

### 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.

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

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

$$T_{M.a} = \frac{W_a}{P_{m\acute{a}x}} = \frac{2\,365.2 \text{ MWh}}{0.45 \text{ MW}} = 5\,256 \text{ horas}$$

$$T_{M.r} = \frac{W_r}{Q_{m\acute{a}x}} = \frac{1\,145.5 \text{ MVARh}}{0.3 \text{ MVAR}} = 3\,818.3 \text{ horas}$$

$$\cos \varphi_M = \frac{P_{m\acute{a}x}}{\sqrt{P_{m\acute{a}x}^2 + Q_{m\acute{a}x}^2}} = \frac{450}{\sqrt{450^2 + 300^2}} = 0.832$$

$$\text{sen} \varphi_M = \frac{Q_{m\acute{a}x}}{\sqrt{P_{m\acute{a}x}^2 + Q_{m\acute{a}x}^2}} = \frac{300}{\sqrt{450^2 + 300^2}} = 0.554$$

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.

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

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

### 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:

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

Las pérdidas máximas de potencia activa se calculan así:

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

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 Conduxmex.

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

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

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:

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

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:

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

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

$$\Delta P_d = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot V_0^2 \cdot \text{tg} \delta \cdot 10^{-3} \text{ KW/km}$$

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:

$$\begin{aligned} \Delta P_d &= 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot V_0^2 \cdot \text{tg} \delta \cdot 10^{-3} = 2\pi \cdot 60 \cdot 0.0096336 \cdot 10^{-6} \cdot 7967^2 \cdot 2.1 \cdot 10^{-3} = \\ &= 0.484 \text{ KW/km} \end{aligned}$$

Las pérdidas de energía anuales son:

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

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:

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

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.

$$S_T = I \sqrt{\frac{\rho \cdot N \cdot t \cdot \beta \cdot F_p \cdot \epsilon \cdot 10^{-3}}{m}} =$$

*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 mm<sup>2</sup>. 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:

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

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

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

**E**L 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:

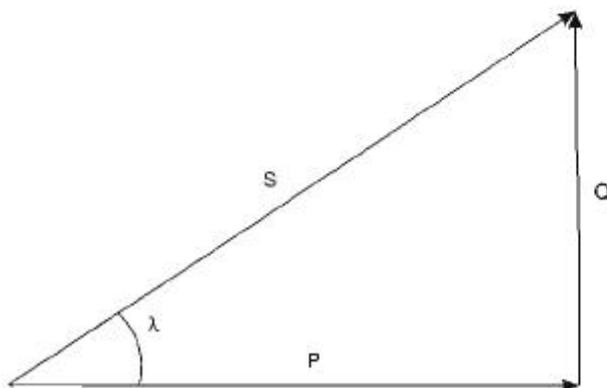


Figura VII.1. Triángulo de potencias.  $P$ , Potencia activa.  $S$ , Potencia aparente.  $Q$ , Potencia reactiva.

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

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:

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

$V_i, i_i$ : 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-

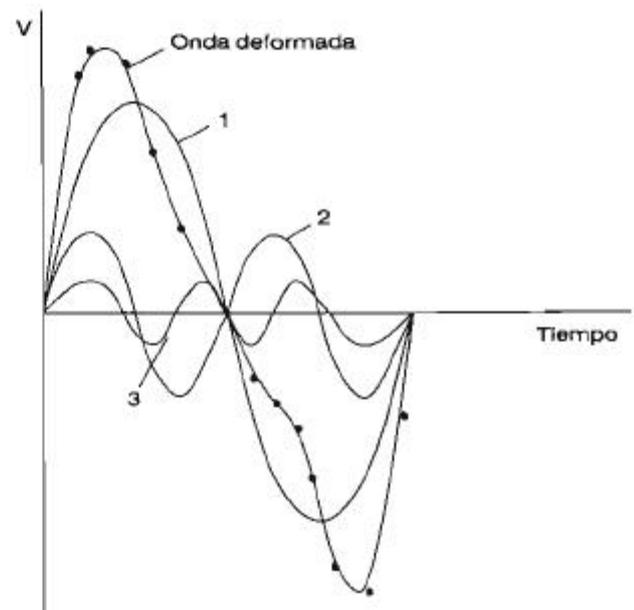


Figura VII.2. Deformación de la onda senoidal por efecto de las armónicas. 1, Onda senoidal fundamental, 2, Segunda armónica, 3, Tercera armónica.

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  $\cos \phi$  en un instante dado. Este valor puede medirse directamente por el fasómetro o por las indicaciones en el mismo instante del amperímetro, del voltmetro y del kilowátmetro por la siguiente expresión:

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

*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:

$$\cos \phi_{\text{med.}} = \frac{\cos \phi_1 + \cos \phi_2 + \dots + \cos \phi_n}{n} \quad (\text{VII.5})$$

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:

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

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 sobrecargados. 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

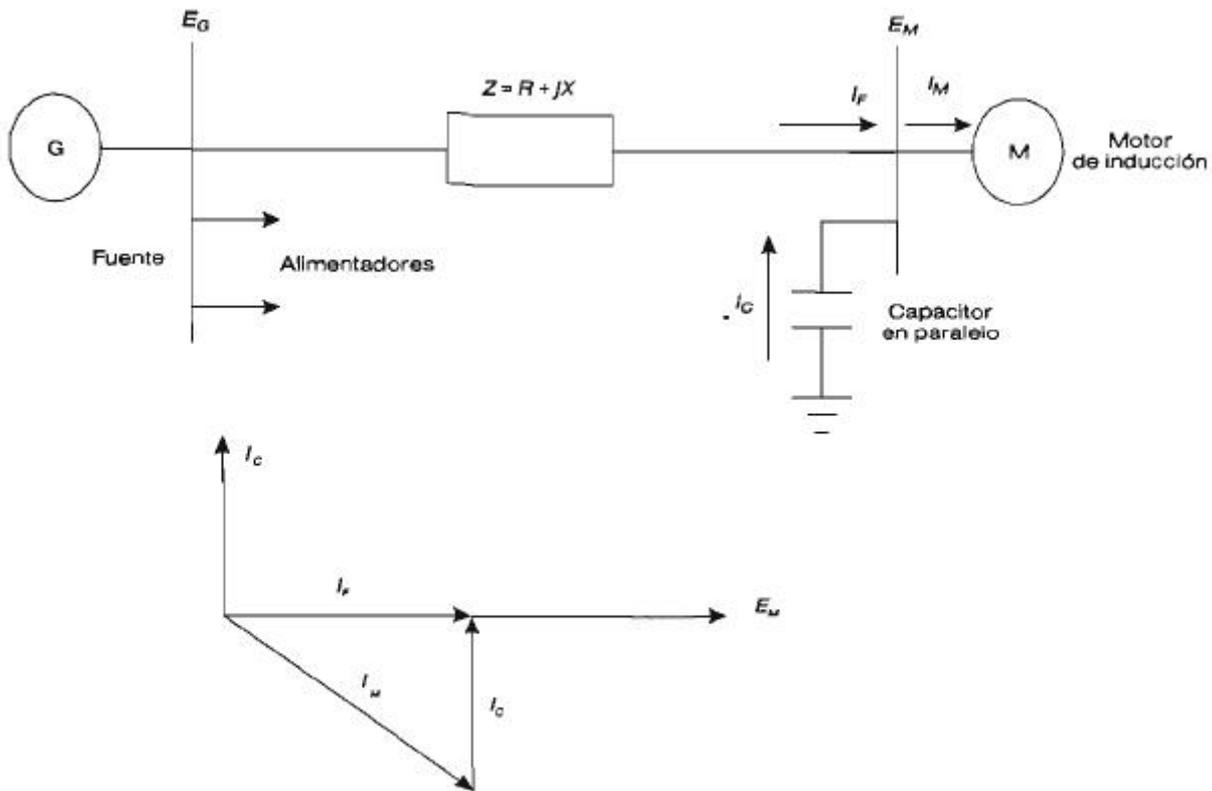


Figura VII.3. Capacitores en paralelo proporcionando los KVAR requeridos por un motor de inducción.

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) Disminuye 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

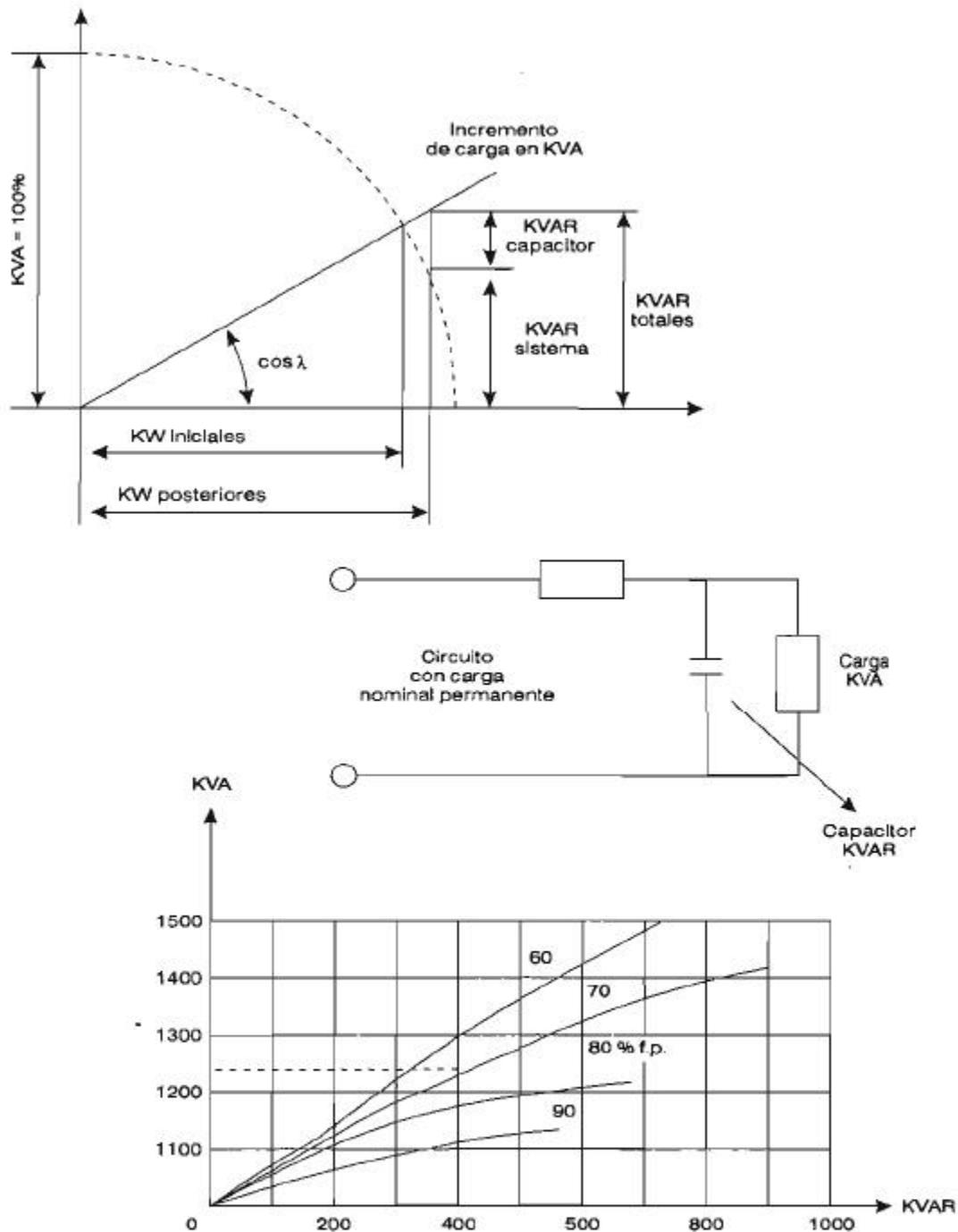


Figura VII.4. Comportamiento de los capacitores en paralelo.

