

COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS



YEBRA MORÓN

COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

Ing. Juan Antonio Yebra Morón

LIBRO DE CORTESIA



MEXICO

McGRAW-HILL

MÉXICO • BOGOTÁ • BUENOS AIRES • GUATEMALA • LISBOA • MADRID
NUEVA YORK • PANAMÁ • SAN JUAN • SANTIAGO • SÃO PAULO
AUCKLAND • HAMBURGO • LONDRES • MONTREAL • NUEVA DELHI
PARÍS • SAN FRANCISCO • SINGAPUR • ST. LOUIS
SIDNEY • TOKIO • TORONTO

EN MODERADO AVANZADA ADOPCIÓN CAMBIO DE EQUIPAMIENTO

COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

Prohibida la reproducción total o parcial de esta obra,
por cualquier medio, sin autorización escrita del editor.

DERECHOS RESERVADOS © 1987, respecto a la primera edición por
LIBROS McGRAW-HILL DE MÉXICO, S. A. DE C. V.

Plaza Comulco 499-501, Fracc. Industrial San Andrés Atoto
Ciudad de México, Edo. de México

Miembro de la Cámara Nacional de la Industria Editorial, Reg. Núm. 465

ISBN 968-07-076-6

1234 P.E.-87

8012345796

Impreso en México

Printed in Mexico

Esta obra se terminó de
imprimir en noviembre de 1986

en Programas Educativos, S. A. de C. V.

Calz. Chabacano 65-A

Col. Asturias

Delegación Cuauhtémoc

06850 México, D. F.

Se tiraron 4 000 ejemplares

Prólogo

Esta obra no es el resultado de un impulso sino la finalización de un plan cuidadosamente elaborado: escribir un libro que presente de una manera clara los temas más relevantes sobre la compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos.

El deseo de escribir este libro creció diariamente al observar las frecuentes dudas que, sobre el tema, surgían en los estudiantes de la ESIME del Instituto Politécnico Nacional, donde he tenido la fortuna de impartir, durante varios años, la materia de Redes de Distribución de Energía Eléctrica. No solamente me motivaron las experiencias en las aulas, sino también los intercambios profesionales con técnicos encargados de estudiar, proyectar, planear, construir y operar las redes de energía eléctrica de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A., en la ciudad de México.

Un factor más que me impulsó a escribir este texto fue el hecho de que la información se encontraba en numerosas fuentes, no siempre fácilmente accesibles, lo cual obligaba a los interesados a emplear una fuerte inversión de tiempo para encontrar un tema relacionado. El presente texto constituye un ordenamiento preciso y didáctico de mucha información dispersa, y llena un hueco que desde hace tiempo se sentía la necesidad de cubrir.

Este libro se dirige a satisfacer las preguntas e inquietudes que surgen, no nada más en los cursos específicos de distribución de energía eléctrica, sino a lo largo de toda la carrera del ingeniero electricista. Espero que los estudiantes de las nuevas generaciones sepan aprovechar el esfuerzo desarrollado por tantas personas que los precedieron en la bella tarea de arrancar a la electricidad, uno a uno, sus secretos.

Siempre ha sido para mí un motivo de inagotable sorpresa advertir las ilimitadas posibilidades del espíritu humano puesto al servicio de causas nobles. Sea esta obra una gota de agua que se suma al mar de los acontecimientos tecnológicos actuales, así como un sencillo homenaje a la labor de los ingenieros José V. Schmill, N. M. Neagle, D. R. Samson, N. E. Chang, Miles Maxwell y M. C. Tseng, pioneros de la investigación en este campo.

Deseo mencionar en lugar muy destacado la aportación de los ingenieros Guillermo Alger Pineda y Carlos Manuel Escudero Pérez, quienes con optimismo y determinación admirable hicieron posible esta obra. Asimismo, agradezco a los alumnos a quie-

nes he impartido este curso, y han leído el texto en forma de notas, por su interés y dedicación en las aulas, y a los compañeros maestros por sus comentarios favorables. Imposible terminar este prólogo sin expresar mi agradecimiento al personal de la editorial Libros McGraw-Hill de México, S. A. de C. V., muy especialmente al licenciado Joaquín Mejía Gómez, por la inapreciable ayuda que me brindó durante la elaboración de esta obra.

Contenido

CAPÍTULO 1

Fundamentos de la compensación de potencia reactiva	1
1.1 Corrientes activas y corrientes reactivas	1
1.2 Potencia eléctrica y factor de potencia	4
1.3 Métodos de compensación de potencia reactiva	6
1.4 Aplicación de bancos de capacitores en sistemas eléctricos	7
1.5 Ejemplos	13
1.6 Ahorros monetarios	17
1.7 Cuestionario	22

CAPÍTULO 2

Compensación de líneas con carga uniformemente distribuida (Método de Neagle y Samson)	25
2.1 Generalidades	25
2.2 Alimentador con un banco de capacitores	27
2.3 Alimentador con dos bancos de capacitores	31
2.4 Alimentador con tres bancos de capacitores	34
2.5 Ejemplos	35
2.6 Problemas	39

CAPÍTULO 3

Compensación de líneas con carga concentrada y uniformemente distribuida	43
3.1 Generalidades	43
3.2 Alimentador con un banco de capacitores	45

VIII *Contenido*

3.3 Bancos de capacitores desconectables	46
3.4 Casos especiales	47
3.4.1 Carga concentrada	47
3.4.2 Carga uniformemente distribuida	48
3.5 Ejemplos	48
3.6 Problemas	51

CAPÍTULO 4

Compensación de líneas con carga distribuida al azar (Método de Maxwell)

4.1 Descripción del método	53
4.2 Ejemplos	56
4.3 Problemas	61

CAPÍTULO 5

Métodos de los momentos eléctricos

5.1 Generalidades	63
5.2 Alimentador con carga uniformemente distribuida sin capacitores	64
5.3 Alimentador con carga uniformemente distribuida con capacitores	66
5.4 Alimentador con carga distribuida al azar y un banco de capacitores	69
5.5 Alimentador con carga distribuida al azar y dos bancos de capacitores	83
5.6 Alimentador con carga distribuida al azar y m bancos de capacitores	93
5.7 Problemas	103

CAPÍTULO 6

Método gráfico

6.1 Introducción	109
6.2 Descripción del método	109
6.3 Ejemplos	119
6.4 Problemas	123

CAPÍTULO 7

Protección de bancos de capacitores

7.1 Generalidades	127
7.2 Protección con fusibles	130
7.2.1 Corriente nominal	130

7.2.2 Corriente de puesta en servicio	132
7.2.3 Valor límite i^2t de resistencia a la ruptura del tanque del banco de capacitores	135
7.2.4 Características tiempo-corriente de ruptura del tanque	135
7.2.5 Fusibles limitadores de corriente	139
7.2.6 Bancos aislados de tierra	139
7.2.7 Aplicaciones de fusibles para proteger unidades individuales o en grupo	140
7.2.8 Conexión de bancos de capacitores cercanos	140
7.3 Protección con relevadores	146
7.3.1 Consideraciones generales de los relevadores de desbalance	147
7.3.2 Cálculo de sobretensiones	147
7.3.3 Desbalance propio	159
7.3.4 Protección por corriente de desbalance en el neutro (bancos en estrella aterrizada)	159
7.3.5 Protección por medio de la suma de tensiones en el punto medio (neutro del banco conectado a tierra)	159
7.3.6 Protección diferencial de tensión (neutro del banco conectado a tierra)	165
7.3.7 Protección por desbalance del arreglo de doble estrella	165
7.3.8 Protección por tensión de desbalance en el neutro	172
7.4 Ejemplos	172
7.5 Problemas	188

CAPÍTULO 8

Control de bancos de capacitores desconectables

8.1 Introducción	191
8.2 Tipos de control	194
8.3 Control con base en el tiempo	195
8.4 Controles sensibles a la temperatura	197
8.5 Controles sensibles a la tensión	201
8.6 Controles sensibles a la corriente	204
8.7 Control de bancos desconectables con base en la potencia reactiva	208
8.8 Control de bancos desconectables con base en la potencia activa	210
8.9 Controles que responden a señales compuestas	210
8.10 Combinación de los controles sensibles al tiempo y a la temperatura	212
8.11 Control sensible a la señal de tensión en combinación con una señal de corriente al cuadrado	213
8.12 Cuestionario	215

X *Contenido*

CAPÍTULO 9

Aplicación de bancos de capacitores en instalaciones industriales 219

9.1 Generalidades 219

9.2 Determinación del factor de potencia 227

9.3 Consideraciones sobre la instalación de bancos de capacitores 229

9.4 Conexión de bancos de capacitores 234

9.5 Sobretensiones debidas a la autoexcitación 237

9.6 Corrientes de puesta en servicio debidas a un recierre 239

9.7 Conexión y desconexión de bancos de capacitores 241

 9.7.1 Corrientes de puesta en servicio 243

 9.7.2 Tensiones transitorias que se presentan al operar
 interruptores de bancos de capacitores 248

 9.7.3 Especificaciones de los interruptores de bancos de capacitores 250

9.8 Problemas 251

BIBLIOGRAFÍA 253

CAPÍTULO 1

Fundamentos de la compensación de potencia reactiva

OBJETIVOS: *Tras estudiar este capítulo el estudiante se encontrará en condiciones de:*

- *Comprender las ventajas que se obtienen al mejorar el factor de potencia de un sistema eléctrico.*
- *Conocer las relaciones fundamentales que rigen el cambio de la tensión, liberación de potencia y pérdidas que se presentan cuando se instalan bancos de capacitores en paralelo.*
- *Comprender las ventajas económicas que se obtienen al compensar la potencia reactiva inductiva.*

1.1 CORRIENTES ACTIVAS Y CORRIENTES REACTIVAS

En las redes eléctricas de corriente alterna, se pueden distinguir dos tipos fundamentales de cargas: cargas óhmicas o resistivas y cargas reactivas. Las cargas óhmicas toman corrientes que se encuentran en fase con la tensión aplicada a las mismas; debido a esta circunstancia, la energía eléctrica que consumen se transforma por completo en trabajo mecánico, en calor o en cualquier otra forma de energía no retornable directamente a la red eléctrica. Estas corrientes se conocen como corrientes activas. Las cargas reactivas ideales toman corrientes que se encuentran desfasadas 90° respecto a la tensión aplicada y, por consiguiente, la energía eléctrica que les llega no se consume en ellas sino que se almacena en forma de un campo eléctrico o magnético, durante un corto lapso (un cuarto de ciclo), y regresa a la red en un tiempo idéntico al que tardó en almacenarse. Este proceso se repite en forma periódica, siguiendo las oscilaciones de la tensión aplicada a la carga. Las corrientes de este tipo se conocen como corrientes reactivas.

Una carga real siempre puede considerarse como compuesta por una parte puramente resistiva, dispuesta en paralelo con otra parte reactiva ideal. En cargas eminentemente resistivas, como lámparas incandescentes y aparatos de calefacción, la

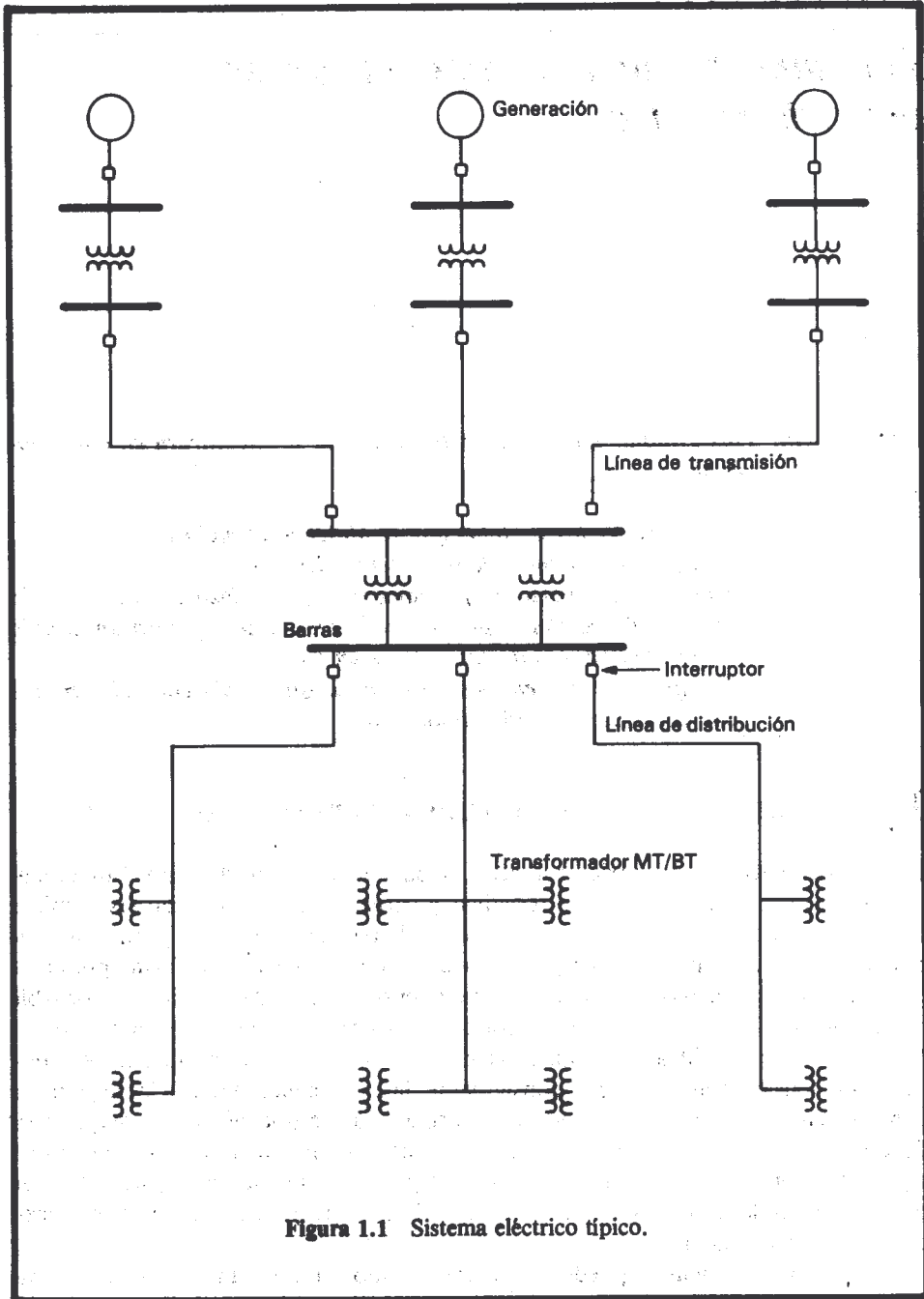


Figura 1.1 Sistema eléctrico típico.

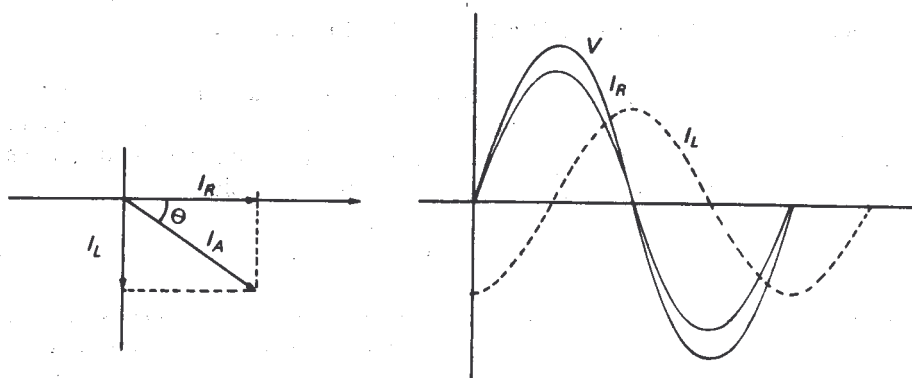


Figura 1.2 Diagrama fasorial y ondas senoidales de tensiones y corrientes de un círculo $R-L$.

parte de la carga reactiva puede considerarse prácticamente nula, en especial a las bajas frecuencias que son normales en las redes eléctricas industriales (50 o 60 Hz.); por consiguiente, las corrientes que toman son corrientes activas. Sin embargo, en las cargas representadas por líneas de transmisión y distribución, transformadores, lámparas fluorescentes, motores de inducción, equipos de soldadura eléctrica, hornos de inducción, bobinas de reactancia, etc., se puede considerar que la corriente que toman está formada por dos componentes: uno, la corriente activa y el otro, la llamada "corriente magnetizante", o corriente reactiva, que es la que debe alimentar los circuitos magnéticos de los aparatos eléctricos y está atrasada 90° respecto a la tensión; esta parte reactiva suele ser de una magnitud comparable a la parte puramente resistiva; es decir, en estos casos, además de la corriente activa necesaria para producir trabajo, calor o la función deseada, la carga también toma una parte adicional de corriente reactiva, comparable en magnitud a la corriente activa. Esta corriente reactiva, si bien es indispensable, principalmente para energizar los circuitos magnéticos de los equipos mencionados, representa una carga adicional de corriente para los circuitos de transmisión, las plantas generadoras, los transformadores de potencia, las líneas eléctricas de distribución e incluso los circuitos internos de las plantas industriales.

En el caso particular de las redes de distribución, la corriente reactiva necesaria para energizar los circuitos magnéticos de los transformadores es de carácter inductivo; es decir, está desfasada 90° en atraso respecto a la tensión. En la figura 1.1 se muestra el diagrama unifilar de un sistema eléctrico, compuesto por un sistema de generación, uno de transmisión y otro de distribución. La carga que alimentan los generadores está compuesta por una parte resistiva y otra reactiva. La parte resistiva demanda una corriente I_R (corriente activa) y la reactiva una corriente I_L (corriente inductiva). La corriente total, que es la suma de las dos, se designa con el subíndice A . (Véase Fig. 1.2.)

1.2 POTENCIA ELÉCTRICA Y FACTOR DE POTENCIA

En un circuito de corriente alterna, la tensión es una variable que es función del tiempo. La corriente también es una variable que es función del tiempo y depende del valor de la carga. En cada instante, el producto de la tensión por la corriente se llama potencia instantánea y está dada por la siguiente expresión:

$$p(t) = v(t)i(t) \quad 1.1$$

que permite conocer el valor instantáneo de la potencia que demanda la carga de un circuito de corriente alterna; sin embargo, en la práctica se trabaja con valores eficaces de tensión, corriente y potencia. A la potencia demandada por la componente resistiva de un circuito de corriente alterna se le conoce como potencia activa; a la demandada por la componente reactiva, como potencia reactiva, y a la suma vectorial de las dos, como potencia aparente. Debe tenerse presente que estas componentes no existen como entidades separadas, pero para fines de análisis es conveniente suponerlas así.

Las potencias activa, reactiva y aparente de un circuito de corriente alterna se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$P = VI_A \cos \Theta = RI^2 = V_R^2/R \text{ en watts} \quad 1.2$$

$$Q = VI_A \text{ sen } \Theta = XI^2 = X I_X^2 \text{ en vars} \quad 1.3$$

$$S = VI = ZI^2 = V^2/Z \text{ en VA} \quad 1.4$$

El factor de potencia F.P., está dado por:

$$\text{F.P.} = \cos \Theta = R/Z = P/S \quad 1.5$$

En la práctica, suele multiplicarse por cien al $\cos \Theta$, y el factor de potencia queda expresado en tanto por ciento. El factor de potencia se define como la relación de la potencia real con la potencia aparente.

En la figura 1.3 puede verse que cuanto mayor sea la corriente reactiva I_L mayor es el ángulo Θ y, por consiguiente, más bajo el factor de potencia. Un factor de potencia bajo en una instalación eléctrica implica un consumo alto de corrientes reactivas y, por lo tanto, el riesgo de incurrir en pérdidas excesivas y sobrecargas en los equipos eléctricos y en las líneas de transmisión y distribución. Desde el punto de vista económico, esto puede traducirse en la necesidad de cables de transporte de energía de mayor calibre y por consiguiente más caros, e incluso en la necesidad de invertir en nuevos equipos de generación y transformación si la potencia demandada llega a sobrepasar la capacidad de los equipos existentes. Por esto las compañías eléctricas de distribución tienen una cláusula en su estructura de tarifas, que reconoce un cargo por el factor de potencia bajo, además de los cargos usuales por la utilización y

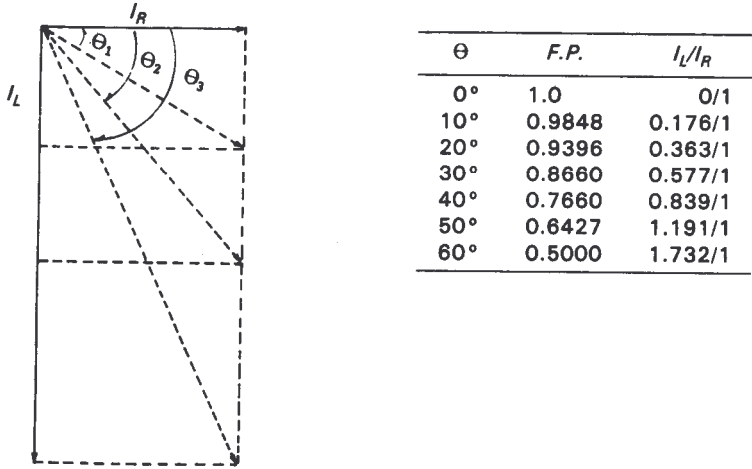


Figura 1.3 Relación de corriente reactiva y corriente activa para diferentes factores de potencia.

demanda máxima de energía. Un valor típico mínimo de factor de potencia en muchas compañías es de 0.85. La relación del factor de potencia especificado con el factor de potencia medido es un factor usado para modificar la demanda medida en kW de la carga, a fin de obtener la demanda de facturación; esto se representa con la siguiente ecuación:

$$\text{Demanda de facturación} = \frac{\text{F.P. especificado}}{\text{F.P. medido}} \times \text{demanda medida} \quad 1.6$$

Un factor de potencia medido menor que el especificado ocasiona un incremento en la demanda de facturación, y un factor de potencia medido mayor que el especificado resulta en una reducción de la demanda de facturación. Normalmente el factor de potencia que permite una reducción en la demanda de facturación es de 0.95 a 1.0. No se concede ninguna ventaja económica al usuario que tenga un factor de potencia adelantado. Los ahorros que se puedan lograr al mejorar el factor de potencia amortizan la adquisición e instalación de condensadores en uno o cinco años. Las tarifas varían de una compañía a otra en distintos países. En México, esto lo regula la Dirección General de Electricidad, de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.

Así por ejemplo, si un usuario industrial demanda mensualmente una potencia real cuyo costo es de \$300 000.00, opera con un factor de potencia igual a 70% y el mínimo factor de potencia estipulado en el contrato con la empresa suministradora es de 85%, entonces debe pagar:

$$\text{Pago} = \frac{300\,000 \times 85}{70} = \$364\,285.00$$

1.3 MÉTODOS DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

Con el propósito de realizar la compensación de la potencia reactiva en los sistemas eléctricos se emplean tres métodos, los cuales se enumeran y describen a continuación:

- a) Utilización de motores síncronos
- b) Utilización de capacitores síncronos
- c) Utilización de bancos de capacitores

Los motores síncronos son capaces de proporcionar trabajo mecánico y al mismo tiempo actuar como una carga capacitiva, en caso de operar sobre-excitados. Aunque se pueden considerar como una ayuda que mejora el factor de potencia, no constituyen una forma de compensación controlable con facilidad.

Los capacitores síncronos son motores diseñados para controlar el factor de potencia, nada más. Suelen ser de gran tamaño y capaces de proporcionar una cantidad elevada de potencia reactiva, tanto de carácter capacitivo como inductivo, según sea necesario; también mejoran la estabilidad de las líneas de transmisión en los regímenes transitorios. Sin embargo, son equipos cuyo uso implica una fuerte inversión inicial y un mantenimiento bastante costoso.

Los bancos de capacitores dan la potencia reactiva de carácter capacitivo que sea necesaria, pudiéndose instalar fijos o fijos y bancos desconectables.

El uso de los capacitores de potencia, comparado con el de otros medios de generación de potencia reactiva, implica las interesantes ventajas de un bajo costo por $kVAR$ instalado, un fácil manejo y un mantenimiento tan sencillo y barato que, en muchos casos, se vuelve prácticamente inexistente. Éste es el motivo de la aceptación universal que han tenido los capacitores de potencia en todos los sistemas de distribución o consumo de energía eléctrica, y su demanda notablemente creciente año tras año.

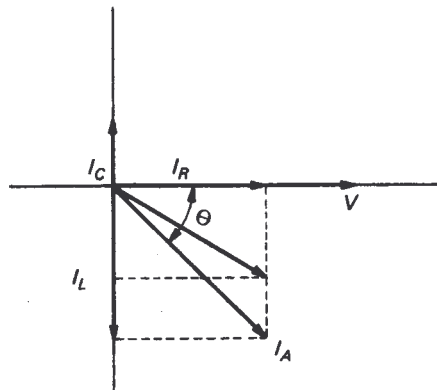


Figura 1.4 Efecto de una corriente capacitiva sobre una corriente inductiva.

Al instalar un banco de capacitores en un circuito de corriente alterna compuesto por elementos resistivos e inductivos, se tiene un circuito RLC , en el cual se ve disminuida la corriente reactiva inductiva I_L por la corriente reactiva capacitiva del banco, la cual está adelantada 90° del vector tensión. Esto origina que el valor del ángulo Θ disminuya, reduciéndose el valor de la corriente del circuito I_A y las pérdidas RI^2 en las líneas y se libera una cierta capacidad; además, al disminuir la corriente se mejora la tensión en la carga. El efecto de la corriente capacitiva sobre la inductiva se muestra gráficamente en la figura 1.4.

1.4 APLICACIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

Al instalar los bancos de capacitores en un sistema eléctrico se mejora el factor de potencia de la carga lográndose los siguientes beneficios:

1. Liberar una cierta capacidad (en kVA) del sistema.
2. Reducir las pérdidas por efecto joule, principalmente en las líneas.
3. Elevar los niveles de tensión y, por lo tanto, mejorar la regulación.

Liberación de capacidad

R.F. Cook estableció la definición de “capacidad liberada” en un circuito eléctrico cuando se instala un banco de capacitores para mejorar el factor de potencia de la siguiente manera: capacidad liberada es la cantidad de carga (en kVA) que se puede agregar con el factor de potencia original, de manera que la magnitud de la carga (en kVA) sea la misma antes y después de agregar los capacitores. Esto se aprecia en la figura 1.4. La ecuación que calcula la capacidad liberada es la siguiente:

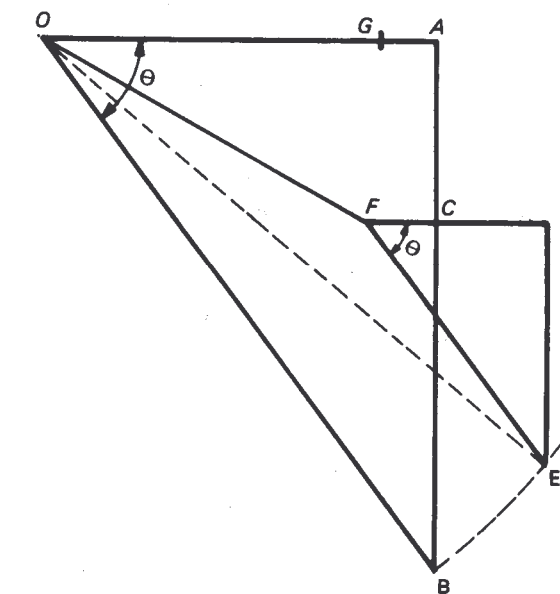
$$\Delta kVA = kVA_1 \left[-\cos \Theta_1 (\cos \Theta_1 + \sen \Theta_1 \tan \Theta_2) + \cos^2 \Theta_1 \sqrt{1 + 2 \tan \Theta_1 \tan \Theta_2 - \tan^2 \Theta_2 + \tan^2 \Theta_1 / \cos^2 \Theta_1} \right] \quad 1.7$$

Reducción de pérdidas

La reducción de las pérdidas por efecto joule en las líneas que van desde la fuentes hasta el punto donde se desea compensar la potencia reactiva, se debe a la cancelación de una parte de la componente de la corriente inductiva I_L por la corriente capacitiva I_C de los capacitores. En el circuito de la figura 1.6 se muestran estas variables.

Al compensar la potencia reactiva de una carga la reducción de las pérdidas de potencia R_{pp} en la línea, se obtiene al restar las pérdidas de potencia en la línea con capacitores, de las pérdidas de potencia en la línea sin capacitores:

$$R_{pp} = 3RI_1^2 - \underline{3RI_2^2} \quad 1.8$$



- $OA = \text{kW}$
- $AB = \text{kVAR iniciales inductivos}$
- $CB = \text{kVAR del capacitor}$
- $OB = \text{kVA iniciales}$
- $OE = \text{kVA finales}$
- $OB = OE$
- $FE = \text{Capacidad liberada}$
- $AG = \text{Reducción en los kW}$

Figura 1.5 Diagrama fasorial de potencia que ilustra el concepto de capacidad liberada.

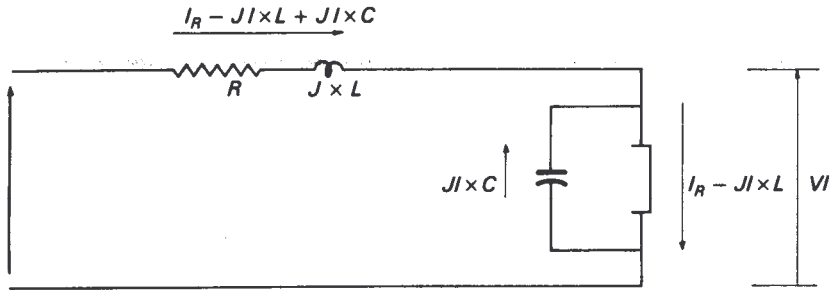


Figura 1.6 Corrientes en una línea corta con capacitores y carga $R-L$ en su extremo.

En esta expresión R es la resistencia de la línea, en ohms; I_1 es la corriente de la línea, en amperes, sin capacitores; e I_2 es la corriente de la línea, con capacitores.

Junto con la reducción de las pérdidas de potencia R_{pp} se tiene una reducción de pérdidas de energía R_{pe} que se calcula con la siguiente expresión:

$$R_{pe} = 3RI_1^2 TF_{per} - 3RI_2^2 TF_{per} \tag{1.9}$$

en donde T es el tiempo en que se evalúa la reducción de pérdida de energía y F_{per} es el factor de pérdidas.

El factor de pérdidas se define como la relación del promedio de las pérdidas de potencia, en un ciclo de carga dado, y las pérdidas de potencia durante la demanda máxima; o sea:

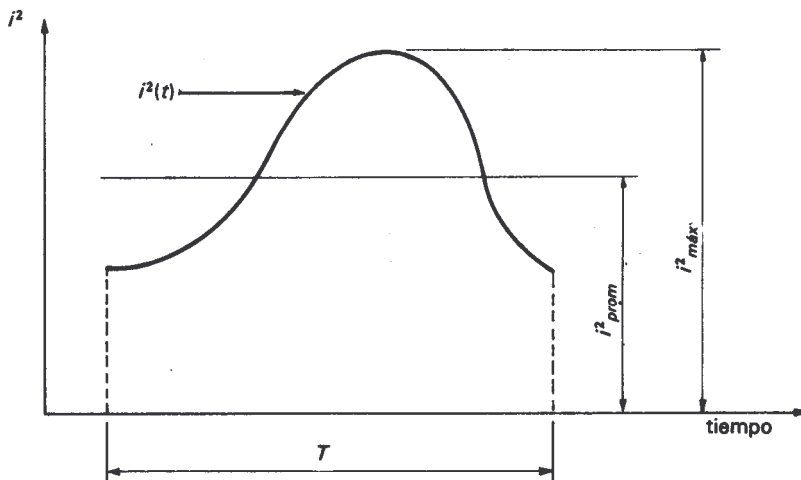


Figura 1.7 Ciclo $i^2(t)$.

