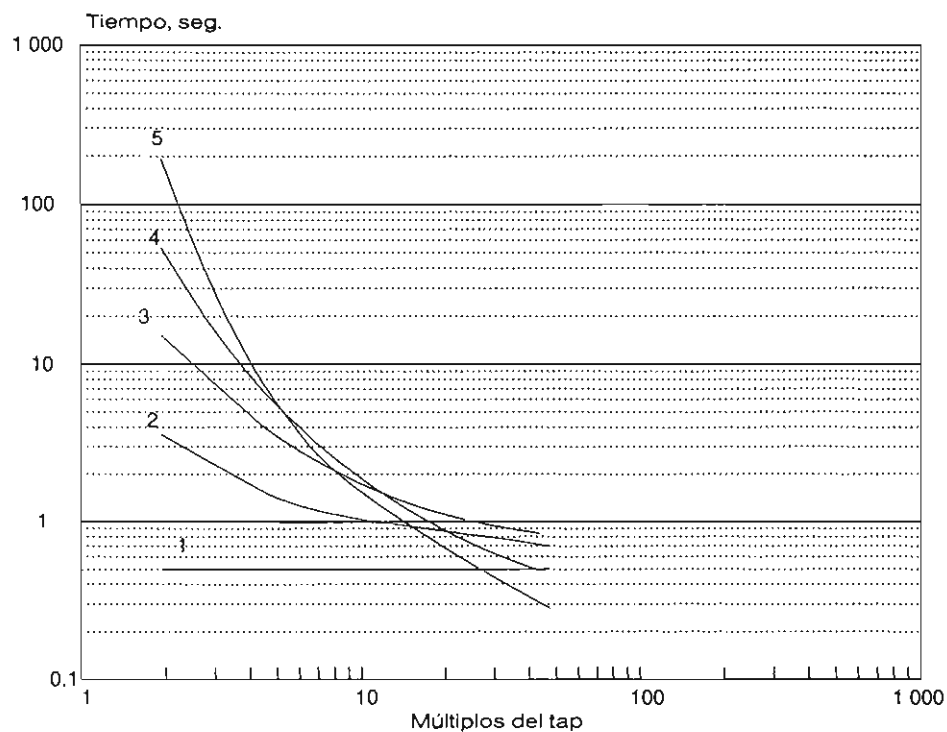


Figura IX.3. Curvas de operación de los relevadores de sobrecorriente, 1, Relevador de tiempo definido. 2, Relevador de tiempo moderadamente inverso. 3, Relevador de tiempo inverso. 4, Relevador de tiempo muy inverso. 5, Relevador de tiempo extremadamente inverso.

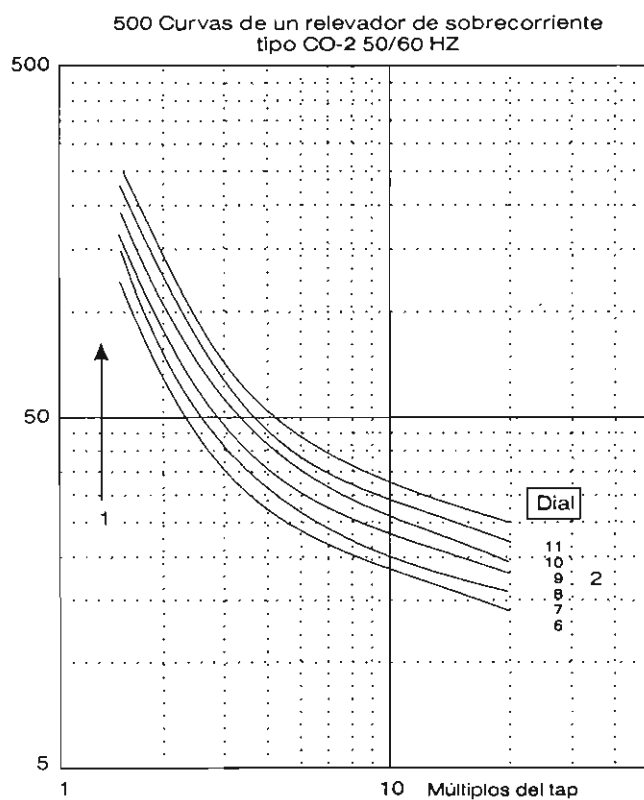


Figura IX.4. Curvas típicas de relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso. 1, Valor de la corriente de disparo. 2, Curvas de la palanca o dial.

deradamente inversas, en cambio para coordinar con fusibles se requieren curvas extremadamente inversas o muy inversas.

El principio de operación de los relevadores de tierra es el mismo que el de los de fallas entre fases, la diferencia es que se tienen que conectar por medio de filtros de secuencia cero. Estos últimos pueden formarse por tres TC conectados en estrella del lado secundario o por medio del transformador de secuencia cero que abarca las tres fases. La figura IX.5 muestra los filtros de secuencia cero.

Los filtros de secuencia cero de 3 TC producen un error considerable porque las corrientes secundarias no son iguales en magnitud ni en fase, por el error que dan los propios TC, es decir, que para secuencia positiva y negativa $I_a + I_b + I_c \neq 0$. Esto obliga a calibrar el relevador con una corriente superior, lo cual reduce la sensibilidad. Los relevadores comunes en estos casos detectan corrientes primarias de secuencia cero superiores a 100 A. Con relevadores especiales se pueden detectar desde unos 25 A más o menos.

La conexión en el TC de secuencia cero da una precisión muy alta porque se trabaja con las corrientes primarias, por lo que en régimen balanceado se cumple que $I_a + I_b + I_c = 0$ para se-

cuencia positiva y negativa. En este caso los relevadores pueden detectar corrientes primarias de 2 a 3 amperes. Se entiende que en ambos filtros las corrientes de secuencia cero pasan sin problema porque están en fase.

Seccionadores

Los seccionadores automáticos de línea son dispositivos de protección de sobrecorriente que se instalan sólo con respaldo de interruptores o restauradores. Ellos operan sobre la base de contar el número de interrupciones causadas por el dispositivo de protección de respaldo y abren durante el tiempo de circuito muerto, después de un número preestablecido (1 a 3) de operaciones de disparo del dispositivo de respaldo. La corriente que cuenta el restaurador es superior a la nominal en 60% aproximadamente.

La operación de los restauradores permite seccionar los alimentadores de distribución en caso de falla, de tal manera que parte de ellos permanezca en servicio, lo que representaría un costo mucho mayor si esto se hiciera con restauradores o interruptores.

Las condiciones de operación de un seccionador pueden ser tres:

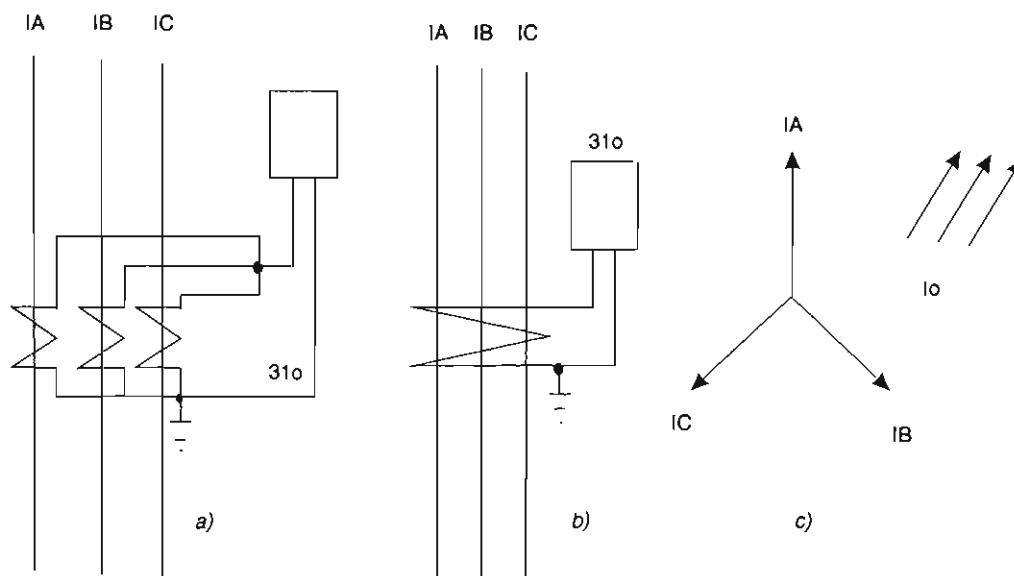


Figura IX.5. Conexión de los relevadores de secuencia cero. a) Con filtros de tres TC. b) Con TC de secuencia cero. c) Diagramas vectoriales.

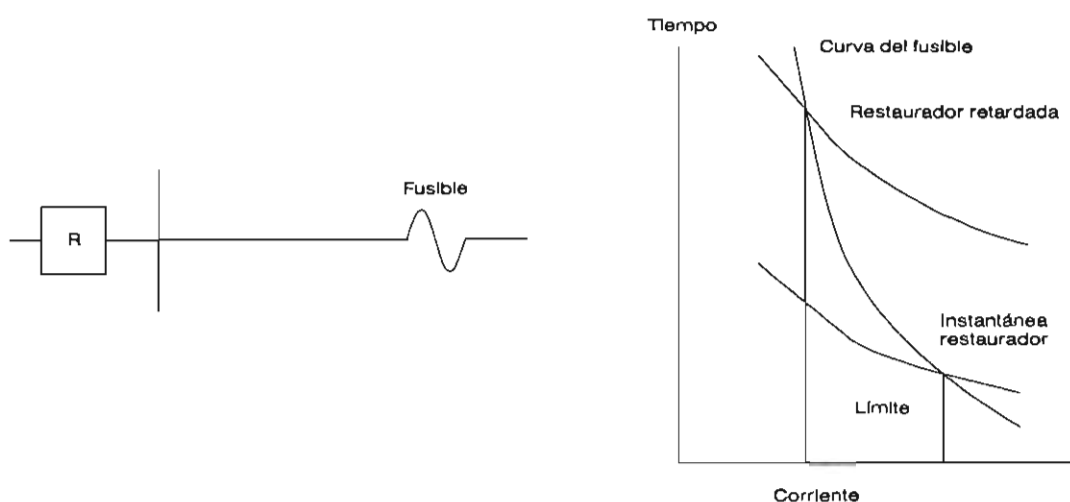


Figura IX.6. Coordinación restaurador fusible.

1) Si la falla se elimina cuando el restaurador abre, el contador del seccionador volverá a su posición normal después de que el circuito sea reenergizado.

2) Si la falla persiste cuando ocurre el recierre, el contador de fallas-corriente en el seccionador estará preparado para registrar o contar la siguiente apertura del restaurador.

3) Si el restaurador está programado para abrir al cuarto disparo, el seccionador se calibrará para abrir durante el circuito abierto siguiente al tercer disparo del restaurador.

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

En la presente sección se tratará de explicar básicamente la coordinación de los restauradores con los demás elementos de protección de las redes de distribución, puesto que en los cursos de protección con relevadores se estudian los casos convencionales sin tratar normalmente lo referente a los restauradores.

Coordinación restaurador-fusible

En este caso el fusible se encuentra como protector y el restaurador como respaldo (figura IX.6).