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 ( $\Delta V$ ) 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

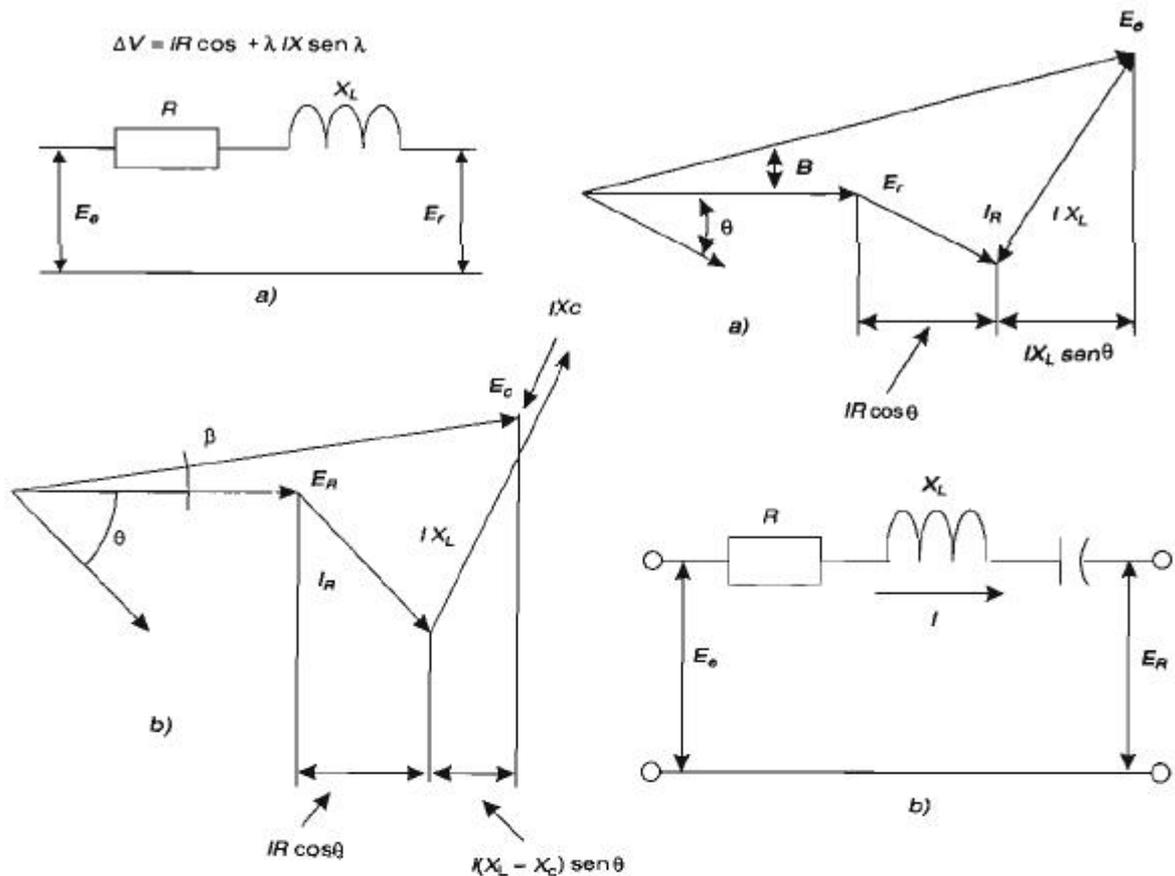


Figura VII.5. Diagramas vectoriales de un circuito con  $f.p.$  atrasado. a) Sin compensación. b) Con capacitores serie. El capacitor serie incrementa el voltaje de recepción  $E_R$ .

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:

$\alpha$ : 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:

### Factor de potencia

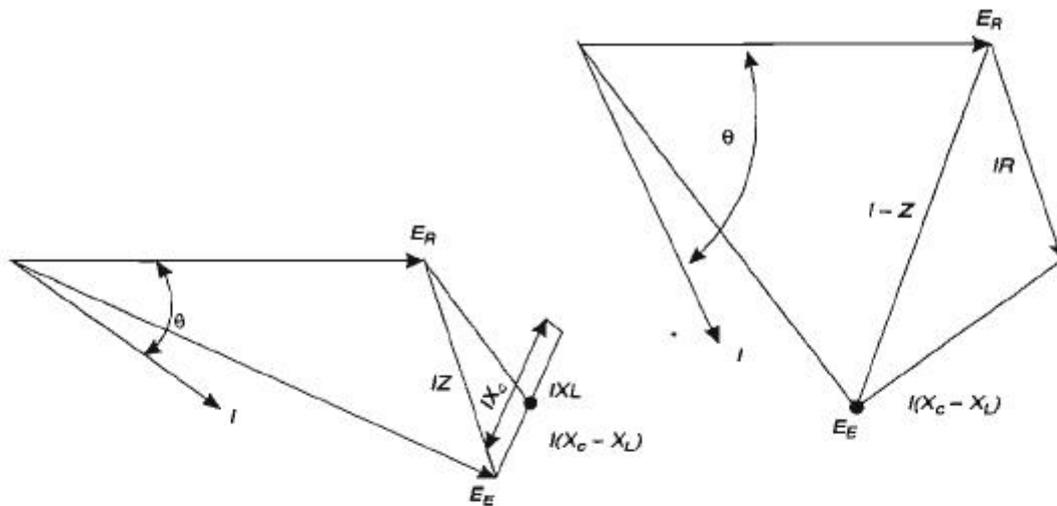


Figura VII.6. La corriente atrasada causada por el arranque de un motor eleva el voltaje de recepción de un circuito sobrecompensado con capacitores serie.

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

Donde:

- V: voltaje en el condensador en KV.
- C: capacitancia de una fase,  $\mu F$ .

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:

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

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

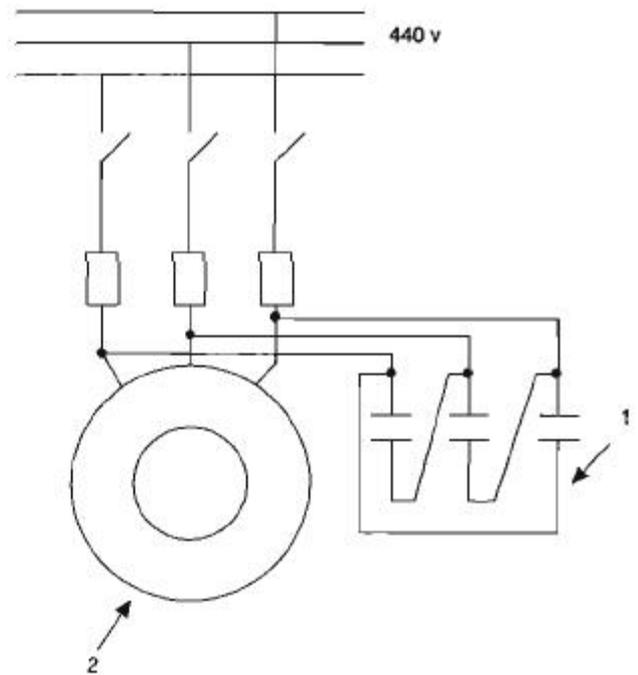


Figura VII.7. Esquema de compensación individual. 1, Capacitores. 2, Motor de Inducción.

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 voltmetro. 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:

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

Donde:

$I_{\text{banco}}$ : corriente de cálculo del banco.

1.5: factor de arranque del banco.