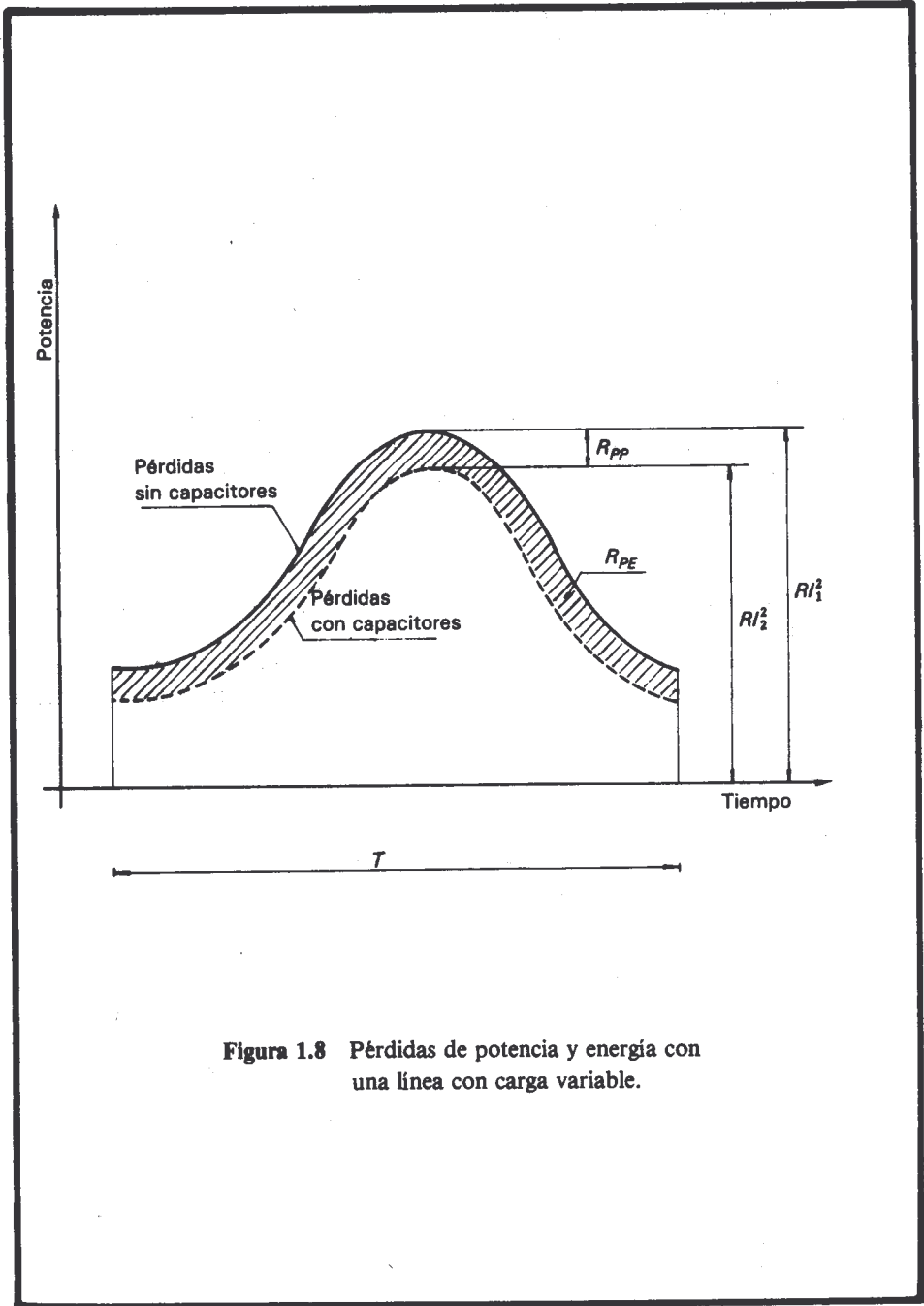


Figura 1.8 Pérdidas de potencia y energía con una línea con carga variable.

$$F_{per} = \frac{RI_{prom}^2}{RI_{máx}^2} = \frac{I_{prom}^2}{I_{máx}^2} \quad 1.10$$

Esta definición se ilustra en la figura 1.7, en la que se muestra una curva de $I^2(t)$, de una carga cualquiera, y las variables I_{prom} , $I_{máx}$ y el tiempo T en que se evalúan las pérdidas de energía.

El factor de pérdidas también se puede calcular con la ecuación de F. H. Buller y C. A. Woodrow:

$$F_{per} = 0.3FC + 0.7FC^2 \quad 1.11$$

en donde FC es el factor de carga.

En la figura 1.8 se ilustra la diferencia entre la reducción de las pérdidas de potencia y la reducción de las pérdidas de energía.

Elevación de tensión

Al instalar capacitores en una carga se eleva la tensión en las terminales de esa carga, por la cancelación de una parte de la corriente inductiva. La expresión que permite conocer esa elevación de tensión se deduce de las siguientes consideraciones.

La caída de tensión en una línea con carga concentrada se calcula con la expresión:

$$V = RI \cos \Theta + XI \sin \Theta \quad 1.12$$

en donde:

R = Resistencia de la línea, en ohms.

X = Reactancia de la línea, en ohms.

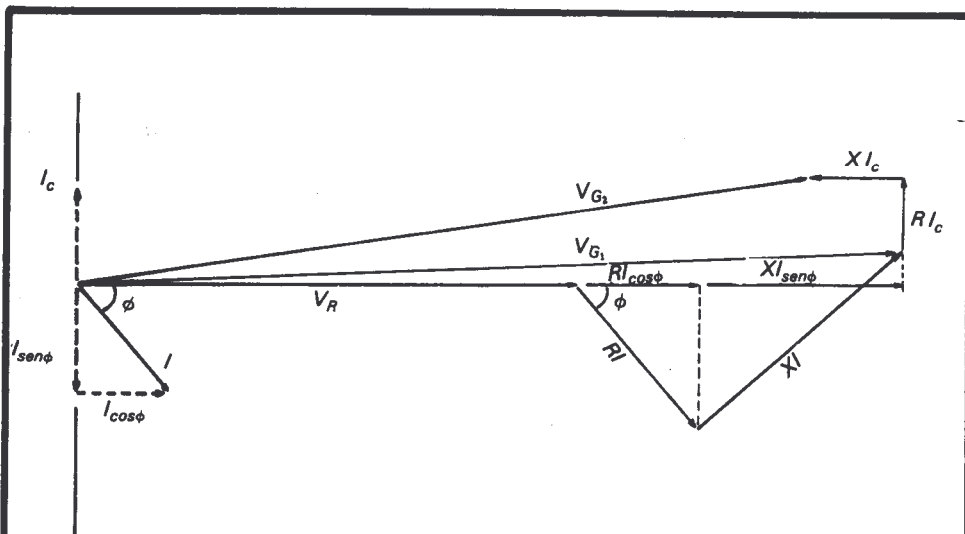
$I \cos \Theta$ = Componente activa del vector corriente (en fase con el vector tensión V), en amperes.

$I \sin \Theta$ = Componente reactiva del vector corriente (atrasada 90° del vector tensión V), en amperes.

Al conectar un banco de capacitores cuya corriente sea I_C , se puede aproximar la caída de tensión por fase "V" con la expresión:

$$V = RI \cos \Theta + XI \sin \Theta - XI_C \quad 1.13$$

el diagrama vectorial que ilustra estas relaciones se muestra en la figura 1.9, como el vector $XI \sin \Theta$ está en fase con el vector XI_C la ecuación 1.13 es una buena aproximación de la caída de tensión en la línea al conectar los capacitores. Además esta expresión muestra que la caída de tensión disminuye al compensar la potencia reactiva.



- I = Corriente en línea.
- V_R = Tensión en las terminales de la carga.
- V_{G_1} = Tensión en la fuente (sin capacitores).
- V_{G_2} = Tensión en la fuente (con capacitores).
- $RI \cos \phi$ = Caída en la resistencia de la línea por la componente activa de corriente.
- $RI \sen \phi$ = Caída en la reactancia por la componente reactiva de corriente.
- RIc = Caída en la resistencia de la línea por la corriente de los capacitores.
- XIc = Caída en la reactancia de la línea por la corriente de los capacitores.

Figura 1.9 Relaciones vectoriales de una línea corta con capacitores en la carga.

Entonces, la elevación de tensión, en las terminales de la carga, es la diferencia entre las ecuaciones 1.12 y 1.13:

$$V = XI_c$$

que expresada en por ciento de la tensión de fase a neutro, en volts:

$$\%V = \frac{XI_c}{V_n} 100 \tag{1.15}$$

cuando la tensión al neutro se da en kilovolts

$$\%V = \frac{XI_c}{10 kV_n} \tag{1.16}$$

como $kV_f = \sqrt{3kV_n}$ e $I_c = kVAR/\sqrt{3} kV_f$ la ecuación 1.16 queda:

$$\%V = \frac{X kVAR}{10 (kV_f)^2} \tag{1.17}$$

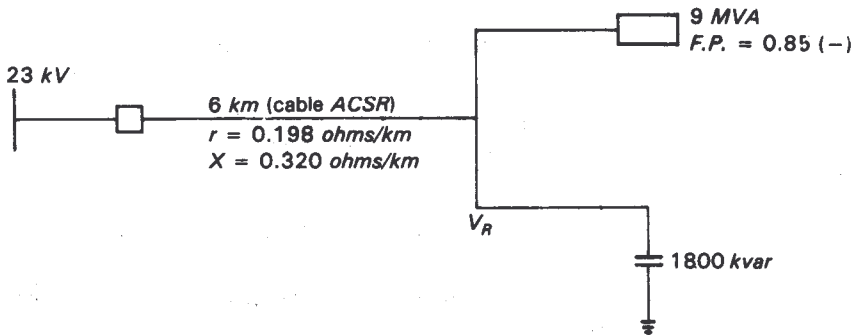
en donde $kVAR$ es la potencia del banco de capacitores, kV_f la tensión entre fases en kilovolts y X la reactancia de la línea en ohms.

1.5 EJEMPLOS

Ejemplo 1.1

El alimentador de 23 kV de la siguiente figura tiene una carga de 9 MVA con un factor de potencia de 0.85 (-) y un factor de carga igual a uno. A fin de mejorar el factor de potencia de la carga, se decide instalar un banco de capacitores de 1800 kVAR. Determinése

- La tensión V_R en la carga antes de instalar el banco de capacitores
- Las pérdidas en la línea sin los capacitores



14 *Compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos*

- c) El nuevo factor de potencia al aplicar los capacitores
- d) La liberación de capacidad
- e) El valor de la potencia aparente al aplicar los capacitores
- f) La elevación de tensión al aplicar los capacitores
- g) Las pérdidas en la línea con los capacitores
- h) La reducción de las pérdidas al mejorar el factor de potencia
- i) La reducción de las pérdidas de energía al mejorar el factor de potencia

Solución:

- a) Para determinar la tensión V_R en el extremo de la carga, se aplica la ecuación:

$$V_r = \left\{ \left[(ZS_R \cos\alpha - \frac{Vg^2}{2})^2 - (ZS_R)^2 \right]^{1/2} - (ZS_R \cos\alpha - \frac{Vg^2}{2}) \right\}^{1/2}$$

de los datos del problema se tiene

$$Z = (0.198 + j 0.32)6 = 2.25 \angle 58.25^\circ \text{ ohms}$$

$$\alpha = \Theta - \theta = 58.25^\circ - 31.78^\circ = 26.46^\circ$$

$$ZS_R \cos\alpha = 2.25 \times 10^{-3} \times 3000 \cos 26.46^\circ = 6.04 \text{ kV}^2$$

$$ZS_R = 2.25 \times 10^{-3} \times 3000 = 6.75 \text{ kV}^2$$

$$\frac{Vg^2}{2} = \frac{13.279^2}{2} = 88.16 \text{ kV}^2$$

Substituyendo valores en la ecuación anterior

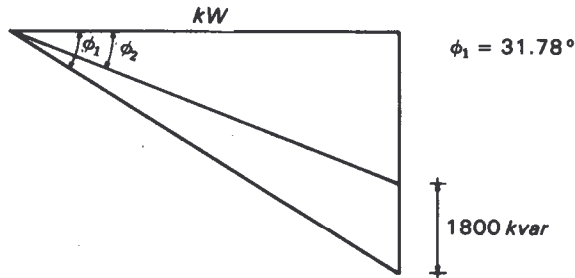
$$\begin{aligned} V_R &= \left\{ \left[(6.04 - 88.16)^2 - 6.75^2 \right]^{1/2} - (6.04 - 88.16) \right\}^{1/2} \\ &= 12.80 \text{ kV/neutro} \\ &= 22.17 \text{ kV/fases} \end{aligned}$$

- b) Las pérdidas en la línea sin capacitores P_{cc} . Primero se obtiene la corriente de línea:

$$I = \frac{9000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 22.17} = 234.4 \text{ A}$$

$$\begin{aligned} P &= 3RI^2 \\ &= 3 \times 6 \times 0.198 \times 234.4^2 = 195.67 \text{ kW} \end{aligned}$$

- c) El nuevo factor de potencia de la carga. Al conectar los capacitores el triángulo de potencia de la carga cambia de la siguiente manera:



en donde

$$kW = 9000 \cos 31.78^\circ = 7650 \text{ kV}$$

$$kVAR_1 = 9000 \sin 31.78^\circ = 4740 \text{ kVAR}$$

$$kVAR_2 = 4740 - 1800 = 2940 \text{ kVAR}$$

$$\Theta_2 = \text{ang tan } \frac{2940}{7650} = 21.02^\circ$$

$$\text{F.P.} = \cos 21.02^\circ = 0.933$$

- d) La capacidad liberada. Empleando la ecuación 1.7 en la que se determina la capacidad liberada en kVA en función de Θ_1 y Θ_2 :

$$\Delta kVA = kVA_1 \left\{ -\cos \Theta_1 (\cos \Theta_1 + \sin \Theta_1 \tan \Theta_2) + \cos^2 \Theta_1 \left(1 + 2 \tan \Theta_1 \tan \Theta_2 - \tan^2 \Theta_2 + \frac{\tan^2 \Theta_1}{\cos^2 \Theta_1} \right) \right\}$$

Substituyendo valores se tiene:

$$\Delta kVA = 817.2$$

- e) El nuevo valor de la potencia aparente. Del triángulo de potencia del inciso C:

$$kVA_2 = \frac{7650}{\cos 21.02^\circ} = 8195.8 \text{ kVA}$$

Un resultado aproximado se puede obtener de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} kVA_2 &= kVA_1 - \Delta kVA \\ &= 9000 - 817.2 = 8182.8 \text{ kVA} \end{aligned}$$

- f) La elevación de tensión con capacitores. Empleando la ecuación del inciso a de este problema

16 *Compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos*

$$\alpha = \Theta - \theta = 58.25^\circ - 21.02^\circ = 37.23^\circ$$

$$S_r = \frac{8195.8}{3} = 2732 \text{ kVA}$$

$$ZS_R = 2.25 \times 10^{-3} \times 2732 = 6.147 \text{ kV}^2$$

$$ZS_r \cos \alpha = 2.25 \times 10^{-3} \times 2732 \times \cos 37.23^\circ = 4.89 \text{ kV}^2$$

$$\frac{V_g^2}{2} = \frac{13.279^2}{2} = 88.16 \text{ kV}^2$$

Substituyendo valores

$$\begin{aligned} V_r &= 12.89 \text{ kV neutro} \\ &= 22.33 \text{ kV fases} \end{aligned}$$

La elevación de tensión en por ciento:

$$\Delta V = \frac{22.33 - 22.17}{22.33} 100 = 0.716\%$$

Empleando la ecuación aproximada 1.17 se tiene:

$$\Delta V = \frac{\text{kVAR } X_L}{\text{kV}_f^2} = \frac{1800 \times 1.92}{10 \times 22.17^2} = 0.703$$

resultados muy similares.

g) Las pérdidas en la línea con capacitores P_{cc} .

$$I = \frac{8195}{\sqrt{3} \times 22.33} = 211.9 \text{ A}$$

$$P_{cc} = 3 RI^2 = 3 \times 6 \times 0.198 \times 211.9^2 = 160 \text{ kW}$$

h) La reducción de las pérdidas de potencia. Aplicando la ecuación 1.8:

$$R_{pp} = 195.67 - 160 = 35.67 \text{ kW}$$

i) La reducción de las pérdidas de energía. Empleando la ecuación 1.9 en la que el factor de pérdidas es igual a uno y el tiempo T es igual a 8760 horas:

$$R_{pe} = 35.67 \times 8760 = 312 \text{ 469 kWh.}$$

En el cuadro 1.1 se muestra la capacidad liberada, la tensión en la carga y la reducción de pérdidas para diferentes bancos de capacitores.

Cuadro 1.1 Capacidad liberada, elevación de tensión y reducción de pérdidas en función de la capacidad del banco de capacitores.

<i>Capacidad del Banco kVAR</i>	<i>Capacidad liberada kVA</i>	<i>Tensión en la carga V_R (kV)</i>	<i>Reducción de pérdidas kW</i>
400	204.28	22.212	9.38
800	395.70	22.247	17.96
1200	574.15	22.283	25.80
1600	739.50	22.318	32.92
2000	891.55	22.354	39.36
2400	1030.03	22.390	45.13
2800	1154.60	22.425	50.27
3200	1264.84	22.461	54.78
3600	1360.24	22.497	58.67
4000	1440.19	22.533	61.95
4400	1503.95	22.569	64.61
4800	1550.62	22.605	66.65
5200	1579.14	22.640	68.03
5600	1588.20	22.674	68.73
6000	1576.20	22.709	68.70

1.6 AHORROS MONETARIOS

El mejoramiento obtenido en la operación de un sistema de distribución, al compensar la potencia reactiva, se puede cuantificar para conocer el valor óptimo de la capacidad del banco que se desea instalar. Dado que al instalar los bancos de capacitores se reducen las pérdidas de energía por el efecto joule y se libera una cierta capacidad, se puede asignar un valor al costo del kWh y del kW liberado, de manera que las unidades eléctricas se conviertan en unidades monetarias; asimismo, como el costo de los capacitores representa un desembolso, éste se debe considerar con signo negativo respecto a los ahorros por los otros conceptos. Así entonces, la ecuación que determina los ahorros es:

$$S = K_e R_{PE} + K_p R_{pp} - K_c kvar \quad 1.24$$

en donde:

- S = ahorro en unidades monetarias
 R_{PE} = reducción de pérdidas de energía, por efecto Joule, en kWh año
 R_{PP} = Reducción de pérdidas de potencia, en kW
 $kvar$ = magnitud de la potencia reactiva capacitiva instalada, en $kVAR$
 K_e = constante que convierte la reducción de pérdidas de energía por el efecto joule en unidades monetarias
 K_p = constante que convierte la reducción de pérdidas de potencia en kW en unidades monetarias. De hecho, es el costo de cada kW de capacidad instalada
 K_c = constante que convierte la capacidad de los bancos de capacitores en unidades monetarias. Es el costo de los capacitores.

Dado que la inversión para adquirir los capacitores se hace en un momento dado y los ahorros obtenidos se repiten durante todos los años de que se compone la vida útil de los capacitores, se debe utilizar una técnica de comparación de ingeniería económica que permita convertir la inversión inicial en una serie de pagos anuales, de manera que éstos se puedan comparar con los ahorros obtenidos cada año. La ecuación que permite realizar este cambio del valor del dinero en el tiempo está dada por:

$$R = P \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad 1.25$$

en donde:

- P = cantidad de dinero necesaria para hacer una inversión al inicio del periodo de estudio
 R = desembolso anual de una serie de pagos iguales en n años; en donde la serie de pagos es equivalente a P a una tasa de interés i
 n = número de periodos en que se divide el tiempo total de estudio (normalmente está dado en años)
 i = tasa de interés

Asimismo, al factor $i(1+i)^n/[(1+i)^n - 1]$ se le conoce como "factor de recuperación del capital".

Ejemplo 1.2

En el alimentador de 23 kV del ejemplo 1.1 se desea conocer el ahorro anual, cuantificando y sin cuantificar la capacidad liberada que se obtiene al instalar un banco de capacitores de 400, 800, 1200, 1600, 2000, 2400, . . . 10 000 $kVAR$ en el extremo de la carga; considérese que el costo del kWh es de \$5.00, el costo del kW liberado es de \$20,000.00, el costo del $kVAR$ es de \$700.00, la tasa de interés es del 50% y el estudio se hace a 15 años. Utilícese la técnica del costo anual en la comparación.

Para el caso de 1800 $kVAR$.

- a) Al cuantificar la reducción de las pérdidas de energía y de potencia, el ahorro anual de acuerdo a la ecuación 1.18 es:

$$S = K_p R_{pp} + K_e R_{PE} - K_c kvar R$$

el ahorro anual debido a la reducción de pérdidas de potencia

$$K_p R_{pp} = 20\,000 \times 35.67 = \$713\,400.00$$

el ahorro anual debido a la reducción de pérdidas de energía:

$$K_e R_{PE} = 5 \times 312\,469.0 = \$1\,562,345.00$$

la inversión inicial (II) del banco de capacitores:

$$II = 1800 \times 700 = \$1\,260.00.00$$

el costo anual de la inversión inicial para adquirir el banco de capacitores:

$$\begin{aligned} K_c kvar &= = 1\,260\,000 \left[\frac{0.5(1.5)^{15}}{1.5^{15} - 1} \right] \\ &= \$631\,442.00 \end{aligned}$$

el ahorro anual total, de acuerdo a la ecuación 1.18

$$\begin{aligned} S &= 1\,562,345 + 713\,400 - 631\,442 \\ &= \$1\,644,303.00 \end{aligned}$$

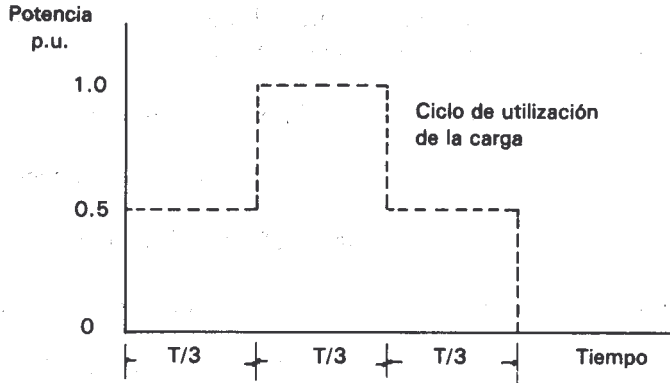
- b) Sin cuantificar la reducción de pérdidas de potencia

$$\begin{aligned} S &= K_e R_{PE} - K_c kvar \\ &= 1\,562,345 - 631\,442 = \$930\,903 \end{aligned}$$

Ejemplo 1.3

El circuito del ejemplo 1.1 alimenta una carga de 9 MVA de demanda máxima, con un ciclo de utilización variable, tal como se muestra en la figura. Para mejorar el factor de potencia de la carga se le instala un banco de capacitores del 1 800 kvar. Determine:

- Las pérdidas de potencia en la línea, sin capacitores, durante la demanda máxima.
- Las pérdidas de potencia en línea, con capacitores, durante la demanda máxima.
- La reducción de pérdidas de potencia durante la demanda máxima.



- d) El factor de pérdidas de la carga.
- e) Las pérdidas de energía en la línea, sin capacitores.
- f) Las pérdidas de energía en la línea, con capacitores.
- g) La reducción de las pérdidas de energía.

Solución:

- a) Las pérdidas de potencia en la línea, sin capacitores, durante la demanda máxima. Del ejemplo 1.1 inciso b se sabe que las pérdidas de potencia son:

$$P_{m\acute{a}x} = 3RI^2 = 195.67 \text{ kW}$$

- b) Las pérdidas de potencia en la línea, con capacitores, durante la demanda máxima. Del ejemplo 1.1 inciso g se sabe que las pérdidas de potencia son:

$$P_{m\acute{a}x} = 3RI^2 = 160 \text{ kW}$$

- c) La reducción de pérdidas de potencia durante la demanda máxima. Del ejemplo 1.1 inciso h:

$$R_{pp} = 195.67 - 160 = 35.67 \text{ kW}$$

- d) El factor de pérdidas de la carga. De la figura que muestra el ciclo de carga y de la ecuación 1.10

$$F_{per} = \frac{I_{prom}^2}{I_{m\acute{a}x}^2} = \frac{0.5^2 + 1.0^2 + 0.5^2}{3 \times 1.0^2} = 0.5$$

- e) Las pérdidas de energía en la línea, sin capacitores. Se obtienen de la ecuación 1.9:

$$\begin{aligned} 3RI_1^2 TF_{per} &= 195.67 \times 0.5 \times 8760 \\ &= 857,034 \text{ kWh} \end{aligned}$$

f) Las pérdidas de energía en la línea, con capacitores

$$\begin{aligned} 3RI_2^2 TF_{per} &= 160 \times 0.5 \times 8760 \\ &= 700,800 \text{ kWh} \end{aligned}$$

g) La reducción de las pérdidas de energía:

$$R_{PE} = 857034 - 700800 = 156234 \text{ kWh}$$

Ejemplo 1.4

Para el alimentador del ejemplo anterior, se desea conocer el ahorro anual neto que se obtiene al instalar un banco de capacitores de 1 800 *kvar* al considerar: a) que la reducción de pérdidas de potencia tiene un costo, y b) que la reducción de pérdidas de potencia no tiene costo alguno.

Considere que un *kWh* cuesta \$5.00, un *kW* cuesta \$20 000.00, el costo del *kVAR* es de \$700.00, la tasa de interés es del 50% y el estudio se hace a 15 años.

Solución:

a) Al considerar que la reducción de pérdidas de potencia tiene un costo, los ahorros están dados por la ecuación 1.18:

$$\begin{aligned} S &= K_p R_{pp} + K_e R_{PE} - K_c \text{ kvar} \\ K_p R_{pp} &= 20\,000 \times 35.67 = \$713\,400.00 \\ K_e R_{PE} &= 5 \times 156\,234 = \$781\,170.00 \end{aligned}$$

La inversión inicial del banco de capacitores:

$$1800 \text{ kvar} \times 700 = \$1\,260\,000.00$$

el costo anual de esta inversión en 15 años a una tasa de interés del 50%

$$\begin{aligned} K_c \text{ kvar} &= 1\,260\,000 \left[\frac{0.5(1.5)^{15}}{1.5^{15} - 1} \right] \\ &= \$631\,442.00 \end{aligned}$$

$$S = 781\,170 + 713\,400 - 631\,442 = \$863\,128.00$$

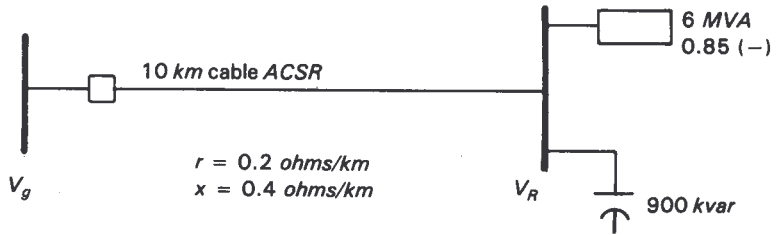
- b) Al considerar que la reducción de pérdidas de potencia no tiene costo alguno, los ahorros anuales están dados por:

$$\begin{aligned} S &= K_e R_{PE} - K_c \text{ kvar} \\ &= 781\ 170 - 631\ 442 \\ &= \$149\ 728 \end{aligned}$$

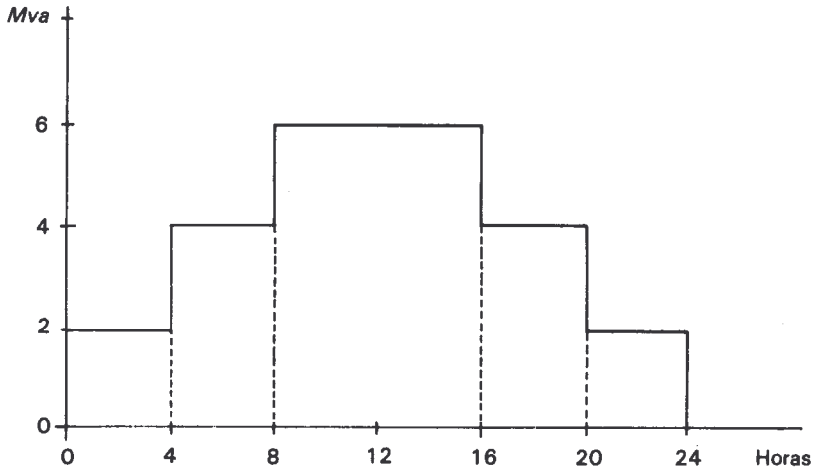
1.7 CUESTIONARIO

1. Explique cuáles son las ventajas que se tienen en una red eléctrica cuando se instala un banco de capacitores paralelo en la línea.
2. De acuerdo con R.F. Cook, ¿qué es capacidad liberada en un circuito eléctrico cuando se instala un banco de capacitores? Dibuje un diagrama fasorial.
3. Al conectar un banco de capacitores en una línea de distribución, sin carga, ¿qué efecto se aprecia en la regulación de tensión? Y ¿si la línea tiene carga?
4. La instalación de un banco de capacitores en una línea de distribución crea la reducción de pérdidas de potencia y la reducción de pérdidas de energía. ¿Cuál es el significado de estas reducciones?
5. La selección de la capacidad óptima de un banco de capacitores en una línea de distribución, se debe realizar de tal manera que se tenga: ¿una reducción máxima de pérdidas de potencia? ¿Una reducción máxima de pérdidas de energía? ¿Un ahorro máximo en unidades monetarias?
6. ¿Cuál es el efecto del costo del banco de capacitores en la selección de la capacidad óptima de un banco de capacitores?
7. En el alimentador de 13.2 kV que se muestra en la siguiente figura se tiene una carga de 6 MVA, con un factor de potencia de 0.85 (–) y un ciclo de carga como el mostrado. Para mejorar el factor de potencia en la carga se decide instalar un banco de 900 kvar, determínese:
 - i) La tensión V_R en las barras de carga, antes de instalar el banco de capacitores
 - ii) El ciclo de carga de la corriente y su factor de pérdidas
 - iii) Las pérdidas de potencia y de energía en la línea sin los capacitores
 - iv) El nuevo factor de potencia de la carga al aplicar los capacitores
 - v) La liberación de capacidad
 - vi) El valor de la potencia aparente al aplicar los capacitores
 - vii) La elevación de tensión al aplicar los capacitores
 - viii) El nuevo ciclo de carga de la corriente y su factor de pérdidas
 - ix) Las pérdidas de potencia y de energía en la línea con los capacitores
 - x) La reducción de pérdidas de potencia y de energía al mejorar el factor de potencia

El diagrama unifilar del alimentador es:



Y el ciclo de carga



CAPÍTULO 2

Compensación de líneas con carga uniformemente distribuida (Método de Neagle y Samson)

OBJETIVOS: *Tras estudiar este capítulo el estudiante se encontrará en posición de:*

- *Conocer los fundamentos matemáticos en que se basa la selección de la capacidad de uno, dos o tres bancos de capacitores, así como su localización para lograr la máxima reducción posible de pérdidas de potencia de un alimentador con carga uniformemente distribuida y calibre constante.*

2.1 GENERALIDADES

Este método permite conocer, en los alimentadores con carga uniformemente distribuida y conductor de calibre constante, la localización óptima para lograr la reducción máxima de pérdidas de potencia.

La deducción de las ecuaciones principales se basa en considerar un perfil lineal de corriente reactiva, la que se tiene durante la demanda máxima, como el que se muestra en la figura 2.1. El enfoque principal en que se basa este método, consiste en determinar las pérdidas de potencia del alimentador cuando no tiene medio alguno de compensación de potencia reactiva, y después cuantificar las pérdidas de potencia correspondientes cuando se instala en el circuito uno, dos o varios bancos de capacitores fijos, y así determinar la máxima reducción de pérdidas de potencia.

Este método no considera: la reducción de pérdidas de energía, los alimentadores con conductores de calibre variable, los bancos de capacitores desconectables, ni los ciclos de carga variable. A pesar de estas restricciones el método es interesante, ya que sentó las bases generales del análisis de la compensación de potencia reactiva en circuitos de distribución.