La operación de los dispositivos de protección debe permitir la liberación de la falla temporal

del lado de la carga sin que el fusible se queme. Cuando ocurre la falla después del fusible, éste se calienta pero no debe fundirse, sino que el restaurador con operación rápida libera la falla. Al recierre del restaurador la falla, si es temporal, se elimina, y todo el sistema vuelve a operar normalmente. En este caso sólo se tiene interrupción muy breve del servicio. Lo anterior significa que el tiempo de fusión del fusible debe ser mayor que el tiempo de operación rápida del restaurador.

El tiempo mínimo de fusión debe ser mayor o igual que el tiempo de apertura rápida del restaurador multiplicado por un factor que depende del número de operaciones rápidas y de la pausa sin corriente entre dichas operaciones (cuadro IX.1). Otra condición que debe cumplirse es que el tiempo máximo de apertura del fusible no debe ser mayor que el tiempo de apertura del restaurador con operación retardada. Cumpliendo estas dos condiciones se tendrá una coordinación correcta del restaurador con el fusible.

Coordinación fusible-restaurador

El fusible instalado del lado de la alimentación protege contra fallas internas en el transformador o fallas en las barras colectoras (figura IX.7). En este caso todas las operaciones del restaurador deben ser más rápidas que el tiempo mínimo de fusión del elemento fusible. El caso crítico

CUADRO IX.1 Factor m para fusibles del lado de la carga respaldados por restaurador

Tiempo de recierre del restaurador en ciclos*	Operación del restaurador			
	Una rápida		Dos rápidas	
	Promedio	Mínimo	Promedio	Mínimo
25-30	1.3	1.2	2.0	1.8
60	1.3	1.2	1.5	1.35
90	1.3	1.2	1.5	1.35
120	1.3	1.2	1.5	1.35

* El tiempo de recierre de los restauradores varía con el tipo: los RW de Westinghouse y General Electric cierran en 120 ciclos, los 6H de Line Material en 90 ciclos y los 3H en 60 ciclos.

se presenta con la falla en el punto de localización del restaurador, ya que se tiene la máxima corriente de corto circuito y el fusible no debe fundirse antes del tiempo total de apertura del restaurador. También en estos casos se utiliza un factor m para fusibles del lado de la fuente (cuadro IX.2).

Coordinación restaurador-seccionador

Para este caso la coordinación queda asegurada si se cumplen las siguientes condiciones:

1) El restaurador debe detectar la corriente de corto circuito mínima al final de la zona de pro-

tección del restaurador (debe tener la sensibilidad necesaria).

2) La corriente de disparo del restaurador debe ser menor que la corriente de corto circuito mínima.

3) Los seccionadores se pueden usar en serie entre sí o con fusibles, pero no entre dos restauradores.

Como los seccionadores cuentan los disparos del restaurador, su coordinación se hace ajustando el disparo del seccionador a $n - 1$ disparos del restaurador. Por ejemplo, si el restaurador da 4 disparos, el seccionador opera al tercer disparo del restaurador (figura IX.8).

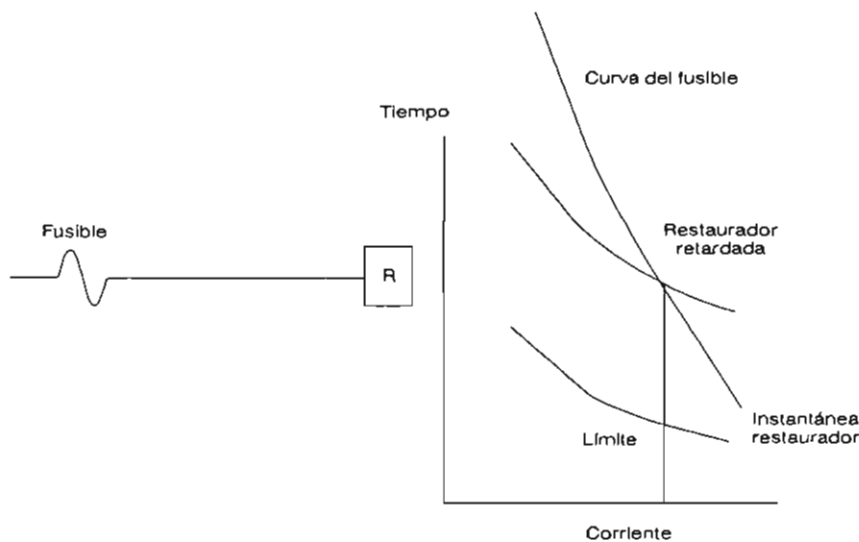


Figura IX.7. Coordinación fusible restaurador.

Coordinación restaurador-seccionador-fusible

Para este caso se recomienda que el restaurador tenga una secuencia de operación de una rápida seguida de tres lentas. El seccionador opera a los tres disparos del restaurador (figura IX.8a).

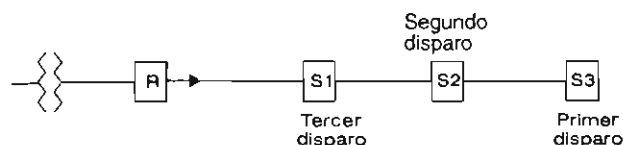


Figura IX.8. Coordinación restaurador-seccionador.

Durante la operación rápida el fusible se calienta sin fundirse, y cuando el restaurador abre se enfría, en tanto que el seccionador cuenta. Si la falla es temporal desaparece y se restablece la operación normal. Para la segunda operación el fusible es más rápido que el restaurador y elimina la falla. El seccionador cuenta la apertura del fusible como la segunda interrupción y el restaurador y el seccionador quedan en servicio.

Con dos operaciones rápidas del restaurador no se puede coordinar porque el seccionador quedaría abierto después de que se funda el fusible.

Coordinación restaurador-restaurador

La coordinación entre restauradores requiere que entre las curvas de disparo de ambos se

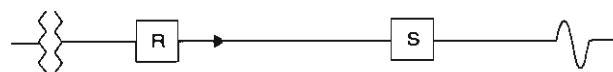


Figura IX.8a. Coordinación restaurador-seccionador-fusible.

tenga un retardo de cuando menos 12 ciclos (figura IX.9).

La necesidad de coordinar restauradores entre sí se puede dar por las siguientes situaciones que se pueden presentar en el sistema de distribución:

- 1) Teniendo dos restauradores trifásicos.
- 2) Teniendo dos restauradores monofásicos.
- 3) Teniendo un restaurador trifásico en la subestación y un restaurador monofásico en uno de los ramales del alimentador dado.

Los requerimientos de coordinación entre dos restauradores se pueden cumplir utilizando los siguientes recursos:

- 1) Empleando diferentes tipos de restauradores y algunas mezclas de capacidad en las bobinas y secuencias de operación.
- 2) Utilizando el mismo tipo de restaurador y secuencia de operación, pero usando bobinas de capacidad diferente.
- 3) Empleando el mismo tipo de restaurador y bobinas iguales, pero usando diferente secuencia de operación.

El recurso más común es el primero.

CUADRO IX.2. Factor m para coordinar fusibles con restauradores

Tiempo de recierre del restaurador en ciclos*	Operación del restaurador		
	Una rápida	Dos rápidas	Cuatro lentas
25	3.2	2.7	3.7
30	3.1	2.6	3.5
60	2.5	2.1	2.7
90	2.1	1.85	2.2
120	1.8	1.7	1.9
240	1.4	1.4	1.45
600	1.35	1.35	1.35

* El tiempo de recierre de los restauradores varía con el tipo: los RW de Westinghouse y General Electric cierran en 120 ciclos, los 6H de Line Material en 90 ciclos y los 3H en 60 ciclos.

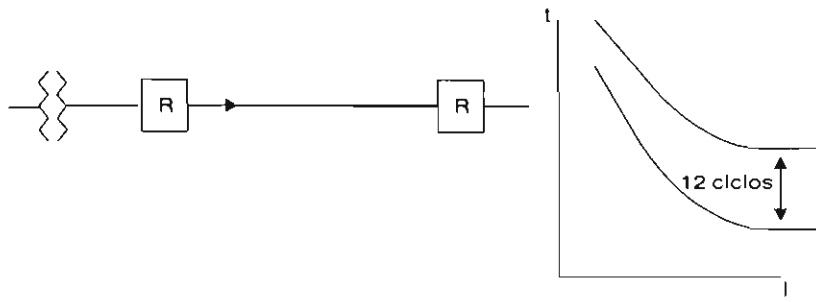


Figura IX.9. Coordinación restaurador-restaurador.

Coordinación fusible-interruptor de potencia

La coordinación de fusible-interruptor de potencia (relevador de sobrecorriente) es similar a la coordinación de fusible-restaurador. Sin embargo, el tiempo de recierre del interruptor es normalmente mucho mayor que el del restaurador, por ejemplo 4 seg. y 2 seg. respectivamente.

Por lo tanto, cuando el fusible se usa como respaldo o como protector no es necesario hacer ajustes de calentamiento o enfriamiento. La coordinación se hace, según la figura IX.10, trazando la curva del fusible y determinando el tiempo mínimo de fusión del fusible bajo la corriente de corto circuito entre fases (k_1 , del lado secundario). Si el tiempo de fusión del fusible es 135% del tiempo total del interruptor y la protección, la coordinación está plenamente garantizada.

Cuando el relevador es 50/51 el fusible debe

actuar después del 50 y antes del 51, dejando a éste la protección contra sobrecarga.

Coordinación interruptor-restaurador

Los recierres del restaurador están asociados al interruptor del alimentador a determinados intervalos (por ejemplo 15, 30 o 45 ciclos), después el interruptor será abierto por la protección de sobrecorriente. El interruptor de potencia, por lo tanto, debe permitir todas las operaciones del restaurador para lograr que se desconecte sólo en los tramos indispensables del esquema que se está protegiendo. Aun cuando el tiempo de operación del interruptor puede alcanzar varios segundos, el calentamiento de las partes conductoras no es muy elevado, a causa de los periodos sin corriente que hay entre los recierres del restaurador.

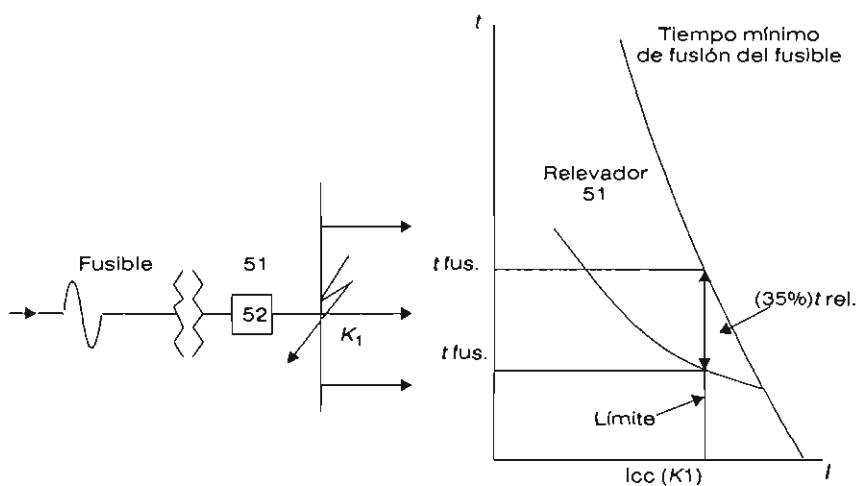


Figura IX.10. Coordinación de fusible-interruptor de potencia.