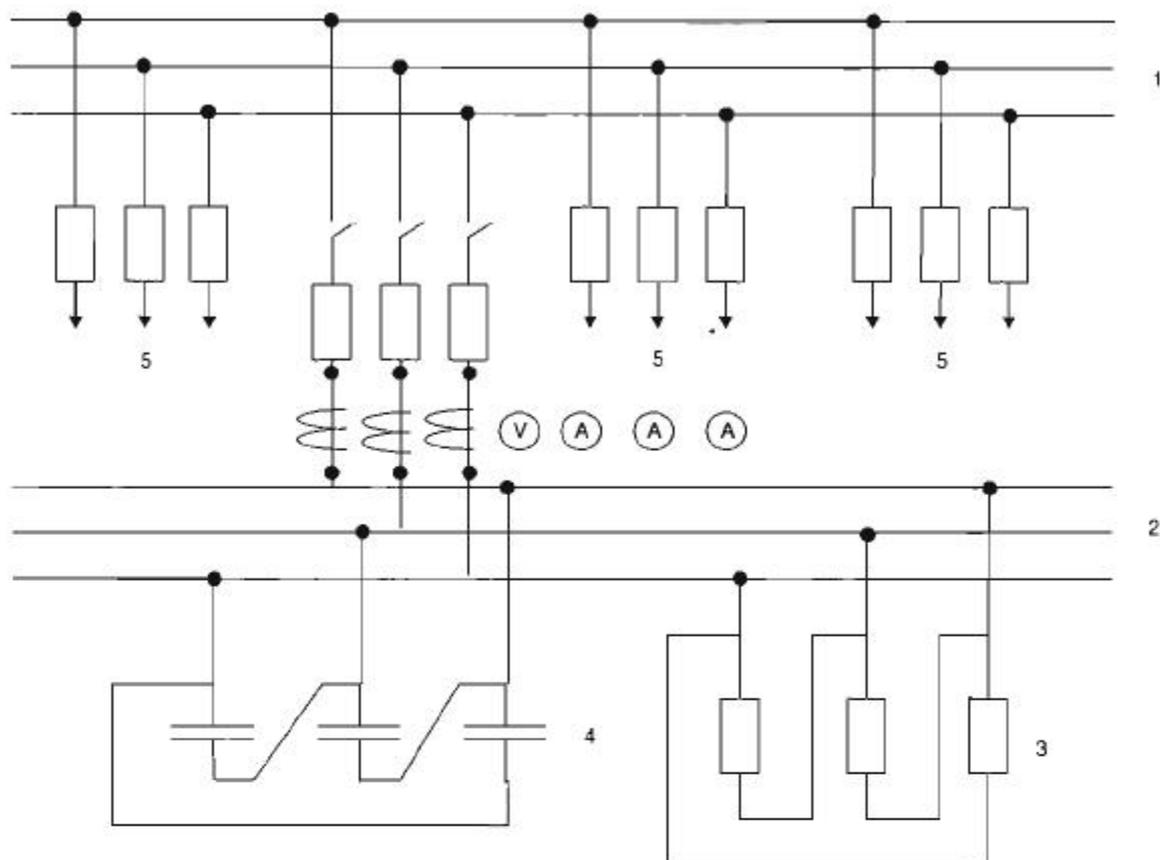


Figura VII.8. Diagrama de compensación en grupo. 1, Barras del tablero. 2, Barras del dispositivo de compensación. 3, Resistencia de descarga. 4, Banco de capacitores. 5, Líneas.

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.

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

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.

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

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

$\lambda$ : 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:

$$Q_c = \frac{W_a (tg \phi_1 - tg \phi_2)}{t} = \frac{1\ 080\ 000 (0.78 - 0.33)}{4\ 000} = 121.5, \text{ KVAR}$$

$$\text{Donde: } tg \phi_1 = \frac{W_r}{W_a} = \frac{842\ 000}{1\ 080\ 000} = 0.78$$

Para  $tg \phi_1 = 0.78$  el  $\cos \phi_1 = 0.79$ , en tanto que para  $\cos \phi_2 = 0.95$ , la  $tg \phi_2 = 0.33$ . 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.

$$I_{\text{cable}} = \frac{S}{\sqrt{3} V_H} = \frac{342}{\sqrt{3} \cdot 0.44} = 449 \text{ A}$$

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:

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

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

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

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  $C_0 = \$0.50$ ,  $T_H = 6\,000$  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:

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

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

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

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

*Sistemas de distribución de energía eléctrica*

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

Se calcula el valor de  $M$ :

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

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

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

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

**D**ENTRO 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:

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

### 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  $120^\circ$  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

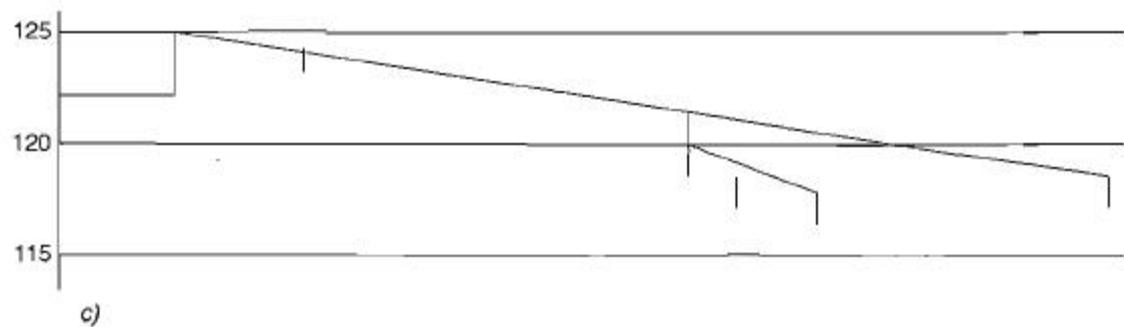
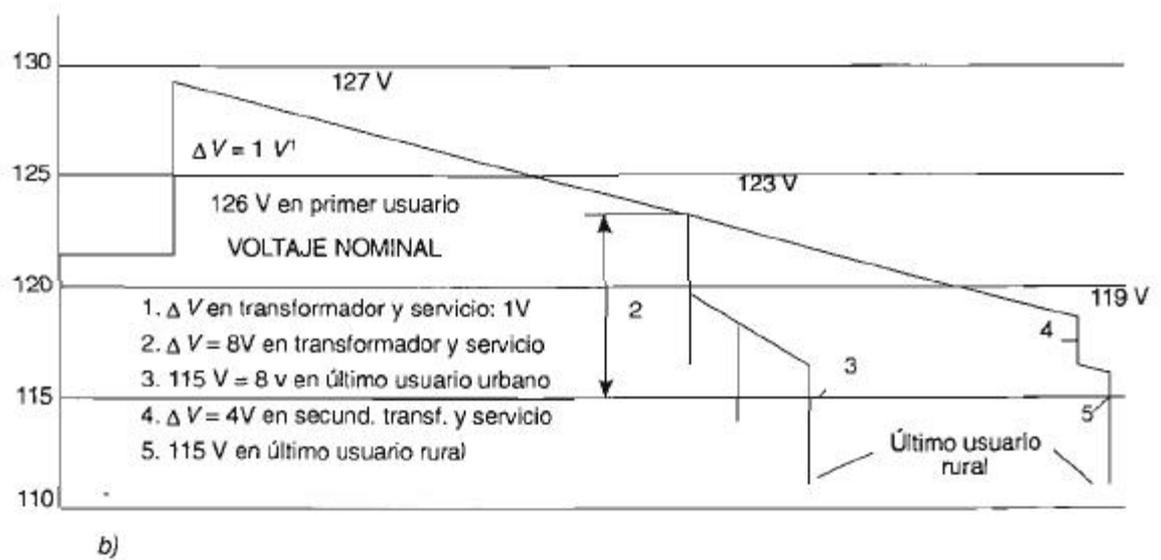
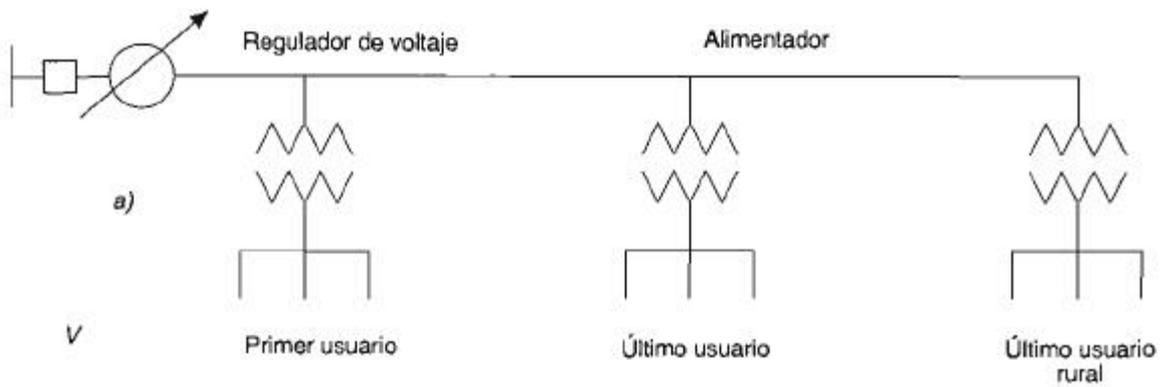


Figura VIII.1. Variación de voltaje en un alimentador primario. a) Diagrama unifilar. b) Perfil de voltaje en carga pico. c) Perfil de voltaje en carga ligera.

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

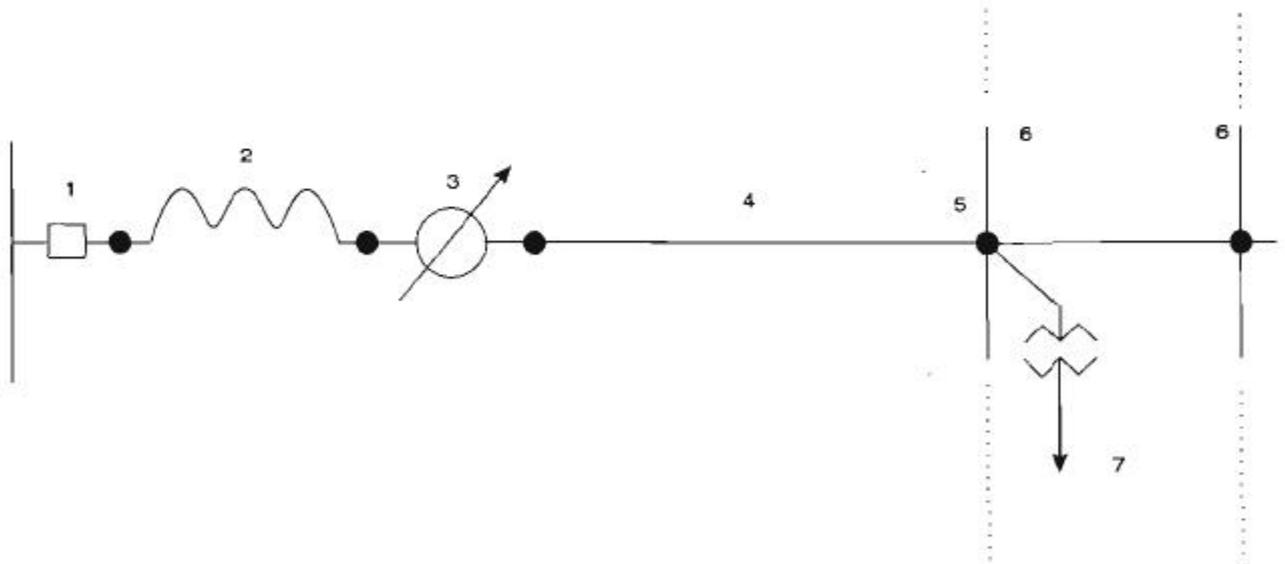


Figura VIII.2 Diagrama unifilar de un alimentador. 1, Interruptor de potencia. 2, Reactor limitador de corriente. 3, Regulador de voltaje. 4, Alimentador. 5, Nodo de alimentación. 6, Alimentadores primarios laterales. 7, Alimentación al primer usuario.