Con base en los resultados obtenidos, la metodología descrita permite dibujar familias de curvas que muestran la reducción de pérdidas de potencia, para diferentes bancos de capacitores localizados en distintos puntos del alimentador. A fin de

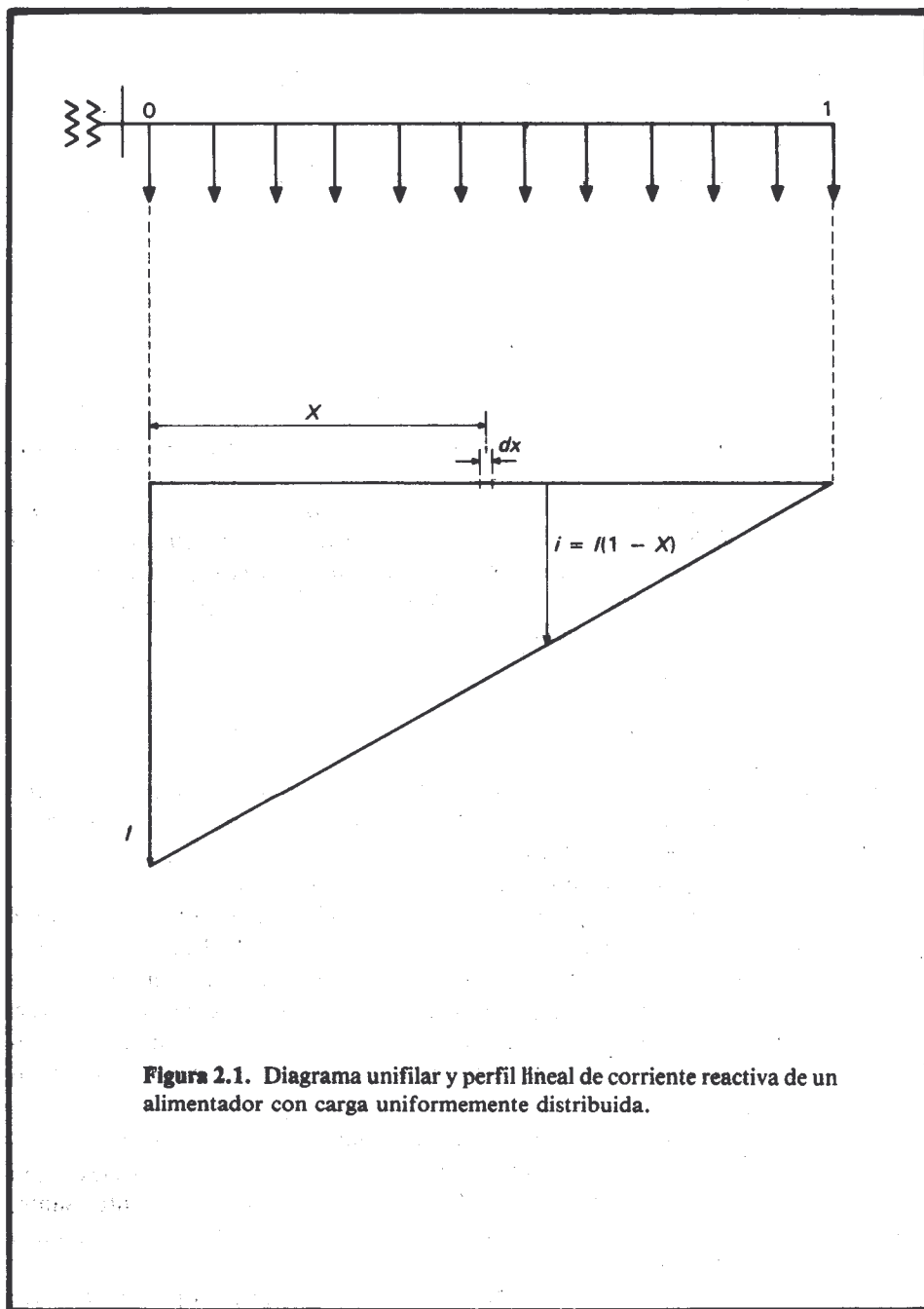


Figura 2.1. Diagrama unifilar y perfil lineal de corriente reactiva de un alimentador con carga uniformemente distribuida.

emplear estas gráficas se debe conocer la capacidad y localización del banco de capacitores que se desea instalar.

El método permite dibujar una familia de curvas que muestran cuánto se reducen las pérdidas al instalar bancos de capacitores en distintos puntos de un alimentador con carga uniformemente distribuida. Para emplear estas gráficas se deben conocer la capacidad y localización del banco de capacitores.

En la figura 2.1 se muestra un alimentador con una carga uniformemente distribuida y su perfil de corriente reactiva en función de la longitud del alimentador. Las pérdidas en el alimentador antes de agregar el banco de capacitores se obtienen así:

$$P = 3 \int_0^1 L^2 R dx \quad 2.1$$

de la figura 2.1 se sabe que el perfil lineal de la corriente reactiva es

$$L = I(1 - X) \quad 2.2$$

en donde I es la corriente reactiva a la salida de la subestación. Sustituyendo el valor de i (ecuación 2.2) en la expresión 2.1.

$$P = 3 \int_0^1 I(1 - x)^2 R dx = 3 RI^2 \int_0^1 (1 - 2x - x^2) dx \quad 2.3$$

al integrar y sustituir límites:

$$P = RI^2 \quad 2.4$$

En donde:

P = pérdidas en el alimentador

i = corriente reactiva en cualquier punto del alimentador

I = corriente reactiva total

R = resistencia total del circuito

x = distancia entre un punto cualquiera del alimentador y la fuente

2.2 ALIMENTADOR CON UN BANCO DE CAPACITORES

Al agregar un banco de capacitores a un alimentador con carga uniformemente distribuida, se presenta una modificación en el perfil de corriente reactiva del circuito; esto se muestra en la figura 2.2. Con objeto de establecer la reducción de las pérdidas que se tienen al agregar un banco de capacitores, se encuentran primero las pérdidas con el banco instalado en la red de distribución; entonces, de acuerdo con la figura 2.2, se tiene que las pérdidas debidas a la instalación del banco se ven afectadas de la siguiente manera:

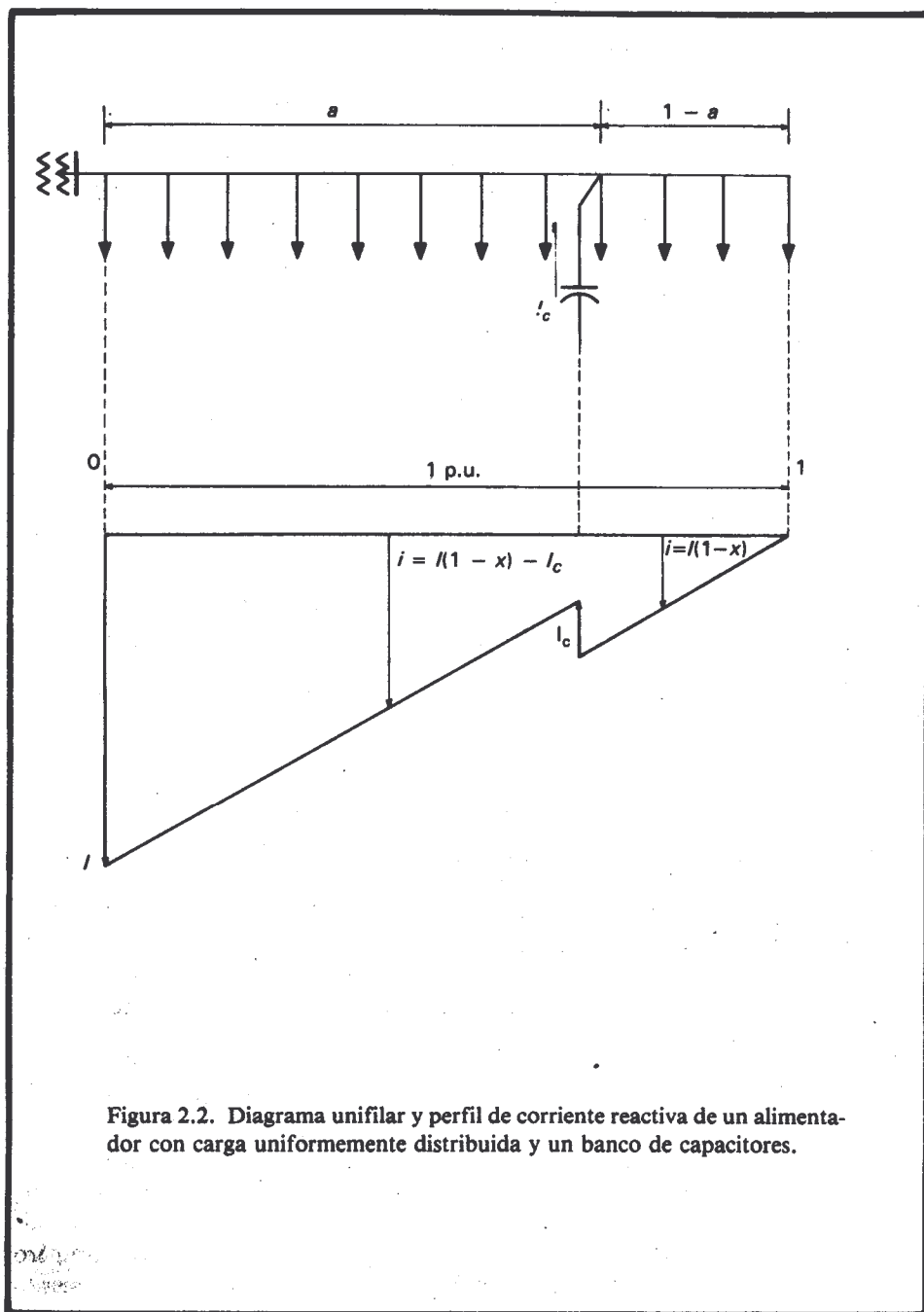


Figura 2.2. Diagrama unifilar y perfil de corriente reactiva de un alimentador con carga uniformemente distribuida y un banco de capacitores.

$$P_{c_c} = 3 \int_0^a [I(1-x) - I_c]^2 R dx + 3 \int_a^1 [I(1-x)]^2 R dx \quad 2.5$$

En donde:

P_{c_c} = representa el valor de las pérdidas de potencia con capacitores

Al trabajar la primera integral se obtienen las pérdidas de la fuente al lugar donde se localiza el banco de capacitores

$$3 \int_0^a [I(1-x) - I_c]^2 R dx = (I^2 a - I^2 a^2 - 2II_c a + 1/3 I^2 a^2 + II_c a^2 + I_c^2 a) 3R \quad 2.6$$

La segunda integral de la ecuación (2.5) es igual a:

$$\begin{aligned} 3 \int_a^1 [I(1-x)]^2 R dx &= 3 \int_a^1 I^2 (1 + 2x + x^2) R dx \\ &= 3R [I^2/3 - aI^2 + a^2 I^2 - 1/3 (a^3 I^2)] \end{aligned} \quad 2.7$$

Se suma el resultado de las dos integrales: ecuaciones 2.6 y 2.7

$$P_{c_c} = (I^2/3 - 2II_c a + II_c a^2 + I_c^2 a) 3R \quad (2.8)$$

La reducción de las pérdidas se obtiene de restarle a la ecuación 2.4 la ecuación 2.8, o sea:

$$\begin{aligned} R_n &= P - P_{c_c} \\ &= RI^2 - R I^2 - 3R(-2aII_c + a^2II_c + aI_c^2) \\ &= 3R(2aII_c - a^2II_c - aI_c^2) \\ &= 3R[aII_c(2-a) - aI_c^2] \end{aligned} \quad 2.8a$$

El por ciento de reducción de pérdidas es igual a:

$$\%R_n = \frac{P - P_{c_c}}{P} 100 = \left(1 - \frac{P_{c_c}}{P}\right) 100$$

en por unidad

$$R_n = 1 - \frac{P_{c_c}}{P} \quad 2.9$$

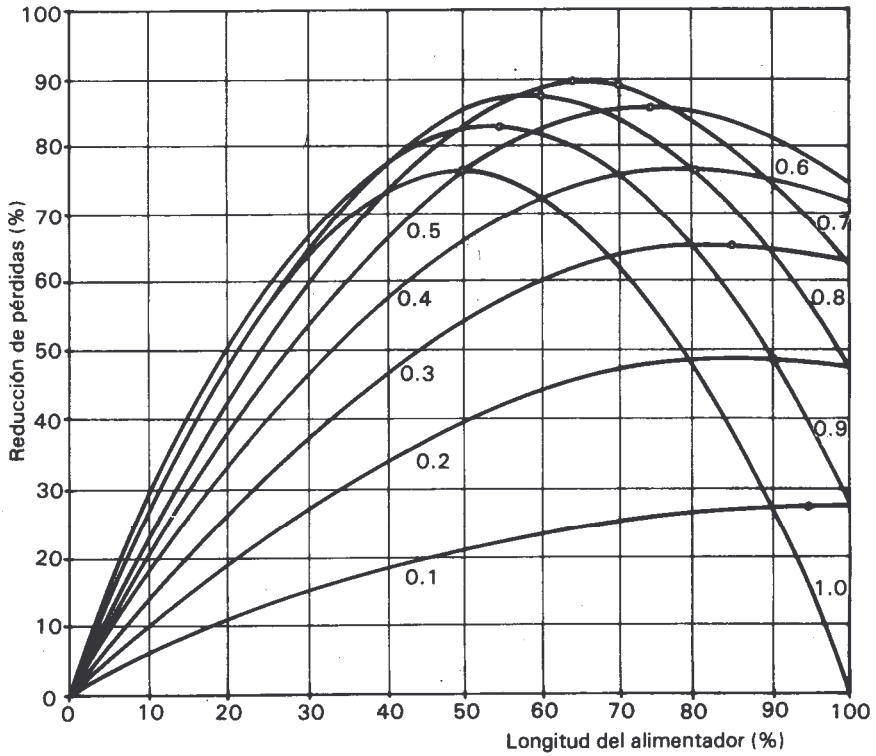


Figura 2.3. Reducción de pérdidas en un alimentador con carga uniformemente distribuida, para 10 bancos de capacitores diferentes.

al substituir el valor de P_{c_c} y P en la ecuación anterior:

$$R_n = 1 - \frac{3R (I^2/3 + 2aII_c + a^2I_c - aI^2)}{RI^2}$$

$$= 3a \left(\frac{2I_c}{I} - \frac{I_c^2}{I^2} - \frac{aI_c}{I} \right) p.u. \quad 2.10$$

Al graficar esta ecuación se obtiene una familia de curvas en la que cada una representa una relación diferente de I_c/I y sirve para determinar el punto óptimo de localización del banco de capacitores (Véase Figura 2.3). A fin de saber a qué distancia las pérdidas son mínimas, además de emplear el método gráfico también se puede utilizar el método analítico en el que se deriva la ecuación 2.10 respecto a a y se iguala a cero, para obtener un máximo, así:

$$\frac{d R_n}{da} = \frac{d}{da} \left[3a \left(\frac{2I_c}{I} - \frac{aI_c}{I} - \frac{I_c^2}{I^2} \right) \right] = 0$$

$$= \frac{6I_c}{I} - \frac{6aI_c}{I} - \frac{3I_c^2}{I^2} = 0$$

despejando al valor de a

$$a = 1 - \frac{I_c}{2I} \quad 2.11$$

2.3 ALIMENTADOR CON DOS BANCOS DE CAPACITORES

No sólo se puede instalar un banco de capacitores, sino dos o más. En este caso se analiza el comportamiento de un alimentador con carga uniformemente distribuida con dos bancos de capacitores, de igual capacidad, como se muestra en la figura 2.4.

Las pérdidas de potencia para esta condición están dadas por la siguiente expresión:

$$P_{c_c} = 3 \int_0^a R \left[I(1-X) - 2I_c \right]^2 dx + 3 \int_a^b R \left[I(1-X) - I_c \right]^2 dx +$$

$$3 \int_b^1 R \left[I(1-X) \right]^2 dx \quad 2.12$$

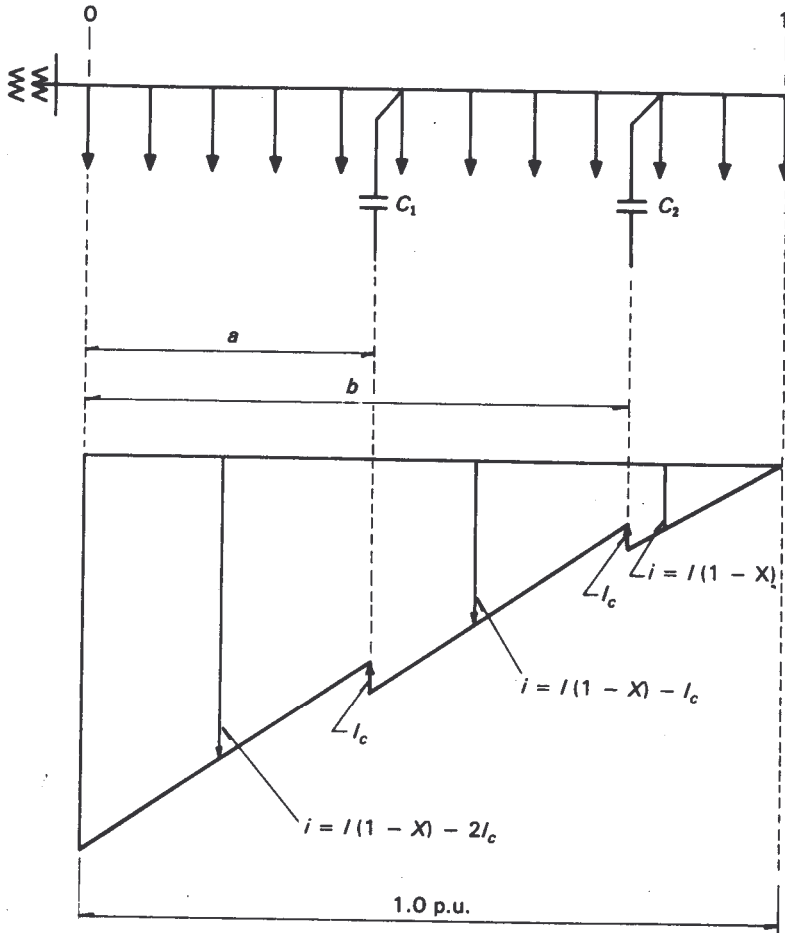


Figura 2.4. Diagrama unifilar y perfil de la corriente reactiva de un alimentador con carga uniformemente distribuida y dos bancos de capacitores.

al resolver la primera integral se obtiene:

$$3 \int_0^a R \left[I(1 - X) - 2I_c \right]^2 dx =$$

$$3R \int_0^a \left(I^2 - 2I^2 X + I^2 X^2 - 4I I_c + 4I_c IX + 4I_c^2 \right) dx =$$

$$3R [I^2 a - I^2 a^2 - 4I I_c a + 2I_c I a^2 + 4I_c^2 a + (I^2 a^3)/3] \quad 2.13$$

La segunda integral es igual a:

$$3 \int_a^b R \left[I(1 - X) - I_c \right]^2 dx =$$

$$3R \int_a^b \left(I^2 - 2I^2 X + I^2 X^2 - 2I I_c + 2I I_c X + I_c^2 \right) dx =$$

$$3R [I^2 b - I^2 b^2 - (I^2 b^3)/3 - 2I I_c b + I I_c b^2 + I_c^2 b - I^2 a + I^2 a^2 -$$

$$(I^2 a^3)/3 + 2I I_c a - I I_c a^2 - I_c^2 a] \quad 2.14$$

La tercera integral es igual a:

$$= 3 \int_b^1 R \left[I(1 - X) \right]^2 dx =$$

$$3R \int_b^1 \left(I^2 - 2I^2 X + I^2 X^2 \right) dx =$$

$$3R \left[I^2/3 - I^2 b + I^2 b^2 - (I^2 b^3)/3 \right] \quad 2.15$$

Se suman las ecuaciones: 2.13, 2.14, 2.15 y se obtiene la expresión:

$$P_{c_c} = 3R [I I_c a^2 - 2I I_c a + 3I_c^2 a - 2I I_c b + I I_c b^2 + I_c^2 b + I^2/3] \quad 2.16$$

La reducción de pérdidas, por unidad, se encuentra en igual forma que en el caso de un banco de capacitores, o sea, aplicando la ecuación 2.9:

$$R_n = 1 - \frac{P_{c_c}}{P} =$$

$$1 - \frac{3R (a^2 I I_c - 2a I I_c + 3a I_c^2 - 2b I I_c + b^2 I I_c + b I_c^2 + I^2/3)}{R I^2} =$$

$$\frac{3I_c}{I} \left(2a - a^2 - 3a \frac{I_c}{I} + 2b - b^2 - b \frac{I_c}{I} \right) \quad 2.17$$

Como en el caso anterior, la localización de los bancos de capacitores que dan la máxima reducción de pérdidas se encuentra igualando a cero la primera derivada de la ecuación 2.17, respecto a cada una de las localizaciones de los bancos; así:

$$\frac{dR_n}{da} = \frac{d}{da} \left[\frac{3I_c}{I} (2a - a^2 - 3a \frac{I_c}{I} + 2b - b^2 - b \frac{I_c}{I}) \right] = 0$$

$$\therefore a = 1 - \frac{3I_c}{2I} \quad 2.18$$

$$\frac{dR_n}{db} = \frac{d}{db} \left[\frac{3I_c}{I} (2a - a^2 - 3a \frac{3aI_c}{I} + 2b - b^2 - b \frac{I_c}{I}) \right]$$

$$\therefore b = 1 - \frac{I_c}{2I} \quad 2.19$$

2.4 ALIMENTADOR CON TRES BANCOS DE CAPACITORES

Con el procedimiento delineado para los dos casos anteriores se puede determinar la expresión general de reducción de pérdidas en un alimentador con tres bancos de capacitores, así como la localización óptima de cada uno.

$$R_n \frac{3I_c}{I} \left[a \left(2 - a - \frac{5I_c}{I} \right) + b \left(2 - b - \frac{3I_c}{I} \right) + c \left(2 - c - \frac{I_c}{I} \right) \right] \quad 2.20$$

Como en el caso anterior, la localización de los bancos de capacitores que dan la máxima reducción de pérdidas se encuentra igualando a cero la primera derivada de la ecuación 2.20 con respecto a cada una de las variables a , b y c que son las localizaciones de los bancos. Así:

$$a = 1 - \frac{5I_c}{2I} \quad 2.21$$

$$b = 1 - \frac{3I_c}{2I} \quad 2.22$$

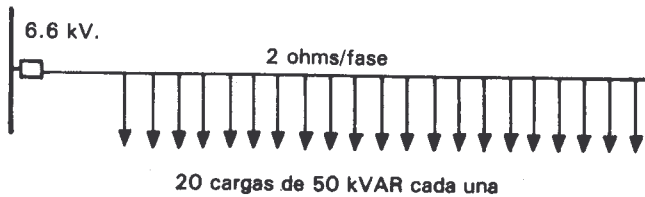
$$c = 1 - \frac{I_c}{2I} \quad 2.23$$

2.5 EJEMPLOS

Ejemplo 2.1

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar de un alimentador trifásico de 6.6 kV, con carga reactiva uniformemente distribuida (20 cargas de 50 kvar cada una) y una resistencia total R igual a 2 ohms/fase. Determinése:

1. Las pérdidas de potencia en el alimentador, sin capacitores, por la corriente reactiva
2. Las pérdidas de potencia con un banco de capacitores trifásico de 500 kvar, y la reducción en las mismas cuando se instala este banco a una distancia: $a = 0.1, 0.2, 0.3, \dots, 1.0$ p.u. Repetir para un banco de 600 y 700 kvar
3. El punto en el cual las pérdidas son mínimas para cada uno de estos bancos



Solución:

1. Las pérdidas de potencia en el alimentador, sin capacitores, se calculan con la ecuación 2.4:

$$P = RI^2$$

la corriente reactiva total del alimentador:

$$I = \frac{1000 \text{ kvar}}{\sqrt{3} \times 6.6 \text{ kV}} = j87.48 \text{ amperes}$$

$$P = RI^2 = 2(87.48)^2 = 15.3 \text{ kW}$$

2. Las pérdidas con el banco de capacitores de 500 kvar se calculan con la ecuación 2.8:

$$P_c = 3R\left(\frac{I^2}{3} - 2aI I_c + a^2 I I_c + a I_c^2\right)$$

el valor de la corriente del banco de capacitores:

$$I_c = \frac{500 \text{ kvar}}{\sqrt{3} \times 6.6 \text{ kV}} = j43.74 \text{ amperes}$$

para $a = 0.1$

$$P_{cc} = 3 \times 2 \left(\frac{87.48^2}{3} - 2 \times 0.1 \times 87.48 \times 43.74 + \right. \\ \left. 0.1^2 \times 87.48 \times 43.74 + 0.1 \times 43.74^2 \right) \frac{1}{1000} = 12.09 \text{ kW}$$

La reducción de pérdidas en por unidad se calcula con la ecuación 2.9:

$$R_n = 1 - P_{cc}/P \\ = 1 - 12.09/15.3 \\ = 0.209 \text{ p.u.}$$

la reducción en kW es:

$$R_n = 15.3 \times 0.209 = 3.2 \text{ kW}$$

el mismo resultado se obtiene restando las pérdidas con capacitores de las pérdidas sin capacitores:

$$R_n = 15.3 - 12.09 = 3.2 \text{ kW}$$

en el siguiente cuadro se tabulan los demas resultados.

500 KVAR

a (p.u.)	P (kW)	P_{cc} (kW)	Reducción de pérdidas (kW)	Reducción de pérdidas (p.u.)
0	15.3	0.00	0	0
0.1	15.3	12.09	3.21	0.21
0.2	15.3	9.33	5.97	0.39
0.3	15.3	7.04	8.26	0.54
0.4	15.3	5.20	10.10	0.66
0.5	15.3	3.82	11.48	0.75
0.6	15.3	2.90	12.40	0.81
→ 0.7	15.3	2.44	12.86	0.84
0.8	15.3	2.44	12.86	0.84
0.9	15.3	2.90	12.40	0.81
1.0	15.3	3.82	11.48	0.75

3. El punto donde se tienen las pérdidas mínimas: de acuerdo a la ecuación 2.11:

$$a = 1 - \frac{I_c}{2I} = 1 - \frac{43.74}{2 \times 87.48} = 0.75 \text{ p.u.}$$

Al desarrollar un procedimiento similar al mostrado, se obtienen los resultados del siguiente cuadro para un banco de 600 kvar.

<i>a</i> (p.u.)	<i>P</i> (kW)	<i>P_{cc}</i> (kW)	Reducción de pérdidas (kW)	Reducción de pérdidas (p.u.)
0	15.3	0	0	0
0.1	15.3	11.72	3.58	0.23
0.2	15.3	8.69	6.61	0.43
0.3	15.3	6.21	9.09	0.59
0.4	15.3	4.28	11.02	0.72
0.5	15.3	2.91	12.39	0.81
0.6	15.3	2.08	13.22	0.86
→ 0.7	15.3	1.80	13.50	0.88
0.8	15.3	2.08	13.22	0.86
0.9	15.3	2.90	12.40	0.81
1.0	15.3	4.28	11.02	0.72

El punto donde se tienen las pérdidas mínimas de acuerdo a la ecuación 2.11 es:

$$a = 1 - \frac{I_c}{2I} = 1 - \frac{52.5}{2 \times 87.48} = 0.7 \text{ p.u.}$$

Para un banco de 700 kvar se tienen los resultados de la siguiente tabla:

<i>a</i> (p.u.)	<i>P</i> (kW)	<i>P_{cc}</i> (kW)	Reducción de pérdidas (kW)	Reducción de pérdidas (p.u.)
0	15.3	0	0	0
0.1	15.3	11.45	3.85	0.25
0.2	15.3	8.23	7.07	0.46
0.3	15.3	5.66	9.64	0.63
0.4	15.3	3.73	11.57	0.75
0.5	15.3	2.44	12.86	0.84
→ 0.6	15.3	1.80	13.50	0.88
→ 0.7	15.3	1.80	13.50	0.88
0.8	15.3	2.44	12.86	0.84
0.9	15.3	3.73	11.57	0.75
1.0	15.3	5.66	9.64	0.63

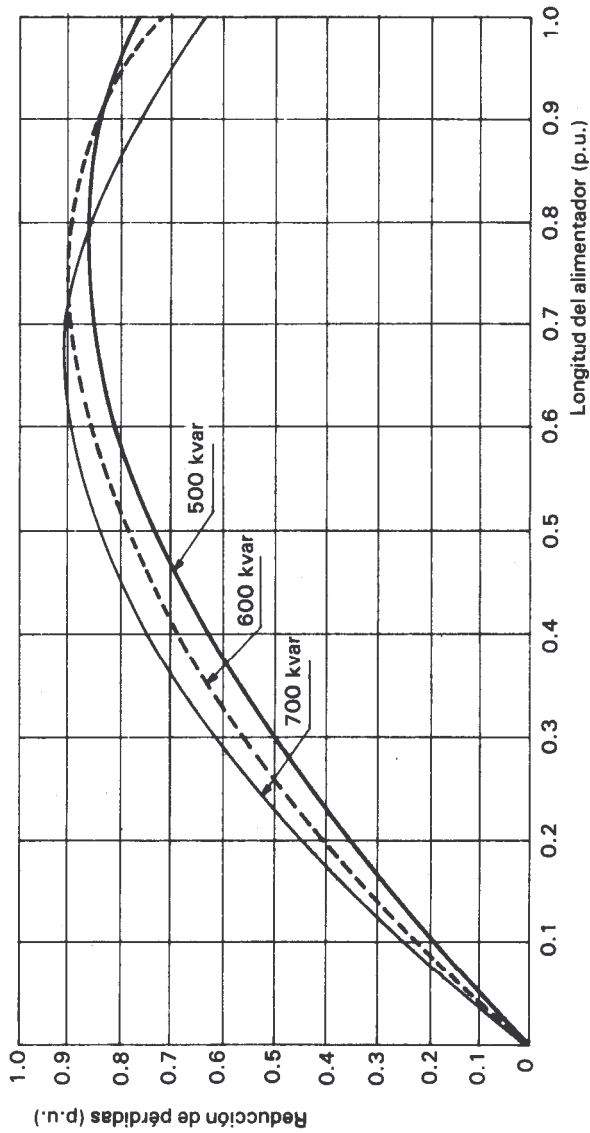


Figura 2.5. Reducción de pérdidas de potencia en el alimentador por bancos de 500, 600 y 700 kvar.

El punto donde se tienen las pérdidas mínimas es:

$$a = 1 - \frac{61.23}{2 \times 87.48} = 0.65 \text{ p.u.}$$

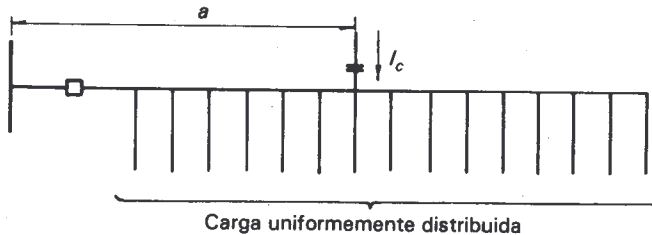
2.6 PROBLEMAS

Problema 2.1

Por el método de Neagle y Samson se deriva una expresión que permite calcular las pérdidas de potencia en un alimentador sin capacitores con carga reactiva uniformemente distribuida ($P = RI^2/3$) y otra para el mismo caso, con un banco de capacitores de capacidad I_c localizado a una distancia a , en donde $0 \leq a \leq 1$, $P_c = 3R(I^2/3 - 2I I_c a + I I_c a^2 + I_c^2 a)$.

Mediante el mismo procedimiento determínese una expresión que permita calcular las pérdidas de energía en un tiempo T , para una carga reactiva uniformemente distribuida, con un ciclo de carga variable en el que el factor de pérdidas es igual a FP para el caso:

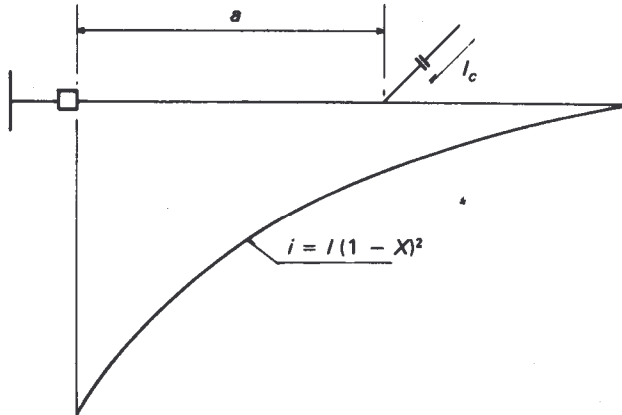
- a) Sin capacitores; y
- b) Con un banco de capacitores de capacidad I_c instalado a una distancia a de la subestación.