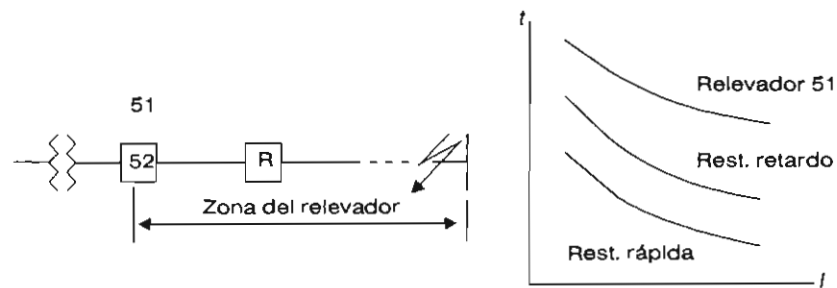


Figura IX.11. Coordinación interruptor-restaurador.

Se puede programar el restaurador con un disparo instantáneo inicial, seguido de tres con retardo.

Si la falla es permanente el restaurador queda abierto antes de que opere el interruptor. En estos casos se debe tomar en consideración el desplazamiento del disco del relevador de tiempo inverso, ya que de lo contrario puede producirse un disparo en falso. Esto se debe a que cuando hay corriente de corto circuito el disco del relevador se mueve y cuando se interrumpe la falla continúa moviéndose por inercia, de modo que se puede causar un disparo en falso. El esquema y las curvas de coordinación de este caso se muestran en la figura IX.11.

Coordinación fusible-fusible

Con cierta frecuencia se presenta el caso de tener que coordinar fusible con fusible en las redes de

distribución y en las plantas industriales. La coordinación se realiza con relativa facilidad, ya que se solicita al fabricante el múltiplo de coordinación entre fusibles. Este múltiplo puede ser desde 2 hasta 8, según los tipos de fusibles. También se puede consultar una tabla en donde se da esta información para los diversos tipos de fusibles, pero no es absolutamente precisa. El cuadro IX.3 muestra algunos valores para fusibles de baja tensión.

De acuerdo con el cuadro IX.3, si se tiene un fusible del lado de la línea de clase L de 1 200 A y del lado de la carga el fusible es de clase K5, el múltiplo de coordinación es 4:1. Entonces la mayor corriente nominal del fusible K5 no debe ser mayor de 300 A para que se tenga disparo selectivo.

En realidad el tiempo de fusión de los fusibles es proporcional a su sección, por lo que se pueden coordinar cuando son del mismo material, por la relación de sus secciones transversales.

CUADRO IX.3. Múltiplo de selectividad entre fusibles con retardo

Lado de la línea	Lado de la carga			
	Clase L 601-6 000 A	Clase K5 0-600 A	Clase K5 0-600 A Limitador	Clase J 15-600 A
Clase L 601-6 000 A	2:1	4:1	3:1	3:1
Clase K5 0-600 A		2:1	1.5:1	1.5:1
Clase K5 0-600 A Limitador		4:1	2:1	2:1
Clase J 15-600 A		4:1	2:1	2:1

NOTA: Los datos precisos deben consultarse con el fabricante. En la bibliografía se encuentran tablas con mayor número de fusibles.

Preguntas y ejemplos

1. Explique brevemente la estructuración de las protecciones que se utilizan en los sistemas de distribución.
2. ¿Cuáles secuencias de operación se pueden programar en un restaurador?
3. ¿Por qué el restaurador puede elevar la continuidad del servicio en las redes de distribución?
4. Explique todas las funciones que desempeña el restaurador.
5. Describa el principio de operación de los fusibles.
6. Cite algunas ventajas de los relevadores estáticos respecto a los electromecánicos.
7. ¿Qué es lo que se modifica en el relevador de inducción cuando se cambia la corriente de disparo y el retardo?
8. ¿Con qué criterio se seleccionan las curvas de los relevadores? ¿Cuándo se emplean las inversas, muy inversas o extremadamente inversas?
9. ¿Con qué corrientes se alimentan las protecciones de falla a tierra?
10. ¿Cuál es el principio de operación de los filtros de secuencia cero?
11. ¿Se puede aplicar una protección con TC de secuencia cero a un alimentador aéreo?
12. Explique el principio de operación de los seccionadores.
13. ¿Qué ventajas ofrecen los seccionadores respecto a los restauradores e interruptores de potencia?
14. Establezca las condiciones necesarias para la coordinación restaurador-seccionador.

CAPÍTULO X

AHORRO DE ENERGÍA

EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN existe la posibilidad de lograr grandes ahorros de energía, principalmente porque en tiempos pasados se descuidó este aspecto al disponer de energía barata. Esto dio lugar a que las subestaciones y alimentadores se diseñaran sin considerar suficientemente el aspecto económico que representa el ahorro de energía. En realidad el ahorro es factible sólo en el caso de que se logren ventajas económicas, ya que nadie está dispuesto a pagar por ahorrar energía. Si se ofrece energía eléctrica muy barata se estimula el desperdicio de la misma y los programas de ahorro podrán tener grandes logros al modificar las tarifas.

El primer paso para llegar al aprovechamiento óptimo de la energía es diseñar y operar correctamente las instalaciones y equipos eléctricos. Para lograr este propósito, en las escuelas de ingeniería eléctrica se deben proporcionar los conocimientos técnicos necesarios, haciendo hincapié en la importancia que tiene el ahorro de energía, no sólo en el ámbito nacional sino en el mundo. Algunos elementos del sistema de distribución son muy tolerantes con los malos diseños y al funcionar causan grandes pérdidas de energía que algunas veces no se cuantifican. Tal es el caso de los alimentadores, pues cuando se usa un calibre menor al recomendable económicamente, se comportan como grandes consumidores de energía activa, pero no fallan.

En las redes de distribución se consumen grandes cantidades de energía reactiva que también causan pérdidas de energía activa, además de los

problemas de la regulación del voltaje y otros ya mencionados en páginas anteriores. Por lo tanto, otro gran campo para el ahorro de energía es la reducción del factor de potencia en las redes de distribución y en las plantas industriales.

La selección de materiales y equipo también tiene una gran importancia en el ahorro de energía; por ejemplo, el utilizar conductores que tengan mayor resistencia que la establecida por la norma implica pérdidas que pueden superar con mucho el supuesto ahorro en el costo del material. En la misma forma, cuando no se usan motores de alta eficiencia se pueden tener pérdidas elevadas, con cuyo costo se podría recuperar el capital invertido en adquirir los motores de mayor eficiencia. En todos los casos se deben realizar estudios técnico-económicos para seleccionar la mejor opción.

El ahorro de energía en alumbrado también resulta obvio cuando se usan luminarias de alta eficiencia, pero también se deben realizar los estudios técnico-económicos correspondientes para obtener la máxima economía. En realidad, todas las decisiones importantes relacionadas con instalaciones eléctricas de cualquier tipo y redes de distribución deben basarse en la comparación de opciones porque el ingeniero debe seleccionar siempre la solución óptima.

En conclusión, parte del ahorro de energía en los sistemas de distribución se logra con la selección y operación correcta de instalaciones y equipos, como se ha visto en capítulos anteriores, y otra parte se logra mediante la aplicación de un sistema de tarifas adecuado. La selección

y operación correcta de los equipos corresponden a cada ingeniero que trabaje en el diseño, la operación y el mantenimiento de dichos sistemas. El sistema de tarifas corresponde a estrategias económicas y políticas.

TARIFAS Y AHORRO

Los costos de los recursos energéticos se van incrementando paulatinamente, por lo cual el sistema de tarifas también debe reflejar dichos incrementos, de tal manera que mantenga continuamente el interés por el ahorro de energía. Las tarifas justas, además de las campañas de conscientización, inducen a los usuarios domésticos, comerciales e industriales al ahorro de energía. Para esto es necesario demostrarles que el ahorro de energía representa, en realidad, el ahorro de su propio dinero.

El ahorro de energía en los usuarios domésticos puede ser de gran importancia y se basa principalmente en tres puntos: uso racional del clima artificial, buenos hábitos en cuanto al uso de los refrigeradores e iluminación y aplicación de las nuevas luminarias de alta eficiencia. Estos aspectos solamente se mencionan en el presente trabajo, porque salen de su competencia. En los hogares no trabajan ingenieros electricistas, por lo que el ahorro de energía queda en manos de la población en general.

El ahorro de energía en centros comerciales e industriales sí está comprendido en la responsabilidad de los especialistas, es decir, de ingenieros y técnicos en electricidad. En estos casos se pueden realizar una serie de actividades para reducir el consumo de energía en la iluminación, en la generación de frío y en la demanda máxima. Esto es de gran importancia para el usuario de la energía eléctrica, puesto que le traerá beneficios económicos directos.

La eficacia del ahorro de energía en las cargas industriales se basa en los tres puntos siguientes:

- a) Las cargas comerciales e industriales funcionan por lo menos 16 horas diarias.
- b) Siempre es posible disminuir algunos consumos en determinadas horas del día.
- c) Se pueden programar ciertos consumos a

horas en que la demanda es mínima, emparejando en esta forma la gráfica de carga.

En los sistemas de distribución de energía eléctrica deben establecerse tarifas que favorezcan el ahorro de energía, estableciendo los pagos en tres aspectos fundamentales: a) potencia contratada, b) tensión de suministro, c) tipo de tarifa.

En la etapa de diseño se debe realizar el estudio necesario para determinar la demanda máxima durante 10 o 15 minutos, aplicando los factores correspondientes. Esta demanda máxima debe ser igual a la demanda contratada. Se entiende que la demanda máxima en realidad corresponde a la mínima demanda que se puede obtener en el pico de carga, es decir, cuando ya se realizaron todas las actividades encaminadas a disminuir el pico de carga. Cada periodo de facturación tendrá un cargo en función de la demanda contratada y por lo tanto se debe reducir en lo posible.

La tensión de suministro se debe determinar con base en un estudio técnico-económico, según se indicó en el capítulo correspondiente. A la compañía suministradora en cierta forma le conviene vender la energía en alta tensión, puesto que se simplifican sus redes de distribución y se reducen las etapas de transformación. Al usuario le conviene porque las tarifas en alta tensión son más bajas y la inversión en la subestación que debe adquirir se amortiza en un plazo adecuado. Además se tiene un voltaje de mejor calidad en las redes de alta tensión y menos fluctuación, lo cual favorece el proceso industrial. Las cargas pequeñas resultarán económicas en baja tensión.

La tarifa debe escogerse de tal manera que se logre el mayor beneficio para el usuario, teniendo en cuenta la magnitud de la carga y sus características, siempre con un estudio técnico-económico de por medio. Algunas tarifas tienen un alto subsidio, lo que en algunos casos induce al desperdicio de la energía. Este fenómeno se dio cuando la energía para riego era muy barata, ya que en lugar de darle mantenimiento adecuado a las bombas se las hacía funcionar con eficiencias muy bajas, del orden de 60% o menos. La tarifa también debe escogerse de modo que se obtenga la opción óptima.

Resumiendo, los puntos que determinan el costo de la facturación por la energía eléctrica para usuarios industriales y comerciales son tres:

1) Por la potencia contratada se tiene que pagar una cantidad fija, es decir, por tener disponible dicha potencia cuando el usuario la requiera. Si se contrata potencia superior a la necesaria se paga de más, y si se excede la demanda contratada debe pagarse la penalización correspondiente.

2) De acuerdo con la tarifa, se paga un precio por cada KWh consumido en el periodo de facturación. El precio puede ser escalonado en función del consumo, es decir, paga más quien consume más. Los costos serán los mínimos si se realizó el estudio técnico-económico correspondiente a la demanda máxima y a la tarifa.