### Regulación de voltaje

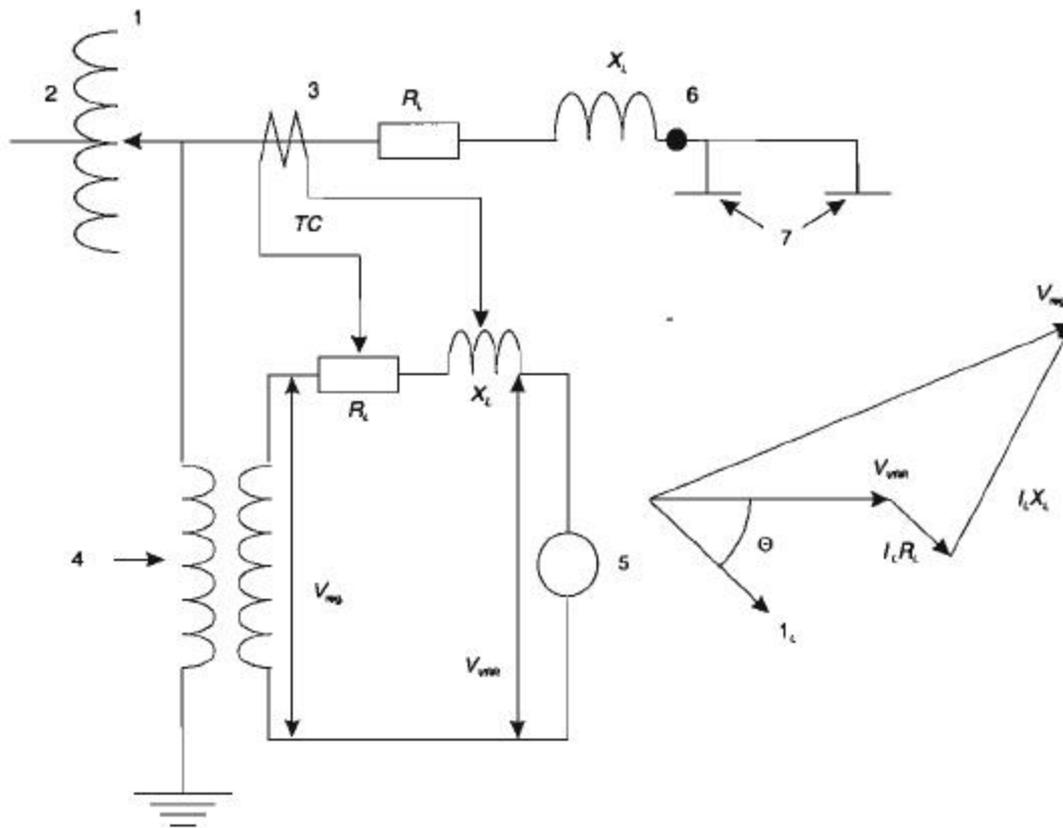


Figura VIII.3. Diagrama simplificado del circuito de control y del circuito compensador de caída de línea de un regulador de voltaje. 1, Autotransformador, 2, Alimentador. 3, TC. 4, TP. 5, Relevador regulador de voltaje. 6, Punto de regulación. 7, Carga.

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 TENSION 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:

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

Donde:

$I_{IN}$ : 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.

$$R_{ef.} = r_a \cdot \frac{l - S_1}{2}, \Omega \quad (VIII.3)$$

Donde:

$r_a$ : resistencia específica del conductor del alimentador al punto de regulación,  $\Omega/\text{km}$  por conductor.

$S_1$ : 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.

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

Donde:

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

$$X_{ef.} = X_L \cdot \frac{l - S_1}{2}, \Omega \quad (VIII.5)$$

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

$X_a$ : reactancia inductiva de una fase individual de conductor del alimentador a 30 cm de espaciamiento,  $\Omega/\text{km}$ .

$X_p$ : factor de espaciamiento inductivo-reactivo,  $\Omega/\text{km}$ .

$X_L$ : reactancia inductiva del conductor del alimentador,  $\Omega/\text{km}$ .

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,  $\Omega/\text{km}$ .

$l_i$ : 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:

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

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,  $\Omega/\text{km}$ .

$l_i$ : 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 espaciado horizontal, con resistencia y reactancia específicas de 0.299  $\Omega/\text{km}$  y 0.446  $\Omega/\text{km}$  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:

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

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

#### 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  $\Omega$  ambas. La corriente de los TC usados en los reguladores de

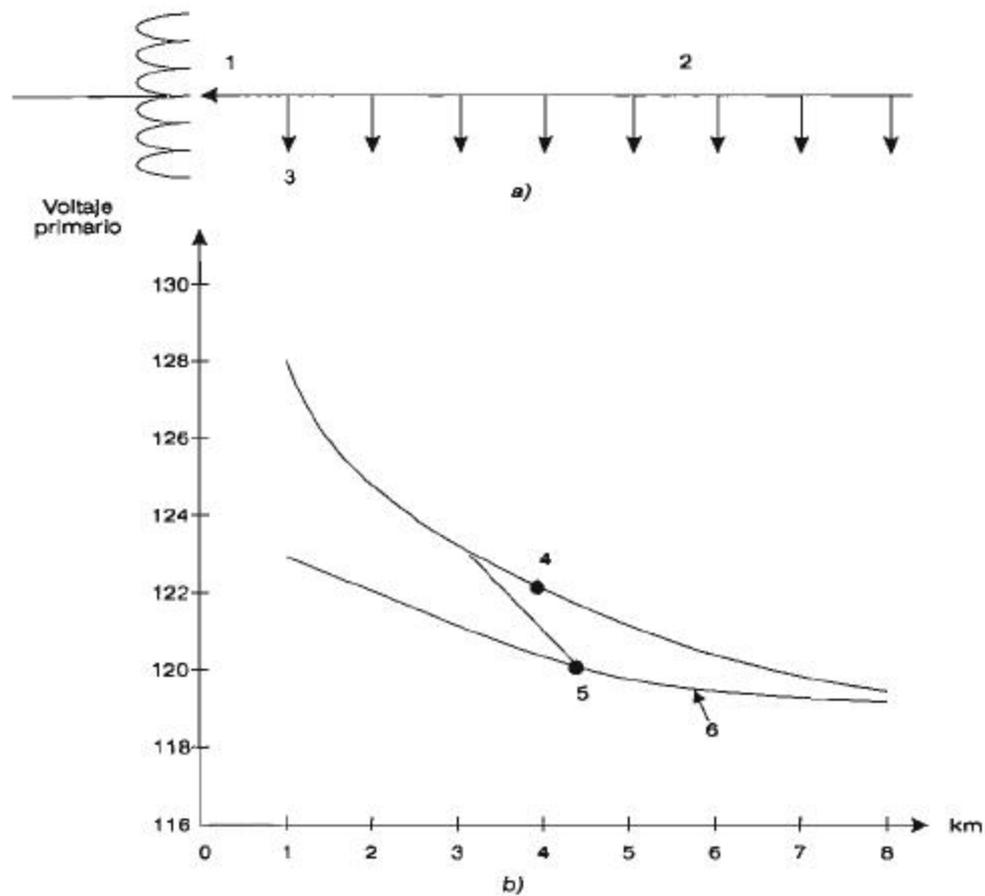


Figura VIII.4. Diagrama unifilar y perfiles de voltaje de un alimentador con cargas distribuidas después de un regulador de voltaje. a) Diagrama unifilar. b) Perfil mostrando el punto de regulación ficticio para calibrar el regulador por caída de línea. 1, Regulador de voltaje. 2, Alimentador. 3, Primer 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  $\pm 0.75$  V a  $\pm 1.5$  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
$\pm 10$	100
$\pm 8.75$	110
$\pm 7.5$	120
$\pm 6.25$	135
$\pm 5.0$	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  $I_{2N} = 1A$ . 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  $s = s_{pr}$  respecto al inicio del alimentador.

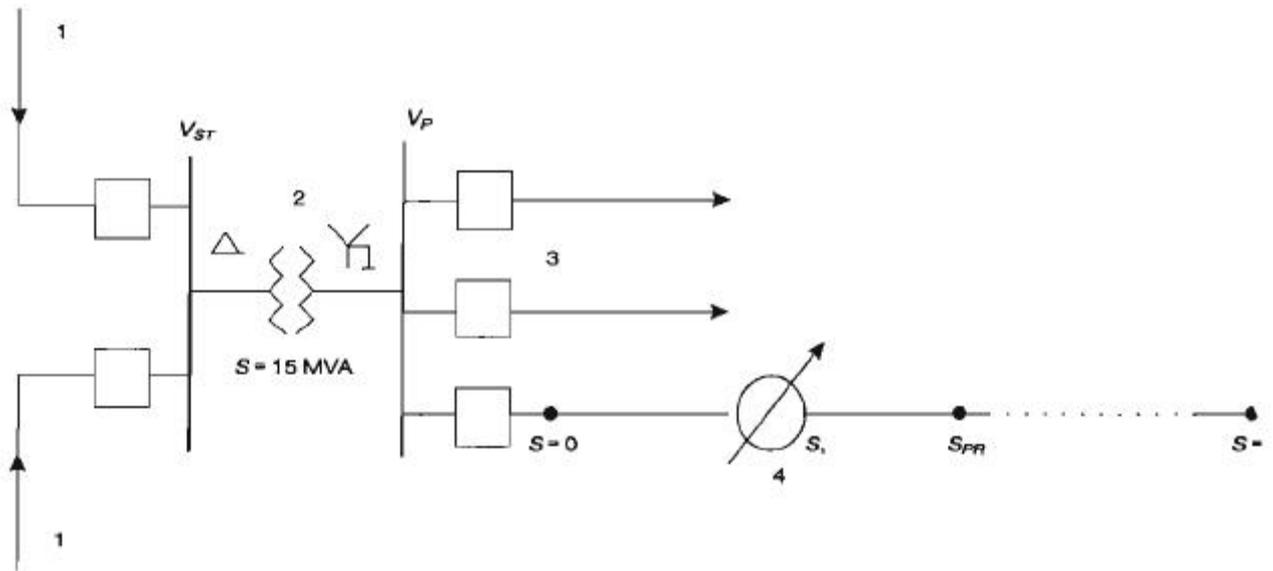


Figura VIII.5. La regulación de voltaje en un sistema de distribución. 1. Líneas de subtransmisión. 2. Transformador de la subestación de distribución. 3. Alimentadores primarios. 4. Regulador de voltaje del alimentador.  $V_{sr}$ : voltaje de subtransmisión.  $V_p$ : voltaje primario en las barras de 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  $V_{sr} = 72.45$  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  $V_{p\ max} = 1.0417$  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.  $\Delta V / KVA \cdot$  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.  $\bar{Z}_{T\text{pu}} = 0 + j0.08 \text{ p.u.}$

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

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

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.