Problema 2.2

En la siguiente figura se muestra un alimentador con carga reactiva decreciente; determínese:

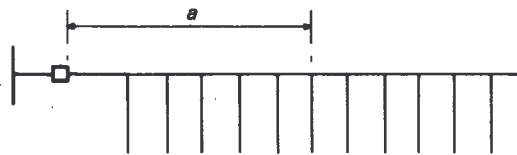
- a) Las expresiones que permiten calcular las pérdidas de potencia y energía por la carga reactiva.
- b) Las expresiones que permiten calcular las pérdidas de potencia y energía cuando se instala un banco de capacitores de capacidad I_c a una distancia a de la subestación; y
- c) La reducción de pérdidas de potencia y energía cuando se instala un banco I_c a una distancia a de la subestación.



Problema 2.3

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar de un alimentador de 6.6 kV con carga reactiva uniformemente distribuida (20 cargas de 80 kvar cada una). Determínese:

- Las pérdidas de potencia sin instalar capacitores en la línea.
- Las pérdidas de potencia con un banco de capacitores de 600 kvar instalado a distintas distancias $a = 0.1, 0.2, 0.3, \dots, 1.0$ en p.u.
- El punto en que se tienen las mínimas pérdidas de potencia.



("a" Varía de 0.1 a 1.0 en p.u.)

Problema 2.4

En el alimentador del problema No. 2.3 se decide instalar 2 bancos de capacitores de 300 kvar cada uno; determínese:

- Las distancias en que se obtienen las pérdidas mínimas.
- La reducción de pérdidas en p.u. y en kW.

Compárense los resultados obtenidos en el problema 2.3.

Problema 2.5

En el alimentador del problema No. 2.3 se desea instalar 3 bancos de capacitores de 200 *kvar* cada uno; determínese:

- a) Los puntos en que se tienen las pérdidas mínimas.
 - b) La reducción de pérdidas en p.u y en *kW*.
- Compárense los resultados con los obtenidos en el problema 2.3.

CAPÍTULO 3

Compensación de líneas con carga concentrada y uniformemente distribuida (Método de Chang)

OBJETIVO: *Tras estudiar este capítulo el estudiante se encontrará en posición de:*

- *Comprender las bases matemáticas para la selección de la capacidad de un banco de capacitores, fijo o desconectable, así como su localización a fin de que permita reducir al máximo las pérdidas de potencia y de energía de un alimentador con carga uniformemente distribuida y concentrada.*

3.1 GENERALIDADES

En este método se determina la localización óptima de los bancos de capacitores fijos y desconectables, con la consideración de que las cargas se presentan combinadas: uniformemente distribuidas y concentradas a lo largo del alimentador.

Esta simplificación se puede considerar como un análisis más adelantado que el método de Neagle y Samson, ya que en el método de Chang se analiza el problema bajo la base de que la uniformidad de la carga se pierde en cierto punto del alimentador.

En el diagrama unifilar de la figura 3.1 se muestra un alimentador con una combinación de una carga uniformemente distribuida y una carga concentrada, en la que I_1 es la magnitud de la corriente reactiva máxima a la salida de la subestación e I_2 es la corriente reactiva máxima de la carga concentrada, antes de que se agregue el banco de capacitores fijo I_c .

De acuerdo con la figura 3.1, las pérdidas de potencia L sin capacitores se conocen con ayuda de la siguiente expresión:

$$L = 3 \int_0^1 (I_1 - I_0 x)^2 R dx \quad 3.1$$

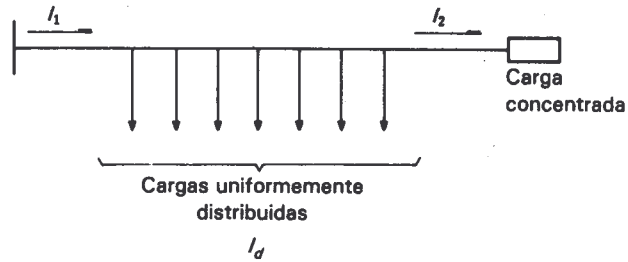


Figura 3.1. Alimentador primario con carga concentrada y carga uniformemente distribuida.

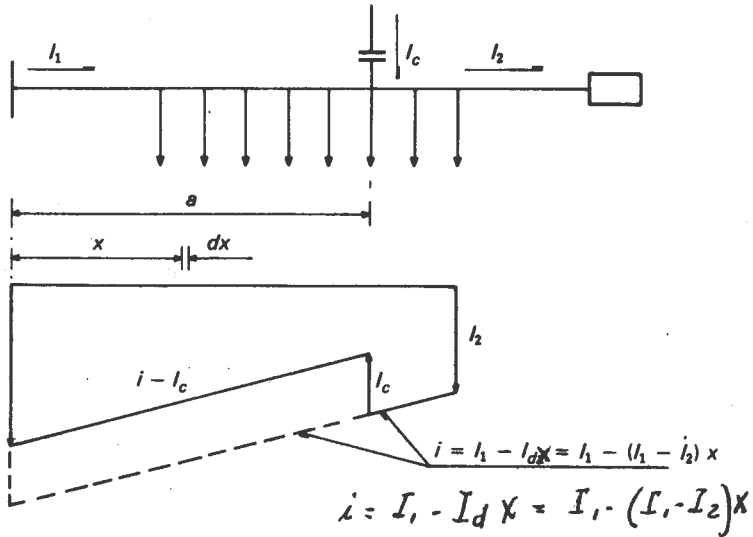


Figura 3.2 Reducción de pérdidas RI^2 debido a un banco de capacitores.

en donde:

$$I_d = I_1 - I_2 \text{ (corriente de la carga uniformemente distribuida en amperes)}$$

R = resistencia de la línea en ohms.

se desarrolla el cuadrado del binomio y se integra:

$$L = 3R \left[(I_1^2 x - I_1 I_d x^2 + \frac{I_d^2 x^3}{3}) \right]_0^1 \quad 3.2$$

se sustituyen los limites:

$$L = 3R \left(I_1^2 - I_1 I_d + \frac{I_d^2}{3} \right) \quad 3.3$$

3.2 ALIMENTADOR CON UN BANCO DE CAPACITORES

Al instalar un banco de capacitores de capacidad I_c a una distancia a de la subestación de potencia, como se muestra en la figura 3.2, las pérdidas L_c se encuentran sumando las pérdidas de la fuente al banco de capacitores, y del banco de capacitores al extremo del alimentador, o sea

$$L_c = 3 \int_0^a (I_1 - I_d x - I_c)^2 R dx + 3 \int_a^1 (I_1 - I_d x)^2 R dx \quad 3.4$$

$$= 3R \left[I_1^2 - I_1 I_d + \frac{I_d^2}{3} + a^2 I_d I_c - 2a I_1 I_c + a I_c^2 \right] \quad 3.5$$

La reducción de pérdidas ΔL que se obtiene al instalar un banco de capacitores I_c , se establece restando la ecuación 3.5 de la 3.3, así:

$$\Delta L = L - L_c = 3R (2a I_1 I_c - a^2 I_d I_c - a I_c^2) \quad 3.6$$

se hace $I_d = I_1 - I_2$

$$\Delta L = 3a \left[(2 - a) I_1 I_c + a I_2 I_c - I_c^2 \right] R \quad 3.7$$

La ecuación 3.7 está expresada en watts; por lo tanto, para convertir la reducción de pérdidas a KW se divide entre 1000.

$$\Delta L = 3a \left[(2 - a) I_1 I_c + a I_2 I_c - I_c^2 \right] R / 1000 \quad 3.8$$

La correspondiente reducción de pérdidas de energía ΔE la da:

$$\Delta E = 3a \left[(2 - a) I_1 F C I_c + a I_2 F C I_c - I_c^2 \right] \frac{RT}{1000} \quad 3.9$$

en donde FC es el factor de carga y ΔE está en kWh

Los ahorros totales S se obtienen al sumar la reducción de pérdidas totales de potencia ΔL y la reducción de pérdidas de energía ΔE afectadas por K_1 y K_2 , para convertir los ahorros en kW y kWh en unidades monetarias.

$$S = K_1 \Delta L + K_2 \Delta E \quad 3.10$$

$$S = 3a \left[(2 - a) I_1 I_c + a I_2 I_c - I_c^2 \right] \frac{RK_1}{1000} +$$

$$3a \left[(2 - a) I_1 F C I_c + a I_2 F C I_c - I_c^2 \right] \frac{RK_2 T}{1000} + \quad 3.11$$

se agrupan los términos y se sacan los factores comunes:

$$S = 3a \left[[(2 - a) I_1 I_c + a I_2 I_c] (K_1 + K_2 F C T) - I_c^2 (K_1 + K_2 T) \right] \frac{R}{1000} \quad 3.12$$

La distancia a en la que se obtienen los ahorros máximos se determina al obtener la primera derivada de la función S con respecto a a e igualándola a cero.

$$\frac{dS}{da} = 3 \left[[(2 - 2a) I_1 I_c + 2a I_2 I_c] (K_1 + K_2 F C T) - I_c^2 (K_1 + K_2 T) \right] = 0 \quad 3.13$$

se despeja a y se hace $K = (K_1 + K_2 T) / (K_1 + K_2 F C T)$

$$a = \frac{I_1 - \frac{K I_c}{2}}{I_1 - I_2} \quad 3.14$$

3.3 BANCOS DE CAPACITORES DESCONECTABLES

En forma similar, la reducción de pérdidas de energía, $\Delta E'$, y la reducción de pérdidas de potencia, $\Delta L'$, cuando se instala un banco de capacitores de capacidad, I_c' , a una distancia, b , durante un tiempo, T' , es:

$$\Delta L = 3b \left[(2 - b) I_1' I_c' + b I_2' I_c' - (I_c')^2 \right] \frac{R}{1000} \quad 3.15$$

$$\Delta E = 3b \left[(2 - b) I_1' F C' I_c' + b I_2' F C' I_c' - (I_c')^2 \right] \frac{RT}{1000} \quad 3.16$$

en donde:

- I_1' = corriente reactiva pico al inicio del alimentador antes de que se instale el banco de capacitores desconectable (en amperes)
- I_2' = corriente reactiva pico al final del alimentador antes de que se instale el banco de capacitores desconectable (en amperes)
- I_c' = corriente del banco desconectable (en amperes)
- FC' = factor de carga reactiva durante el tiempo que el banco desconectable se conecta al alimentador

Por un razonamiento similar que para el caso del banco fijo, la distancia b en la que se obtienen los ahorros máximos es:

$$b = \frac{I_1' - \frac{I_c' K'}{2}}{I_1' - I_2'} \quad 3.17$$

3.4 CASOS ESPECIALES

Con base en las expresiones determinadas para el caso definido por Chang (carga concentrada y cargas uniformemente distribuidas), se pueden estudiar casos especiales bien conocidos.

3.4.1 Carga concentrada

Las pérdidas en las fases por la corriente reactiva, I_1 , antes de agregar el banco de capacitores, figura 3.3, están dadas por:

$$L = 3RI_1^2 \quad 3.18$$

en donde R = resistencia de la línea (ohms).

Al agregar un banco de capacitores en el mismo lugar en que se tiene instalada la carga inductiva, resulta que:

$$L_c = 3R(I_1 - I_c)^2 = 3R(I_1^2 - 2I_1I_c + I_c^2) \quad 3.19$$

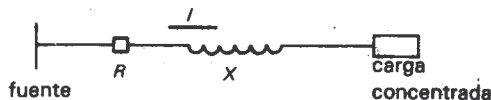


Figura 3.3. Alimentador primario con carga concentrada.

La reducción de pérdidas es:

$$\Delta L = L - L_c = 3R (2I_1 I_c - I_c^2) \quad 3.20$$

Esta misma expresión se pudo obtener con:

$I_d = 0$ y $a = 1$ en la expresión No. 3.6.

3.4.2 Carga uniformemente distribuida

En el caso de un alimentador con carga uniformemente distribuida, figura 3.4, las pérdidas L en el alimentador antes de agregar un banco de capacitores son:

$$L = 3 \int_0^1 \left[I_1 (1 - x) \right]^2 R dx \quad 3.21$$

Las pérdidas al agregar un banco de capacitores I_c a una distancia a son:

$$L_c = \int_0^a \left[I_1 (1 - X) - I_c \right]^2 R dx + \int_a^1 \left[I_1 (1 - x) \right]^2 R dx = 3R \left(\frac{I_c^2}{3} - 2I_1 I_c a + I_1 I_c a^2 + I_c^2 a \right) \quad 3.22$$

La reducción de pérdidas es:

$$\Delta L = L - L_c = 3R (2I_1 I_c a - I_1 I_c a^2 - I_c^2 a) = 3R \left[aI_1 I_c (2 - a) - I_c^2 a \right] \quad 3.23$$

esta expresión es igual a la ecuación 2.82, ya determinada.

El mismo resultado de la expresión anterior se pudo obtener al hacer $I_2 = 0$ (carga concentrada nula) en la ecuación 3.7.

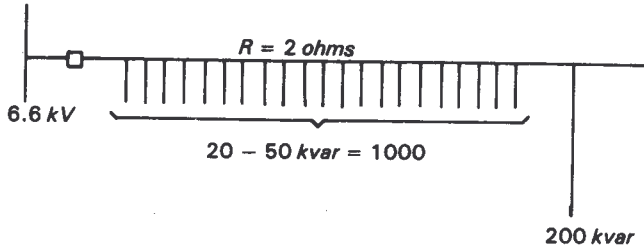
3.5 EJEMPLOS

Ejemplo 3.1

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar de un alimentador de 6.6 kV con carga uniformemente distribuida, 20 cargas de 50 kvar cada una y una carga concentrada de 200 kvar. Determinese:

- Los puntos en que se tienen los máximos ahorros cuando se instalan bancos de capacitores de 400, 600, 800, 1000 y 1 200 kvar en el alimentador.
- Los ahorros máximos (S) en cada caso.

Considérese $K_1 = 20\ 000$ \$/kW, $K_2 = 5.00$ \$/kWh F.C. = 0.45 y $T = 8\ 760$ horas.



Solución:

El valor de la constante K:

$$K = \frac{K_1 + K_2 T}{K_1 + K_2 FCT} = \frac{20\,000 + 5 \times 8\,760}{20\,000 + 5 \times 0.45 \times 8\,760} = 1.607$$

el valor de la corriente a la salida de la subestación:

$$I_1 = \frac{1200}{\sqrt{3} \times 6.6} = 105 \text{ amperes} \quad I_1 = \frac{1200}{\sqrt{3} \times 6.6}$$

el valor de la corriente por la carga concentrada:

$$I_2 = \frac{200}{\sqrt{3} \times 6.6} = 17.5 \text{ amperes} \quad I_2 = \frac{200}{\sqrt{3} \times 6.6}$$

la magnitud de la corriente por el banco de capacitores de 400 kvar

$$I_c = \frac{400}{\sqrt{3} \times 6.6} = 35 \text{ amperes} \quad I_c = \frac{400}{\sqrt{3} \times 6.6}$$

Se emplea la ecuación 3.14, que permite calcular el lugar de instalación donde se tienen los máximos ahorros:

$$a = \frac{I_1 - \frac{KI_c}{2}}{I_1 - I_2} = \frac{105 - \frac{1.607 \times 35}{2}}{105 - 17.5} = 0.879$$

los máximos ahorros se determinan con la ecuación 3.12

$$S = 3a \left[[(2 - a) I_1 I_c + a I_2 I_c] (K_1 + K_2 FCT) - I_c^2 (K_1 + K_2 T) \right] \frac{R}{1000} \\ = \$563\,351.10$$

En el siguiente cuadro se presenta un resumen de las localizaciones óptimas y ahorros, logrados para las capacidades de 400, 600, 800, 1000 y 1 200 *kvar* de bancos de capacitores.

Banco <i>kVAR</i>	I_c (amperes)	a P.U.	Ahorro pesos
400	35.0	0.879	563 351.1
600	52.5	0.718	564 253.2
800	70.0	0.557	453 313.6
1000	87.5	0.397	287 037.6
1200	105.0	0.236	121 930.7

Ejemplo 3.2

En el alimentador del ejemplo 3.1 se desea instalar un banco de capacitores desconectable de 400 *kvar* durante un tiempo $T' = 2920$ horas y con un $FC' = 0.4$. Calcúlese el lugar en que se debe instalar para obtener los mayores ahorros, así como éstos. Además, determínese la combinación óptima de bancos: fijo y desconectable. $K1' = K1$ y $K2' = K2$

Solución:

El valor de la constante K' se obtiene de:

$$K' = \frac{K_1' + K_2' T'}{K_1' + K_2' FC' T'} = \frac{20\,000 + 5(2920)}{20\,000 + 5(0.4)(2920)} = 1.339$$

La corriente a la salida de la subestación:

$$I_1' = I_1 = 105 \text{ Amp.}$$

La corriente por la carga concentrada:

$$I_2' = I_2 = 17.5 \text{ Amp.}$$

La corriente del banco de capacitores:

$$I_c' = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6.6} = 34.99 \text{ Amp.}$$

La constante b se calcula con la ecuación 3.17

$$b = \frac{I_1' \frac{K' I_c'}{2}}{I_1' - I_2'} = \frac{105 - \frac{1.339(34.9)}{2}}{105 - 17.5} = 0.932 \text{ P.U.}$$

Los ahorros monetarios.

$$S' = 3b \left[[(2 - b) I_1' I_c' + b I_2' I_c'] (K_1' + K_2' FC' T') - (I_c')^2 (K_1' + K_2' T') \right] \frac{R}{1000}$$

$$S' = 3 (0.932) \left[[(1.068) 105(34.9) + 0.932 (17.5) (34.9)](25\ 840) - (34.9)^2 (34\ 600) \right] \frac{2}{1000} = 412\ 561.2 \text{ pesos.}$$

Para determinar la combinación óptima, primero se calculan la localización y los ahorros para las distintas capacidades.

En el siguiente cuadro se dan los resultados.

Capacidad del banco desconectable kvar	I_c' (amperes)	b P.U.	Ahorro pesos
300	26.24	0.999	355 420.3
350	30.617	0.966	387 373.6
400	34.99	0.932	412 556.5
600	52.486	0.798	453 880.0
800	69.981	0.665	419 253.2
1000	87.47	0.531	334 233.4

La combinación óptima es un banco fijo de 600 kvar, con un banco desconectable de 600 kVAR.

3.6 PROBLEMAS

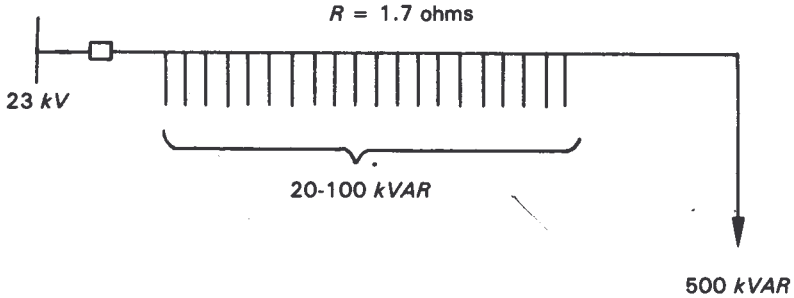
Problema 3.1

A continuación se muestra un alimentador de 23 kV con carga uniformemente distribuida, 20 cargas de 100 kvar cada una y una carga concentrada de 500 kvar. Determinar: Los puntos en donde se tienen los máximos ahorros cuando se instalan bancos de capacitores de: 400, 600, 800, 1000, 1 200 kvar en el alimentador y los ahorros máximos en cada caso. Considérese a $K_1 = 20,000$ pesos/kW, $K_2 = 5$ pesos/KWh, $FC = 0.7$, y $T = 8\ 760$ horas = 1 año. La resistencia total del alimentador es 1.7 ohms.

Problema 3.2

El comportamiento de la carga en el alimentador del problema anterior hace recomendable instalarle un banco de capacitores desconectable, además del fijo. Identifíquese

52 *Compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos*

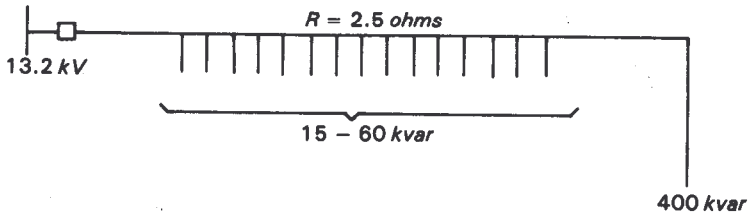


la combinación óptima de bancos: fijo y desconectable. $T' = 1,460$ horas/año, $FC' = 0.5$, $K_1' = 20,000$ pesos/kW, $K_2' = 5$ pesos/kWh, $I_1' = I_1$ e $I_2' = I_2$.

Problema 3.3

El alimentador que se muestra en la figura tiene una carga uniformemente distribuida formada por 15 cargas de 60 kvar y una concentrada de 400 kvar. Determinése el lugar en donde se debe instalar cada uno de los bancos de capacitores siguientes: 300, 500, 600, 700, 900, 1 100 kvar para obtener los máximos ahorros. Seleccionar el banco óptimo.

Datos: $FC = 0.6$, K_1 y K_2 son los mismos, $T = 8\ 760$ horas, la tensión es 13.2 kV. y la resistencia total del alimentador es 2.5 ohms.



Problema 3.4

Repetir el problema anterior haciendo el factor de carga igual a la unidad. Sacar conclusiones.

CAPÍTULO 4

Compensación de líneas con carga distribuida al azar (Método de Maxwell)

OBJETIVO: *Tras estudiar este capítulo el estudiante se encontrará en posición de:*

- *Comprender las relaciones fundamentales que rigen la evaluación de las pérdidas de potencia y energía en un alimentador de distribución con carga distribuida al azar y con calibre variable cuando se compensa la potencia reactiva del circuito con capacitores.*

4.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

Este fue uno de los primeros métodos empleados para optimizar la localización de bancos de capacitores en alimentadores de distribución. Se basa en el cálculo de la reducción de pérdidas de potencia y energía que se presentan en cada uno de los segmentos de un alimentador cuando se instalan en él, uno o varios bancos de capacitores.

Con este método primero se calculan las pérdidas de potencia en un segmento dado del circuito debidas a la corriente inductiva de carga; posteriormente, las pérdidas de potencia debidas a la corriente inductiva de carga, menos la corriente capacitiva de los capacitores; con base en estos resultados, se determina la reducción de pérdidas de potencia en el segmento de interés. Para calcular las pérdidas de energía, se procede en forma similar. A continuación se establecen las ecuaciones fundamentales del método, deducidas de acuerdo con esta explicación.

Las pérdidas de potencia, P_{LK} , en un segmento, K , de un alimentador trifásico están dadas por:

$$P_{LK} = 3 R_K I_K^2 \quad 4.1$$

en donde:

- I_K = corriente aparente que circula por el segmento K
- R_K = resistencia óhmica del segmento K

Si se considera que la corriente aparente, en el segmento K , está formada por una componente activa y reactiva representadas por I_{AK} e I_{XK} , la ecuación anterior se puede escribir de la siguiente manera:

$$P_{LK} = 3R_K (I_{AK}^2 + I_{XK}^2) \quad 4.2$$

Al conectar a la línea un banco de capacitores en paralelo, las pérdidas de potencia en el segmento K se obtienen por medio de la siguiente expresión:

$$P_{LC} = 3R_K \left[I_{AK}^2 + (I_{XK} - I_{CK})^2 \right] \quad 4.3$$

en donde I_{CK} es la corriente del banco de capacitores en el segmento K .

La reducción de las pérdidas de potencia R_{LK} en watts, al instalar los capacitores, se obtiene de restar a la ecuación 4.2 la 4.3. Para expresarla en kW se divide entre 1000:

$$R_{LK} = 3R_K (2I_{XK}I_{CK} - I_{CK}^2) \frac{1}{1000} \quad 4.4$$

por un procedimiento similar, la reducción de pérdidas de energía en el segmento k es igual a:

$$R_{EK} = 3R_K (2I_{XK_{\max}}I_{CK}FC - I_{CK}^2) \frac{T}{1000} \quad 4.5$$

en donde:

$I_{XK_{\max}}$ = corriente inductiva durante la demanda máxima, en el segmento K

FC = factor de carga

T = tiempo en horas, en que se calculan las pérdidas de energía

R_{EK} = reducción de pérdidas de energía en kWh

Las ecuaciones 4.3 y 4.5 se pueden generalizar para un alimentador cuya troncal consta de n segmentos como el de la figura 4.1, de la siguiente manera:

$$R_L = \left[3R_1 (2I_1 I_{c1} - I_{c1}^2) + 3R_2 (2I_2 I_{c2} - I_{c2}^2) + \dots + 3R_n (2I_n I_{cn} - I_{cn}^2) \right] \frac{1}{1000} \quad 4.6$$

$$R_E = \left[3R_1 (2I_1 I_{c1} FC - I_{c1}^2) + 3R_2 (2I_2 I_{c2} FC - I_{c2}^2) + \dots + 3R_n (2I_n I_{cn} FC - I_{cn}^2) \right] \frac{T}{1000} \quad 4.7$$

en donde

- R_n = Resistencia óhmica del segmento n
- I_n = Corriente inductiva, durante la demanda máxima, en el segmento n
- I_{cn} = Corriente capacitiva en el segmento n
- FC = Factor de carga
- T = Tiempo en horas en que se calculan las pérdidas de energía. Para un año se consideran 8760 horas.

Para convertir la reducción de pérdidas de potencia y energía en unidades monetarias se asigna un costo a un kW y a un kWh y se aplica la siguiente expresión

$$S = K_e kWh + K_p kW \tag{4.8}$$

en donde K_e y K_p son las constantes para convertir kWh y kW a unidades monetarias.

En función del comportamiento de la reducción de pérdidas M. Maxwell escribió un programa de computadora que permite trabajar un alimentador de hasta 100 nodos. El programa selecciona de la información de entrada, las corrientes reactivas en el nodo n (inductiva y capacitiva), así como el valor de la resistencia R_n , para calcular las reducciones en las pérdidas de potencia y energía en la última sección del alimentador. Si no se han agregado condensadores en el nodo n , la reducción en las pérdidas es cero; y si se agregaron demasiados condensadores, las pérdidas aumentan en lugar de disminuir y la reducción de las pérdidas es negativa. Después de hacer este cálculo, la computadora almacena ambas corrientes reactivas y el valor de las reducciones de ambas pérdidas. En seguida calcula las corrientes en la siguiente sección ($n - 1$), sumando las corrientes inductiva y capacitiva del nodo ($n - 1$) con las correspondientes corrientes de la sección n ; y con estos valores y el de R_{n-1} calcula las reducciones en las pérdidas en el segmento ($n - 1$) del alimentador.

Este procedimiento continúa hasta que se calculan las reducciones en las pérdidas en todas las secciones del alimentador. Por último, suma todas las reducciones y calcula el ahorro monetario debido a la instalación de los capacitores.

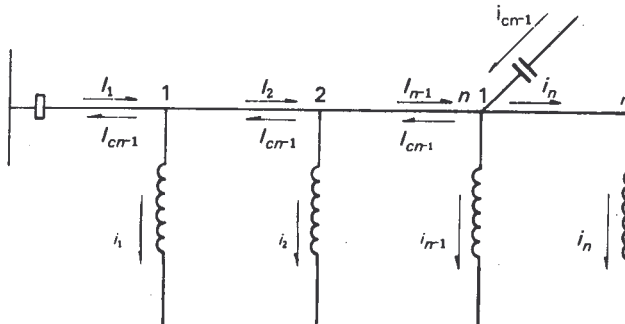


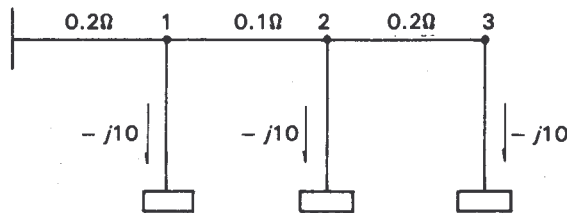
Figura 4.1 Diagrama unifilar del alimentador empleado por M. Maxwell.

4.2 EJEMPLOS

Ejemplo 4.1

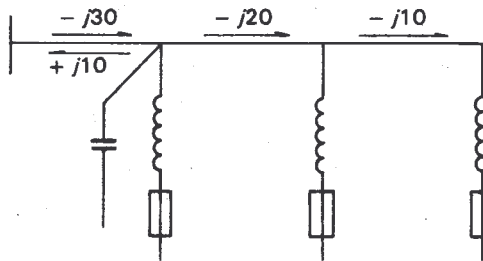
En la figura se muestra un alimentador con tres cargas iguales separadas a distancias diferentes. Calcúlese: la reducción de pérdidas de potencia y energía trifásicas, cuando se instala un banco de capacitores de $j10$ amperes por fase; a) en el nodo 1, b) en el nodo 2, y c) en el nodo 3, así como los ahorros anuales. El factor de carga es igual a uno. Considérese que un kWh cuesta cinco pesos y que un kW cuesta 20,000.00 pesos.

Kw-h
 ϕ 300 \ddot{j}
Kw - 100000



Solución:

a) Al instalar un banco de capacitores de $j10$ amperes en el nodo uno la distribución de corriente en los tres tramos del alimentador es la siguiente:



La reducción de pérdidas de potencia en las 3 fases en los tres tramos es; de acuerdo con la ecuación 4.6

$$R_L = 3R_1(2I_1 I_{c1} - \frac{P_{c1}}{I_{c1}^2}) + 3R_2(2I_2 I_{c2} - P_{c2}) + 3R_3(2I_3 I_{c3} - P_{c3}) \frac{1}{1000}$$

como la corriente capacitiva en los tramos 2 y 3 es nula, entonces:

$$I_{c2} = I_{c3} = 0$$

la ecuación 4.6 se convierte entonces en:

$$R_{L1} = 3R_1(2I_1I_{c1} - I_{2c1}) \frac{1}{1000}$$

$$= 3 \times 0.2 (2 \times 30 \times 10 - 10^2)$$

$$= \cancel{0.3 \text{ kW}} \quad 0.42 \text{ kW}$$

La reducción de las pérdidas de energía en el ramal número uno se determina con la aplicación de la ecuación 4.7

$$R_{E1} = 3R_1(2I_1I_{c1} FC - I_{2c1}^2) \frac{T}{1000}$$

como el factor de carga FC es igual a uno:

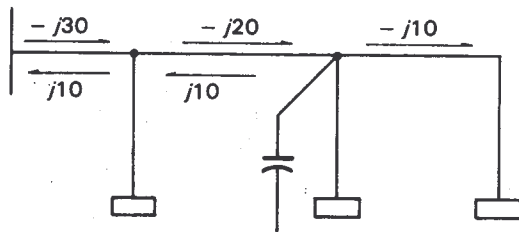
$$R_{E1} = 3 \times 0.2 (2 \times 30 \times 10 - 10^2) 8.76 = 2\,628 \text{ kWh}/3 \phi$$

los ahorros, en unidades monetarias, por la instalación del banco en el nodo 1 son, de acuerdo a la ecuación 4.8:

$$S = K_e \text{ kWh} + K_p \text{ kW}$$

$$= 5 \times 2628 + 20000 \times 0.3 = \$19,140.00$$

b) Al instalar el banco de capacitores en el nodo dos, la distribución de corrientes en los tres tramos del alimentador es la siguiente:



la reducción de pérdidas de potencia de acuerdo a la ecuación 4.6 es:

$$R_L = \left[3R_1(2I_1I_{c1} - I_{2c1}^2) + 3R_2(2I_2I_{c2} - I_{2c2}^2) \right] \frac{1}{1000} =$$

$$3 \times 0.2 (2 \times 30 \times 10 - 10^2) + 3 \times 0.1 (2 \times 20 \times 10 - 10^2) =$$

$$0.390 \text{ kW}$$

la reducción anual de pérdidas de energía de acuerdo a la ecuación 4.7 es:

$$R_E = \left[3R_1(2I_{c1} FC - I_{c1}^2) + 3R_2(2I_{c2} FC - I_{c2}^2) \right] \frac{T}{1000}$$

$$= \left[3 \times 0.2(2 \times 30 \times 10 - 10^2) + 3 \times 0.1(2 \times 20 \times 10 - 10^2) \right] 8.76$$

$$= 3\,416.4 \text{ kWh}$$

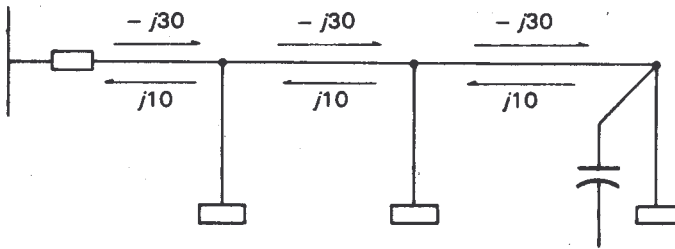
los ahorros en unidades monetarias de acuerdo a la ecuación 4.8:

$$S = K_e \text{ kWh} + K_p \text{ kW}$$

$$= 5 \times 3\,416.4 + 20\,000 \times 0.39$$

$$= \$24\,882.00$$

c) Al instalar el banco en el nodo 3 la distribución de corrientes en los tres tramos del alimentador es la siguiente:



La reducción de pérdidas de potencia

$$R_L = \left[3 \times 0.2(2 \times 30 \times 10 - 10^2) + 3 \times 0.1(2 \times 20 \times 10 - 10^2) \right. \\ \left. + 3 \times 0.2(2 \times 10 \times 10 - 10^2) \right] \frac{1}{1000}$$

$$= 0.45 \text{ kW}$$

la reducción de pérdidas de energía

$$R_E = \left[3 \times 0.2(2 \times 30 \times 10 - 10^2) + 3 \times 0.1(2 \times 20 \times 10 - 10^2) \right. \\ \left. + 3 \times 0.2(2 \times 10 \times 10 - 10^2) \right] 8.76$$

$$= 3\,942 \text{ kWh}$$

los ahorros en unidades monetarias:

$$S = K_e kWh + K_p kW$$

$$S = 5 \times 3\,942 + 20\,000 \times 0.45$$

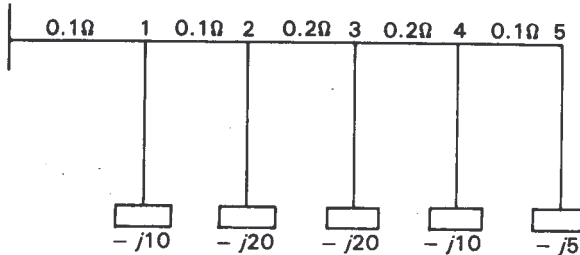
$$S = \$28\,710.00$$

En el siguiente cuadro se resumen los resultados encontrados:

Caso analizado	Reducción de pérdidas		Ahorros (\$)
	Potencia (kW)	Energía (kWh/año)	
Capacitores en el nodo 1	0.30	2 628	19 140.00
Capacitores en el nodo 2	0.39	3 416	24 882.00
Capacitores en el nodo 3	0.45	3 942	28 710.00

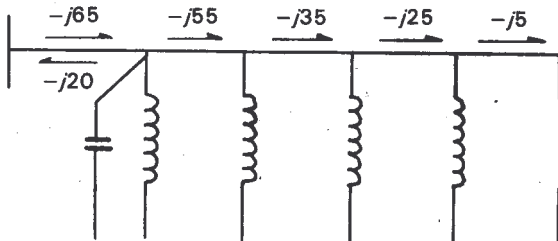
Ejemplo 4.2

Calcúlese la reducción en las pérdidas de potencia y de energía trifásicas en el alimentador mostrado en la figura, cuando se le instala un banco de capacitores de $j20$ amperes por fase: a) en el nodo 1; b) en el nodo 2; c) en el nodo 3; d) en el nodo 4, y e) en el nodo 5. Las cargas están en amperes, el factor de carga es igual a 0.7; un kWh vale 5 pesos y un kW vale 20,000 pesos.