3) Actualmente (1995) se realizan los estudios necesarios para implantar una doble tarifa en el país. Esto significa que la energía consumida en horas pico (durante el día) tendrá un costo superior a la energía consumida en horas nocturnas. Esto dará lugar a que los industriales programen algunas actividades, como las de mantenimiento, bombeo de agua, etc., en horas nocturnas, hecho que contribuirá a emparejar la gráfica de carga del sistema, lo que representa grandes ventajas, como el mejor aprovechamiento de la capacidad instalada, entre otras.

Las principales actividades encaminadas a lograr ahorros de energía en las plantas industriales son las siguientes:

1) Determinar los consumidores eléctricos más propensos a producir picos en la demanda.

2) Establecer el límite de la demanda de potencia congruente con las necesidades de la planta industrial y programar la desconexión ordenada de consumos cuando la demanda se acerque al límite. Dichos consumos son de aquellos que no son indispensables para el funcionamiento normal de la planta en forma continua, sino que pueden operar por periodos determinados.

3) Establecer un programa de puesta en marcha de dispositivos de gran potencia y de arranque de los motores de mayor capacidad para que se realice en forma escalonada sin formar grandes picos de demanda.

4) Emparejar la gráfica de carga por medio de la programación de las operaciones que pueden realizarse en horas nocturnas, fines de semana y días festivos.

5) Estudiar la aplicación de sistemas de acumulación para que, por ejemplo, el consumo de energía en climatización se realice en horas nocturnas.

LA ENERGÍA REACTIVA

Como la energía reactiva causa pérdidas activas en las redes de distribución, además de reducir la capacidad dedicada a la potencia útil o activa, es ventajoso reducirla en lo posible. Para esto se puede recurrir a la operación y selección adecuada de los equipos y a la compensación de potencia reactiva por medio de capacitores. Como se verá más adelante, las pérdidas que causa la energía reactiva cuando se tienen bajos factores de potencia son muy grandes, por lo tanto tienen gran importancia en el ahorro de energía.

Las compañías suministradoras de energía eléctrica penalizan los factores de potencia inferiores a 0.9, por lo que las industrias deben instalar los bancos de capacitores necesarios para elevar el factor de potencia por lo menos a dicho valor. De preferencia deben conectarse bancos automatizados que permitan proporcionar la energía reactiva necesaria de acuerdo con la variación de la demanda. Como se dijo en el capítulo correspondiente, la compensación individual es la más eficaz; sin embargo, no se usa con mucha frecuencia por su alto costo.

Actualmente es posible controlar el factor de potencia de las plantas industriales y comerciales por medio de computadoras que conectan o desconectan capacitores del banco según lo requiera la carga en cada momento. La automatización puede extenderse a otros aspectos del ahorro de energía, como el clima artificial, la producción de vapor, el recorte de cargas para bajar los picos, etc. El uso de las computadoras puede contribuir a disminuir el gasto de energía hasta en un 15% adicional.

En la misma forma, la distribución de energía eléctrica en el sistema de distribución puede

automatizarse de tal manera que se logre una utilización máxima de los equipos con el mínimo gasto de energía. En estos casos el control del factor de potencia conlleva el tener voltajes más adecuados en la red de distribución, ya que se proporciona sólo la energía reactiva necesaria en cada régimen o estado del sistema. Los sistemas de compensación de reactivos operados manualmente pueden, en algunos casos, producir sobrecompensación y, por lo tanto, posibles sobretensiones.

Como se vio anteriormente, para una potencia activa constante la corriente en la red aumenta en la medida en que el factor de potencia disminuye, lo que significa que los transformadores y cables del sistema de distribución estarán cargados sobre todo con potencia reactiva. Si se eleva el factor de potencia, por el contrario, dichos elementos tendrán "potencia liberada", es decir, podrán conducir o transformar una mayor potencia activa o útil.

Un factor de potencia bajo no es recomendable ni para el industrial ni para las redes de distribución porque ocasiona los siguientes problemas:

- 1) Aumenta las pérdidas por efecto Joule que están en función del cuadrado de la corriente (I^2R).
- 2) Produce un incremento en la caída de tensión en líneas, cables y transformadores.
- 3) Los elementos de la red eléctrica no se pueden usar a toda su capacidad para evitar la sobrecarga y el daño posterior.
- 4) Las desventajas anteriores obligan al sistema de distribución a exigir un pago adicional al usuario por el bajo factor de potencia.

AHORRO DE ENERGÍA EN CABLES Y CONDUCTORES

Como se mencionó, la selección de conductores y cables debe realizarse sin olvidar el estudio técnico-económico, con lo que se tendrá el correspondiente ahorro de energía. Sin embargo, al mejorar el factor de potencia se logran ahorros de energía importantes ya que se reduce la corriente y con ella las pérdidas.

Para un alimentador dado, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente y, al mejorar el factor de potencia de un valor inicial $\cos\phi_2$, se obtiene una reducción de las pérdidas que se expresa por el siguiente factor:

$$RP = \left[1 - \left(\frac{\cos \phi_1}{\cos \phi_2} \right)^2 \right] \cdot 100, \% \quad (X.1)$$

Donde:

RP : factor de reducción de pérdidas.

Al mejorar el factor de potencia de 0.6 a 0.9, el factor RP adquiere un valor de 55.5%, lo cual significa que las pérdidas en los cables se reducirán en dicho porcentaje. Aun cuando con factores de potencia más altos los resultados no son tan espectaculares, los ahorros son significativos.

La figura X.1 muestra la reducción de pérdidas que se logra en los cables por el aumento del factor de potencia al valor normalizado de 0.9 y superiores.

El ahorro de energía se puede calcular determinando las pérdidas con los diferentes factores de potencia y obteniendo la diferencia. Esto se ilustrará mediante ejemplos al final del capítulo.

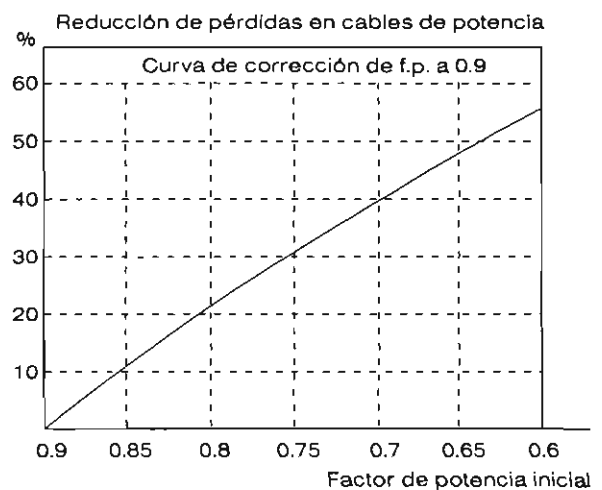


Figura X.1. Factor de reducción de pérdidas en cables por la elevación del factor de potencia.

Ahorro de energía

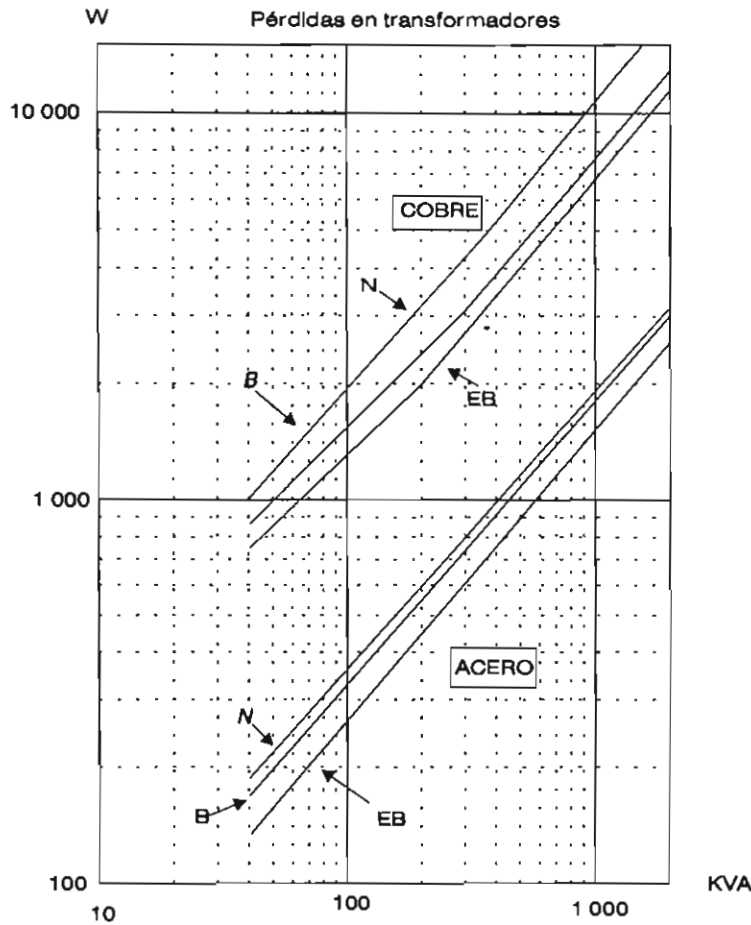


Figura X.2. Valores de pérdidas de potencia en acero y en cobre para transformadores de distribución. N, Pérdidas normales. B, Pérdidas bajas. EB, Pérdidas extrabajas.

AHORRO DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES

Como se vio en el capítulo referente a pérdidas de potencia y energía, los transformadores tienen pérdidas constantes en acero y pérdidas variables en cobre. Las pérdidas totales se expresan por la fórmula:

$$\Delta P_T = \Delta P_{\text{ac}} + \Delta P_{\text{cc}} \beta^2 \quad (\text{X.2})$$

Donde:

β es la relación entre la carga (KVA) que tiene el transformador y su potencia nominal en KVA.

Actualmente se fabrican transformadores que se pueden clasificar en tres grupos respecto a sus pérdidas de potencia y energía:

- Transformadores con pérdidas normales.
- Transformadores con pérdidas bajas.
- Transformadores con pérdidas extrabajas.

Se entiende que los transformadores con pérdidas bajas son de mayor costo que los que tienen pérdidas normales; sin embargo, el ahorro de energía puede en algunos casos justificar el uso de transformadores de alta eficiencia con pérdidas bajas o extrabajas. La figura X.2 muestra curvas típicas de pérdidas en transformadores de distribución de los tipos mencionados.

Además del ahorro que se logra en el transformador con pérdidas bajas o extrabajas, el factor de potencia tiene gran importancia y generalmente representa ahorros potenciales muy grandes. El factor de potencia bajo también incrementa la caída de tensión en los transformadores de distribución, lo cual es otro motivo

para elevarlo por lo menos a los valores de norma de 0.95. En los ejemplos al final de este capítulo se ilustrará lo anterior.

La elevación del factor de potencia libera potencia en los transformadores, la cual se puede utilizar para alimentar cargas adicionales sin

tener que invertir en nuevos transformadores. Un transformador con factor de potencia bajo dedica gran parte de su capacidad a transformar potencia reactiva; con factor de potencia unitario transforma sólo energía activa o útil.