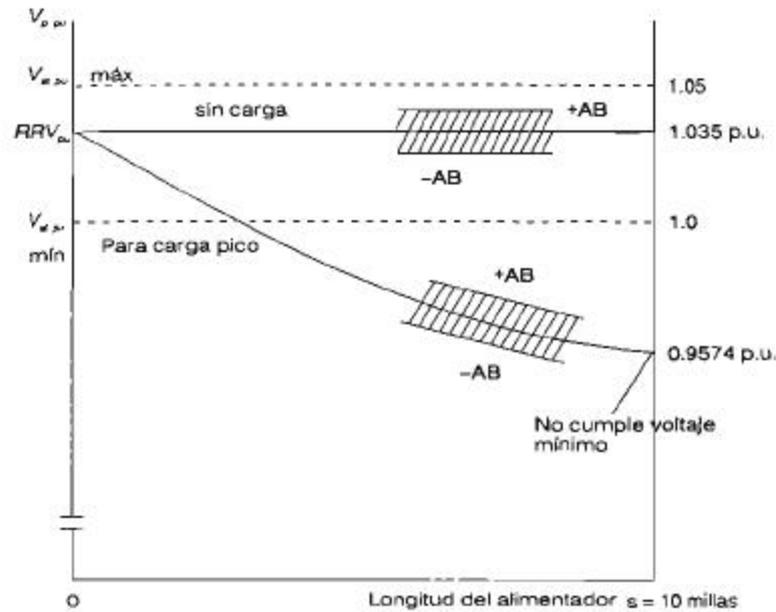


Figura VIII.6. Perfil de voltaje del alimentador.

$$\sum \Delta V_{pu} = K \cdot S \cdot l/2 = (3.88 \cdot 10^{-4})(4000 \text{ KVA})(10/2 \text{ mi.}) = 0.0776 \text{ p.u.}$$

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

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

$S_{cir.}$ : potencia del circuito en KVA.  
 $\% R_{m\acute{a}x.}$ : 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:

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

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	$\Delta V_s$ 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

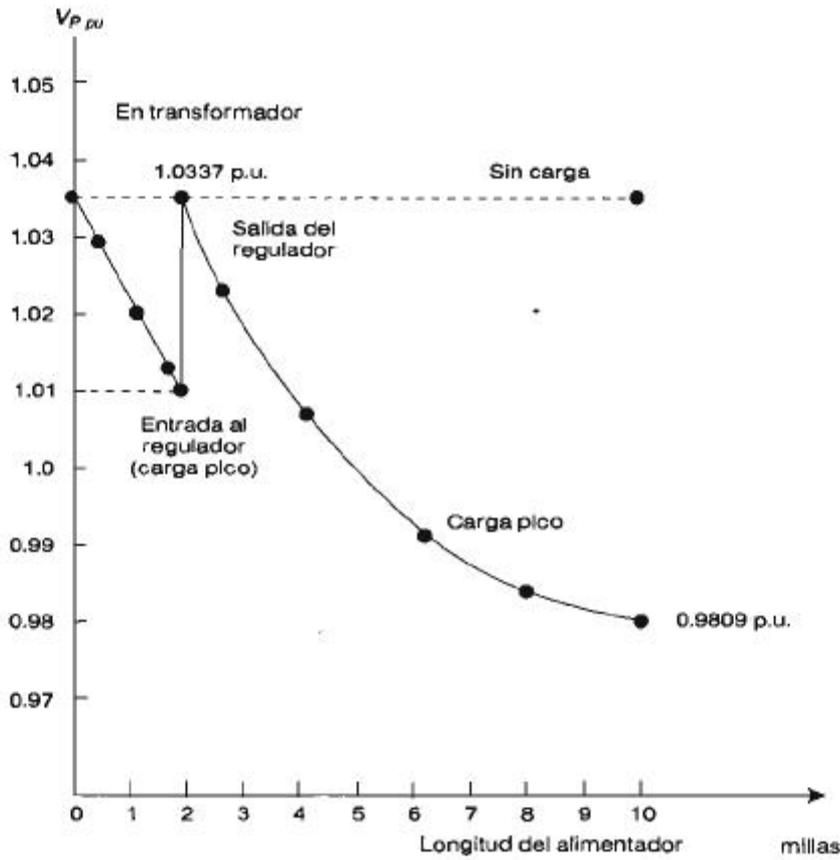


Figura VIII.7. Perfil de voltaje del alimentador para vacío y carga pico anual.

$S_{3\phi}$ : 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:

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

Donde:

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

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

$r$ : resistencia del alimentador principal,  $\Omega/\text{mi.}$  por fase.

$x$ : reactancia del alimentador,  $\Omega/\text{mi.}$  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	$\Delta V$ p.u.	$V_{p.p.u.}$
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

$$\Delta V_{s.p.u.} = \frac{\Delta V_s}{V_L}$$

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:

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

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:

$$\Delta V_s = 3.88 \cdot 10^{-6} \left( 3300 - \frac{3300 \cdot s}{8.25} \right) s + 3.88 \cdot 10^{-6} \left( \frac{3300 \cdot s}{8.25} \right) \frac{s}{2}, \text{ p.u.} \quad (\text{VIII.18})$$

Se encuentran varios valores de caída de tensión y de  $V_{p.p.u.}$  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  $V_{p.p.u.}$  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  $s_r = 10$  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 espaciamento para la reactancia con espaciamento de 53 pulgadas y disposición geométrica en  $\Delta$  es de  $0.1802 \Omega/\text{milla}$ . Por lo tanto, la reactancia específica del conductor es la suma (ec. VIII.6).

### Regulación de voltaje

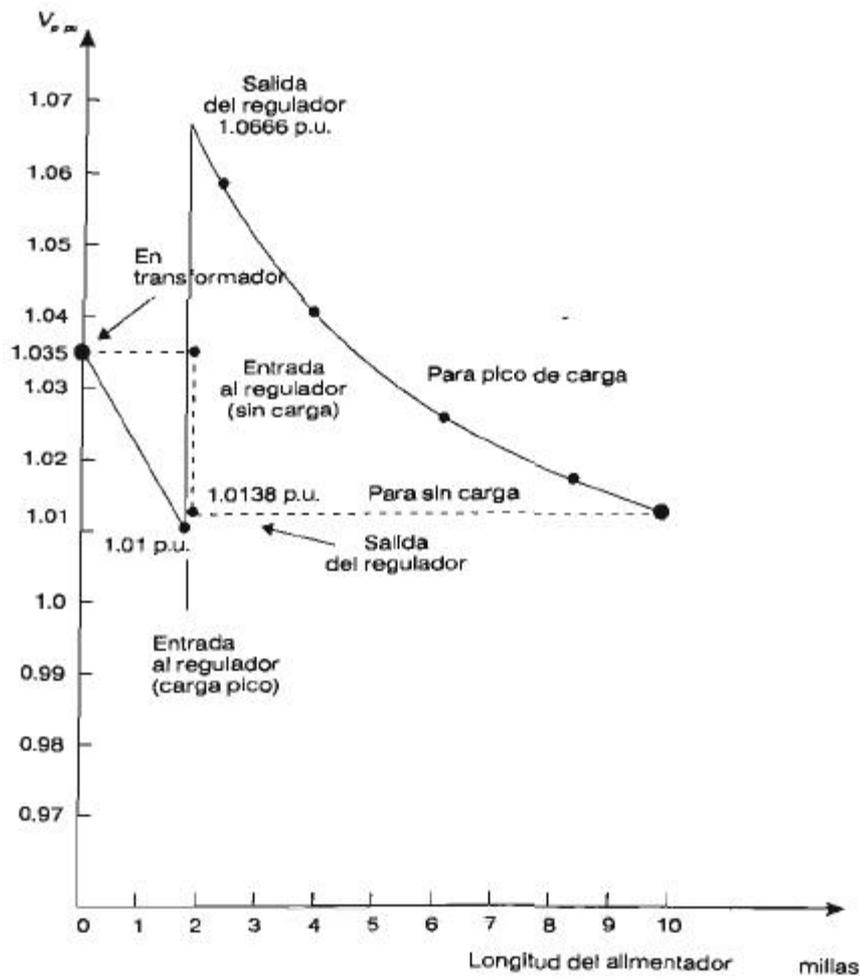


Figura VIII.8. Perfiles de voltaje.

$$X_L = X_a + X_d = 0.4609 + 0.1802 = 0.6611 \Omega/\text{mi.}$$

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

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

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

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.

$$R_{cal.} = \frac{I_{1N}}{R_{TP}} \cdot R_{ef.} = \frac{150}{63.5} \cdot 1.5923 \approx 3.761 \text{ V}$$

o bien:

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

$$X_{cal.} = \frac{I_{1N}}{R_{TP}} \cdot X_{ef.} = \frac{150}{63.5} \cdot 2.727 = 6.442 \text{ V}$$

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:

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

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

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:

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

- ¿Se puede reducir el rango de regulación usando la sobrecarga en el caso 1.4? Explique.
- ¿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  $\pm 8$  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

**L**AS 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

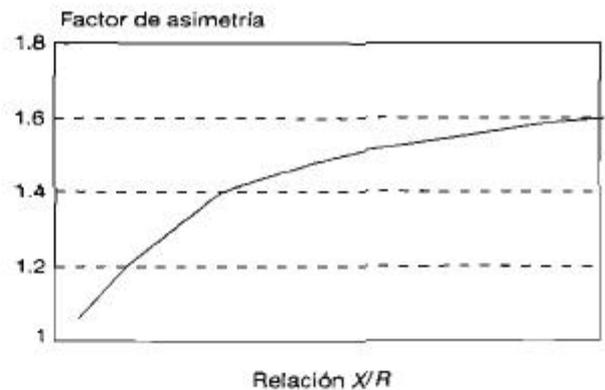


Figura IX.1. Gráfica del factor de asimetría.