Solución:

a) Al instalar el banco en el nodo 1, la distribución de corrientes es la siguiente



Ecuación general

$$R_L = R_1(2I_1I_{c1} - I_{c1}^2) + R_2(2I_2I_{c2} - I_{c2}^2) + R_3(2I_3I_{c3} - I_{c3}^2) + \\ R_4(2I_4I_{c4} - I_{c4}^2) + R_5(2I_5I_{c5} - I_{c5}^2) \frac{3}{1000}$$

Para este inciso $I_{c2} = I_{c3} = I_{c4} = I_{c5} = 0$

Las reducciones en ambas pérdidas son:

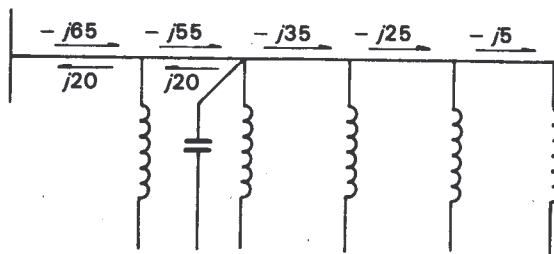
$$R_L = 0.1 \left[2(65)(20) - (20)^2 \right] \frac{3}{1000} = 0.66 \text{ kW}/3 \text{ fases.}$$

$$R_E = 0.1 \left[2(65)(20)0.7 - (20)^2 \right] \frac{3}{1000} \times 8760 = 3731.76 \text{ kW-h/año} \\ 3 \text{ fases.}$$

y los ahorros logrados son:

$$S = (0.66)(20,000) + 3731.76(5) = 31858.8 \text{ pesos}$$

b) Al instalar el banco en el nodo 2.



$$I_{c3} = I_{c4} = I_{c5} = 0$$

Cuando el banco se instala en este nodo, las reducciones que se tienen en las pérdidas son:

$$R_L = 1.20 \text{ kW}/3 \text{ fases.}$$

$$R_E = 6727.68 \text{ kW-h/año-3 fases.}$$

$$S = 1.20(20000) + 6727.68(5) = 57638.4 \text{ pesos}$$

Los demás resultados se dan en el siguiente cuadro resumen.

Caso estudiado	Reducción de pérdidas		Ahorros (\$)
	Potencia (kW)	Energía (kWh/año)	
Capacitores en el nodo 1	0.66	3 731.76	31 858.8
Capacitores en el nodo 2	1.20	6 727.68	57 638.4
Capacitores en el nodo 3	1.8	9 776.16	84 880.8
Capacitores en el nodo 4	2.16	11 352.96	99 964.8
Capacitores en el nodo 5	2.1	10 669.68	95 348.4

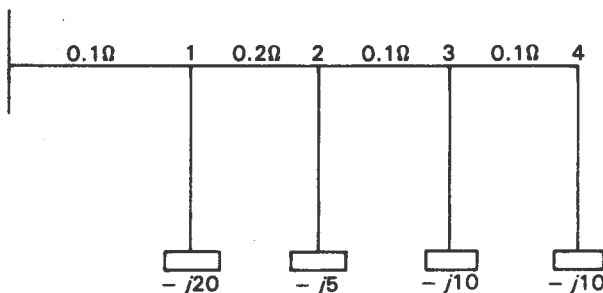
De la observación de este cuadro se concluye que cuando se instalan los capacitores en el nodo 4 se logran los máximos ahorros monetarios.

4.3 PROBLEMAS

Problema 4.1

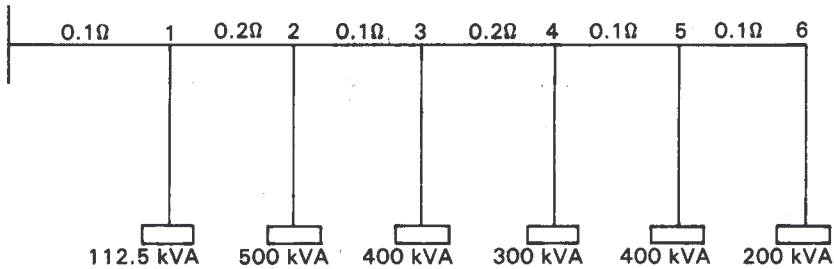
Encuentre las reducciones en las pérdidas de potencia y energía trifásicas que se tienen en el alimentador que se muestra en la figura, cuando se le instala un banco de capacitores de $j15$ amperes en: a) en el nodo 1; b) en el nodo 2; c) en el nodo 3, y d) en el nodo 4. Supóngase que el precio del $kW-h$ es de 5 pesos y del kW de 20,000 pesos. El factor de carga es igual a 0.8.

Handwritten notes:
 $kW-h \rightarrow \$ 200$
 kW



Problema 4.2

Se tiene el siguiente alimentador de 13.8 kV.



Proporcione las reducciones en las pérdidas de potencia y energía trifásicas; además, los ahorros que se obtienen al aplicarle al alimentador un banco de 300 *kvar* en: a) en el nodo 1; b) en el nodo 2; c) en el nodo 3; d) en el nodo 4; e) en el nodo 5, y f) en el nodo 6.

El precio de *kW* es de 20,000 pesos y el del *kW-h* es de \$5. Sea el factor de carga igual a 1.0 y el factor de potencia igual a 0.7 general.

Repítase el problema para cuando el banco es de: 1° 600 *kvar*; 2° 900 *kvar*; 3° 1 200 *kvar*; 4° 1 500 *kvar*.

Problema 4.3

Considérese el alimentador del problema anterior con los mismos datos. Encuéntrense las reducciones en las pérdidas de potencia y energía trifásicas, así como los ahorros cuando se instalan en él dos bancos de 600 *kvar* cada uno a la vez, en los nodos:

- a) 1 y 3
- b) 2 y 3
- c) 3 y 5

- d) 4 y 5
- e) 4 y 6
- f) 5 y 6

CAPÍTULO 5

Método de los momentos eléctricos

OBJETIVOS: *Tras estudiar este capítulo el estudiante se encontrará en posición de:*

- *Entender la filosofía en que descansa el método de los momentos eléctricos para la compensación de potencia reactiva en circuitos de distribución, haciendo especial referencia a los circuitos con carga uniformemente distribuida con un banco de capacitores y a los circuitos con carga distribuida en forma aleatoria con uno o más bancos de capacitores.*

5.1 GENERALIDADES

El método descrito en este capítulo fue desarrollado por el ilustre ingeniero mexicano José V. Schmill en 1964 y publicado en los *Transactions* del Instituto Americano de Ingenieros Electricistas (AIEE) en 1965. El método es original y, sin lugar a dudas, uno de los más completos que se han escrito sobre este tema. Los conceptos que maneja el autor son profundos y para llegar a las ecuaciones fundamentales realiza pasos matemáticos que, en algunos desarrollos, rayan en la genialidad.

En este método se desarrollan ecuaciones generales que se aplican tanto en alimentadores con carga uniformemente distribuida y calibre constante del conductor, como en alimentadores con carga distribuida al azar y calibre variable del conductor, que es el caso encontrado en la realidad. En este método, el ingeniero Schmill valida los resultados encontrados por Neagle y Samson, al igual que los de Chang.

En el desarrollo presentado en este libro se deducen las ecuaciones fundamentales, que dictan la compensación de potencia reactiva, en los siguientes casos:

1. Alimentador con carga uniformemente distribuida y calibre constante del conductor, con un banco de capacitores.
2. Alimentador con carga distribuida al azar y calibre variable del conductor, con un banco de capacitores.
3. Alimentador con carga distribuida al azar y calibre variable del conductor, con dos bancos de capacitores.

4. Alimentador con carga distribuida al azar y calibre variable del conductor, con m bancos de capacitores.

Antes de analizar el primer caso, es conveniente establecer las ecuaciones fundamentales de pérdidas de potencia y pérdidas de energía de un alimentador con carga uniformemente distribuida, cuyo calibre es constante y no tiene medio alguno de compensación de potencia reactiva.

5.2 ALIMENTADOR CON CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA SIN CAPACITORES

La figura 5.1 representa el diagrama unifilar de un circuito trifásico con carga uniformemente distribuida y calibre constante (o sea, resistencia uniforme); las pérdidas de potencia activa (dL) en un elemento de longitud dx , debido a la componente reactiva de la corriente, están dadas por:

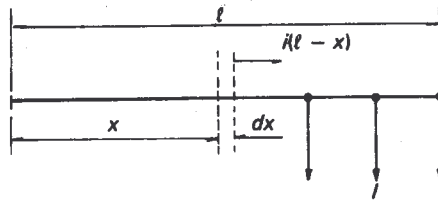


Figura 5.1

$$dL_{3\phi} = 3 r dx i^2 ((\ell - x)^2)$$

donde:

r = resistencia por unidad de longitud

i = componente reactiva inductiva de la corriente promedio por unidad de longitud, en un punto dado del alimentador

ℓ = longitud del alimentador

x = distancia de la fuente a dx .

Las pérdidas totales se obtienen sumando las pérdidas a lo largo del alimentador.

$$L_{3\phi} = 3r i^2 \int_0^{\ell} (\ell - x)^2 dx = 3r i^2 \left[-\frac{(\ell - x)^3}{3} \right]_0^{\ell}$$

$$= r i^2 [-(\ell - \ell)^3 + (\ell - 0)^3] = r i^2 \ell^3$$

5.1

pero como la resistencia total del alimentador es igual al producto de la resistencia unitaria por la longitud total del circuito, o sea:

$$r\ell = R_T \text{ y } \ell^2 i^2 = I^2$$

de aquí que las pérdidas de potencia trifásica están dadas por:

$$L_{3\phi} = R_T I^2 \text{ watts} \tag{5.2}$$

donde:

- R_T = resistencia total del alimentador
- I = Corriente reactiva promedio, al inicio del circuito

Si las pérdidas de potencia de la ecuación (5.2) se integran con respecto al tiempo, cuando la carga sigue un ciclo, se obtienen las pérdidas de energía ($E_{3\phi}$).

$$E_{3\phi} = \int_0^T L_{3\phi} dt = \int_0^T R_T I^2 dt = R_T I^2 T$$

de la definición de factor de pérdidas, se tiene

$$F_{P\acute{e}r} = \frac{I^2}{I^2_{\text{m}\acute{a}x}} = \frac{i^2}{i^2_{\text{m}\acute{a}x}} \text{ --- Promedio}$$

Al sustituir el valor de I^2 en la ecuación que evalúa las pérdidas, se tiene la expresión:

$$E_{3\phi} = R_T I^2_{\text{m}\acute{a}x} F_{P\acute{e}r} T \text{ Watts-hora} \tag{5.3}$$

Donde:

- $F_{P\acute{e}r}$ = factor de pérdidas.
- I = corriente reactiva total promedio; es corriente al inicio del circuito.
- $I_{\text{m}\acute{a}x}$ = corriente reactiva total máxima; es corriente al inicio del circuito durante la hora de demanda máxima.
- i = corriente reactiva promedio por unidad de longitud.
- $i_{\text{m}\acute{a}x}$ = corriente reactiva máxima por unidad de longitud.
- T = tiempo, para un año = 8760 horas.

Por lo que la ecuación (5.3) se puede expresar de la siguiente manera:

$$E_{3\phi} = 8.76 R_T I^2_{\text{m}\acute{a}x} F_{P\acute{e}r} \frac{\text{Kilowatt-hora}}{\text{año}} \tag{5.4}$$

La ecuación (5.2) corrobora el conocido hecho de que en un alimentador uniformemente cargado y calibre constante del conductor, las pérdidas de potencia totales por fase son equivalentes a considerar la carga total concentrada a un tercio de la longitud del alimentador.

5.3 ALIMENTADOR CON CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA CON CAPACITORES

La figura 5.2 muestra un alimentador como el de la figura anterior, pero con un banco de capacitores instalado.

La inserción de un banco de capacitores C a una distancia de la fuente ℓ_c , modifica las pérdidas de potencia de la siguiente manera:

$$L_{3\phi} = 3r \left\{ \int_0^{\ell_c} (i(\ell - x) - i_c)^2 dx + \int_{\ell_c}^{\ell} [i(\ell - x)]^2 dx \right\}$$

Se resuelven las integrales y:

$$L_{3\phi} = 3r \left[-\frac{1}{3} i^2 (\ell - x)^3 + \frac{2}{2} i_c i (\ell - x)^2 + i_c^2 x \right]_{\ell_c}^{\ell_c} + \left[-\frac{1}{3} i^2 (\ell - x)^3 \right]_{\ell_c}^{\ell}$$

Se sustituyen los límites:

$$L_{3\phi} = 3r \left\{ -\frac{1}{3} i^2 (\ell - \ell_c)^3 + i_c i (\ell - \ell_c)^2 + i_c^2 \ell_c + \frac{1}{3} i^2 \ell^3 - i_c i \ell^2 - \frac{1}{3} i^2 (\ell - \ell_c)^3 + \frac{1}{3} i^2 (\ell - \ell_c)^3 \right\}$$

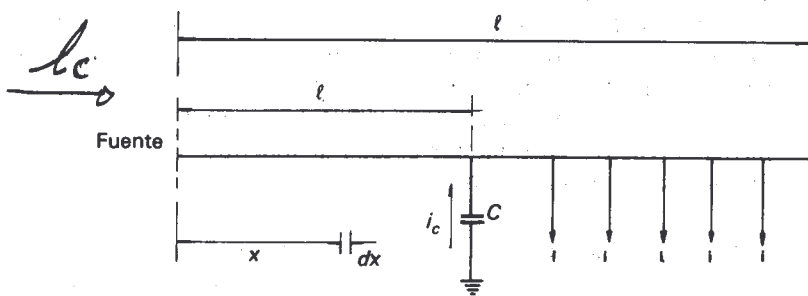


Figura 5.2

se reducen términos semejantes:

$$L_{3\phi} = 3r \left[\frac{\ell^3}{3} i^2 + i_c j (\ell_c^2 - 2\ell \ell_c) + i_c^2 \ell_c \right] \text{ watts} \quad 5.5$$

Al restar la ecuación (5.5) de la (5.1), se obtiene la reducción de las pérdidas de potencia.

$$\begin{aligned} \Delta L_{3\phi} &= r i^2 \ell^3 - [r \ell^3 i^2 + 3r i_c j (\ell_c^2 - 2\ell \ell_c) + 3r i_c^2 \ell_c] \\ \Delta L_{3\phi} &= 3r (2\ell \ell_c - \ell_c^2) i_c j - 3r i_c^2 \ell_c \text{ watts} \end{aligned} \quad 5.6$$

Si las pérdidas instantáneas de la ecuación (5.5) se integran respecto al tiempo, cuando la carga sigue un ciclo se obtienen las pérdidas de energía.

$$E_{3\phi} = \int_0^T L_{3\phi} dt$$

$$E_{3\phi} = \int_0^T 3r \left[\frac{1}{3} \ell^3 i^2 + i_c j (\ell_c^2 - 2\ell \ell_c) + i_c^2 \ell_c \right] dt$$

$$E_{3\phi} = 3r \left[\frac{1}{3} \ell^3 i^2 + i_c j (\ell_c^2 - 2\ell \ell_c) + i_c^2 \ell_c \right] T$$

A lo largo de este proceso se consideró que la corriente reactiva i es un valor promedio. Para expresarlo en función de la corriente máxima $i_{\text{máx}}$ se sustituye el valor de i en función del factor de carga y de $i_{\text{máx}}$, de acuerdo con la definición del factor de carga:

$$FC = \frac{I}{I_{\text{máx}}} = \frac{i}{i_{\text{máx}}} \therefore i = i_{\text{máx}} FC$$

En la ecuación anterior se sustituye el valor de i e i^2 en función del factor de carga y del de pérdidas en la ecuación anterior:

$$E_{3\phi} = r \ell^3 i_{\text{máx}}^2 F_{\text{Pér}} T + 3r (\ell_c^2 - 2\ell \ell_c) i_c j_{\text{máx}} FC T + 3r i_c^2 \ell_c T \quad 5.7$$

La reducción de las pérdidas de energía $\Delta E_{3\phi}$ es igual a las pérdidas de energía sin capacitores menos las pérdidas de energía con capacitores en la línea:

$$\Delta E_{3\phi} = r \ell^3 i_{\text{máx}}^2 F_{\text{Pér}} T - [r \ell^3 i_{\text{máx}}^2 F_{\text{Pér}} T + 3r (\ell_c^2 - 2\ell \ell_c) (i_c j_{\text{máx}} FCT) + 3r i_c^2 \ell_c T]$$

$$\Delta E_{3\phi} = 3r (2\ell \ell_c - \ell_c^2) i_c j_{\text{máx}} FCT - 3r i_c^2 \ell_c T \quad 5.8$$

La reducción de las pérdidas de potencia y energía da una reducción en los costos de operación. Si los factores con los cuales se traducen ambas reducciones a un valor monetario son llamados K_1 y K_2 , la reducción de los costos de operación ΔC_3 se obtiene de la suma de las dos:

$$\Delta C_3 = K_1 \Delta E_{3\phi} + K_2 \Delta L_{3\phi}$$

Al sustituir en la ecuación anterior las ecuaciones (5.6) y (5.8) se tiene:

$$\Delta C_3 = K_1 [3r (2\ell \ell_c - \ell_c^2) i_{c\text{máx}} FC T - 3r i_c^2 \ell_c T] + K_2 [3r (2\ell \ell_c - \ell_c^2) i_{c\text{máx}} - 3r i_c^2 \ell_c]$$

$$\Delta C_3 = [3r (2\ell \ell_c - \ell_c^2) i_{c\text{máx}} FC T K_1 + 3r (2\ell \ell_c - \ell_c^2) i_{c\text{máx}} K_2] + [-3r i_c^2 \ell_c T K_1 - 3r i_c^2 \ell_c K_2]$$

$$\Delta C_3 = 3r (2\ell \ell_c - \ell_c^2) i_{c\text{máx}} (T K_1 FC + K_2) - 3r i_c^2 \ell_c (K_1 T + K_2)$$

$$\Delta C_3 = 3r [(2\ell \ell_c - \ell_c^2) i_{c\text{máx}} A - i_c^2 \ell_c B] \quad 5.9$$

donde:

$$\left. \begin{aligned} A &= (T K_1 FC + K_2) \\ B &= (K_1 T + K_2) \end{aligned} \right\} \quad 5.10$$

Nótese que la ecuación (5.9) es general para calcular la reducción de los costos debido a la inserción de un banco de capacitores. Si K_2 es igual a cero, la expresión sólo da los ahorros por la reducción de las pérdidas de energía. Si K_1 es igual a cero, se obtienen los ahorros por la reducción de las pérdidas de potencia. Si se sustituye r por la reactancia por unidad de longitud x y K_1 se iguala a cero, se obtienen los ahorros por la reducción de las pérdidas de potencia reactiva. Se deben seleccionar valores apropiados para K_2 a fin de evaluar la reducción de los kilovars pico del sistema, los cuales resultan de reducir las pérdidas por $I^2 X$.

La ecuación (5.9) da a ΔC_3 como una función de dos variables independientes, ℓ_c e i_c . Para lograr la máxima reducción de los costos, se obtienen las derivadas parciales de ΔC_3 con respecto a las dos variables independientes y se igualan a cero; así:

$$\frac{\partial \Delta C_3}{\partial i_c} = 0 = i_{c\text{máx}} (2\ell \ell_c - \ell_c^2) A - 2\ell_c i_c B \quad 5.11$$

$$\frac{\partial \Delta C_3}{\partial \ell_c} = 0 = i_{c\text{máx}} A (2\ell - 2\ell_c) - i_c^2 B \quad 5.12$$

Al resolver simultáneamente las ecuaciones (5.11) y (5.12) se tiene:

$$l_c = \frac{2}{3} \ell$$

$$i_c = \left[\frac{K_1 FC T + K_2}{K_1 T + K_2} \right] \frac{2}{3} \ell i_{\text{máx}} \quad 5.13$$

que se puede escribir también de la siguiente forma:

$$i_c = \frac{2A}{3B} \ell i_{\text{máx}}$$

y como $\ell i_{\text{máx}} = I_{\text{máx}}$

$$i_c = \frac{2}{3} \frac{A}{B} I_{\text{máx}} \quad 5.14$$

La ecuación (5.13) es la bien conocida regla de los dos tercios, y el resultado indica que la localización es constante e independiente de A o de B . La capacidad C del banco de capacitores sí es función de A/B , o sea que depende de los valores de A , B , FC y T .

5.4 ALIMENTADOR CON CARGA DISTRIBUIDA AL AZAR Y UN BANCO DE CAPACITORES

La figura 5.3 muestra el diagrama unifilar de un alimentador con las condiciones descritas, con N derivaciones. El nodo N_1 representa el punto en donde se instala el banco y S a cualquier nodo del alimentador.

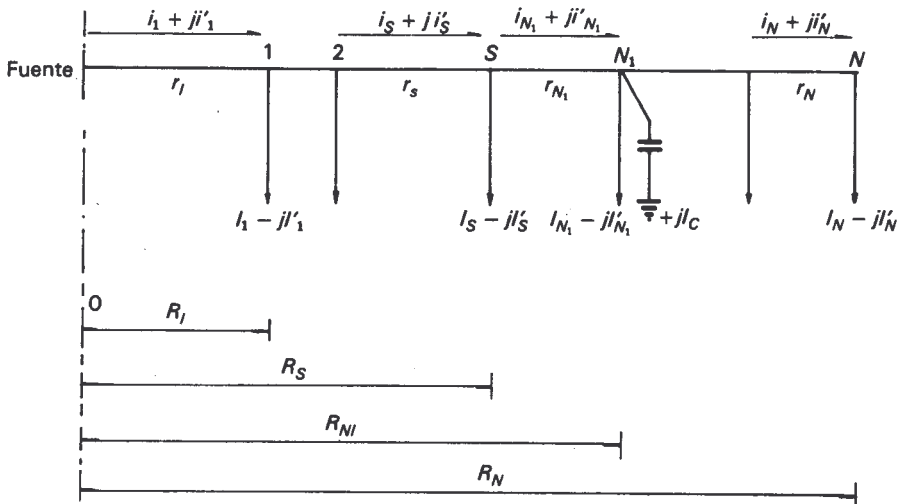


Figura 5.3

La resistencia desde el inicio del alimentador a cada nodo es:

$$R_1 = r_1 = \sum_{s=1}^1 r_s$$

$$R_2 = r_1 + r_2 = \sum_{s=1}^2 r_s$$

5.15

$$R_N = r_1 + r_2 + r_3 + \dots + r_n = \sum_{s=1}^N r_s$$

donde:

$r_1, r_2 \dots r_s \dots r_n$, es la resistencia de cada uno de los tramos del alimentador (un tramo de un alimentador es aquella parte del mismo que está entre dos nodos). La corriente total en cada tramo del alimentador es la siguiente:

- Para el tramo 1

—corriente activa:

$$i_1 = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_N = \sum_{s=1}^N I_s$$

—corriente reactiva:

$$i_1' = I_1' + I_2' + I_3' + \dots + I_N' - I_c = \sum_{s=1}^N I_s' - I_c$$

- Para el tramo 2

—corriente activa:

$$i_2 = I_2 + I_3 + \dots + I_N = \sum_{s=2}^N I_s$$

—corriente reactiva:

$$i_2' = I_2' + I_3' + \dots + I_N' - I_c = \sum_{s=2}^N I_s' - I_c$$

- Para el tramo s .

$$i_s = \sum_{s=s}^N I_s$$

$$i'_s = \sum_{s=s}^N I'_s \tag{5.16}$$

$$i'_s = \sum_{s=s}^N I'_s - I_c \text{ para } S < N_1$$

$$i'_s = \sum_{s=s}^N I'_s \text{ para } S > N_1$$

Las pérdidas de potencia monofásicas que se tienen en cada tramo se calculan de la siguiente manera:

$$L_1 = r_1 |i_1|^2 = r_1 \left[\left(\sum_{s=1}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=1}^N I'_s - I_c \right)^2 \right]$$

desarrollando el cuadrado del binomio:

$$= r_1 \left[\left(\sum_{s=1}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=1}^N I'_s \right)^2 - 2I_c \sum_{s=1}^N I'_s + I_c^2 \right]$$

- Para el tramo 2:

$$L_2 = r_2 |i_2|^2 = r_2 \left[\left(\sum_{s=2}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=2}^N I'_s \right)^2 - 2I_c \sum_{s=2}^N I'_s + I_c^2 \right]$$

⋮
⋮
⋮
⋮

- Para el tramo N_1 :

$$L_{N_1} = r_{N_1} |i_{n_1}|^2 = r_{N_1} \left[\left(\sum_{s=N_1}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=N_1}^N I'_s \right)^2 - 2I_c \sum_{s=N_1}^N I'_s + I_c^2 \right]$$

- Para el tramo N_{1+1} :

$$L_{N_{1+1}} = r_{N_{1+1}} |i_{N_{1+1}}|^2 = r_{N_{1+1}} \left[\left(\sum_{s=N_{1+1}}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=N_{1+1}}^N I'_s \right)^2 \right]$$

·
·
·
·

- Para el tramo N :

$$L_N = r_N |i_N|^2 = r_N \left[\left(\sum_{s=N}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=N}^N I'_s \right)^2 \right]$$

La suma de las pérdidas monofásicas de cada tramo da como resultado las pérdidas monofásicas totales en el alimentador.

Como se puede observar hasta el tramo N_1 , dentro del paréntesis de cada expresión de las pérdidas, los dos primeros términos corresponden a la corriente antes de instalar los capacitores y las demás representan la modificación en la corriente provocada por el banco instalado.