Preguntas y ejemplos

1. ¿Qué elementos de las redes de distribución pueden tener bajas eficiencias y operar sin problemas?
2. El ahorro de energía en cables y conductores aparentemente es bajo, ¿por qué puede ser muy importante en las redes de distribución?
3. Explique la relación entre el ahorro de energía y las tarifas.
4. ¿Cuáles son los aspectos que se cobran en las tarifas industriales?
5. ¿Para qué se utiliza la energía reactiva en los sistemas de distribución?
6. ¿Cómo influye el factor de potencia en el ahorro de energía en los cables y conductores?
7. ¿Qué ventajas ofrece la elevación del factor de potencia en los transformadores?
8. ¿Con qué condiciones deben hacerse las inversiones para el ahorro de energía?
9. ¿Qué relación existe entre la forma de la gráfica de carga de una industria cualquiera y el ahorro de energía?
10. ¿Qué actividades se pueden desarrollar en una industria en operación para reducir el consumo de energía?

Ejemplo 11

11. Se tiene una estación de bombeo con 6 bombas con motor de 50 HP, eficiencia de 0.84 y factor de potencia de 0.75. La tensión nominal es de 440 V, la longitud del cable alimentador es de 300 m, su sección es de 350 MCM con resistencia de 0.0991 ohm/km y la estación opera 6 000 horas al año. Calcule el ahorro de energía anual en el cable si se eleva el factor de potencia a 0.9 y la cantidad de dinero si el KWh se paga a 0.2 pesos.

Solución

1. Se calcula la corriente nominal con el factor de potencia inicial y final:

$$I_{n(i)} = \frac{0.746 \text{ HP}}{\sqrt{3} V_n \cdot \eta \cdot \cos \phi} = \frac{0.746 \cdot 50}{\sqrt{3} \cdot 0.44 \cdot 0.84 \cdot 0.75} = 77.68 \text{ A}$$

Para los seis motores: $I_{(i)} = 6 \cdot 77.68 = 466 \text{ A}$.

$$I_{n(f)} = \frac{0.746 \cdot \text{HP}}{\sqrt{3} V_n \cdot \eta \cdot \cos \phi} = \frac{0.746 \cdot 50}{\sqrt{3} \cdot 0.44 \cdot 0.84 \cdot 0.9} = 64.74 \text{ A}$$

Para los seis motores: $I_{(f)} = 6 \cdot 64.74 = 388.44 \text{ A}$

2. Se calculan las pérdidas activas de potencia:

$$\Delta P_{(i)} = 3 \cdot I^2 R = 3 \cdot 466^2 \cdot 0.3 \cdot 0.0991 = 19\,368 \text{ W} = 19.368 \text{ KW}$$

Ahorro de energía

$$\Delta P_{\phi} = 3 \cdot 388.44^2 \cdot 0.3 \cdot 0.0991 = 13\,457 \text{ W} = 13.4574 \text{ KW}$$

El ahorro de potencia: $\Delta P_{\phi} = \Delta P_{\phi} - \Delta P_{\phi} = 19.368 - 13.4574 = 5.9106 \text{ KW}$

3. El ahorro de energía anual en el cable:

$$\Delta E = 5.9106 \cdot 6\,000 = 35\,463.6 \text{ KWh.}$$

El ahorro en dinero: $\Delta \$ = 35\,463.6 \cdot 0.2 = 7\,092.72 \text{ pesos.}$

4. Considerando un periodo de amortización de 5 años, para recuperar el costo de los capacitores necesarios para elevar el factor de potencia, se tendrían 35 463.6 pesos por concepto de ahorro de energía.

Ejemplo 12

12. Se tiene una planta industrial en la cual se trabajan dos turnos y todos los trabajos de mantenimiento, y actividades no ligadas directamente a la producción se realizan entre las 6 de la mañana y las 20 horas. La gráfica de carga que presenta dicha empresa se da en la tabla siguiente:

La empresa tiene 3 bombas de 25 HP que bombean agua a un tanque de almacenamiento de las 16 a las 19 horas diariamente; además, de las 18 a las 20 horas se realizan trabajos de limpieza de las instalaciones con

horas	0-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13
KW	32	350	450	550	600	550	600	600
horas	13-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-24	
KVA	400	500	650	700	800	600	32	

equipos que consumen 22 HP. Las compresoras operan de las 8 a las 11 horas y de las 16 a las 18 horas, consumiendo una potencia de 100 KW.

¿En cuánto se podría bajar la demanda máxima de la planta sin aumentar las horas de trabajo? ¿Qué sugerencias podrían hacerse para aumentar el ahorro de energía?

PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN, al igual que el sistema de potencia, están sujetas a posibles sobretensiones, sean de origen externo o interno. Las sobretensiones de origen externo se deben a las descargas atmosféricas y al contacto directo con líneas que tengan mayor tensión. Las sobretensiones de origen interno se producen a causa de las maniobras de apertura de interruptores, de las fallas de fase o dos fases a tierra, o bien, de energización de líneas de transmisión, resonancia armónica, conductores abiertos, pérdida súbita de carga, energización de líneas con capacitores serie y por fenómenos de ferorrresonancia.

En las líneas de muy alta tensión, como las de 400 KV o más, las sobretensiones que representan mayor peligro son las de origen interno, en tanto que en las redes de distribución las sobretensiones de origen externo son las mayores. Las sobretensiones externas son de corta duración, pero no por esto dejan de ser muy peligrosas para los diversos elementos de las redes de distribución. La duración de las sobretensiones originadas por maniobra de interruptores es de 2 a 3 ciclos y alcanzan de 2 a 3 veces la tensión nominal de la red.

Las sobretensiones de origen interno se pueden reducir principalmente por medio del aterrizamiento de los neutros, ya sea directamente o a través de resistencias, reactores o bobinas de Petersen. Los apartarrayos de óxido de zinc pueden proteger contra resonancia y ferorrresonancia.

Las sobretensiones por fenómenos de ferro-

rresonancia se presentan principalmente en los transformadores que se encuentran conectados en delta-estrella aterrizada, es decir, del lado de la delta el neutro es flotante. Si el transformador se conecta en estrella aterrizada por el lado AT y de BT el fenómeno de ferorrresonancia se elimina.

Las sobretensiones por rayo se reducen empleando hilos de guarda, aterrizamiento de neutros, bayonetas, cuernos de arqueo y apartarrayos autovalvulares o de óxido de zinc. Los apartarrayos de óxido de zinc tienen características muy superiores a los autovalvulares, ya que operan con gran precisión y eliminan la corriente residual con rapidez.

Todos los apartarrayos deben cumplir con dos funciones básicas: derivar las sobretensiones y corrientes de rayo a tierra y eliminar la corriente residual que se produce por la tensión normal del sistema después de que se eliminó la sobretensión. Para tal efecto los apartarrayos presentan menor resistencia cuanto mayor es la tensión.

CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS

La selección de los apartarrayos es una decisión complicada que debe tener en cuenta muchos factores de tipo técnico, como el nivel de las sobretensiones, el nivel de aislamiento, las formas de aterrizamiento, etc., además de aplicar estrictamente consideraciones económicas. Aunque la selección de apartarrayos se realiza

CUADRO XI.1. Clasificación de los sistemas según el aterrizamiento del neutro

Tipo de sistema		Límite de valores x_0/x_1	Límite de valores r_0/x_1	Coefficiente de aterrizamiento (C_a)
MA	A	$\ll 3$	$\ll 1$	0.7
AS	B	< 3	< 1	0.75 – 0.8
AP	C	3 a infinito	1 a infinito	1.0
NA	D	-40 a -infinito	-	1.1
NA	E	0 a -40	-	-

NOTA: Para este cuadro el significado de las abreviaturas es: MA: multiterrizado. AS: aterrizado sólidamente. AP: aterrizado parcialmente. NA: no aterrizado.

frecuentemente con base en la experiencia, deben considerarse por lo menos los siguientes aspectos:

- a) La tensión nominal.
- b) La forma de aterrizamiento.
- c) La corriente de descarga.
- d) La coordinación de aislamientos.

La selección del apartarrayos en gran medida depende de la forma de aterrizamiento de los sistemas, por lo cual se han clasificado de acuerdo con las relaciones x_0/x_1 y r_0/x_1 según el cuadro XI.1. Solamente después de que se conoce el coeficiente de aterrizamiento que proporciona el mencionado cuadro, se podrá determinar la tensión nominal del apartarrayos.

Tipo A. Sistema con neutro multiterrizado que convencionalmente se llama *efectivamente aterrizado*.

Tipo B. Se llama convencionalmente sistema con neutro *sólidamente aterrizado*.

Tipo C. En este sistema el neutro se aterriza a través de resistencia activa, reactor, bobinas compensadoras de corriente de falla o transformador de tierra.

Tipo D. Sistema con neutro aislado o flotante en circuitos de longitud usual según voltaje.

Tipo E. Sistema con neutro flotante en circuitos de longitud excedida respecto al voltaje nominal.

APARTARRAYOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Como se ha dicho, en los sistemas de distribución la principal preocupación en cuanto a so-

bretensiones se debe a las descargas atmosféricas. Es claro que las sobretensiones están asociadas con grandes cantidades de energía que pueden dañar los equipos que forman la red. Por lo tanto, es necesario que dicha energía se derive a tierra con la mayor rapidez posible por los apartarrayos.

En los sistemas de distribución con redes subterráneas se presentan fenómenos de sobretensión adicionales a causa de los altos coeficientes de reflexión de la onda que tienen los cables. Hasta los cables llegan las sobretensiones producidas en las redes aéreas expuestas a los rayos y dichas sobretensiones deben reducirse a valores permisibles por medio de los apartarrayos. Éstos se comportan como aisladores en operación normal, como unas resistencias muy pequeñas cuando operan por una sobretensión y nuevamente como aisladores después de que pasa la onda de sobretensión.

La selección de los apartarrayos se realiza con base en sus parámetros nominales, comparándolos con los necesarios para realizar la coordinación de aislamientos. Se considera normalmente que la mayor tensión que debe soportar el apartarrayos sin operar es la que se presenta en una fase sin falla cuando en otra hay una de fase a tierra. La fase con falla a tierra puede ser en la que operó el apartarrayos al recibir una descarga atmosférica. El cuadro XI.2 muestra las tensiones nominales de la red de distribución, la correspondiente tensión mínima nominal de los apartarrayos y la tensión máxima probable con falla de fase a tierra.

CUADRO XI.2. Valores nominales de tensión

Tensión nominal del sistema V_L/V_L KV	Tensión nominal del apartarrayos, KV	Sobretensión fase-tierra, KV
4.16/2.4	3	3.0
8.3/4.8	6	6.0
12.0/6.93	9	8.6
12.5/7.2	9	9.0
13.2/7.6	10	9.5
13.8/7.97	12	10.0
20.78/12.0	18	15.0
22.86/13.2	18	16.5
24.94/14.4	21	18.0
34.5/19.9	27	24.8

SELECCIÓN Y LOCALIZACIÓN
DE APARTARRAYOS

Para tener una buena protección contra las sobretensiones no basta con la selección correcta del apartarrayos, sino que éste se debe localizar adecuadamente. En general, se recomienda que la distancia entre el punto en que se conecta el apartarrayos y el equipo que protege sea la mí-

nima indispensable, para que la caída de tensión IR también lo sea. IR es la tensión de descarga del apartarrayos.