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 relevadores

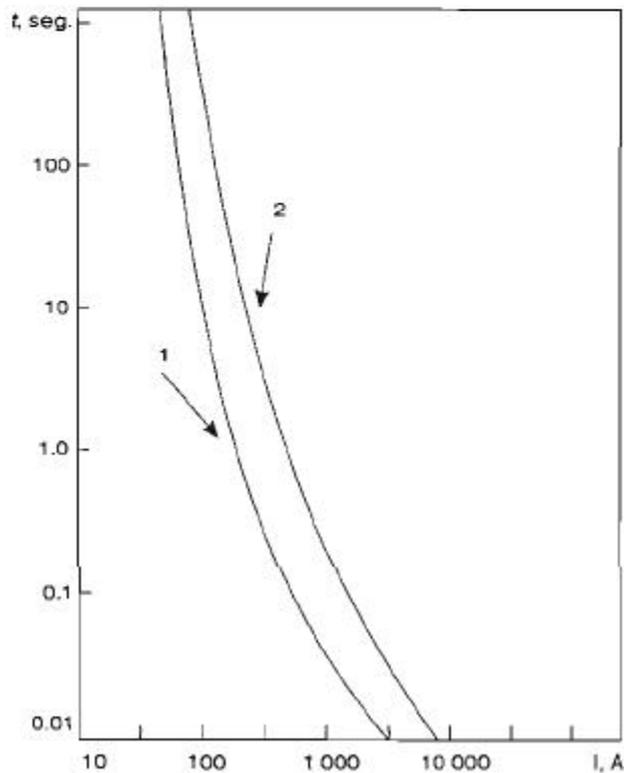


Figura IX.2. Curvas de operación de los fusibles. 1, Curva de tiempo mínimo de fusión. 2, Curva de tiempo máximo de claro.

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-

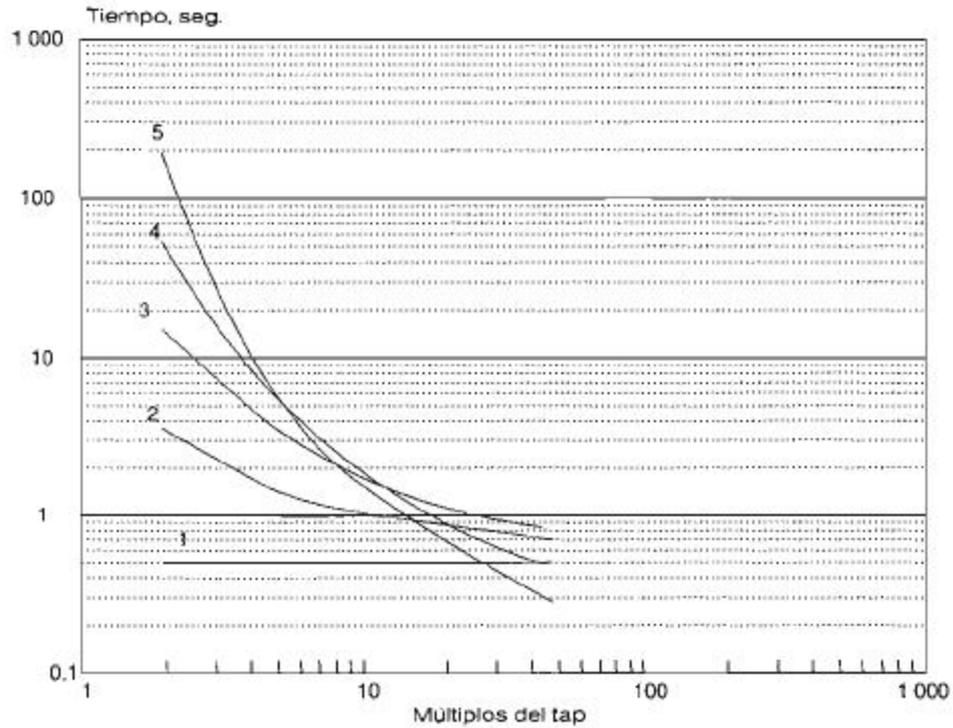


Figura IX.3. Curvas de operación de los relevadores de sobrecorriente, 1, Relevador de tiempo definido. 2, Relevador de tiempo moderadamente inverso. 3, Relevador de tiempo inverso. 4, Relevador de tiempo muy inverso. 5, Relevador de tiempo extremadamente inverso.

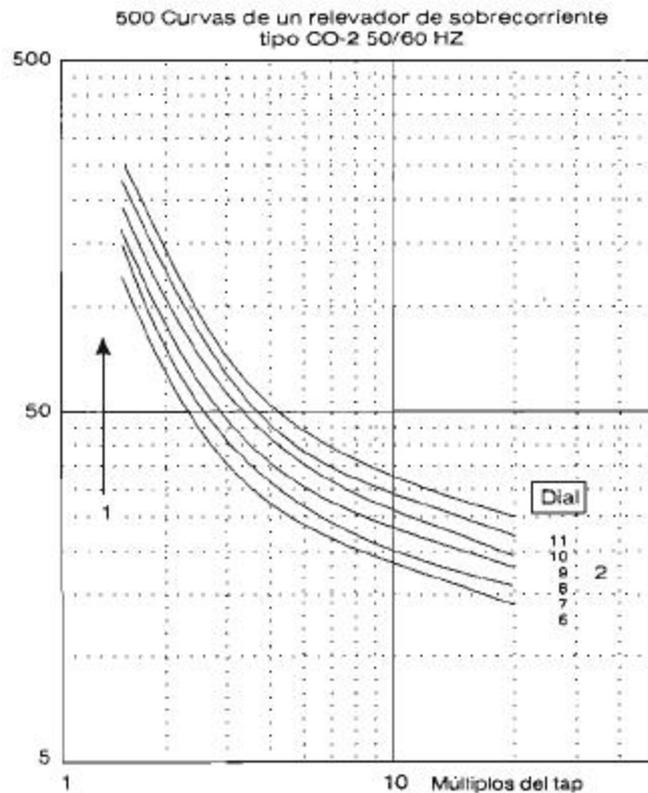


Figura IX.4. Curvas típicas de relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso. 1, Valor de la corriente de disparo. 2, Curvas de la palanca o dial.

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:

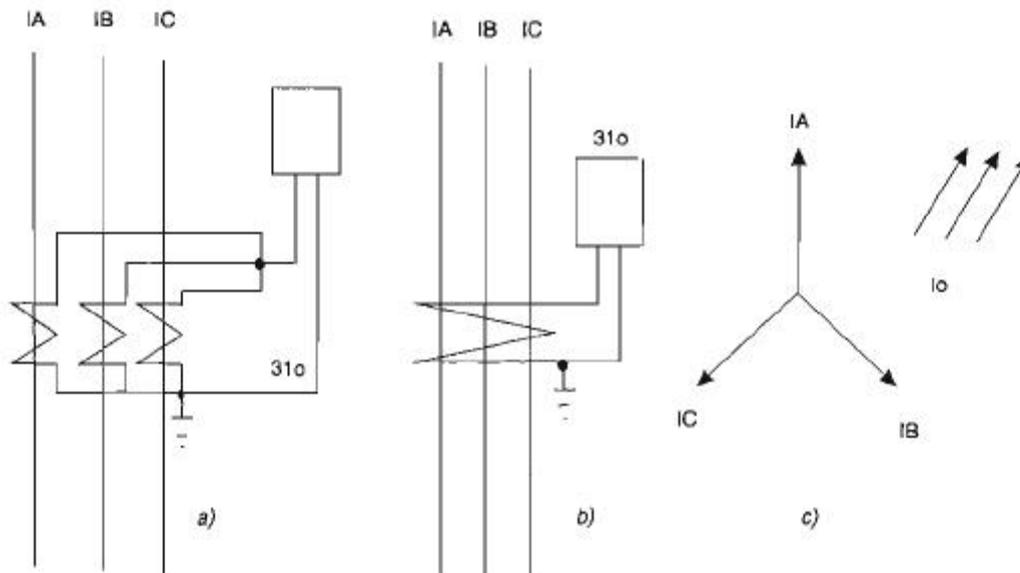


Figura IX.5. Conexión de los relevadores de secuencia cero. a) Con filtros de tres TC. b) Con TC de secuencia cero. c) Diagramas vectoriales.

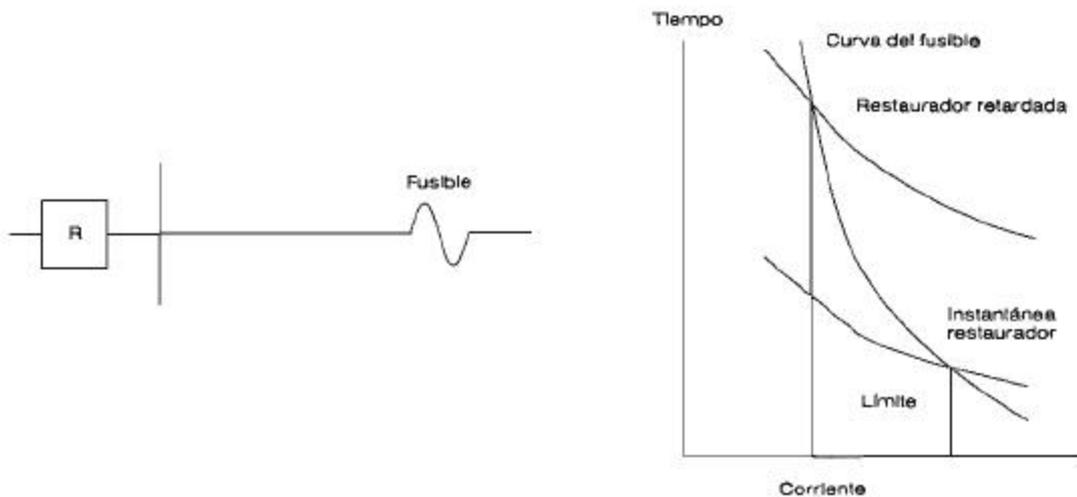


Figura IX.6. Coordinación restaurador fusible.

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 quemara. 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).