Los términos que contienen a I_c en el conjunto de ecuaciones 5.17 son los siguientes:

- Para el tramo 1:

$$- 2I_c r_1 \sum_{s=1}^N I'_s + r_1 I_c^2 = -2I_c (r_1 I'_1 + r_1 I'_2 + r_1 I'_3 + \dots + r_1 I'_{N_{1+1}} +$$

$$r_1 I'_N) + r_1 I_c^2$$

- Para el tramo 2:

$$\begin{aligned}
 -2I_c r_2 \sum_{s=2}^N I_s' + r_2 I_c^2 &= -2I_c (r_2 I_2' + r_2 I_3' + \dots + r_2 I_{N_1-1}' + \\
 r_2 I_{N_1}' + \dots + r_2 I_N') &+ r_2 I_c^2 \\
 \cdot & \\
 \cdot & \\
 \cdot & \\
 \cdot & \\
 \cdot &
 \end{aligned}$$

- Para el tramo N_{1-1} :

$$\begin{aligned}
 -2I_c r_{N_{1-1}} \sum_{s=N_{1-1}}^N I_s' + r_{N_{1-1}} I_c^2 &= -2I_c (r_{N_{1-1}} I_{N_{1-1}}' + r_{N_{1-1}} I_{N_1}' \\
 + \dots + r_{N_{1-1}} I_N') &+ r_{N_{1-1}} I_c^2
 \end{aligned}$$

- Para el tramo N_1 :

$$-2I_c r_{N_1} \sum_{s=N_1}^N I_s' + r_{N_1} I_c^2 = -2I_c (r_{N_1} I_{N_1}' + \dots + r_{N_1} I_N') + r_{N_1} I_c^2$$

Al sumar todos estos términos, sacar factores comunes y agrupar términos, se obtiene:

$$\begin{aligned}
 -2I_c r_1 \sum_{s=1}^N I_s' + r_1 I_c^2 - 2I_c r_2 \sum_{s=2}^N I_s' + r_2 I_c^2 - \dots - \\
 2I_c r_{N_{1-1}} \sum_{s=N_{1-1}}^N I_s' + r_{N_{1-1}} I_c^2 - 2I_c r_{N_1} \sum_{s=N_1}^N I_s' + r_{N_1} I_c^2 = \\
 -2I_c [r_1 I_1' + (r_1 + r_2) I_2' + \dots + (r_1 + r_2 + \dots + r_{N_{1-1}}) I_{N_{1-1}}' + \\
 (r_1 + r_2 + \dots + r_{N_{1-1}} + r_{N_1}) I_{N_1}' + (r_1 + r_2 + \dots + r_{N_{1-1}} + r_{N_1}) I_{N_{1+1}}' + \\
 (r_1 + r_2 + \dots + r_{N_{1-1}} + r_{N_1}) I_{N_{1+2}}' + \dots + (r_1 + r_2 + \dots + r_{N_{1-1}} + r_{N_1}) \\
 I_N'] + I_c^2 (r_1 + r_2 + \dots + r_{N_{1-1}} + r_{N_1})
 \end{aligned}$$

la ecuación anterior se puede escribir de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 & - 2I_c \sum_{s=1}^{N_1} r_s \left(\sum_{s=1}^N I'_s \right) + I_c^2 \sum_{s=1}^{N_1} r_s = (R_1 I'_1 + R_2 I'_2 + \\
 & \dots + R_{N_1-1} I'_{N_1-1} + R_{N_1} I'_{N_1} + R_{N_1} I'_{N_1,1} + R_{N_1} I'_{N_1,2} + \dots + \\
 & R_{N_1} I'_N) (-2I_c) + R_{N_1} I_c^2
 \end{aligned}$$

Si se hace la siguiente modificación:

$$\begin{aligned}
 R_{N_1} I'_{N_1,1} &= (R_{N_1} + r_{N_1,1}) I'_{N_1,1} - r_{N_1,1} I'_{N_1,1} \\
 &= R_{N_1,1} I'_{N_1,1} - r_{N_1,1} I'_{N_1,1} \\
 R_{N_1} I'_{N_1,2} &= (R_{N_1} r_{N_1,1} + r_{N_1,2}) I'_{N_1,2} - (r_{N_1,1} + r_{N_1,2}) I'_{N_1,2} \\
 &= R_{N_1,2} I'_{N_1,2} - (r_{N_1,1} + r_{N_1,2}) I'_{N_1,2} \\
 &\vdots \\
 &\vdots \\
 &\vdots \\
 R_{N_1} I'_N &= R_N I'_N - (r_{N_1,1} + r_{N_1,2} + \dots + r_N) I'_N
 \end{aligned}$$

De acuerdo con estas consideraciones, la ecuación 5.18 puede escribirse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 & - 2I_c \sum_{s=1}^{N_1} r_s \left(\sum_{s=1}^N I'_s \right) + I_c^2 \sum_{s=1}^{N_1} r_s = [R_1 I'_1 + R_2 I'_2 \\
 & + \dots + R_{N_1-1} I'_{N_1-1} + R_{N_1} I'_{N_1} + R_{N_1,1} I'_{N_1,1} + R_{N_1,2} I'_{N_1,2} + \dots + \\
 & R_N I'_N - (r_{N_1,1} I'_{N_1,1} + (r_{N_1,1} + r_{N_1,2}) I'_{N_1,2} + \dots + (r_{N_1,1} + \\
 & r_{N_1,2} + \dots + r_N) I'_N] (-2I_c) + R_{N_1} I_c^2 \tag{5.19}
 \end{aligned}$$

Ahora bien, si $R_1 I'_1$ es el momento de la corriente reactiva I'_1 con respecto al origen, con la distancia medida por la resistencia, y la suma de los momentos de las corrientes reactivas con respecto al origen es llamada M_o^N , y, de igual forma, la suma de momentos de las corrientes reactivas con respecto al nodo N_1 es llamada $M_{N_1}^N$, entonces la ecuación 5.17 con la que se obtienen las pérdidas totales monofásicas se puede escribir en forma simplificada de la siguiente manera:

$$L = \sum_{s=1}^N L_s = M - 2I_c(M_o^N - M_{N_1}^N) + R_{N_1}I_c^2 \quad 5.20$$

donde:

M representa las pérdidas totales en el alimentador sin capacitores, y se derivó en la ecuación 5.17:

$$M = \sum_{s=1}^N r_s \left[\left(\sum_{s=1}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=1}^N I_s' \right)^2 \right] \quad 5.21$$

M_o^N = es la suma de los momentos eléctricos de las corrientes reactivas desde el nodo 1 hasta el nodo N , tomando como centro al nodo cero.

$$M_o^N = R_1 I_1' + R_2 I_2' + \dots + R_{N_1-1} I_{N_1-1}' + R_{N_1} I_{N_1}' + R_{N_1+1} I_{N_1+1}' + \dots + R_N I_N'$$

$$M_{N_1}^N = r_{N_1+1} I_{N_1+1}' + (r_{N_1+1} + r_{N_1+2}) I_{N_1+2}' + \dots + (r_{N_1+1} + r_{N_1+2} + \dots + r_N) I_N'$$

La reducción de las pérdidas de potencia se obtiene restando la ecuación 5.20 de la ecuación 5.21, o sea, restando las pérdidas sin capacitores en la línea de las pérdidas con capacitores:

$$\Delta L = M - L = 2I_c(M_o^N - M_{N_1}^N) - R_{N_1}I_c^2$$

y para un circuito trifásico,

$$\Delta L_{3\phi} = 3[2i_c(M_o^N - M_{N_1}^N) - R_{N_1}I_c^2] \quad 5.22$$

Si la reducción en las pérdidas de potencia se integra con respecto al tiempo, cuando la carga sigue un ciclo, y se introduce el factor de carga, se obtiene la reducción en las pérdidas de energía.

$$\Delta E_{3\phi} = \int_0^T \Delta L_{3\phi} dt =$$

$$\Delta E_{3\phi} = 3[2I_c F C T (M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}} - R_{N_1} T I_c^2] \quad 5.23$$

Si se sustituyen ambas reducciones en la ecuación de ahorros, agrupando términos y sacando factores comunes se obtiene la ecuación que da la diferencia en los costos.

$$\Delta C_s = 3[2 A I_c (M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}} - B R_{N_1} I_c^2] \quad 5.24$$

donde:

$$A = K_1 FC T + K_2 \text{ y } B = K_1 T + K_2$$

la primera condición para obtener los máximos ahorros es:

$$\frac{\partial C_s}{\partial I_c} = 0 = 3[2 A (M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}} - 2 B R_{N_1} I_c]$$

se despeja a I_c

$$I_{c\text{óptimo}} = \frac{A}{B} \frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}}}{R_{N_1}} \quad 5.25$$

Al sustituir la ecuación anterior en la ecuación 5.24, se obtienen los ahorros óptimos.

$$\Delta C_{s\text{óptimo}} = 3 \frac{A^2}{B} \frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_1}} \quad 5.26$$

La segunda condición para obtener los máximos ahorros es la localización óptima. Ésta se consigue calculando los ahorros en cada nodo por medio de la ecuación 5.26 y en donde resulten mayores, es el punto en el cual los ahorros son los máximos.

Ejemplo 5.1

Calcular la capacidad del banco de condensadores óptima para cada nodo del alimentador mostrado en la figura, así como la capacidad y localización del banco que produciría la máxima reducción en los costos de operación del mismo.

Datos:

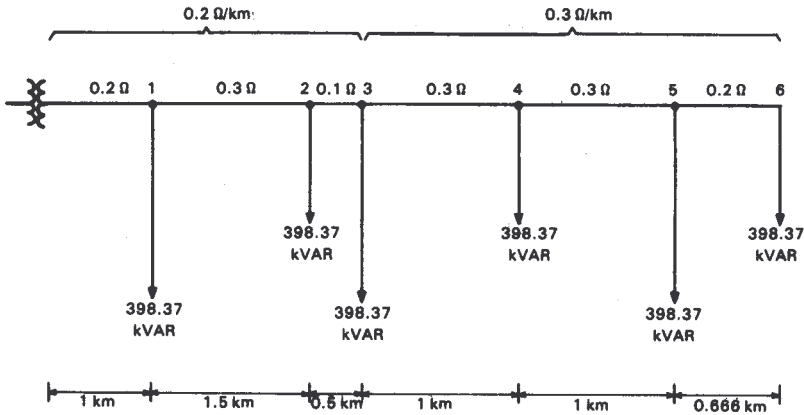
$$K_1 = 0.005 \$/W-h = 5.00 \$/kW-h$$

$$K_2 = 20 \$/W = 20\,000.00 \$/kW$$

$$T = 1 \text{ año} = 8\,760 \text{ horas.}$$

$$FC = 0.5$$

$$\text{Tensión} = 23 \text{ kV}$$



Solución:

Se calculan las constantes A y B .

$$A = K_1 FC T + K_2 = (0.005) (0.5) (8760) + 20 = 41.9$$

$$B = K_1 T + K_2 = (0.005) (8760) + 20 = 63.8$$

La corriente reactiva de cada ramal es:

$$-jI'_s = \frac{398.37 \text{ kvar}}{\sqrt{3} \cdot 23 \text{ kV}} = 10 \text{ amperes}$$

Con la ecuación:

$$I_{c_{opt}} = \frac{A}{B} \frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\max}}{R_{N_1}}$$

se calcula la capacidad óptima para cada nodo del alimentador

- Para el nodo 1

$$M_o^N = 0.2 (10) + 0.5 (10) + 0.6 (10) + 0.9 (10) + 1.2 (10) + 1.4 (10) = 48$$

$$M_{N_1}^N = 0.3 (10) + 0.4 (10) + 0.7 (10) + 1.0 (10) + 1.2 (10) = 36$$

$$R_{N_1} = 0.2 \Omega$$

$$I_{c_{opt}} = \frac{41,900}{63,800} \frac{(48 - 36)}{0.2} = 39.4 \text{ amperes}$$

- Para el nodo 2

$$M_{N_1}^N = 0.1 (10) + 0.4 (10) + 0.7 (10) + 0.9 (10) = 21$$

$$R_{N_1} = 0.5 \Omega$$

$$I_c = 35.46 \text{ amperes}$$

- Para el nodo 3

$$M_{N_1}^N = 0.3 (10) + 0.6 (10) + 0.8 (10) = 17$$

$$R_{N_1} = 0.6 \Omega$$

$$I_c = 33.93 \text{ amperes}$$

- Para el nodo 4

$$M_{N_1}^N = 0.3 (10) + 0.5 (10) = 8$$

$$R_{N_1} = 0.9 \Omega$$

$$I_c = 29.18 \text{ amperes}$$

- Para el nodo 5

$$M_{N_1}^N = 0.2 (10) = 2$$

$$R_{N_1} = 1.2 \Omega$$

$$I_c = 25.17 \text{ amperes}$$

- Para el nodo 6

$$M_{N_1}^N = 0$$

$$R_{N_1} = 1.4 \Omega$$

$$I_c = 22.51 \text{ amperes}$$

Ahora se encuentra en cuál nodo se consiguen los máximos ahorros, lográndose así la capacidad y localización óptimas.

Los ahorros óptimos están dados por:

$$\Delta C_{\$_{\text{opt}}} = 3 \frac{A^2}{B} \frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)^2_{\text{máx}}}{R_{N_1}}$$

- Para el nodo 1

$$\Delta C_s = 3 \frac{(41.90)^2}{63.80} \frac{(48 - 36)^2}{0.2} = 59\,437.57 \text{ pesos}$$

- Para el nodo 2

$$\Delta C_S = \$120\,361.1$$

- Para el nodo 3

$$\Delta C_S = \$132\,221.09$$

- Para el nodo 4

$$\Delta C_S = \$146\,759.45$$

- Para el nodo 5

$$\Delta C_S = \$145\,567.03$$

- Para el nodo 6

$$\Delta C_S = \$135\,857.32$$

Entonces los parámetros buscados son:

$$a) \text{ kvar}_{\text{opt}} = 29.18\sqrt{3} \cdot 23 = 1\,162.4$$

$$b) \text{ Localización: nodo 4, o sea a 4 km de la fuente y los ahorros óptimos } \Delta C_S = \$146\,759.45.$$

Nota: este ejemplo se desarrolló con objeto de demostrar que la regla de los 2/3 no es válida en condiciones que no sean las de carga uniformemente distribuida y calibre de conductor constante.

En el cuadro 1 se dan los ahorros anuales para distintos bancos de capacitores en cada uno de los nodos del mismo alimentador, y se grafican en la siguiente página.

Ejemplo 5.2

Al alimentador mostrado en la figura se le desea instalar un banco de capacitores; calcular la capacidad y localización de éste para obtener los máximos ahorros.

Datos: Las cargas están en amperes.

$$K_1 = 0.005 \text{ \$/W-h}$$

$$K_2 = 20.00 \text{ \$/W}$$

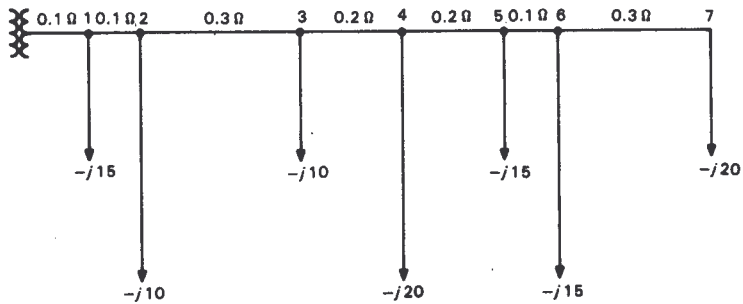
$$FC = 0.75$$

$$T = 1 \text{ año} = 8\,760 \text{ horas}$$

$$\text{Tensión} = 23 \text{ kV.}$$

Cuadro 1 Ahorros anuales al instalar distintos bancos de capacitores
(Véase la figura de la página siguiente).

ΔC_s	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6
	$R_{N_1} = 0.2$	$R_{N_1} = 0.5$	$R_{N_1} = 0.6$	$R_{N_1} = 0.9$	$R_{N_1} = 1.2$	$R_{N_1} = 1.4$
Banco kVAR	$M_{N_1}^N = 36$	$M_{N_1}^N = 21$	$M_{N_1}^N = 17$	$M_{N_1}^N = 8$	$M_{N_1}^N = 2$	$M_{N_1}^N = 0$
900	48 617.44	104 504.76	117 454.24	139 263.83	144 034.56	135 855.81
1000	51 607.29	110 086.15	123 268.42	143 883.15	145 565.81	134 066.21
1100	54 114.7	114 461.50	127 635.34	146 331.58	144 202.55	128 899.67
1200	56 139.71	117 630.79	130 555.00	146 609.12	139 944.76	120 356.20
1300	57 682.29	119 594.04	132 027.40	144 715.77	132 792.46	108 435.79
1400	58 742.45	120 351.24	132 052.54	140 651.54	122 745.64	93 138.44
1500	59 320.19	119 902.39	130 630.42	134 416.41	109 804.30	74 464.15
1600	59 415.52	118 247.49	127 761.04	126 010.40	93 968.44	52 412.93



Solución:

$$A = K_1 FC T + K_2 = 0.005 (0.75) 8760 + 20,000 = 52.85$$

$$B = K_1 T + K_2 = 0.005 (8760) + 20,000 = 63.8$$

$$M_o^N = 0.1 (15) + 0.2 (10) + 0.5 (10) + 0.7 (20) + 0.9 (15) + 1.0 (15) + 1.3 (20)$$

$$M_o^N = 1.5 + 2 + 5 + 14 + 13.5 + 15 + 26 = 77$$

Se calculan los ahorros óptimos en cada uno de los nodos del alimentador, de acuerdo con la ecuación:

$$\Delta C_{s_{\text{bpt}}} = 3 \frac{A^2}{B} \frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_1}} \text{ en pesos.}$$

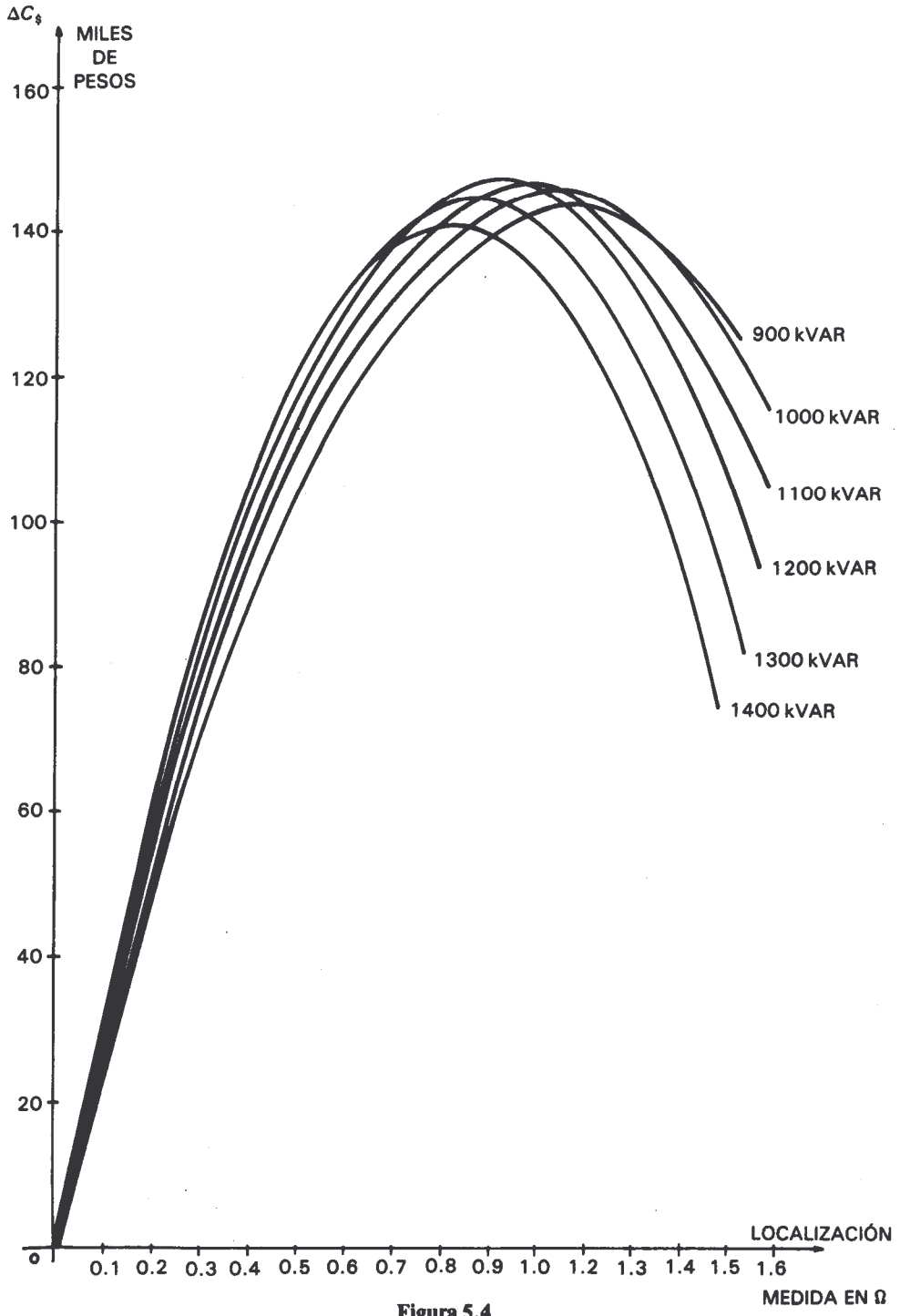


Figura 5.4

- Para el nodo 1

$$R_{N_1} = 0.1$$

$$M_{N_1}^N = 0.1 (10) + 0.4 (10) + 0.6 (20) + 0.8 (15) + 0.9 (15) + 1.2 (20) \\ = 1 + 4 + 12 + 12 + 13.5 + 24 = 66.5$$

$$\Delta C_S = 3 \frac{A^2}{B} \frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\max}^2}{R_{N_1}} = 3 \frac{(52.85)^2}{63.8} \frac{(77 - 66.5)^2}{0.1} = 144\,800.2$$

- Para el nodo 2

$$R_{N_1} = 0.2$$

$$M_{N_1}^N = 0.3 (10) + 0.5 (20) + 0.7 (15) + 0.8 (15) + 1.1 (20) = \\ = 3 + 10 + 10.5 + 12 + 22 = 57.5$$

$$\Delta C_S = 3 \frac{(52.85)^2}{63.8} \frac{(77 - 57.5)^2}{0.2} = 249\,706.46$$

- Para el nodo 3

$$R_{N_1} = 0.5$$

$$M_{N_1}^N = 0.2 (20) + 0.4 (15) + 0.5 (15) + 0.8 (20) = 4 + 6 + 7.5 + 16 = 33.5$$

$$\Delta C_S = 497\,048.84$$

- Para el nodo 4

$$R_{N_1} = 0.7$$

$$M_{N_1}^N = 0.2 (15) + 0.3 (15) + 0.6 (20) = 3 + 4.5 + 12 = 19.5$$

$$\Delta C_S = 620\,337.75$$

- Para el nodo 5

$$R_{N_1} = 0.9$$

$$M_{N_1}^N = 0.1 (15) + 0.4 (20) = 1.5 + 8 = 9.5$$

$$\Delta C_S = 664\,898.87$$

- Para el nodo 6

$$R_{N_1} = 1.0$$

$$M_{N_1}^N = 0.3 (20) = 6$$

$$\Delta C_S = 662\,075.1$$

- Para el nodo 7

$$R_{N_1} = 1.3$$

$$M_{N_1}^N = 599\ 002.53$$

$$\Delta C_3 = 599\ 002.53$$

Como se aprecia, los máximos ahorros se obtienen en el nodo 5. La capacidad óptima que corresponde a ese nodo es:

$$I_c = \frac{A}{B} \frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\max}}{R_{N_1}} = \frac{52.85}{63.8} \frac{(77 - 9.5)}{0.9} = 62.13 \text{ amperes.}$$

Respuestas

- Capacidad óptima:

$$kvar_{opt} = 62.13 \times \sqrt{3} \times 23 \text{ kv} = 2\ 475.08$$

- Localización óptima:

En el nodo 5

- Ahorros óptimos:

$$\Delta C_5 = 664\ 898.87$$

5.5 ALIMENTADOR CON CARGA DISTRIBUIDA AL AZAR Y DOS BANCOS DE CAPACITORES

En este caso los bancos C_1 y C_2 se encuentran en los nodos N_1 y N_2 , respectivamente, como lo indica la figura 5.5.

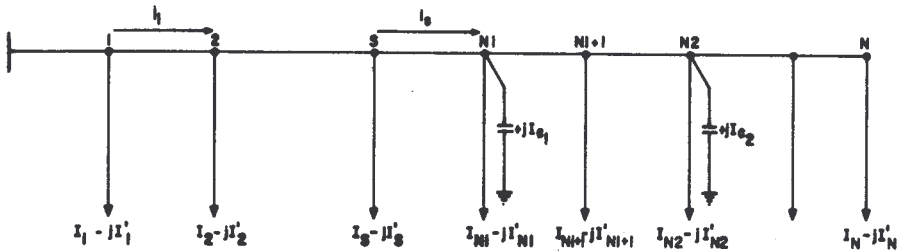


Figura 5.5

La corriente reactiva en los diferentes tramos es:

$$i'_s = \sum_{s=s}^N I'_s - (I_{c_1} + I_{c_2}) \quad \text{para } S \leq N_1$$

$$i'_s = \sum_{s=s}^N I'_s - I_{c_2} \quad \text{para } N_1 < S \leq N_2$$

$$i'_s = \sum_{s=s}^N I'_s \quad \text{para } S > N_2$$

Las pérdidas de potencia trifásicas que se tienen en cada tramo del alimentador son:

$$L_1 = 3r_1 \left[\left(\sum_{s=1}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=1}^N I'_s \right)^2 - 2(I_{c_1} + I_{c_2}) \sum_{s=1}^N I'_s + (I_{c_1} + I_{c_2})^2 \right]$$

$$\vdots$$

$$L_{N_1} = 3r_{N_1} \left[\left(\sum_{s=N_1}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=N_1}^N I'_s \right)^2 - 2(I_{c_1} + I_{c_2}) \sum_{s=N_1}^N I'_s + (I_{c_1} + I_{c_2})^2 \right]$$

$$L_{N_{1+1}} = 3r_{N_{1+1}} \left[\left(\sum_{s=N_{1+1}}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=N_{1+1}}^N I'_s \right)^2 - 2I_{c_2} \sum_{s=N_{1+1}}^N I'_s + I_{c_2}^2 \right]$$

$$\vdots$$

$$L_{N_2} = 3r_{N_2} \left[\left(\sum_{s=N_2}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=N_2}^N I'_s \right)^2 - 2I_{c_2} \sum_{s=N_2}^N I'_s + I_{c_2}^2 \right]$$

$$L_{N_{2+1}} = 3r_{N_{2+1}} \left[\left(\sum_{s=N_{2+1}}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=N_{2+1}}^N I'_s \right)^2 \right]$$

$$\vdots$$

$$L_N = 3r_N \left[\left(\sum_{s=N}^N I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=N}^N I'_s \right)^2 \right]$$

Con el mismo procedimiento usado en el caso anterior, se llega a la expresión con que se obtienen las pérdidas de potencia totales en el alimentador.

$$L_{3\phi} = \sum_{s=1}^N L_s = M + 3 \left[-2(I_{c_1} + I_{c_2}) (M_o^N - M_{N_1}^N) + \right. \\ \left. R_{N_1} (I_{c_1} + I_{c_2})^2 - 2I_{c_2} (M_{N_1}^N - M_{N_2}^N) + (R_{N_2} - R_{N_1}) I_{c_2}^2 \right] \quad 5.27$$

y la reducción en las mismas pérdidas es:

$$\Delta L_{3\phi} = 3 \left[2(I_{c_1} + I_{c_2}) (M_o^N - M_{N_1}^N) - R_{N_1} (I_{c_1} + I_{c_2})^2 + \right. \\ \left. 2I_{c_2} (M_{N_1}^N - M_{N_2}^N) - (R_{N_2} - R_{N_1}) I_{c_2}^2 \right] \quad 5.28$$

Si la reducción en las pérdidas de potencia se integra con respecto al tiempo cuando la carga sigue un ciclo, se obtiene la reducción en las pérdidas de energía.

$$\Delta E_{3\phi} = 3T \left[2(I_{c_1} + I_{c_2}) FC (M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}} - R_{N_1} (I_{c_1} + I_{c_2})^2 + \right. \\ \left. 2I_{c_2} FC (M_{N_1}^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}} - (R_{N_2} - R_{N_1}) I_{c_2}^2 \right] \quad 5.29$$

y la ecuación con que se calcula el monto del dinero ahorrado por la instalación de los dos bancos es:

$$\Delta C_5 = 3 \left[2A \left[(I_{c_1} + I_{c_2}) (M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}} + I_{c_2} \right. \right. \\ \left. \left. (M_{N_1}^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}} \right] - B (R_{N_1} I_{c_1}^2 + R_{N_2} I_{c_2}^2 + \right. \\ \left. 2R_{N_1} I_{c_1} I_{c_2} \right] \quad 5.30$$

donde de nuevo:

$$A = K_1 T FC + K_2 \text{ y } B = K_1 T + K_2$$

que también se puede escribir así:

$$\Delta C_5 = 3 \left[2A \left[I_{c_1} (M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}} + I_{c_2} \right. \right. \\ \left. \left. (M_o^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}} \right] - B (R_{N_1} I_{c_1}^2 + R_{N_2} I_{c_2}^2 + \right. \\ \left. 2R_{N_1} I_{c_1} I_{c_2} \right] \quad 5.31$$

Con el mismo procedimiento, los máximos ahorros se obtienen cuando:

$$\frac{\partial \Delta C_{\$}}{\partial I_{c_1}} = 0 = \frac{A}{B} \frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}}}{R_{N_1}} - I_{c_1} - I_{c_2} \tag{5.32}$$

$$\frac{\partial \Delta C_{\$}}{\partial I_{c_2}} = 0 = \frac{A}{B} \frac{(M_o^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}}}{R_{N_2}} - \frac{R_{N_1}}{R_{N_2}} I_{c_1} - I_{c_2}$$

Al resolver simultáneamente las ecuaciones 5.32 se encuentran las expresiones con que se conocen las capacidades óptimas de ambos bancos:

$$I_{c_{1\text{ópt}}} = \frac{A}{B} \frac{R_{N_2} (M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}} - R_{N_1} (M_o^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}}}{R_{N_1} (R_{N_2} - R_{N_1})} \tag{5.33}$$

$$I_{c_{2\text{ópt}}} = \frac{A}{B} \frac{(M_{N_1}^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}}}{R_{N_2} - R_{N_1}} \tag{5.34}$$

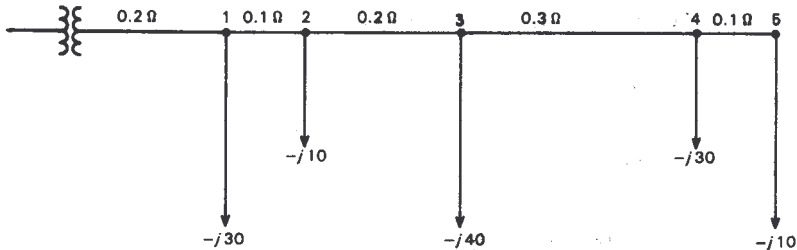
Al sustituir $I_{c_{1\text{ópt}}}$ y $I_{c_{2\text{ópt}}}$ en la ecuación 5.31, se llega a la ecuación de ahorros óptimos. Por simplicidad se recomienda trabajar con la expresión:

$$I_{c_{1\text{ópt}}} = \frac{A}{B} \frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}}}{R_{N_1}} - I_{c_2}$$

$$\Delta C_{\$ \text{ópt}} = 3 \frac{A^2}{B} \left[\frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_1}} + \frac{(M_{N_1}^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_2} - R_{N_1}} \right] \tag{5.35}$$

Ejemplo 5.3

Se desea instalar dos bancos de capacitores con el propósito de minimizar las pérdidas del alimentador mostrado en la figura. Calcular la capacidad y localización de ambos bancos para obtener los máximos ahorros:



Datos:

$$K_1 = 5 \times 10^{-3} \text{ \$/W-h}$$

$$\begin{aligned}
 K_2 &= 20 \text{ \$/W} \\
 FC &= 0.5 \\
 T &= 8760 \text{ hs/año.} \\
 \text{Tensión} &= 23 \text{ kV} \\
 A &= 41.9 \\
 B &= 63.8
 \end{aligned}$$

Con el procedimiento usado para un banco de capacitores, primero se calculan los ahorros óptimos para todas las posibles combinaciones para dos bancos que hay en el alimentador. (En este caso son 10 arreglos posibles).

$$\begin{aligned}
 M_o^N &= 0.2 (30) + 0.3 (10) + 0.5 (40) + 0.8 (30) + 0.9 (10) = \\
 &= 6 + 3 + 20 + 24 + 9 = 62
 \end{aligned}$$

1° Bancos en los nodos 1 y 2

$$\begin{aligned}
 R_{N_1} &= 0.2 \Omega \\
 R_{N_2} &= 0.3 \Omega
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 M_{N_1}^N &= 0.1 (10) + 0.3 (40) + 0.6 (30) + 0.7 (10) = \\
 &= 1 + 12 + 18 + 7 = 38
 \end{aligned}$$

$$M_{N_2}^N = 0.2 (40) + 0.5 (30) + 0.6 (10) = 8 + 15 + 6 = 29$$

$$\Delta C_s = 3 \frac{A^2}{B} \left[\frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\max}^2}{R_{N_1}} + \frac{(M_{N_1}^N - M_{N_2}^N)_{\max}^2}{R_{N_2} - R_{N_1}} \right]$$

$$\Delta C_s = 3 \frac{(41.9)^2}{63.8} \left[\frac{(62 - 38)^2}{0.2} + \frac{(38 - 29)^2}{0.3 - 0.2} \right]$$

$$\Delta C_s = \$304\,617.6$$

2° En los nodos 1 y 3

$$\begin{aligned}
 R_{N_2} &= 0.5 \Omega \\
 M_{N_2}^N &= 0.3 (30) + 0.4 (10) = 13 \\
 \Delta C_s &= \$409\,734.05
 \end{aligned}$$

3° En los nodos 1 y 4

$$\begin{aligned}
 R_{N_2} &= 0.8 \Omega \\
 M_{N_2}^N &= 0.1 (10) = 1 \\
 \Delta C_s &= \$426\,106.9
 \end{aligned}$$

4° En los nodos 1 y 5

$$R_{N_2} = 0.9 \Omega$$

$$M_{N_2}^N = 0$$

$$\Delta C_3 = \$408\ 043.7$$

5° En los nodos 2 y 3

$$R_{N_1} = 0.3 \Omega$$

$$R_{N_2} = 0.5 \Omega$$

$$M_{N_1}^N = 29$$

$$M_{N_2}^N = 13$$

$$\Delta C_3 = \$405\ 331.2$$

6° En los nodos 2 y 4

$$R_{N_2} = 0.8 \Omega$$

$$M_{N_2}^N = 1$$

$$\Delta C_3 = \$429\ 106.3$$

7° En los nodos 2 y 5

$$R_{N_2} = 0.9 \Omega$$

$$M_{N_2}^N = 0$$

$$\Delta C_3 = \$415\ 375.1$$

8° En los nodos 3 y 4

$$R_{N_1} = 0.5 \Omega$$

$$R_{N_2} = 0.8 \Omega$$

$$M_{N_1}^N = 13$$

$$M_{N_2}^N = 1$$

$$\Delta C_3 = \$436\ 040.69$$

9° En los nodos 3 y 5

$$R_{N_2} = 0.9 \Omega$$

$$M_{N_2}^N = 0$$

$$\Delta C_3 = \$431\ 293.9$$

10° En los nodos 4 y 5

$$R_{N_1} = 0.8 \Omega$$

$$R_{N_2} = 0.9 \Omega$$

$$M_{N_1}^N = 1$$

$$M_{N_2}^N = 0$$

$$\Delta C_3 = \$384\,796.4$$

Los máximos ahorros se obtienen en los nodos 3 y 4; las capacidades que lo consiguen son:

$$I_{c_2} = \frac{A}{B} \frac{(M_{N_1}^N - M_{N_2}^N)_{\max}}{R_{N_2} - R_{N_1}} = \frac{41.9}{63.8} \frac{(13 - 1)}{0.8 - 0.5} = 26.26 \text{ amperes}$$

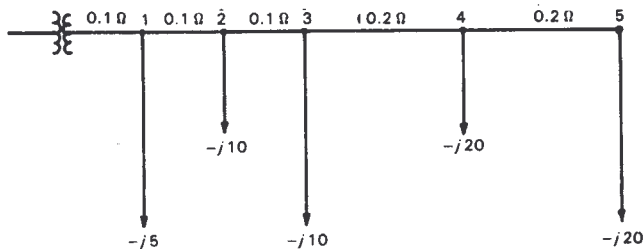
$$I_{c_1} = \frac{A}{B} \frac{(M_{N_0}^N - M_{N_1}^N)_{\max}}{R_{N_1}} - I_{c_2} = \frac{41.9}{63.8} \frac{(62 - 13)}{0.5} - 26.26 = 38.09 \text{ amperes}$$

Entonces, las respuestas son:

- Capacidades óptimas:
 $I_{c_1} = 38.09$ amperes
 $I_{c_2} = 26.26$ amperes
- Localizaciones óptimas:
 I_{c_1} en el nodo 3
 I_{c_2} en el nodo 4
- Ahorros óptimos:
 $\Delta C_3 = \$436\,040.69$

Ejemplo 5.4

Al alimentador mostrado en la figura se le desea instalar dos bancos de capacitores. Calcular las capacidades óptimas de los dos para todas las posibles parejas de nodos, así como los parámetros óptimos a) localización; b) capacidad; c) ahorros. Si ya se contara con dos bancos (de 1 200 y 600 kvar) ¿en dónde se colocarían, y qué ahorros se tendrían?