En la protección de acometidas aéreo-subterráneas la terminal de tierra del apartarrayos se conecta a la cubierta metálica del cable y luego a la tierra en forma sólida. La terminal de línea debe ir antes de los fusibles para que la corriente de rayo no pase a través de ellos. Las cubiertas

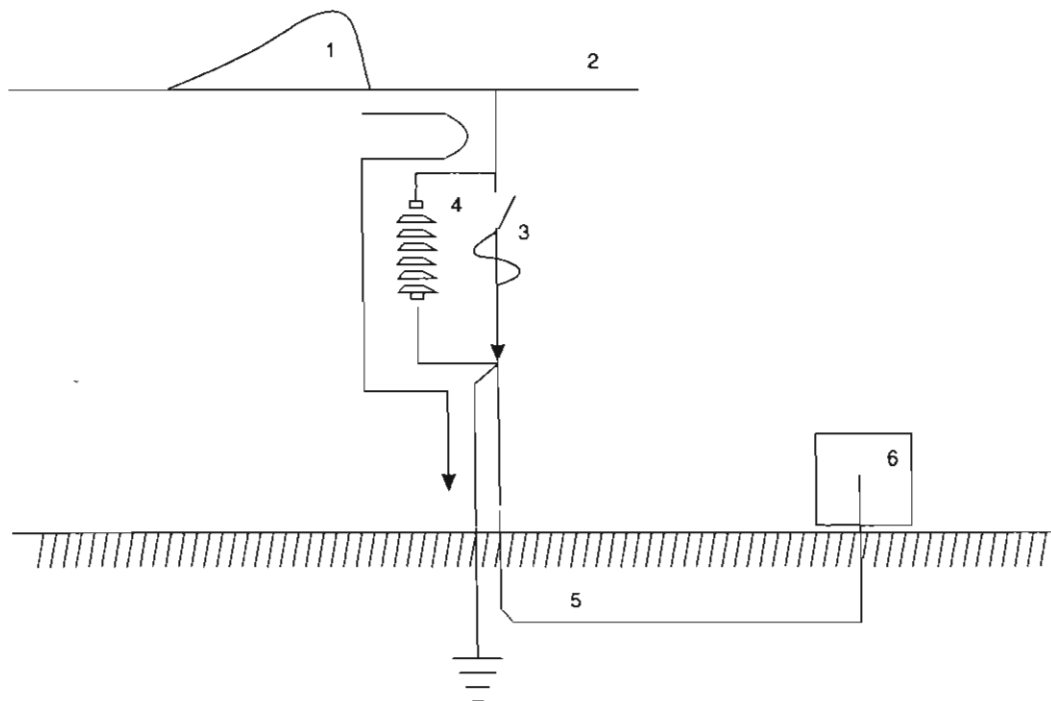


Figura XI.1. Localización de los apartarrayos en acometidas aéreo-subterráneas. 1, Onda de sobretensión. 2, Línea aérea. 3, Cuchillas fusibles. 4, Apartarrayos. 5, Cable subterráneo. 6, Transformador.

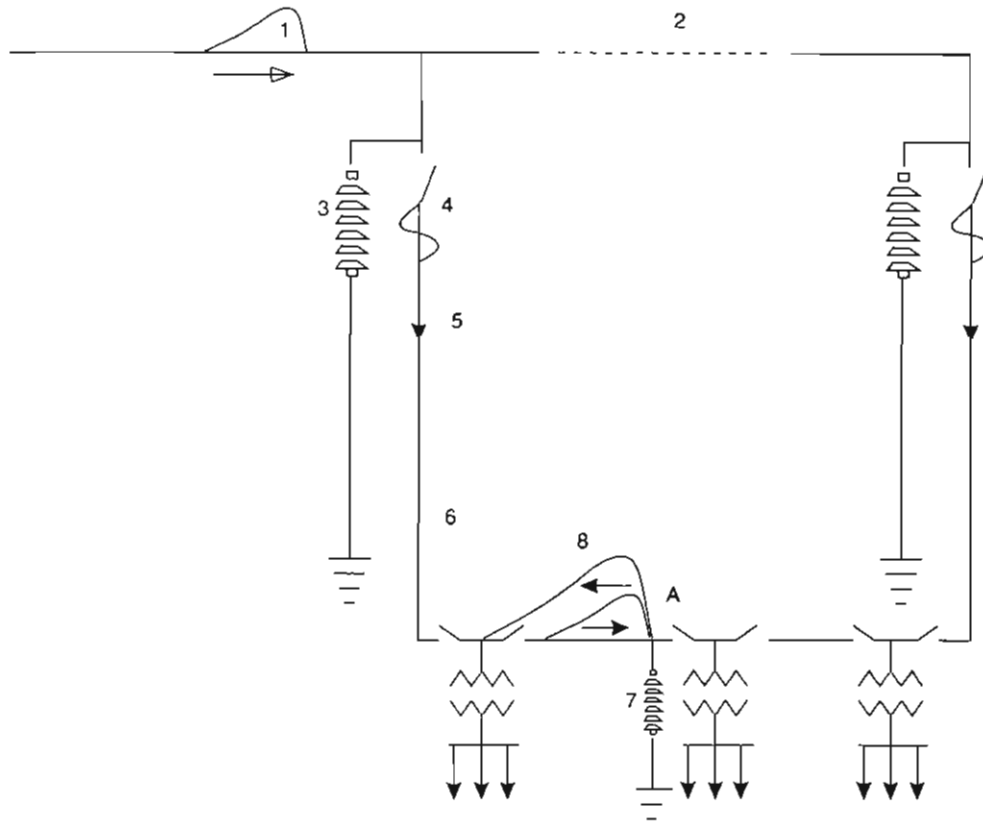


Figura XI.2. Localización de los apartarrayos en el caso de la red subterránea en anillo. A, Abierto. 1, Onda viajera. 2, Línea aérea. 3, Apartarrayos en la acometida. 4, Cuchilla fusible. 5, Mufa. 6, Cable subterráneo. 7, Apartarrayos en punto abierto. 8, Onda reflejada (duplicada).

de los cables, además, siempre deben estar sólidamente aterrizadas. La figura XI.1 ilustra la situación anterior.

En las redes subterráneas se tiene el problema de que los elementos que se van a proteger están alejados de los apartarrayos y además la onda incidente se duplica a causa de la reflexión de las ondas, ya sea porque encuentra un transformador o un punto abierto, como en las estructuras en anillo. La figura XI.2 muestra la localización de los apartarrayos en una red subterránea en anillo.

Como puede verse en la figura XI.2, cuando el nivel básico de los aislamientos implicados en la sobretensión no es superior al doble de la onda de sobretensión incidente, se requiere instalar apartarrayos en los nodos con coeficiente de reflexión unitario. En caso contrario no se requieren. En realidad el problema principal es la duplicación de la onda incidente.

La selección de los apartarrayos puede resumirse en los siguientes puntos:

1) A partir de la tensión nominal de la red y aplicando el coeficiente de aterrizamiento se determina la máxima tensión que se aplicará a los apartarrayos durante la falla de fase a tierra.

$$V_{n.ap.} = C_a V_{n.red} \quad (XI.1)$$

Donde:

$V_{n.ap.}$: voltaje nominal del apartarrayos.

C_a : coeficiente de aterrizamiento.

$V_{n.red}$: voltaje nominal de la red en el punto de instalación del apartarrayos.

2) Se selecciona la magnitud de la corriente de descarga más severa, generalmente no mayor a 20 KA. Las corrientes superiores a este valor no se consideran porque su probabilidad

CUADRO XI.3. Corrientes probables de los rayos

Probabilidad en %	99	98	90	65	47	34	23	5
Corriente en KA	3	5	10	20	30	40	50	100

de ocurrencia es muy baja y su inclusión no resulta económica. Por otra parte, hay que recordar que la mayoría de las veces los rayos no caen directamente sobre las líneas o subestaciones. El cuadro XI.3 da algunos valores de probabilidad de que caigan rayos con determinadas corrientes.

3) De manera preliminar se selecciona la clase y tensión nominal del apartarrayos, considerando 5% superior a la tensión máxima de fase a tierra. En principio los apartarrayos serán de la clase de distribución y si no cumplen con los márgenes de protección podrán seleccionarse de clase intermedia.

4) Conociendo el valor de la corriente de chispeo y del valor de la corriente de descarga del apartarrayos, se comparan con el aislamiento del equipo haciendo las siguientes operaciones:

a) La tensión de chispeo del apartarrayos (TCh) debe ser inferior a la tensión de onda cortada del equipo que se protege, en un margen de protección de por lo menos 10 o 20 por ciento.

$$1.2 \text{ TCh} \leq 1.15 \text{ NBA} \quad (\text{XI.2})$$

1.15 NBA: tensión de onda cortada aplicada al equipo.

b) La tensión máxima de descarga (TD) debe ser menor que el NBA en el margen de protección.

$$1.2 \text{ TD} \leq \text{NBA} \quad (\text{XI.3})$$

5) Si se observa que no se logra obtener una buena coordinación de aislamiento, es necesario seleccionar un nuevo apartarrayos y realizar una nueva evaluación.

6) Para el caso de protección de acometidas aéreo-subterráneas se debe tener en cuenta que la onda de sobretensión que entra en la red subterránea está formada por tres componentes:

- La magnitud de onda de tensión que incide antes de que descargue el apartarrayos (TCh).

- La tensión desarrollada entre la terminal del apartarrayos conectada a la línea y la mufa de conexión de los cables de potencia (TCT).

- La tensión de descarga del apartarrayos.

La tensión TCT es la que se produce por el paso de la corriente de descarga a través del cable de conexión y la tensión de descarga es la que se tiene en el apartarrayos debido a la corriente que pasa por él. Como la tensión que incide en el nodo abierto se duplica, los márgenes de protección se calculan con 2 TCh y 2 TD.

Para este caso los márgenes se calculan:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBA} - 2 \text{ TCh}}{2 \text{ TCh}} \cdot 100 \quad (\text{XI.4})$$

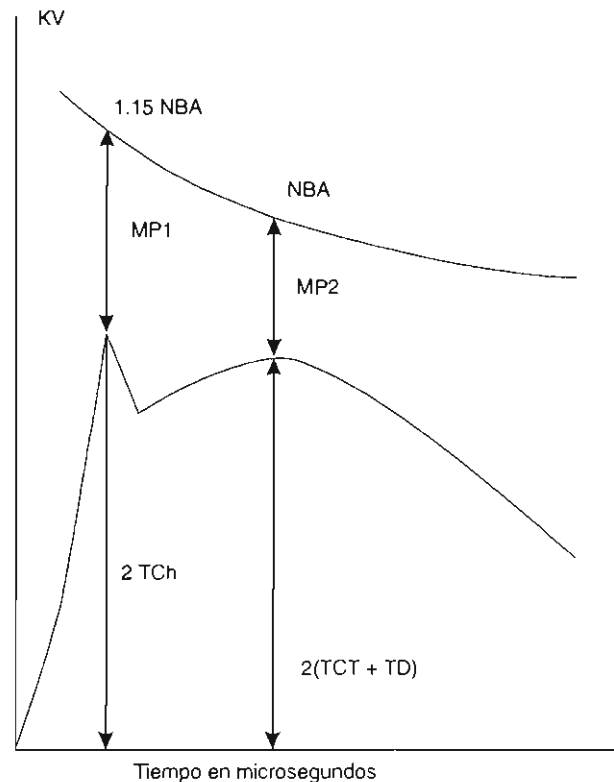


Figura XI.3. Coordinación de aislamiento en acometidas aéreo-subterráneas.