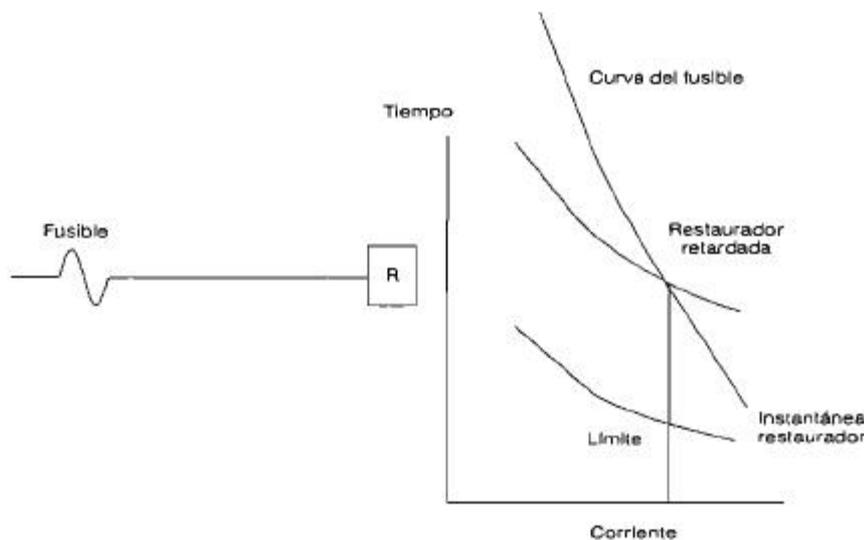


Figura IX.7. Coordinación fusible restaurador.

*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).

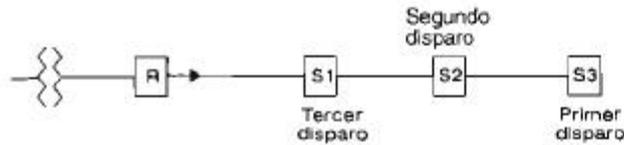


Figura IX.8. Coordinación restaurador-seccionador.

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

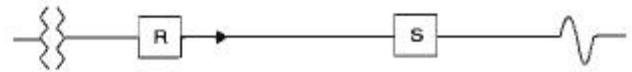


Figura IX.8a. Coordinación restaurador-seccionador-fusible.

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.

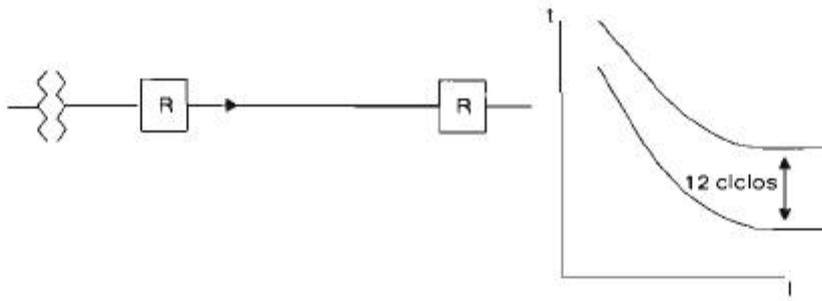


Figura IX.9. Coordinación restaurador-restaurador.

*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.

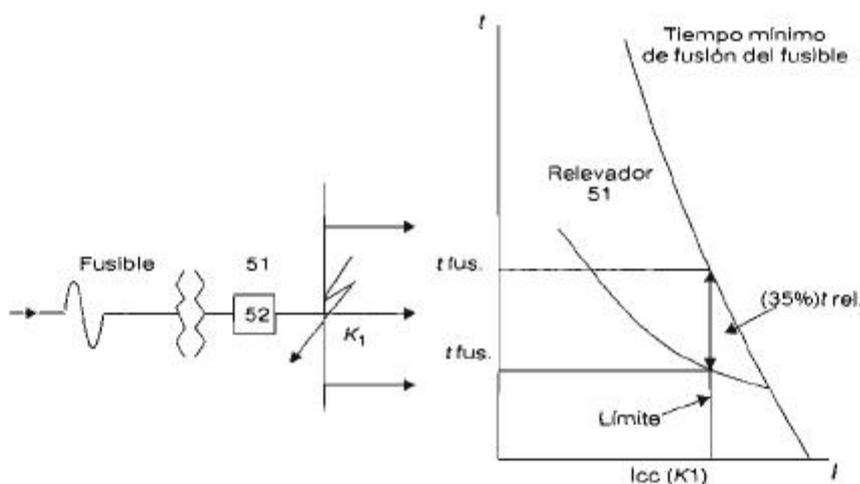


Figura IX.10. Coordinación de fusible-interruptor de potencia.

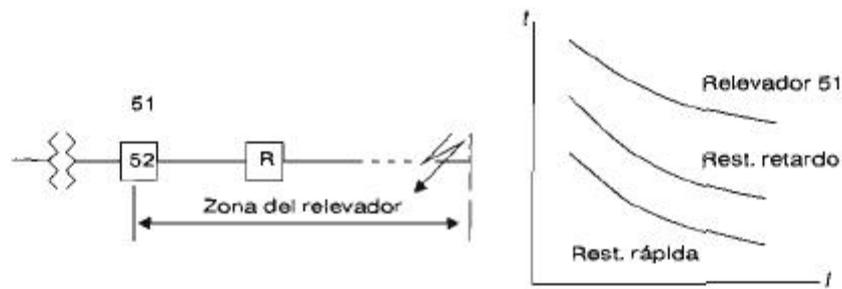


Figura IX.11. Coordinación interruptor-restaurador.

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

**E**N 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.

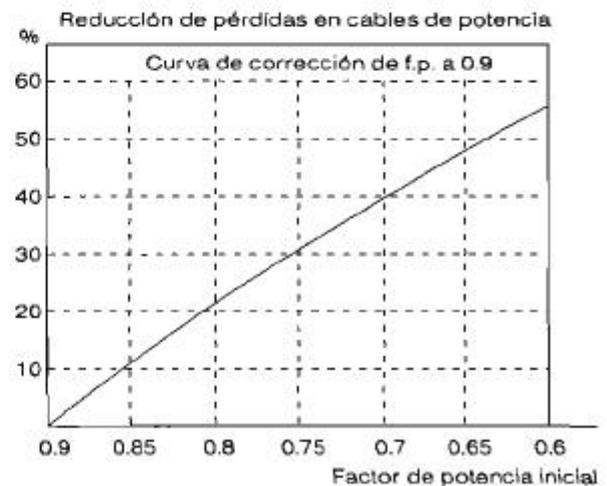


Figura X.1. Factor de reducción de pérdidas en cables por la elevación del factor de potencia.

## Ahorro de energía

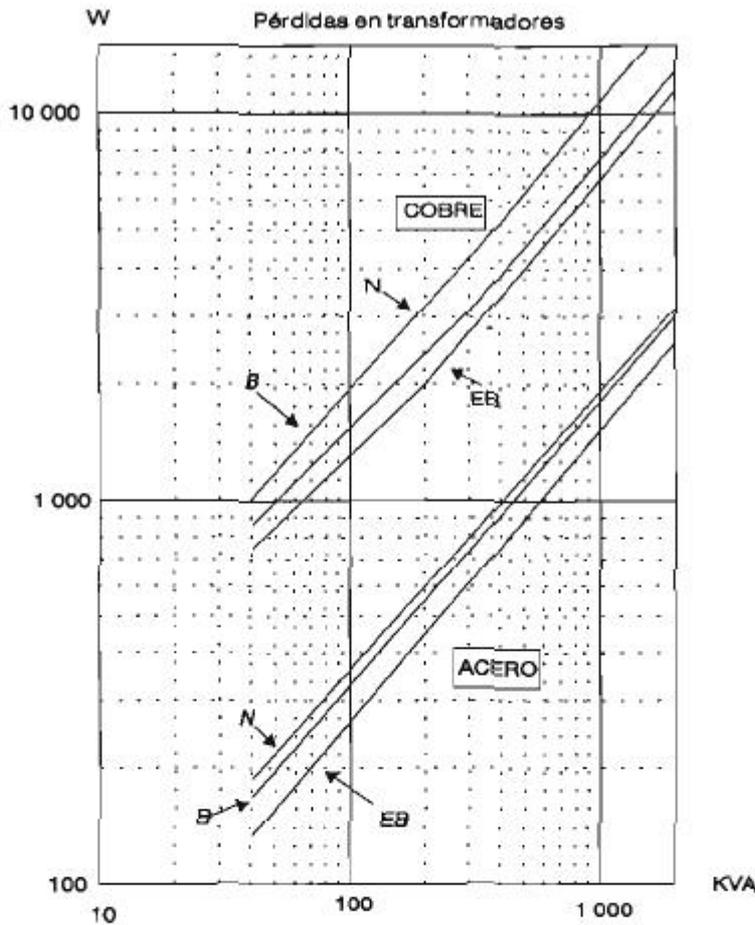


Figura X.2. Valores de pérdidas de potencia en acero y en cobre para transformadores de distribución. N, Pérdidas normales. B, Pérdidas bajas. EB, Pérdidas extrabajas.

### 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:

$\beta$  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:

- a) Transformadores con pérdidas normales.
- b) Transformadores con pérdidas bajas.
- c) 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:

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

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

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

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

2. Se calculan las pérdidas activas de potencia:

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

### 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

**L**AS 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:

- La tensión nominal.
- La forma de aterrizamiento.
- La corriente de descarga.
- 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 $V_L/V_f$ , 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 mínima 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

de las cubiertas de las acometidas aéreo-subterráneas se conectan 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

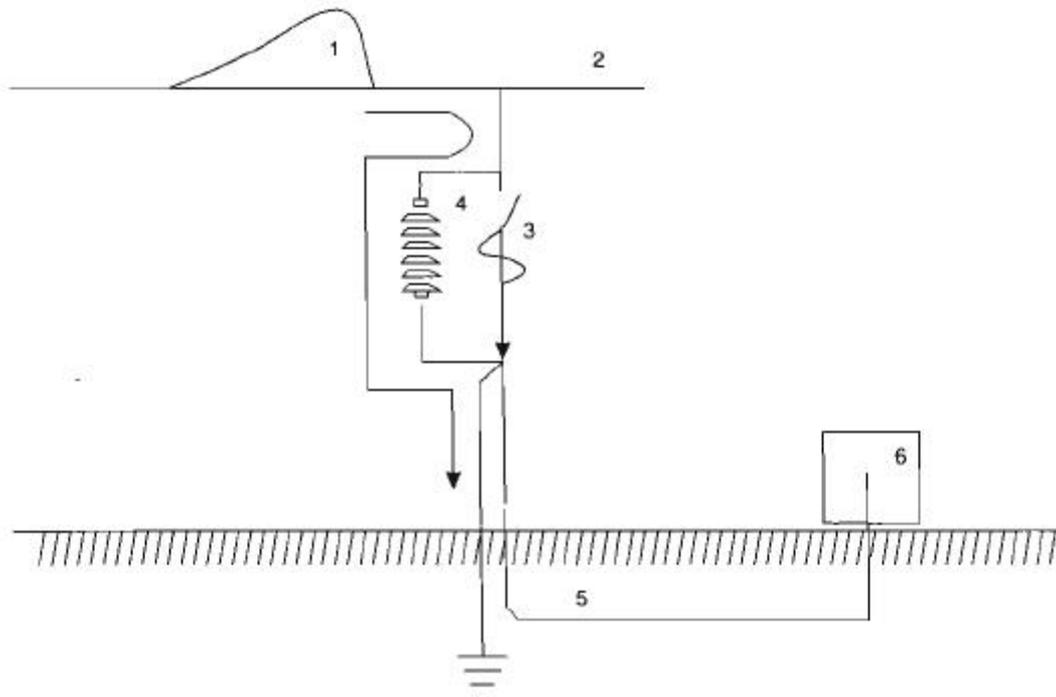


Figura XI.1. Localización de los apartarrayos en acometidas aéreo-subterráneas. 1, Cnda de sobretensión. 2, Línea aérea. 3, Cuchillas fusibles. 4, Apartarrayos. 5, Cable subterráneo. 6, Transformador.