Datos:

- Los del ejemplo anterior.
- Cargas en amperes.

Solución:

Los posibles arreglos para dos bancos en este alimentador son 10. Las capacidades óptimas para cada arreglo son:

1° Bancos en los nodos 1 y 2

$$M_o^N = 0.1 (5) + 0.2 (10) + 0.3 (10) + 0.5 (20) + 0.7 (20) = 0.5 + 2 + 3 + 10 + 14 = 29.5$$

$$R_{N_1} = 0.1 \Omega$$

$$R_{N_2} = 0.2 \Omega$$

$$M_{N_1}^N = 0.1 (10) + 0.2 (10) + 0.4 (20) + 0.6 (20) = 1 + 2 + 8 + 12 = 23$$

$$M_{N_2}^N = 0.1 (10) + 0.3 (20) + 0.5 (20) = 1 + 6 + 10 = 17$$

$$I_{c_2} = \frac{A}{B} \frac{(M_{N_1}^N - M_{N_2}^N)_{\max}}{R_{N_2} - R_{N_1}} = \frac{41.9}{63.8} \frac{(23 - 17)}{0.2 - 0.1} = 39.59 \text{ amperes}$$

$$I_{c_1} = \frac{A}{B} \frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\max}}{R_{N_1}} - I_{c_2} = \frac{41.9}{63.8} \frac{(29.5 - 23)}{0.1} - 39.59$$

$$= 3.29 \text{ amperes}$$

2° En los nodos 1 y 3

$$M_{N_2}^N = 0.2 (20) + 0.4 (20) = 12$$

$$R_{N_2} = 0.3 \Omega$$

$$I_{c_2} = 36.29 \text{ amperes}$$

$$I_{c_1} = 6.59 \text{ amperes}$$

3° Nodos 1 y 4

$$M_{N_2}^N = 0.2 (20) = 4$$

$$R_{N_2} = 0.5 \Omega$$

$$I_{c_2} = 31.34 \text{ amperes}$$

$$I_{c_1} = 11.54 \text{ amperes}$$

4° Nodos 1 y 5

$$M_{N_2}^N = 0$$

$$R_{N_2} = 0.7 \Omega$$

$$I_{c_2} = 25.29 \text{ amperes}$$

$$I_{c_1} = 17.59 \text{ amperes}$$

5° Nodos 2 y 3

$$M_{N_1}^N = 17$$

$$M_{N_2}^N = 12$$

$$R_{N_1} = 0.2 \Omega$$

$$R_{N_2} = 0.3 \Omega$$

$$I_{c_2} = 32.99 \text{ amperes}$$

$$I_{c_1} = 8.24 \text{ amperes}$$

6° Nodos 2 y 4

$$M_{N_2}^N = 4$$

$$R_{N_2} = 0.5 \Omega$$

$$I_{c_2} = 28.59 \text{ amperes}$$

$$I_{c_1} = 12.64 \text{ amperes}$$

7° Nodos 2 y 5

$$M_{N_2}^N = 0$$

$$R_{N_2} = 0.7 \Omega$$

$$I_{c_2} = 22.43 \text{ amperes}$$

$$I_{c_1} = 18.8 \text{ amperes}$$

8° Nodos 3 y 4

$$M_{N_1}^N = 12$$

$$R_{N_1} = 0.3 \Omega$$

$$M_{N_2}^N = 4$$

$$R_{N_2} = 0.5 \Omega$$

9° Nodos 3 y 5

$$M_{N_2}^N = 0$$

$$R_{N_2} = 0.7 \Omega$$

$$I_{c_2} = 19.79 \text{ amperes}$$

$$I_{c_1} = 18.69 \text{ amperes}$$

10° Nodos 4 y 5

$$\begin{aligned}
 M_{N_1}^N &= 4 \\
 M_{N_2}^N &= 0 \\
 R_{N_1} &= 0.5 \Omega \\
 R_{N_2} &= 0.7 \Omega \\
 I_{c_2} &= 13.19 \text{ amperes} \\
 I_{c_1} &= 20.45 \text{ amperes}
 \end{aligned}$$

Y los ahorros para cada arreglo son:

$$\begin{aligned}
 1^\circ \Delta C_S &= \$64\,597.09 \\
 2^\circ \Delta C_S &= \$84\,822.3 \\
 3^\circ \Delta C_S &= \$109\,381.65 \\
 4^\circ \Delta C_S &= \$107\,661.8 \\
 5^\circ \Delta C_S &= \$85\,131.95 \\
 6^\circ \Delta C_S &= \$110\,998.3 \\
 7^\circ \Delta C_S &= \$112\,209.07 \\
 8^\circ \Delta C_S &= \$110\,688.73 \\
 9^\circ \Delta C_S &= \$113\,990.82 \\
 10^\circ \Delta C_S &= \$113\,963.3
 \end{aligned}$$

Los parámetros óptimos son:

- a) $I_{c_1} = 18.69$ amperes
 $I_{c_2} = 19.79$ amperes
- b) Localizaciones; I_{c_1} en el nodo 3
 I_{c_2} en el nodo 5
- c) $\Delta C_{S_{\text{ópt}}} = \$113\,990.82$

Para responder la pregunta:

- Banco ~~1200~~ ⁶⁰⁰ kvar

$$I_{c_1} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 23} = 15.06 \text{ amperes.}$$

- Banco ~~600~~ ¹²⁰⁰ kvar

$$I_{c_2} = \frac{1200}{\sqrt{3} \cdot 23} = 30.12 \text{ amperes.}$$

Al observar los resultados se aprecia que los arreglos más ventajosos para tales bancos son:

- El 3º: nodos 1 y 4
- El 6º: nodos 2 y 4

Para la primera posibilidad, los ahorros logrados son:

$$\Delta C_S = 3 \left[2 A \left[I_{C_1} (M_O^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}} + I_{C_2} (M_O^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}} \right] - B (R_{N_1} I_{C_1}^2 + R_{N_2} I_{C_2}^2 + 2 R_{N_1} I_{C_1} I_{C_2}) \right]$$

$$\Delta C_S = 3 \left[2 (41.9) \left[15.06 (29.5 - 23) + 30.12 (29.5 - 4) \right] - 63.8 \left[0.1 (15.06)^2 + 0.5 (30.12)^2 + 2 (0.1) (15.06) (30.12) \right] \right]$$

$$\Delta C_S = 3 \left[83.8 (865.95) - 63.8 (567.0) \right] = \$109\ 174.3$$

Para la segunda, los ahorros son:

$$\Delta C_S = 3 \left[2 (41.9) \left[15.06 (29.5 - 17) + 30.12 (29.5 - 4) \right] - 63.8 \left[0.2 (15.06)^2 + 0.5 (30.12)^2 + 2 (0.2) (15.06) (30.12) \right] \right] =$$

$$\Delta C_S = 3 \left[83.8 (956.31) - 63.8 (680.41) \right] = \$110\ 185.7$$

por lo tanto, se concluye que la segunda posibilidad es la indicada.

5.6 ALIMENTADOR CON CARGA DISTRIBUIDA AL AZAR *m* BANCOS DE CAPACITORES

En la siguiente figura se ilustra este caso.

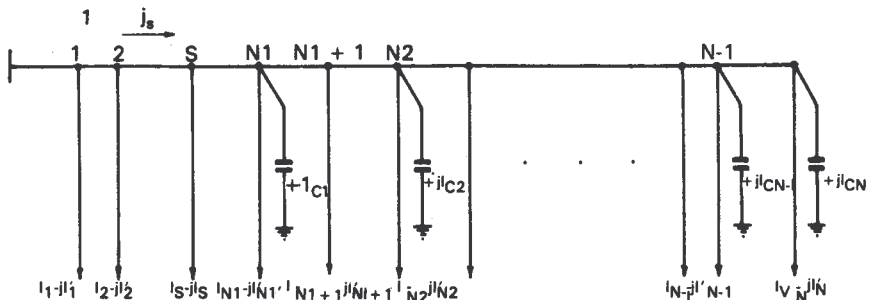


Figura 5.6

La ecuación 5.31, que es la siguiente:

$$\Delta C_S = 3 \left[2A \left[I_1 (M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}} + I_{c_2} (M_o^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}} \right] - B (R_{N_1} I_{c_1}^2 + R_{N_2} I_{c_2}^2 + 2R_{N_1} I_{c_1} I_{c_2}) \right]$$

se puede generalizar para m bancos de capacitores de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \Delta C_S = 3 \left[2A \left[I_{c_1} (M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}} + I_{c_2} (M_o^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}} \right. \right. \\ \left. \left. + \dots + I_{c_m} (M_o^N - M_{N_m}^N)_{\text{máx}} \right] - B \left[R_{N_1} I_{c_1}^2 + R_{N_2} I_{c_2}^2 + \dots + \right. \right. \\ \left. \left. R_{N_m} I_{c_m}^2 + 2R_{N_1} (I_{c_1} I_{c_2} + I_{c_1} I_{c_3} + \dots + I_{c_1} I_{c_m}) + 2R_{N_2} (I_{c_2} I_{c_3} \right. \right. \\ \left. \left. + \dots + I_{c_2} I_{c_m}) + \dots + 2R_{N_{m-1}} (I_{c_{m-1}} I_{c_m}) \right] \right] \end{aligned} \quad 5.36$$

A fin de obtener las capacidades óptimas de cada uno de los m bancos, se deriva parcialmente la ecuación 5.36 con respecto a cada una de las I_c y se igualan a cero, resultando un sistema de m ecuaciones con m incógnitas.

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta C_S}{\partial I_{c_1}} = 0 &= 3 \left[2A \left[(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}} \right] - B \left[2R_{N_1} I_{c_1} + 2R_{N_1} \right. \right. \\ &\left. \left. (I_{c_2} + I_{c_3} + \dots + I_{c_m}) \right] \right] \\ \frac{\partial \Delta C_S}{\partial I_{c_2}} = 0 &= 3 \left[2A \left[(M_o^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}} \right] - B \left[2R_{N_2} I_{c_2} + 2R_{N_1} I_{c_1} \right. \right. \\ &\left. \left. + 2R_{N_2} (I_{c_3} + \dots + I_{c_m}) \right] \right] \\ \frac{\partial \Delta C_S}{\partial I_{c_3}} = 0 &= 3 \left[2A \left[(M_o^N - M_{N_3}^N)_{\text{máx}} \right] - B \left[2R_{N_3} I_{c_3} + 2R_{N_1} I_{c_1} \right. \right. \\ &\left. \left. + 2R_{N_2} I_{c_2} + 2R_{N_3} (I_{c_4} + \dots + I_{c_m}) \right] \right] \\ &\vdots \\ \frac{\partial \Delta C_S}{\partial I_{c_m}} = 0 &= 3 \left[2A \left[(M_o^N - M_{N_m}^N)_{\text{máx}} \right] - B \left[2R_{N_m} I_{c_m} + 2R_{N_1} I_{c_1} \right. \right. \\ &\left. \left. + 2R_{N_2} I_{c_2} + 2R_{N_3} I_{c_3} + \dots + 2R_{N_{m-1}} I_{c_{m-1}} \right] \right] \end{aligned}$$

que puede escribirse así

$$R_{N_1}I_{C_1} + R_{N_1}I_{C_2} + R_{N_1}I_{C_3} + R_{N_1}I_{C_4} + \dots + R_{N_1}I_{C_m}$$

$$= \frac{A}{B} (M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}}$$

$$R_{N_2}I_{C_1} + R_{N_2}I_{C_2} + R_{N_2}I_{C_3} + R_{N_2}I_{C_4} + \dots + R_{N_2}I_{C_m}$$

$$= \frac{A}{B} (M_o^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}}$$

$$R_{N_3}I_{C_1} + R_{N_3}I_{C_2} + R_{N_3}I_{C_3} + R_{N_3}I_{C_4} + \dots + R_{N_3}I_{C_m}$$

$$= \frac{A}{B} (M_o^N - M_{N_3}^N)_{\text{máx}}$$

$$\vdots$$

$$R_{N_m}I_{C_1} + R_{N_m}I_{C_2} + R_{N_m}I_{C_3} + R_{N_m}I_{C_4} + \dots + R_{N_m}I_{C_m}$$

$$= \frac{A}{B} (M_o^N - M_{N_m}^N)_{\text{máx}}$$

Al escribir en forma matricial la ecuación (5.37)

$$\underbrace{\begin{bmatrix} R_{N_1} & R_{N_1} & R_{N_1} & R_{N_1} & \dots & R_{N_1} \\ R_{N_2} & R_{N_2} & R_{N_2} & R_{N_2} & \dots & R_{N_2} \\ R_{N_3} & R_{N_3} & R_{N_3} & R_{N_3} & \dots & R_{N_3} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ R_{N_m} & R_{N_m} & R_{N_m} & R_{N_m} & \dots & R_{N_m} \end{bmatrix}}_{[R]} \underbrace{\begin{bmatrix} I_{C_1} \\ I_{C_2} \\ I_{C_3} \\ \vdots \\ I_{C_m} \end{bmatrix}}_{[I_{C_m}]} = \frac{A}{B} \underbrace{\begin{bmatrix} (M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}} \\ (M_o^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}} \\ (M_o^N - M_{N_3}^N)_{\text{máx}} \\ \vdots \\ (M_o^N - M_{N_m}^N)_{\text{máx}} \end{bmatrix}}_{[M_o^N - M_{N_m}^N]_{\text{máx}}}$$

Entonces:

$$[R] [I_{C_m}] = \frac{A}{B} [M_o^N - M_{N_m}^N]_{\text{máx}}$$

Y la ecuación matricial que proporciona las capacidades óptimas de los m bancos de capacitores es:

$$[I_{C_m}] = \frac{A}{B} [R]^{-1} [M_o^N - M_{N_m}^N]_{\text{máx}} \tag{5.38}$$

Para obtener la ecuación con la cual se puedan calcular los ahorros óptimos cuando se instalan m bancos de capacitores en un alimentador, primero se deduce una ecuación con la que se puedan calcular los ahorros óptimos cuando se instalan tres bancos y, a partir de ésta y de las mismas para uno y dos bancos, se generaliza la expresión de los ahorros óptimos.

La ecuación con que se calculan los ahorros por la instalación de tres bancos de capacitores es:

$$\begin{aligned} \Delta C_S = 3 \left[2A \left[I_{c_1} (M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}} + I_{c_2} (M_o^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}} \right. \right. \\ \left. \left. + I_{c_3} (M_o^N - M_{N_3}^N)_{\text{máx}} \right] - B \left[R_{N_1} I_{c_1}^2 + R_{N_2} I_{c_2}^2 \right. \right. \\ \left. \left. + R_{N_3} I_{c_3}^2 + 2R_{N_1} (I_{c_1} I_{c_2} + I_{c_1} I_{c_3}) + 2R_{N_2} I_{c_2} I_{c_3} \right] \right] \end{aligned} \quad 5.39$$

Al derivar en forma parcial la ecuación 5.39 con respecto a I_{c_1} , I_{c_2} , I_{c_3} e igualando a cero cada una, se obtiene un juego de tres ecuaciones con tres incógnitas, que en este caso se obtiene de la ecuación matricial.

$$R_{N_1} I_{c_1} + R_{N_1} I_{c_2} + R_{N_1} I_{c_3} = \frac{A}{B} (M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}}$$

$$R_{N_1} I_{c_1} + R_{N_2} I_{c_2} + R_{N_2} I_{c_3} = \frac{A}{B} (M_o^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}}$$

$$R_{N_1} I_{c_1} + R_{N_2} I_{c_2} + R_{N_3} I_{c_3} = \frac{A}{B} (M_o^N - M_{N_3}^N)_{\text{máx}}$$

Y resolviéndolas simultáneamente se obtiene,

$$I_{c_1 \text{ ópt}} \frac{A}{B} \left[\frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}}}{R_{N_1}} - \frac{(M_{N_1}^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}}}{R_{N_2} - R_{N_1}} \right]$$

$$I_{c_2 \text{ ópt}} \frac{A}{B} \left[\frac{(M_{N_1}^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}}}{R_{N_2} - R_{N_1}} - \frac{(M_{N_2}^N - M_{N_3}^N)_{\text{máx}}}{R_{N_3} - R_{N_2}} \right]$$

$$I_{c_3 \text{ ópt}} \frac{A}{B} \left[\frac{(M_{N_2}^N - M_{N_3}^N)_{\text{máx}}}{R_{N_3} - R_{N_2}} \right]$$

Al sustituir las ecuaciones (5.40) en (5.39), se obtiene la expresión de los ahorros máximos. Con la sustitución, el factor común y la reducción de términos se tiene:

$$\Delta C_{S \text{ ópt}} = 3 \frac{A^2}{B} \left[\frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_1}} + \frac{(M_{N_1}^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_2} - R_{N_1}} + \frac{(M_{N_2}^N - M_{N_3}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_3} - R_{N_2}} \right] \quad 5.41$$

Ahora se puede concluir que para m bancos, la expresión que da los máximos ahorros es:

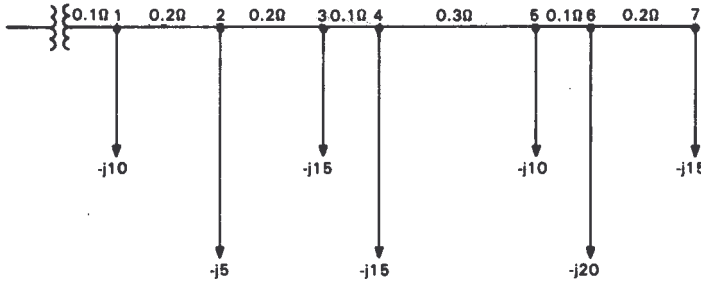
$$\Delta C_{s_{\text{ópt}}} = 3 \frac{A^2}{B} \left[\frac{(M_0^N - M_{N_1}^N)^2_{\text{máx}}}{R_{N_1}} + \frac{(M_{N_1}^N - M_{N_2}^N)^2_{\text{máx}}}{R_{N_2} - R_{N_1}} + \frac{(M_{N_2}^N - M_{N_3}^N)^2_{\text{máx}}}{R_{N_3} - R_{N_2}} \right. \\ \left. + \dots + \frac{(M_{m-1}^N - M_m^N)^2_{\text{máx}}}{R_{N_m} - R_{N_{m-1}}} \right] \quad 5.42$$

Ejemplo 5.5

Con el propósito de minimizarle las pérdidas al alimentador mostrado en la figura, se quiere instalar tres bancos de capacitores a lo largo de éste. Calcular las capacidades y localizaciones óptimas para cada uno de los bancos.

Datos: cargas en amperes.

- $K_1 = 5 \text{ \$/kW-h}$
- $K_2 = 20,000 \text{ \$/kW}$
- $T = 1 \text{ año} = 8760 \text{ hs.}$
- $FC = 1$
- Tensión = 13.8 kV
- $A = B = 63.8$



Solución:

En este alimentador se pueden tener 35 arreglos diferentes con tres bancos; pero aquí sólo se van a proponer dos arreglos. Lo correcto es hacer un programa para que una computadora obtenga los valores adecuados.

Si se aplican las ecuaciones del caso No. 9, se tiene:

$$m = 3 \\ M_0^N = 0.1 (10) + 0.3 (5) + 0.5 (15) + 0.6 (15) + 0.9 (10) + 1.0 (20) + 1.2 (15) = \\ = 1 + 1.5 + 7.5 + 9 + 9 + 20 + 18 = 66$$

1° Se proponen las siguientes localizaciones:

El banco No. 1

Nodo 3

$$R_{N_1} = 0.5 \Omega$$

$$M_{N_1}^N = 0.1 (15) + 0.4 (10) + 0.5 (20) + 0.6 (15) = 1.5 + 4 + 10 + 9 = 24.5$$

El banco No. 2

Nodo 5

$$R_{N_2} = 0.9 \Omega$$

$$M_{N_2}^N = 0.1 (20) + 0.3 (15) = 2 + 4.5 = 6.5$$

El banco No. 3

Nodo 6

$$R_{N_3} = 1.0 \Omega$$

$$M_{N_3}^N = 0.2 (15) = 3$$

La ecuación matricial resultante a fin de calcular las capacidades óptimas para esos nodos es:

$$\begin{bmatrix} I_{c_1} \\ I_{c_2} \\ I_{c_3} \end{bmatrix} = \frac{A}{B} \begin{bmatrix} R_{N_1} & R_{N_1} & R_{N_1} \\ R_{N_1} & R_{N_2} & R_{N_2} \\ R_{N_1} & R_2 & R_{N_3} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} (M_o^N - M_{N_1}^N) \\ (M_o^N - M_{N_2}^N) \\ (M_o^N - M_{N_3}^N) \end{bmatrix} \quad \text{máx}$$

Se sustituyen los valores:

$$\begin{bmatrix} I_{c_1} \\ I_{c_2} \\ I_{c_3} \end{bmatrix} = \frac{63.8}{63.8} \begin{bmatrix} 0.5 & 0.5 & 0.5 \\ 0.5 & 0.9 & 0.9 \\ 0.5 & 0.9 & 1.0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 66-24.5 \\ 66-6.5 \\ 66-3 \end{bmatrix}$$

Al obtener la matriz inversa resulta:

$$\begin{bmatrix} I_{c_1} \\ I_{c_2} \\ I_{c_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4.5 & -2.5 & 0 \\ -2.5 & 12.5 & -10 \\ 0 & -10 & 10 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 41.5 \\ 59.5 \\ 63 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (4.5)(41.5) + (-2.5)(59.5) + 0(63) \\ (-2.5)(41.5) + (12.5)(59.5) + (-10)(63) \\ 0(41.5) + (-10)(59.5) + (10)(63) \end{bmatrix}$$

Se hace la multiplicación de matrices.

$$I_{c_1} = 38 \text{ amperes}$$

$$I_{c_2} = 10 \text{ amperes}$$

$$I_{c_3} = 35 \text{ amperes}$$

Y los ahorros son:

$$\Delta C_3 = 3 \frac{A^2}{B} \left[\frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}}}{R_{N_1}} + \frac{(M_{N_1}^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_2} - R_{N_1}} + \frac{(M_{N_2}^N - M_{N_3}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_3} - R_{N_2}} \right]$$

$$\Delta C_3 = 3 \frac{(63.8)^2}{63.8} \left[\frac{(66 - 24.5)^2}{0.5} + \frac{(24.5 - 6.5)^2}{(0.9 - 0.5)} + \frac{(6.5 - 3)^2}{(1.0 - 0.9)} \right]$$

$$\Delta C_3 = 837,757.8 \text{ pesos}$$

2° Arreglo propuesto.

El banco No. 2 se traslada al nodo cuatro permaneciendo los demás en el mismo lugar.

$$R_{N_2} = 0.6 \Omega$$

$$M_{N_2}^N = 0.3 (10) + 0.4 (20) + 0.6 (15) = 3 + 8 + 9 = 20$$

La ecuación matricial resultante para obtener las capacidades óptimas para esos nodos es:

$$\begin{bmatrix} I_{c_1} \\ I_{c_2} \\ I_{c_3} \end{bmatrix} = (1) \begin{bmatrix} 0.5 & 0.5 & 0.5 \\ 0.5 & 0.6 & 0.6 \\ 0.5 & 0.6 & 1.0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 41.5 \\ 46 \\ 63 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_{c_1} \\ I_{c_2} \\ I_{c_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 12 & -10. & 0 \\ -10 & 12.5 & -2.5 \\ 0 & -2.5 & 2.5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 41.5 \\ 46 \\ 63 \end{bmatrix}$$

$$I_{c_1} = 38 \text{ amperes}$$

$$I_{c_2} = 2.5 \text{ amperes}$$

$$I_{c_3} = 53.75 \text{ amperes}$$

$$\Delta C_S = 3 (63.8) \left[\frac{(41.5)^2}{0.5} + \frac{(24.5 - 20)^2}{0.6 - 0.5} + \frac{(20 - 3)^2}{1.0 - 0.6} \right]$$

$$\Delta C_S = 836\,322.3 \text{ pesos}$$

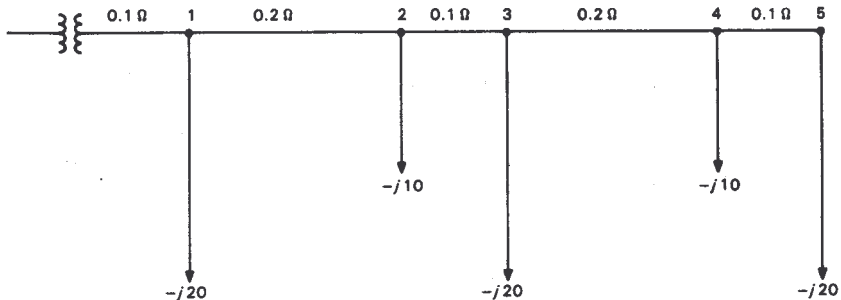
Regla para intuir las localizaciones óptimas de los bancos: observar hacia qué parte del alimentador se encuentran las cargas más fuertes y con base en éstas colocar los bancos.

Ejemplo 5.6

Al alimentador mostrado en la figura se le desea instalar un banco en cada uno de los nodos. Encuéntrese la capacidad óptima de todos los bancos y los ahorros totales.

Datos:

- Cargas en amperes
- Las constantes K_1 y K_2 son las mismas
- Tiempo: 1 año



Se va a resolver:

$$1^\circ \text{ para } F.C. = 0.5$$

$$2^\circ \text{ para } F.C. = 1.0$$

Solución:

$$1^\circ \text{ } F.C. = 0.5$$

$$A = 41.9$$

$$B = 63.8$$

$$\# \text{ de Bancos} = 5$$

$$\begin{aligned} M_o^N &= 0.1 (20) + 0.3 (10) + 0.4 (20) + 0.6 (10) + 0.7 (20) \\ &= 2 + 3 + 8 + 6 + 14 = 33 \end{aligned}$$

$$M_{N_1}^N = 0.2 (10) + 0.3 (20) + 0.5 (10) + 0.6 (20)$$

$$= 2 + 6 + 5 + 12 = 25$$

$$M_{N_2}^N = 0.1 (20) + 0.3 (10) + 0.4 (20) = 2 + 3 + 8 = 13$$

$$M_{N_3}^N = 0.2 (10) + 0.3 (20) = 2 + 6 = 8$$

$$M_{N_4}^N = 0.1 (20) = 2$$

$$M_{N_5}^N = 0$$

Las capacidades óptimas se obtienen por medio de la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} I_{c_1} \\ I_{c_2} \\ I_{c_3} \\ I_{c_4} \\ I_{c_5} \end{bmatrix}_{\text{ópt}} = \frac{A}{B} \begin{bmatrix} R_{N_1} & R_{N_1} & R_{N_1} & R_{N_1} & R_{N_1} \\ R_{N_1} & R_{N_2} & R_{N_2} & R_{N_2} & R_{N_2} \\ R_{N_1} & R_{N_2} & R_{N_3} & R_{N_3} & R_{N_3} \\ R_{N_1} & R_{N_2} & R_{N_3} & R_{N_4} & R_{N_4} \\ R_{N_1} & R_{N_2} & R_{N_3} & R_{N_4} & R_{N_5} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} (M_o^N - M_{N_1}^N) \\ (M_o^N - M_{N_2}^N) \\ (M_o^N - M_{N_3}^N) \\ (M_o^N - M_{N_4}^N) \\ (M_o^N - M_{N_5}^N) \end{bmatrix} \text{ máx}$$

$$R_{N_1} = 0.1, R_{N_2} = 0.3, R_{N_3} = 0.4, R_{N_4} = 0.6, R_{N_5} = 0.7$$

Se sustituyen valores.

$$\begin{bmatrix} I_{c_1} \\ I_{c_2} \\ I_{c_3} \\ I_{c_4} \\ I_{c_5} \end{bmatrix}_{\text{ópt}} = \frac{41.9}{63.8} \begin{bmatrix} 0.1 & 0.1 & 0.1 & 0.1 & 0.1 \\ 0.1 & 0.3 & 0.3 & 0.3 & 0.3 \\ 0.1 & 0.3 & 0.4 & 0.4 & 0.4 \\ 0.1 & 0.3 & 0.4 & 0.6 & 0.6 \\ 0.1 & 0.3 & 0.4 & 0.6 & 0.7 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 33-25 \\ 33-13 \\ 33-8 \\ 33-2 \\ 33-0 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_{c_1} \\ I_{c_2} \\ I_{c_4} \\ I_{c_4} \\ I_{c_5} \end{bmatrix}_{\text{ópt}} = 0.6557 \begin{bmatrix} 15 & -5 & 0 & 0 & 0 \\ -5 & 15 & -10 & 0 & 0 \\ 0 & -10 & 15 & -5 & 0 \\ 0 & 0 & -5 & 15 & -10 \\ 0 & 0 & 0 & -10 & 10 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 8 \\ 20 \\ 25 \\ 31 \\ 33 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_{c_1} \\ I_{c_2} \\ I_{c_3} \\ I_{c_4} \\ I_{c_5} \end{bmatrix}_{\text{ópt}} = 0.6557 \begin{bmatrix} 120 - 100 + 0 + 0 + 0 \\ -40 + 300 - 250 + 0 + 0 \\ 0 - 200 + 375 - 155 + 0 \\ 0 + 0 - 125 + 465 - 330 \\ 0 + 0 + 0 - 310 + 330 \end{bmatrix} = 0.6557 \begin{bmatrix} 20 \\ 10 \\ 20 \\ 10 \\ 20 \end{bmatrix}$$

Las capacidades óptimas para cada nodo son:

$$I_{c_1} = 13.13 \text{ amperes}$$

$$I_{c_2} = 6.55 \text{ amperes}$$

$$I_{c_3} = 13.13 \text{ amperes}$$

$$I_{c_4} = 6.55 \text{ amperes}$$

$$I_{c_5} = 13.13 \text{ amperes}$$

El ahorro óptimo es:

$$\Delta C_S = 3 \frac{A^2}{B} \left[\frac{(M_o^N - M_{N_1}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_1}} + \frac{(M_{N_1}^N - M_{N_2}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_2} - R_{N_1}} \right. \\ \left. + \frac{(M_{N_2}^N - M_{N_3}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_3} - R_{N_2}} + \frac{(M_{N_3}^N - M_{N_4}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_4} - R_{N_3}} + \frac{(M_{N_4}^N - M_{N_5}^N)_{\text{máx}}^2}{R_{N_5} - R_{N_4}} \right]$$

$$\Delta C_S = 3 (41.9) \left[\frac{(33 - 25)^2}{0.1} + \frac{(25 - 13)^2}{0.3} + \frac{(13 - 8)^2}{0.4} + \frac{(8 - 2)^2}{0.6} \right. \\ \left. + \frac{(2 - 0)^2}{0.7} \right]$$

$$\Delta C_S = \$156\,900.53$$

$$2^\circ \quad FC = 1.0;$$

$$A/B = 1$$

Las capacidades óptimas son:

$$I_{c_1} = 20 \text{ amperes}$$

$$\begin{aligned}
 I_{c_2} &= 10 \text{ amperes} \\
 I_{c_3} &= 20 \text{ amperes} \\
 I_{c_4} &= 10 \text{ amperes} \\
 I_{c_5} &= 20 \text{ amperes}
 \end{aligned}$$

$$\Delta C_{\$opt} = \$238\,908.21.$$

Obsérvese que cuando el FC es igual a la unidad; es decir, cuando la carga es constante, los ahorros óptimos se consiguen cuando se compensa la totalidad de la carga reactiva de cada ramal.