CUADRO XI.3. *Parámetros nominales de los apartarrayos*

<i>Tensión nominal de la red, KV</i>	<i>Tensión nominal del apartarrayos, KV</i>	<i>TCh KV</i>	<i>TD con 20 KA, KV</i>
4.16/2.4	3 (d)	14.5	13.5
	3 (i)	11	9.5
8.3/7.8	6 (d)	28	27
	6 (i)	21	18.5
12.5/7.2	9 (d)	39	40
	9 (i)	31	27
13.2/7.6	10 (d)	43	40
	10 (i)	35	31.5
24.9/14.4	18 (d)	91	90
	18 (i)	59	54.8
34.5/19.9	27 (i)	88	82
	27 (e)	86	72

NOTA: d: clase distribución, i: clase intermedia, e: clase estación.

CUADRO XI.4. *NBA de transformadores de distribución*

<i>Tensión nominal Trans. V_{nf} KV</i>	<i>Nivel básico de aislamiento, KV</i>	<i>Tensión de onda cortada, KV</i>
2.4	65	75
4.8	75	86
7.2	95	110
7.6	95	110
14.4	125	144
19.9	125	144

$$MP_2 = \frac{NBA - 2(TCT + TD)}{2(TCT + TD)} \cdot 100 \quad (XI.5)$$

Los márgenes de protección aceptables para este tipo de instalaciones son entre 5 y 10%. La figura XI.3 muestra gráficamente la coordinación de aislamiento explicada.

En voltajes nominales no mayores de 23 KV es posible utilizar apartarrayos clase distribución únicamente en las acometidas, pero en tensiones mayores es necesario recurrir a la instala-

ción de apartarrayos de clase intermedia en el punto de transición o instalar apartarrayos clase distribución en las acometidas y en el nodo normalmente abierto.

En el cuadro XI.3 se proporcionan las características principales de algunos apartarrayos utilizados en las redes de distribución.

El cuadro XI.4, por su parte, muestra los valores típicos de nivel básico de aislamiento (NBA) y de onda cortada para transformadores de distribución.

Preguntas y ejemplos

1. Explique el origen de las sobretensiones en las redes de distribución.
2. ¿Cuáles son las sobretensiones más peligrosas para las redes de distribución?
3. Explique la clasificación de los sistemas en cuanto a la relación x_0/x_1 y r_0/x_1 .
4. ¿Qué es el coeficiente de aterrizamiento?
5. ¿Por qué es necesario calcular la máxima tensión de falla a tierra en la selección de apartarrayos?
6. ¿Qué importancia tiene la localización de los apartarrayos?
7. ¿Por qué se puede complicar la protección de acometidas aéreo-subterráneas?
8. ¿Qué significa la tensión de chispeo o de cebado?
9. ¿Cuáles son las componentes de la onda de sobretensión que entra en la red subterránea?
10. ¿En qué consiste la coordinación de aislamiento?
11. ¿Por qué normalmente no se consideran corrientes de rayo mayores a 20 KA en la selección de apartarrayos?
12. ¿Qué ventajas y desventajas presentan las formas de aterrizamiento de los neutros desde el punto de vista de la protección contra sobretensiones?

Ejemplo 13

13. Se tiene un transformador conectado a una línea aérea de 13.2 KB con voltaje nominal de fase a neutro $V_{nf} = 7.6 \text{ KV}$, su nivel básico de aislamiento es de 95 KV y su tensión de onda cortada de 110 KV. El sistema es de la clase D, no aterrizado, con coeficiente de aterrizamiento $C_a = 1.1$. Las redes secundarias que alimenta el transformador son aéreas. Seleccione un juego de apartarrayos para protegerlo.

Solución

La tensión máxima que deberá soportar el apartarrayos sin operar es:

$$V_{n_{ap}} \geq C_a \cdot V_{n_{red}} = 1.1 \cdot 13.2 = 14.52 \text{ KV}$$

Por lo tanto, el apartarrayos debe ser de 18 KV, clase distribución según el cuadro XI.3. Este apartarrayos tiene una tensión de chispeo de 91 KV y una tensión de descarga de 90 KV. Aplicando la fórmula XI.2 se tiene:

$$1.2 \text{ TCh} \leq 1.15 \text{ NBA}$$

$$1.2 \cdot 91 \leq 1.15 \cdot 95 \text{ por lo tanto } 109.2 < 109.25$$

Además, por la fórmula XI.3 se tiene:

$$1.2 \text{ TD} \leq \text{NBA} \quad 1.2 \cdot 90 < 95 \quad 108 > 95$$

$$1.2 \cdot 90 < 95, \text{ pero } 108 > 95$$

Por lo tanto, este apartarrayos no protege adecuadamente al transformador. Se escoge uno de 18 KV clase intermedia con $\text{TCh} = 59 \text{ KV}$ $\text{tD} = 54.8 \text{ KV}$.

$$1.2 \cdot 59 < 1.15 \cdot 95 \quad 70.8 < 109.25$$

$$1.2 \cdot 54.8 < 95 \quad 65.76 < 95$$

La figura XI.4 muestra las curvas correspondientes a los dos tipos de apartarrayos vistos. El que cruza la curva del NBA no tiene margen de protección.

El neutro flotante requiere apartarrayos con menor tensión de chispeo y de descarga, lo cual eleva los costos pero también la continuidad del servicio.

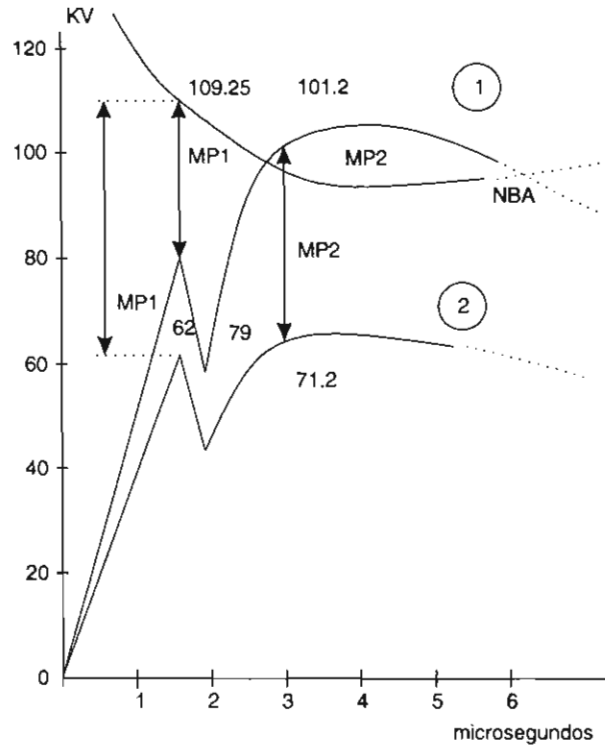


Figura XI.4. Coordinación de aislamiento de un transformador con neutro flotante.

APÉNDICE

CUADRO A.1. Características de los conductores de cobre

AWG o MCM	Área de la sección transversal, mm ²	Número de hilos	Diámetro exterior en mm	Resistencia eléctrica a la CD 20°C (Ω/km)	Peso kg/km
18	0.823	Alambres		21.0	
16	1.308			13.2	
14	2.08			8.27	
12	3.31			5.22	
10	5.26			3.28	
18	0.823	7		21.3	
16	1.308	7		13.42	
14	2.08	7		8.45	
12	3.31	7		5.32	
10	5.26	7		3.35	
8	8.37	7		2.10	75.9
6	13.30	7		1.322	120.7
4	21.15	7		0.830	191.9
2	33.60	7		0.523	305
1/0	53.50	19		0.329	485
2/0	67.40	19		0.261	612
3/0	85.00	19		0.207	771
4/0	107.20	19		0.164	972
250	126.70	37		0.1390	1 149
300	152.00	37		0.1157	1 379
350	177.40	37		0.0991	1 609
400	202.7	37		0.0867	1 839
500	253.3	37		0.0695	2 300
600	304.1	61		0.0578	2 760
750	380.0	61		0.0463	3 450
1 000	506.7	61		0.0348	4 590
1 250	633.3	91		0.0278	
1 500	760.1	91		0.0232	

Apéndice

CUADRO A.2. Características de los conductores de aluminio

AWG o MCM	Área de la sección transversal, mm ²	Número de hilos	Diámetro exterior en mm	Resistencia eléctrica a la CD 20°C (Ω/km)	Peso kg/km
2	33.60	7	6.81	0.860	92.6
1/0	53.50	19	8.53	0.539	147.5
2/0	67.40	19	9.55	0.428	185.8
3/0	85.00	19	10.74	0.3391	234.4
4/0	107.20	19	12.06	0.269	296
250	126.70	37	13.21	0.228	349
350	177.40	37	15.65	0.163	489
400	202.7	37	16.74	0.1367	559
500	253.3	37	18.69	0.114	698
600	304.1	61	20.6	0.0948	838
750	380.0	61	23.1	0.0758	1 050
900	456.0	61	25.4	0.0607	1 259
1 000	506.7	61	26.9	0.0569	4 590

CUADRO A.3. Factores de corrección para convertir la resistencia eléctrica de CD a resistencia eléctrica de CA, 60 Hz

AWG o MCM	Factor de corrección	
	Para conductores en tubo no metálico o en cable con cubierta no metálica al aire	Para conductores en canalización metálica o en cable con cubierta metálica
2	1.0	1.01
1/0	1.001	1.02
2/0	1.001	1.03
3/0	1.002	1.04
4/0	1.004	1.05
250	1.005	1.06
300	1.006	1.07
350	1.009	1.08
400	1.011	1.10
500	1.018	1.13
600	1.025	1.16
750	1.039	1.21
1 000	1.067	1.30
1 250	1.102	1.41
1 500	1.142	1.53

CUADRO A.4. Capacidad de corriente de conductores de cobre aislados (amperes)

Temperatura máxima del aislamiento						
60°C						
75°C						
85°C						
Tipos						
THWN, RUW, T, TW, TWD, MTW						
RH, RHW, RUH, THW, DF, XHHW						
PILC, V, MI						
Calibre AWG MCM	En tubo o cable	Al aire	En tubo o cable	Al aire	En tubo o cable	Al aire
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
Temperatura máxima del aislamiento						
90°C						
110°C						
125°C						
14	25	30	30	40	30	40
12	30	40	35	50	40	50
10	40	55	45	65	50	70
8	50	70	60	85	65	90
6	70	100	80	120	85	125
4	90	135	105	160	115	170
3	105	155	120	180	130	195
2	120	180	135	210	145	225
1	140	210	160	245	170	265
0	155	245	190	285	200	305
00	185	285	215	330	230	355
000	210	330	245	385	265	410
0000	235	385	275	445	310	475
250	270	425	315	495	335	530
300	300	480	345	555	380	590
350	325	530	390	610	420	655
400	360	575	420	665	450	710
500	405	660	470	765	500	815
600	455	740	525	855	545	910
700	490	815	560	940	600	1 005
750	500	845	580	980	620	1 045
800	515	880	600	1 000	640	1 085
900	555	940	—	—	—	—
1 000	585	1 000	680	1 165	730	1 240

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.2 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.