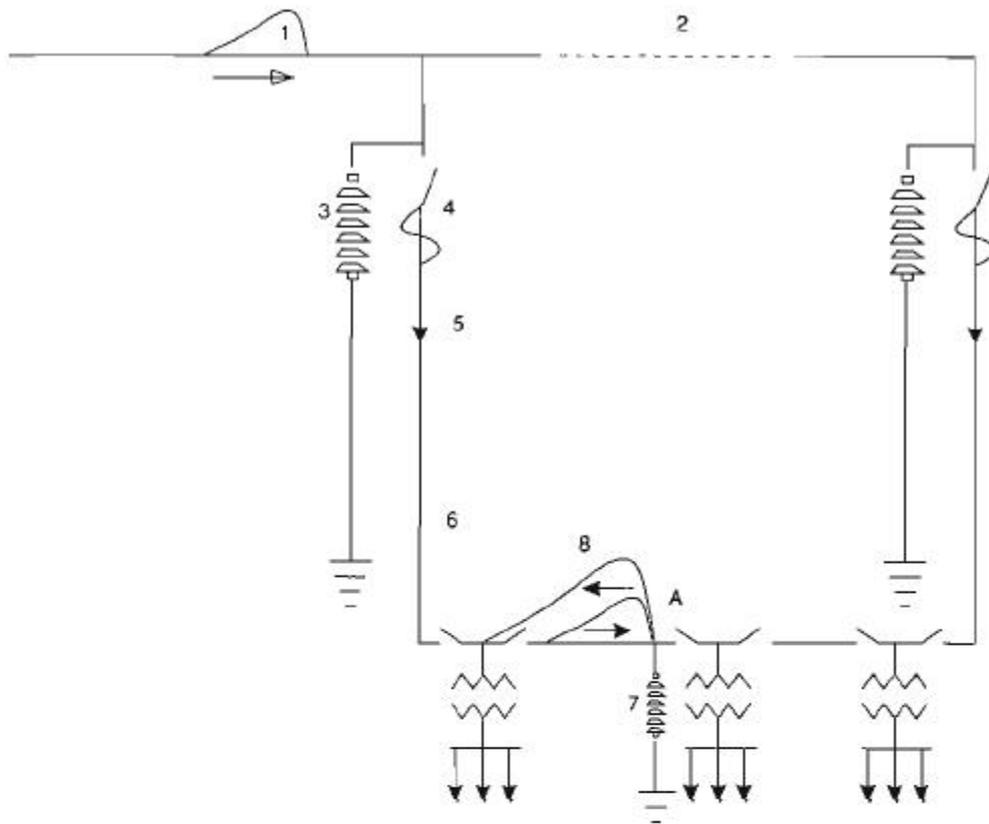


Figura XI.2. Localización de los apartarrayos en el caso de la red subterránea en anillo. A, Abierto. 1, Onda viajera. 2, Línea aérea. 3, Apartarrayos en la acometida. 4, Cuchilla fusible. 5, Mufa. 6, Cable subterráneo. 7, Apartarrayos en punto abierto. 8, Onda reflejada (duplicada).

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, considerándola 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:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBA} - 2 \text{ TCh}}{2 \text{ TCh}} \cdot 100 \quad (\text{XI.4})$$

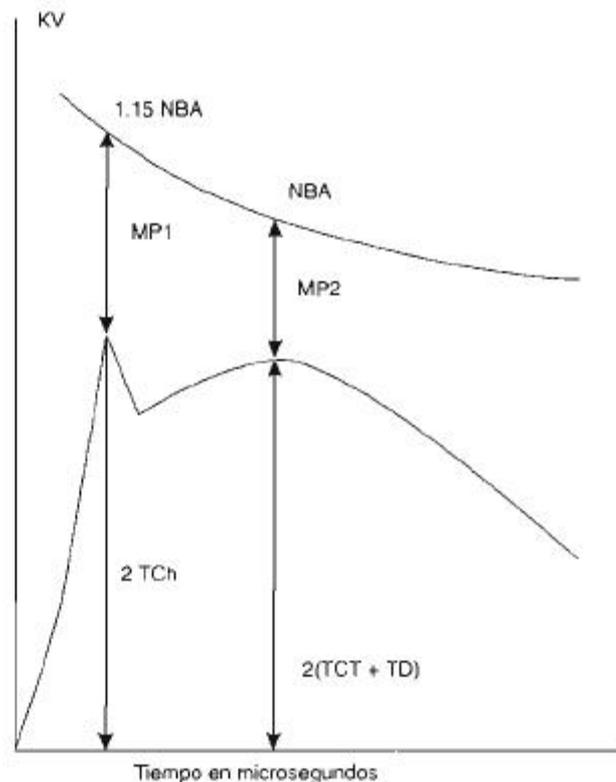


Figura XI.3. Coordinación de aislamiento en acometidas aéreo-subterráneas.

CUADRO XI.3. *Parámetros nominales de los apartarrayos*

Tensión nominal de la red, KV	Tensión nominal del apartarrayos, KV	TCh KV	TD con 20 KA, KV
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*

Tensión nominal Trans. $V_{up}$ KV	Nivel básico de aislamiento, KV	Tensión de onda cortada, KV
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  $V_{lf} = 7.6 \text{ KV}$ , 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  $C_n = 1.1$ . 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:

$$V_{n_{ap}} \geq C_n \cdot V_{n_{red}} = 1.1 \cdot 13.2 = 14.52 \text{ KV}$$

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.

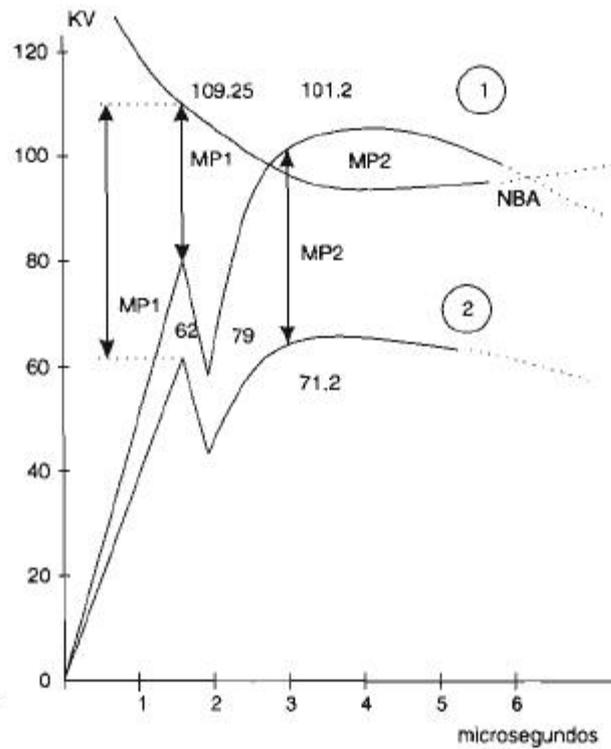


Figura XI.4. Coordinación de aislamiento de un transformador con neutro flotante.

# APÉNDICE

CUADRO A.1. Características de los conductores de cobre

AWG o MCM	Área de la sección transversal, $\text{mm}^2$	Número de hilos	Diámetro exterior en mm	Resistencia eléctrica a la CD 20°C ( $\Omega/\text{km}$ )	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	3.40	2.10	75.9
6	13.30	7	4.29	1.322	120.7
4	21.15	7	5.41	0.830	191.9
2	33.60	7	6.81	0.523	305
1/0	53.50	19	8.53	0.329	485
2/0	67.40	19	9.55	0.261	612
3/0	85.00	19	10.74	0.207	771
4/0	107.20	19	12.06	0.164	972
250	126.70	37	13.21	0.1390	1 149
300	152.00	37	14.48	0.1157	1 379
350	177.40	37	15.65	0.0991	1 609
400	202.7	37	16.74	0.0867	1 839
500	253.3	37	18.69	0.0695	2 300
600	304.1	61	20.6	0.0578	2 760
750	380.0	61	23.1	0.0463	3 450
1 000	506.7	61	26.9	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 <sup>2</sup>	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
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, electriccheskie cети 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.



---

### 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*

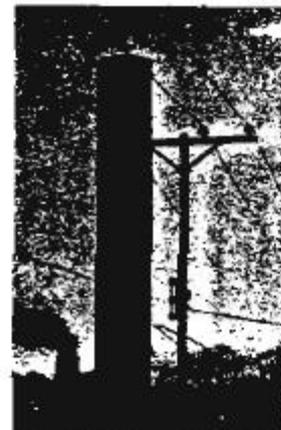
Ana Lilia Laureano, *Programación orientada a objetos: un enfoque con tipos abstractos*

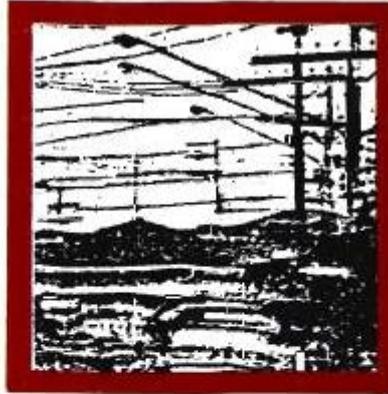
Juan González Márquez, *Introducción al derecho bancario mexicano*

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. Dedicó 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.