Apéndice

CUADRO A.5. Diámetros de cables de alta tensión Vulcanel 2000

Calibre AWG, MCM	Diámetro sobre el aislamiento, mm				Diámetro exterior, mm			
	5 KV	15 KV	25 KV	35 KV	5 KV	15 KV	25 KV	35 KV
8	9.4	–	–	–	14.9	–	–	–
6	10.0	–	–	–	16.3	–	–	–
4	11.1	–	–	–	17.4	–	–	–
2	12.5	16.8	–	–	18.8	24.3	–	–
0	14.2	18.6	22.9	27.2	20.5	26.0	30.3	35.2
00	15.3	19.6	23.9	28.2	21.5	27.2	31.3	36.2
000	16.5	20.8	25.1	29.4	23.8	28.2	33.0	37.4
0000	17.8	22.1	26.4	30.7	25.1	29.5	34.3	38.7
250	19.2	23.5	27.8	32.1	26.5	30.9	35.7	40.1
350	21.7	26.0	30.3	34.6	29.0	33.9	38.2	42.6
500	24.7	29.0	33.0	37.6	32.0	36.9	41.2	47.6
600	26.9	31.2	35.5	39.8	34.7	39.1	44.9	49.8
750	29.4	33.7	38.0	42.3	37.2	41.6	49.7	52.3
1 000	33.1	37.5	41.8	46.1	41.0	46.9	51.7	56.1

NOTA: Los valores del cuadro A.5 son válidos para EP o XLP.

BIBLIOGRAFÍA

- Asea Brown, Boveri, *Catálogo BJ 90-91 SP. Corrección de factor de potencia con capacitores*, México, ABB Equipos y Sistemas, S.A. de C.V.
- Comisión Federal de Electricidad, *Normas de distribución y construcción*, México, CFE, Gerencia General de Operación.
- Compañía de Luz y Fuerza del Centro, *Características de los sistemas de distribución subterráneos*, México, Departamento de Relaciones Públicas de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, 1973.
- *Normas de distribución*, México, Compañía de Luz y Fuerza del Centro.
- Espinosa Lara, Roberto, *Sistemas de distribución*, México, Noriega-Limusa, 1990.
- Feodorov, A.A. y G.V. Servinovski, *Spravochnik po electrosnabzheniu promishlennij predpriatii*, Moscú, Energuia, 1973.
- Pere Esquerra, Piza, *Dispositivos y sistemas para el ahorro de energía*, Barcelona, Marcombo, 1988.
- Sierra Madrigal, Víctor y Alfonso Sansores Escalante, *Manual técnico de cables de energía*, México, Condumex/Indael/McGraw-Hill, 1985.
- Turan, Gonen, *Electric Power Distribution System Engineering*, McGraw-Hill Book Company, 1986.
- Tziguellman, I.E. e I.K. Tullchin, *Electrosnabzhenie, electricheskie ceti y osveshenie*, Moscú, Bishaya shkola, 1969.
- Viqueira Landa, Jacinto, *Redes eléctricas*, vols. I y II, México, Representaciones y Servicios de Ingeniería, 1986.
- Catálogos de fabricantes diversos.

ÍNDICE

<i>Introducción</i>	9
<i>Capítulo I. El sistema de distribución</i>	11
Conceptos sobre las cargas	13
Clasificación de cargas	13
Densidad de carga	13
Estructuras de los sistemas de distribución	14
Subestaciones de subtransmisión y distribución	16
Alimentadores primarios	18
Distribución secundaria y circuitos	23
Preguntas y ejemplos	24
<i>Capítulo II. Redes subterráneas</i>	25
Operación de redes subterráneas	25
Estructuras de redes subterráneas	26
Estructura radial	26
Estructura en mallas	27
Estructura en anillos o bucles	27
Estructura en doble derivación	27
Estructura en derivación múltiple	28
Redes primarias	28
Sistema primario radial con seccionadores	28
Sistema primario en anillo	29
Sistema primario con derivación múltiple	29
Redes secundarias	29
Red radial sin amarres	30
Red radial con amarres	30
Red automática	31
Componentes de las redes subterráneas	32
Obras civiles	32
Subestaciones en bóvedas	33
Subestaciones en locales	34
Cables de energía	34
Preguntas para autoexaminarse	35

Índice

<i>Capítulo III. Las cargas</i>	37
Clasificación de las cargas	37
Clasificación de las cargas por tipos de usuario	37
Clasificación de las cargas por tarifas	37
Clasificación de las cargas por categorías	38
Gráficas de carga	39
Factores aplicados a las cargas	40
Definiciones	40
Factores de las cargas	41
Estudio técnico-económico	44
Preguntas y ejemplos	46
 <i>Capítulo IV. La caída de tensión</i>	55
Determinación de la caída de tensión	55
Casos particulares	58
Selección del voltaje óptimo	59
Preguntas y ejemplos	62
 <i>Capítulo V. Selección de conductores y cables</i>	67
Criterios de selección	67
Procedimiento de selección	68
Selección de conductores por carga	68
Selección de conductores por corto circuito	71
Selección de conductores por caída de tensión	73
Selección de conductores por criterio económico	76
Preguntas y ejemplos	77
 <i>Capítulo VI. Pérdidas de potencia y energía</i>	81
Cálculo de las pérdidas de potencia en transformadores	81
Pérdidas de potencia en líneas	82
Pérdidas de energía en transformadores y líneas	82
Pérdidas en cables de energía	83
Pérdidas en el conductor del cable	83
Pérdidas en el dieléctrico	84
Pérdidas en cubiertas o pantallas metálicas	84
Pérdidas y gastos totales	86
Cálculo de la sección económica	87
Preguntas y ejemplos	88
 <i>Capítulo VII. Factor de potencia</i>	95
Armónicas	96
Cálculo del factor de potencia	97
Causas de la reducción del factor de potencia	97
Métodos de elevación del factor de potencia	97
Métodos naturales	98
Métodos de compensación	98
Capacitores en paralelo	99
Capacitores serie	101

Índice

Cálculo de la potencia de los capacitores	101
Localización de los capacitores	103
Preguntas y ejemplos	106
 <i>Capítulo VIII. Regulación de voltaje</i>	109
Calidad del servicio	109
Control de voltaje	111
Reguladores de voltaje de alimentadores	112
Compensación de la caída de tensión en la línea	113
Datos necesarios para la regulación del voltaje	115
Datos típicos del transformador y del regulador	115
Ejemplos	117
 <i>Capítulo IX. Protección de redes de distribución</i>	129
Dispositivos de protección	129
Restauradores	129
Fusibles	130
Relevadores	131
Seccionadores	133
Coordinación de protecciones	134
Coordinación restaurador-fusible	134
Coordinación fusible-restaurador	134
Coordinación restaurador-seccionador	135
Coordinación restaurador-seccionador-fusible	136
Coordinación restaurador-restaurador	136
Coordinación fusible-interruptor de potencia	137
Coordinación interruptor-restaurador	137
Coordinación fusible-fusible	138
Preguntas y ejemplos	139
 <i>Capítulo X. Ahorro de energía</i>	141
Tarifas y ahorro	142
La energía reactiva	143
Ahorro de energía en cables y conductores	144
Ahorro de energía en transformadores	145
Preguntas y ejemplos	146
 <i>Capítulo XI. Protección contra sobretensiones</i>	149
Clasificación de los sistemas	149
Apartarrayos en sistemas de distribución	150
Selección y localización de apartarrayos	151
Preguntas y ejemplos	155
 <i>Apéndice</i>	157
<i>Bibliografía</i>	161

-

Sistemas de distribución de energía eléctrica
se terminó de imprimir en diciembre de 1995
en los talleres de Editorial Ducere,
S.A. de C.V., Rosa Esmeralda 3 bis,
col. Molino de Rosas, 01470 México, D.F.
El tiro consta de 1 000 ejemplares más sobrantes
para reposición.
La composición tipográfica, la formación y el cuidado
editorial estuvieron a cargo de Sans Serif Editores,
S.A. de C.V., telfax 674 60 91.

Formato de Papeleta de Vencimiento

El usuario se obliga a devolver este libro en la fecha
señalada en el sello mas reciente

Código de barras. 2893914

FECHA DE DEVOLUCION

[illegible]

- Ordenar las fechas de vencimiento de manera vertical.
- Cancelar con el sello de "DEVUELTO" la fecha de vencimiento a la entrega del libro



Otros títulos en esta colección

Víctor Cuevas Ahumada, *México: revolución de las políticas de estabilización*

Adolfo Jiménez Otamendi, *Átomos, enlaces y reacciones.*

Abelardo Mariña Flores, *Insumo-producto*

Saúl Holguín *et al.*, *Química inorgánica II*

Patrick Staelens, *El trabajo de los menores*

Luis Rodríguez, *El diseño preindustrial*

Textos de próxima aparición

Mariem Henaine-Abed, *Planeación y control de la producción*

José Vega Luna y Gerardo Salgado Guzmán, *Prácticas de laboratorio de sistemas digitales*

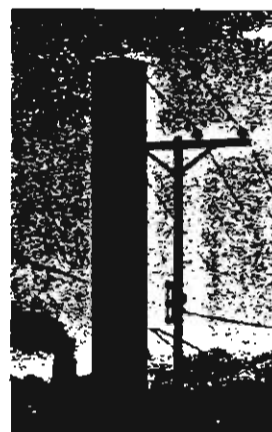
Ana Lilia Laureano, *Programación orientada a objetos: un enfoque con tipos abstractos*

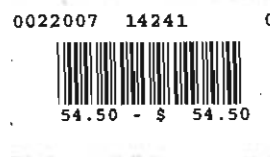
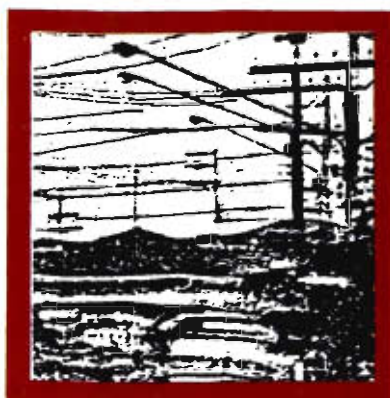
Juan González Márquez, *Introducción al derecho bancario mexicano*

Violeta Múgica y José de Jesús Figueroa, *Contaminación ambiental, causas y control*

Rafael Quintero, *Electrónica física*

Adalberto Cantú Chapa, *Electrónica II. Análisis de diseño con diodos y transistores*





Sin duda, la energía eléctrica representa actualmente uno de los bienes más preciados de la humanidad. A su generación, transporte y consumo se destinan recursos enormes en todo el mundo. En los sistemas eléctricos de potencia modernos, la energía se produce en grandes centrales generadoras, se transporta por medio de líneas de transmisión de gran potencia y se distribuye a los usuarios mediante complejos sistemas de distribución.

La parte más compleja del sistema eléctrico de potencia corresponde a la distribución de energía, pues el servicio debe brindarse a millones de usuarios con demandas pequeñas casi siempre.

Sistemas de distribución de energía eléctrica ofrece a estudiantes, técnicos e ingenieros electricistas la información teórico-práctica acerca de estos sistemas, en forma ordenada, sencilla y clara. Formando buenos especialistas —dice el autor— se obtendrán mayores logros en el ahorro de energía, la operación óptima de los sistemas de distribución, la planeación, el mantenimiento y otros problemas.

José Dolores Juárez describe los sistemas de distribución, sus características principales y elementos constitutivos. Dedicar un capítulo a las redes de distribución subterránea, forma eficaz y moderna de distribuir energía eléctrica en las ciudades de hoy y de mañana.

Temas como las cargas, el factor de potencia, la regulación del voltaje, las pérdidas de potencia y de energía, la selección de equipo, la protección de las redes y el ahorro de energía son abordados siempre con el afán de conseguir, en beneficio de todos, que los estudios técnico-económicos permitan elegir la opción óptima, pues hoy por hoy la ingeniería no puede separarse de la economía.