5.7 PROBLEMAS

Problema 5.1

En el alimentador mostrado en la figura, encuéntrase la capacidad del banco y la localización para conseguir la máxima reducción de los costos de operación de éste.

Datos:

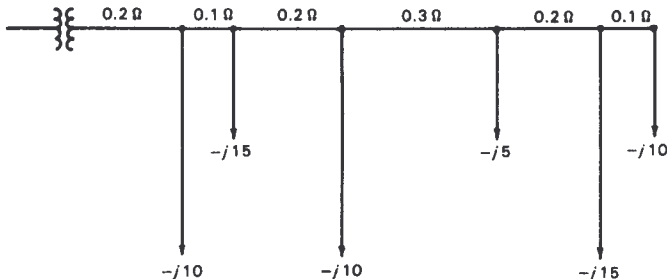
$$\begin{aligned}
 K_1 &= 0.005 \text{ \$/W-h} \\
 K_2 &= 20.00 \text{ \$/W} \\
 FC &= 0.5 \\
 T &= 1 \text{ año} \\
 \text{Tensión} &= 23 \text{ kV.}
 \end{aligned}$$

Problema 5.2

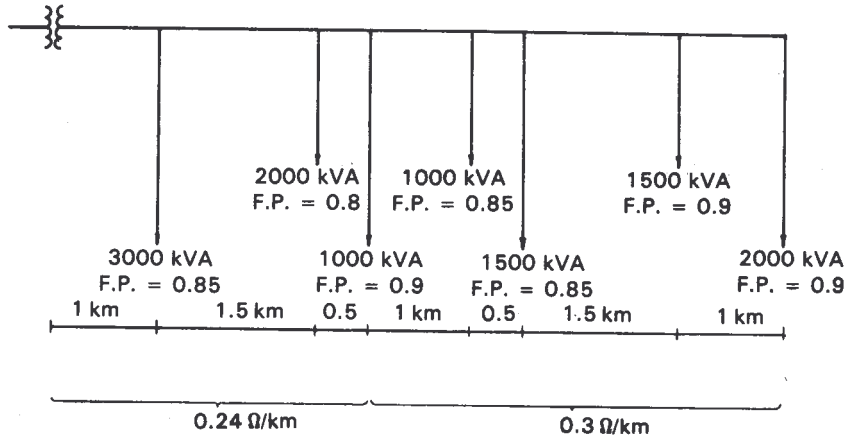
Repítase el problema anterior; pero ahora con el factor de carga igual a la unidad. ¿Conclusiones?

Problema 5.3

Fíjese la capacidad del banco de capacitores óptima para cada uno de los nodos del alimentador que a continuación se muestran. Además, calcúlense los parámetros



que proporcionan la máxima reducción en los costos; es decir: a) capacidad; b) localización y ahorros óptimos.

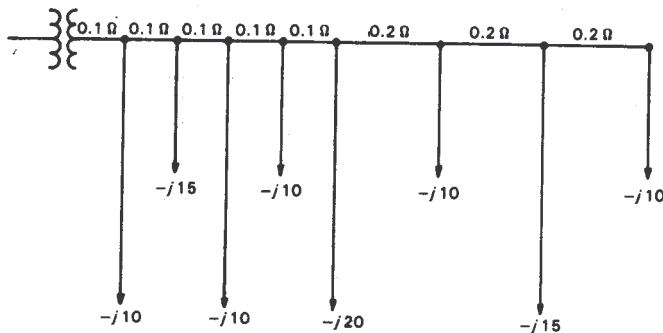


Datos:

- $K_1 = 5.00 \text{ \$/kW-h}$
- $K_2 = 20,000 \text{ \$/kW}$
- $FC = 0.75$
- $T = 1 \text{ año}$
- Voltaje = 13.8 kV.

Problema 5.4

Al alimentador mostrado en la figura se le desea instalar un banco de condensadores de 60 amperes; localícese el nodo en el cual resulta más ventajosa su instalación. ¿En dónde se colocaría uno de 30 amperes? También calcúlense los ahorros que se consiguen con tales bancos. Datos del problema anterior.



Problema 5.5

Resuélvase el ejemplo 5.2 para cuando se le desea instalar al alimentador dos bancos de condensadores.

Problema 5.6

Resuélvase el problema 5.3 para cuando se desea instalar al alimentador allí ilustrado, dos bancos de capacitores.

Problema 5.7

¿En qué nodos del alimentador que a continuación se muestra, conviene colocar un banco 600 *kvar* y otro 900 *kvar* para reducir las pérdidas en mayor grado? Además, calcúlense los ahorros que se logran con tales bancos.

Datos:

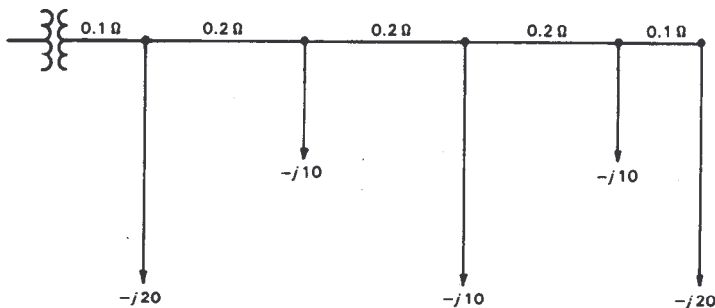
$$K_1 = 5.00 \text{ \$/kW-h}$$

$$K_2 = 20,000 \text{ \$/kW}$$

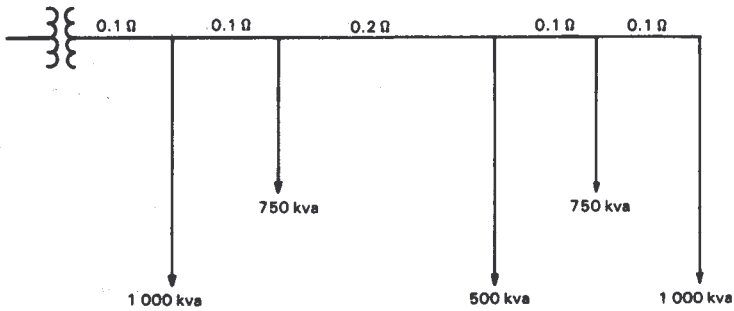
$$FC = 0.8$$

$$T = 1 \text{ año}$$

$$\text{Tensión} = 23 \text{ kV.}$$

**Problema 5.8**

Se desea instalar tres bancos de capacitores al alimentador que se ilustra en la figura con objeto de minimizarle las pérdidas y obtener el máximo ahorro posible. Encuéntrense las capacidades y localizaciones de tales bancos para lograr esto.



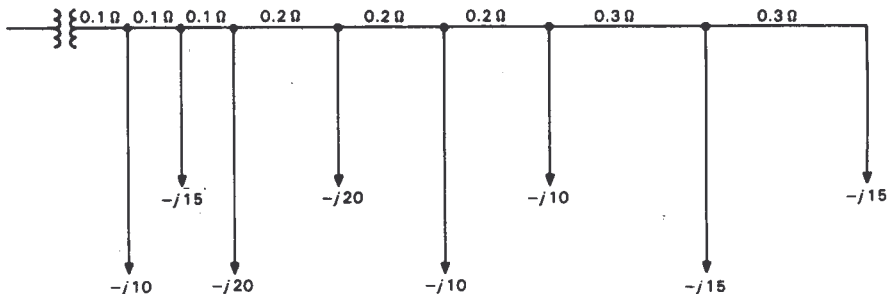
Datos:

$F.P = 0.85$ general
 K_1 y K_2 son las mismas
 Tensión = 23 kV
 $FC = 0.7$
 $T = 1$ año.

Problema 5.9

Se tiene el siguiente alimentador:

Se le desean instalar 4 bancos de capacitores; encuéntrense las capacidades óptimas para los arreglos propuestos, así como el ahorro logrado en cada uno (realizar por lo menos 8 arreglos; son 70 los posibles).



Problema 5.10

Considérese el alimentador del problema anterior con los datos del problema 5.8.
 Resolver para:

- a) Cuando se le quiera instalar 6 bancos a la vez (proponer por lo menos 3 arreglos, los posibles son 28).
- b) Y si ya se contara con 2 bancos de 15 amperes cada uno y 3 de 10 amperes cada uno, ¿en qué nodos se pondrían?

CAPÍTULO 6

Método gráfico

OBJETIVO: *Tras estudiar este capítulo el estudiante se encontrará en posición de:*

- *Calcular la localización y capacidad de un banco de capacitores que permita lograr la máxima reducción de pérdidas de potencia de una línea de distribución con calibre variable y cargas repartidas en forma aleatoria.*

6.1 INTRODUCCIÓN

Este método fue desarrollado por el Ing. M.C. Tseng, y permite determinar la capacidad y localización de un banco de capacitores cuando se desea reducir al máximo las pérdidas R^2I^2 que se presentan en una línea de distribución por efecto de la potencia reactiva. Este método gráfico resuelve el problema independientemente del grado de uniformidad de la carga.

Debido a que la potencia reactiva que circula por la troncal de un alimentador radial disminuye a medida que se acerca al extremo final del mismo, la distribución de la potencia reactiva se representa como una función decreciente escalonada. Varios investigadores han solucionado el problema matemáticamente; sin embargo, en este caso se resuelve en forma gráfica evitando el uso de la computadora, lo cual puede ser útil especialmente para los ingenieros de zonas rurales que no tengan disponibles estos elementos.

6.2 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

En muchos casos la troncal de los alimentadores no es del mismo calibre; para resolver esta falta de uniformidad, en este método se utiliza el valor de la resistencia de cada segmento de la troncal del alimentador, en vez de utilizar la distancia en km.

La figura 6.1a ilustra un circuito típico de distribución con capacitores en derivación. La figura 6.1b muestra el correspondiente diagrama fasorial.

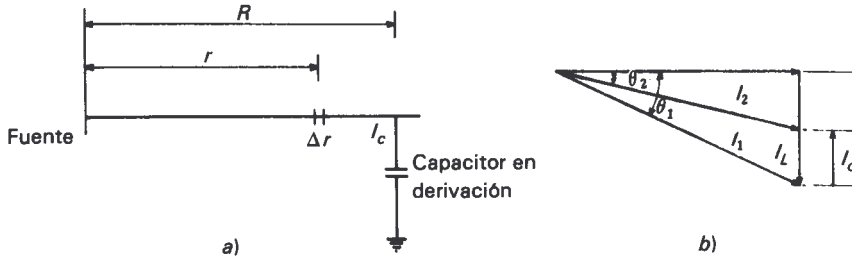


Figura 6.1. Capacitores en paralelo supliendo kVAR.

Las variables se definen de la forma siguiente:

- r : resistencia del conductor (Ω).
- R : resistencia del conductor a un punto específico (Ω).
- I_1 : corriente de línea promedio durante un cierto tiempo, en un punto del alimentador con una resistencia r , antes de instalar los capacitores (a).
- I_2 : corriente de línea promedio durante un cierto tiempo, en un punto del alimentador con una resistencia r , después de instalar los capacitores (a).
- I_c : corriente de línea capacitiva (a).
- I_L : componente reactiva de corriente (a).
- V : tensión de línea (V).

Entonces, en un sistema de potencia trifásico balanceado, el total de la reducción de las pérdidas de potencia en una pequeña sección Δr debido a la operación de un banco de capacitores es:

$$\Delta L = L_1 - L_2$$

$$\text{donde: } L_1 = 3I_1^2 \times \Delta r \quad L_2 = 3I_2^2 \times \Delta r$$

$$\Delta L = 3I_1^2 \times \Delta r - 3I_2^2 \times \Delta r$$

$$\Delta L = 3 \times \Delta r (I_1^2 - I_2^2)$$

$$\Delta L = 3(I_1^2 - I_2^2) \times \Delta r$$

6.1

donde:

L = pérdidas promedio en un cierto tiempo.

y

L_1 y L_2 = son las pérdidas de potencia debidas a I_1 e I_2 , respectivamente.

Se aplica el teorema de Pitágoras a la figura 6.1b:

$$\begin{aligned} I_1^2 &= I_L^2 + (I_1 \cos \theta_1)^2 \\ I_2^2 &= (I_L - I_c)^2 + (I_2 \cos \theta_2)^2 \end{aligned}$$

y como $I_1 \cos \theta_2 = I_2 \cos \theta_1$

Con estas sustituciones en la ecuación 6.1 se obtiene:

$$\begin{aligned} \Delta L &= 3 \left[I_L^2 + (I_1 \cos \theta_1)^2 - \left[(I_L - I_c)^2 + (I_2 \cos \theta_2)^2 \right] \right] \Delta r \\ \Delta L &= 3 \left[I_L^2 + (I_1 \cos \theta_1)^2 - \left[(I_L^2 - 2I_L I_c + I_c^2 + (I_2 \cos \theta_2)^2 \right] \right] \Delta r \\ \Delta L &= 3 \left[2I_L I_c - I_c^2 \right] \times \Delta r \end{aligned}$$

la ecuación 6.1 puede ser escrita de la siguiente forma:

$$\Delta L = 3I_c(2I_L - I_c) \times \Delta r$$

dividiendo y multiplicando por V^2 se obtiene:

$$\Delta L = \frac{3I_c(2I_L - I_c) \times \Delta r \times V^2}{V^2}$$

que se puede expresar así:

$$\Delta L = \frac{\sqrt{3} I_c \times V [2 \sqrt{3} I_L \times V - \sqrt{3} I_c \times V] \Delta r}{V^2}$$

y si se denomina a:

$$\begin{aligned} -CkVAR &= \sqrt{3} I_c \times V : \text{capacidad de los capacitores (kvar)} \\ -k &= \sqrt{3} I_L \times V : \text{potencia reactiva promedio en un cierto tiempo, en un} \\ &\quad \text{punto del alimentador con una resistencia } r \text{ (kvar)}. \end{aligned}$$

Entonces:

$$\Delta L = \frac{Ckvar(2K - Ckvar) \times \Delta r}{V^2}$$

por lo tanto, la reducción de las pérdidas de potencia en todo el alimentador es:

$$L = \int_0^R \Delta L = \int_0^R \frac{Ckvar (2K - Ckvar)}{V^2} dr \quad 6.2$$

pero debido a que la potencia reactiva K es una función de r :

$$K = f(r)$$

y la ecuación (6.2) se puede escribir así:

$$L = \int_0^R \frac{Ckvar (2f(r) - Ckvar)}{V^2} dr \quad 6.3$$

Ahora, la manera de obtener el valor máximo de L , la cual es función de dos variables, $Ckvar$ y r , es derivando parcialmente la ecuación 6.3, respecto a las variables mencionadas e igualándolas a cero; (para obtener los máximos valores de reducción de pérdidas).

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial Ckvar} &= \int_0^R \left[\frac{2f(r) - Ckvar + Ckvar (-1)}{V^2} \right] dr = 0 \\ &= \int_0^R \frac{(2f(r) - 2Ckvar)}{V^2} dr = 0 \\ &= \frac{1}{V^2} \left[\int_0^R 2f(r) dr - 2Ckvar \int_0^R dr \right] = 0 \\ &= \int_0^R 2f(r) dr - 2Ckvar (R) = 0 \\ &= 2 \int_0^R f(r) dr = 2Ckvar (R) \\ Ckvar &= \frac{\int_0^R f(r) dr}{R} \end{aligned}$$

y ahora derivando respecto a r se tiene:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial r} &= \frac{Ckvar (2f(r) - Ckvar)}{V^2} = 0 \\ &= \frac{Ckvar \times 2f(r) - (Ckvar)^2}{V^2} = 0 \end{aligned}$$

$$Ckvar \times 2f(r) = (Ckvar)^2$$

$$2f(r) = Ckvar$$

lográndose un sistema de dos ecuaciones simultáneas con dos incógnitas:

$$Ckvar = \frac{\int_0^R f(r)dr}{R} \quad 6.4$$

$$2f(r) = Ckvar \quad 6.5$$

Entonces, la obtención de la capacidad y lugar de instalación para la máxima reducción de pérdidas, se hace por medio de la solución de las ecuaciones simultáneas (6.4) y (6.5).

Geoméricamente, la solución de las ecuaciones (6.4) y (6.5), se obtiene de la intersección de las curvas construidas a partir de las dos ecuaciones. Ahora, suponiendo:

$$K' = \frac{\int_0^R f(r)dr}{R}$$

Entonces, si esta curva puede ser construida, la reducción requerida será el punto de intersección de las dos curvas: K' y $2K$

$$\text{Construcción de la curva } K' = \frac{\int_0^R f(r)dr}{R}$$

Primero se traza K , la cual es la curva de la potencia reactiva existente, que es decreciente a tramos, como se asentó en la introducción; como la mostrada por la línea formada por dos puntos y una raya en la figura 6.2. Los datos necesarios para trazar esta curva se pueden tomar de los registros de las subestaciones o de las lecturas de kilovars-hora del cliente. Con base en la curva K se dibujan las curvas $2K$ y K' . Ahí no hay problema para trazar la curva $2K$.

Para la curva K' se tiene:

$$K'_n = \frac{\int_0^{R_n} f(r)dr}{R_n} \text{ donde } n = 1, 2, 3, \dots$$

En el caso del primer peldaño:

$$f(r) = K_1 \quad ?$$

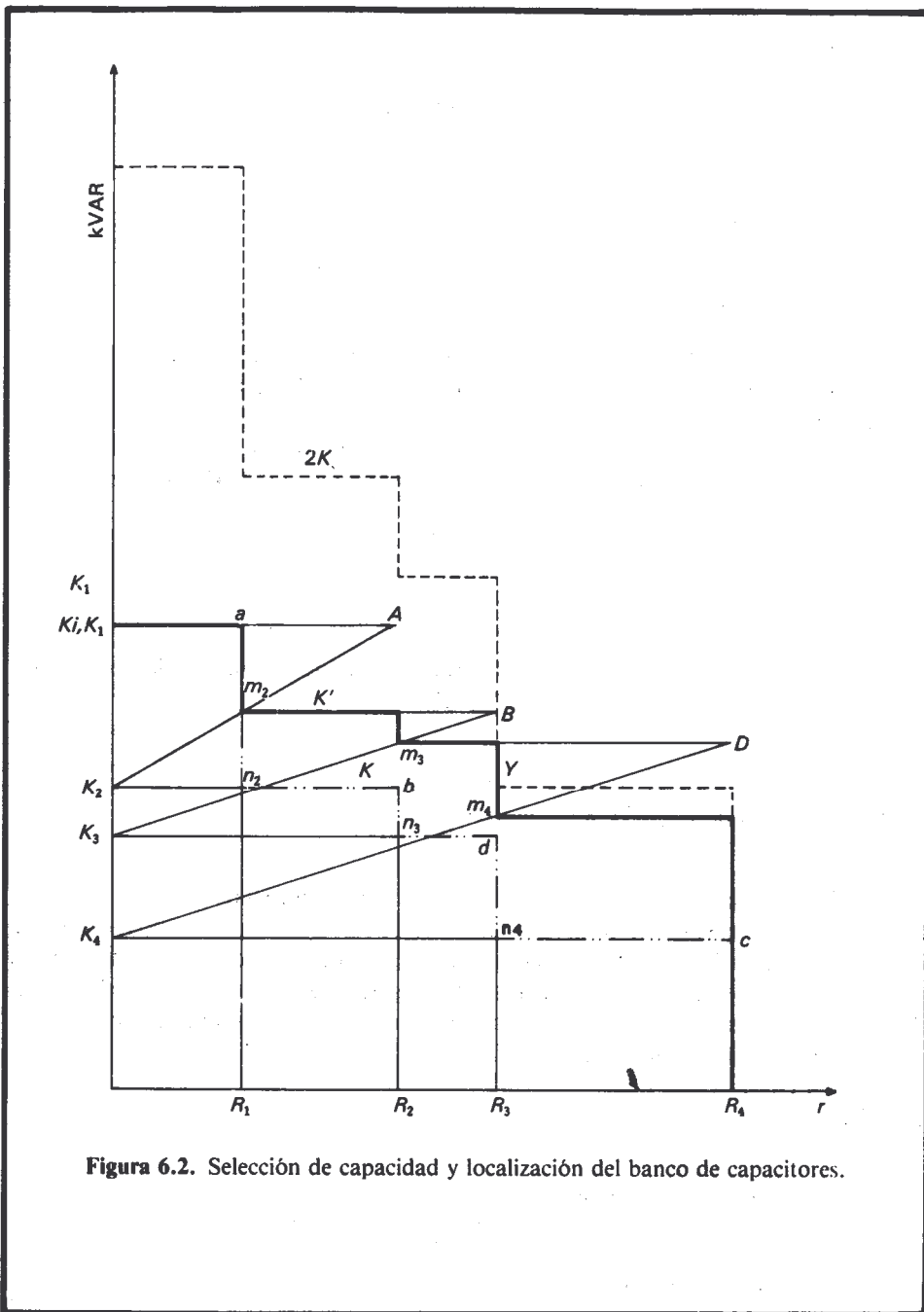


Figura 6.2. Selección de capacidad y localización del banco de capacitores.

por lo tanto:

$$K'_1 = \frac{\int_0^{R_1} K_1 dr}{R_1} = \frac{K_1 (R_1)}{R_1} = K_1$$

De acuerdo con este valor de K'_1 , se puede trazar el segundo peldaño, K'_2 , de esta manera:

• Notas:

- a) Las letras K' , K y R con un punto encima designan puntos sobre los ejes X o Y . Si no, representan el valor escalar de los puntos.
- b) Si AB designa una línea del punto A al punto B , entonces $\overline{\ell AB}$ es la longitud de la línea del punto A al punto B .

• Pasos:

- 1) Se extiende una línea horizontal desde a hasta que se interseque con la vertical b en $A (R_2, K_1)$.
- 2) Se dibuja la línea $\ell K_2 A$; la que se interseca con $\dot{R}_1 a$ en m_2 .
- 3) $\overline{\ell R_1 m_2} = K'_2$

Para probar que:

$$\overline{\ell R_1 m_2} = K'_2$$

Véase figura 6.2.

En el triángulo AbK_2 , se puede ver que:

$$\frac{\overline{\ell n_2 m_2}}{\overline{\ell K_2 n_2}} = \frac{\overline{\ell b A}}{\overline{\ell K_2 b}}$$

como:

$$\overline{\ell n_2 m_2} = \overline{\ell R_1 m_2} - \overline{\ell R_1 n_2}$$

y

$$\overline{\ell b A} = \overline{\ell R_2 A} - \overline{\ell R_2 b}$$

Entonces:

$$\frac{\overline{\ell R_1 m_2} - \overline{\ell R_1 n_2}}{\overline{\ell K_2 n_2}} = \frac{\overline{\ell R_2 A} - \overline{\ell R_2 b}}{\overline{\ell K_2 b}}$$

y si $\overline{\ell R_1 m_2} = K'_2$, entonces la ecuación anterior se puede escribir:

$$\frac{K'_2 - K_2}{R_1} = \frac{K'_1 - K_2}{R_2} = \frac{K_1 - K_2}{R_2};$$

esto es cierto, ya que

$$K'_1 = K_1$$

y despejando K'_2 , se obtiene:

$$K'_2 = \frac{K_1 - K_2}{R_2} (R_1) + K_2 = \frac{K_1 R_1 - K_2 R_1}{R_2} + \frac{K_2 R_2}{R_2}$$

$$K'_2 = \frac{K_1 R_1 - K_2 R_1 + K_2 R_2}{R_2} = \frac{K_1 R_1 + K_2 (R_2 - R_1)}{R_2}$$

y puesto que:

$$K'_2 = \frac{\int_0^{R_2} K_x dr}{R_2} = \frac{\int_0^{R_1} K_1 dr + \int_{R_1}^{R_2} K_2 dr}{R_2}$$

$$K'_2 = \frac{K_1 R_1 + K_2 (R_2 - R_1)}{R_2}$$

Así, la igualdad $\overline{\ell R_1 m_2} = K'_2$ está probada.

Seguidamente, para obtener K_3 , se traza una línea del punto m_2 paralela al eje de las X , hasta encontrar la prolongación de la línea de $R_2 b$ en $B(R_3, K_2)$

Se dibuja la línea $\overline{\ell K_3 B}$, la cual también interseca la extensión de la línea $\overline{\ell R_2 b}$ en m_3 .

Puesto que:

$$K'_3 = \frac{\int_0^{R_3} K_x dr}{R_3} = \frac{\int_0^{R_1} K_1 dr + \int_{R_1}^{R_2} K_2 dr + \int_{R_2}^{R_3} K_3 dr}{R_3}$$

$$= \frac{K_1 R_1 + K_2 R_2 - K_2 R_1 + K_3 R_3 - K_3 R_2}{R_3}$$

En el triángulo BdK_3

$$\frac{\overline{\ell n_3 m_3}}{\overline{\ell \dot{K}_3 n_3}} = \frac{\overline{\ell Bd}}{\overline{\ell \dot{K}_3 d}}$$

De acuerdo con la figura 6.2.

$$\overline{\ell n_3 m_3} = \overline{\ell \dot{R}_2 m_3} - \overline{\ell \dot{R}_2 n_3}$$

$$\overline{\ell Bd} = \overline{\ell \dot{R}_3 B} - \overline{\ell \dot{R}_3 d}$$

Entonces:

$$\frac{\overline{\ell \dot{R}_2 m_3} - \overline{\ell \dot{R}_2 n_3}}{\overline{\ell \dot{K}_3 n_3}} = \frac{\overline{\ell \dot{R}_3 B} - \overline{\ell \dot{R}_3 d}}{\overline{\ell \dot{K}_3 d}}$$

y como $\overline{\ell \dot{R}_2 m_3} = K'_3$, y demás igualdades que se aprecian en la figura 6.2, entonces la ecuación anterior puede escribirse así:

$$\frac{K'_3 - K_3}{R_2} = \frac{K'_2 - K_3}{R_3}$$

o

$$K'_3 = \frac{R_2 (K'_2 - K_3) + R_3 K_3}{R_3}$$

y sustituyendo K'_2 en la ecuación anterior, se tiene:

$$K'_3 = \frac{K_1 R_1 + K_2 R_2 - K_2 R_1 + K_3 R_3 - K_3 R_2}{R_3}$$

la cual es idéntica a la ecuación que se dedujo antes.

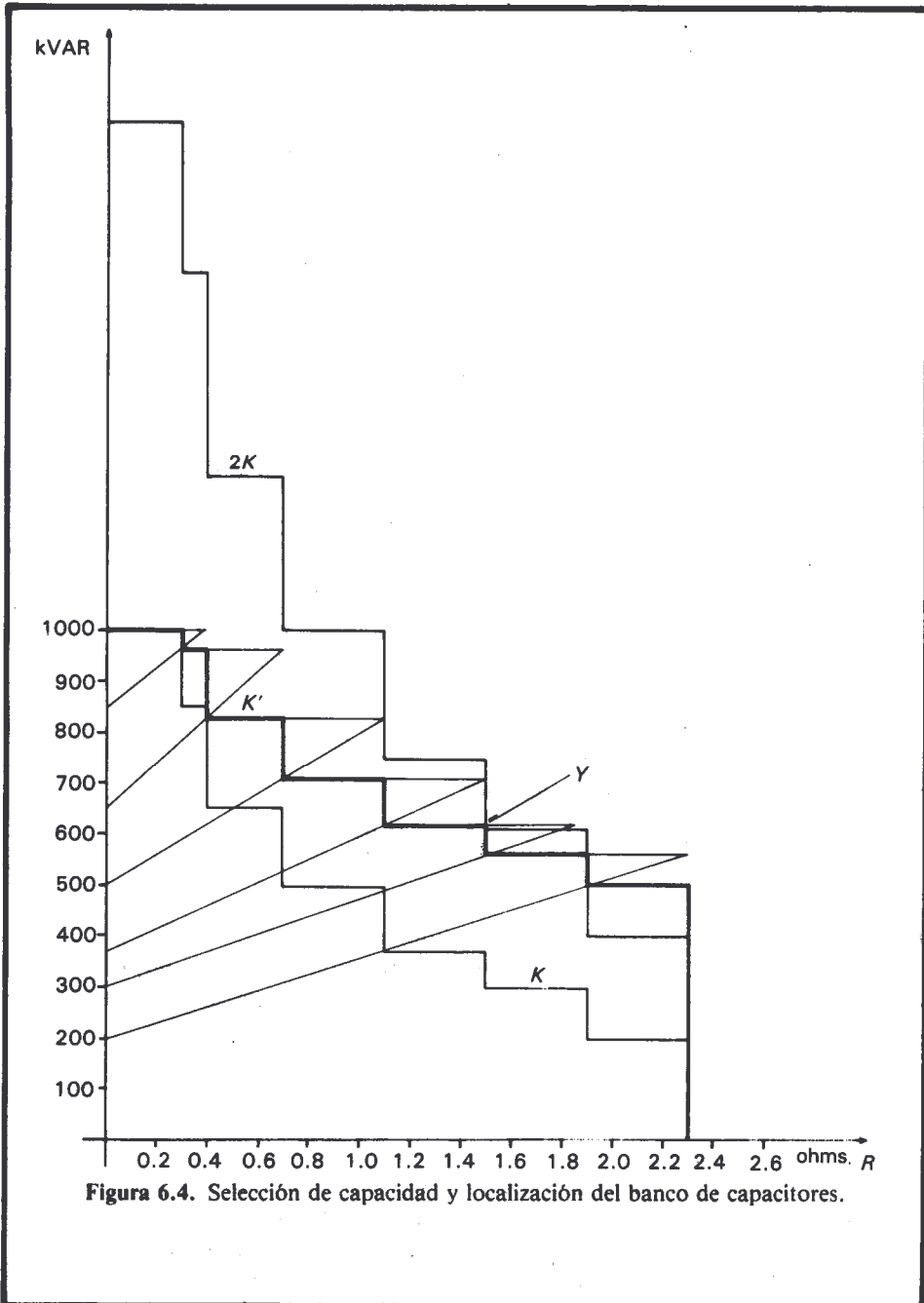
Al continuar con este proceso se obtiene el resto de los puntos: $m_4, m_5 \dots m_n$, con los cuales se puede trazar la gráfica de la función decreciente por tramos:

$$K' = \frac{\int_0^R k(r) dr}{R}$$

Como ejemplo está la línea gruesa, mostrada en la figura 6.2.

En la figura 6.2 se puede observar que las curvas $2K$ y K' se intersecan en el punto Y , que corresponde a coordenadas de K y R , que son los valores buscados de capacidad y localización óptimos para el capacitor en derivación.

Esta aproximación gráfica permite calcular la máxima reducción de las pérdidas de potencia de una manera ventajosa, especialmente en lugares donde las compu-



tadoras no están disponibles con facilidad, como las áreas rurales. Esto se puede aplicar no sólo en el campo de la ingeniería eléctrica, sino también en otras áreas donde se buscan las funciones decrecientes por tramos.

6.3 EJEMPLOS

Ejemplo 6.1

La troncal de un alimentador (Véase figura) está formada por conductor de calibre variable y la carga derivada de él no es uniforme.

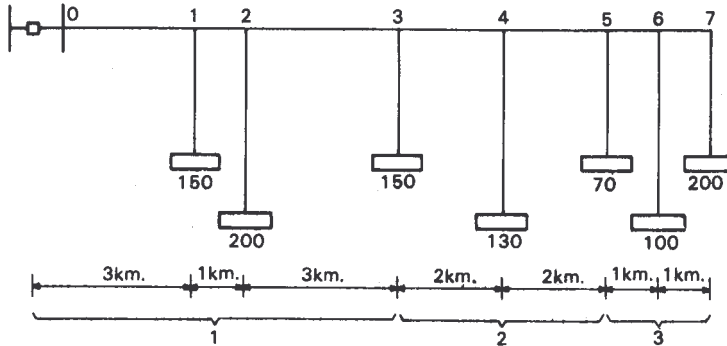


Figura 6.3

Tipo de conductor Resistencia 50°C y 60 hz.

- ① 556 MCM 0.1 Ω/km.
- ② 336 MCM 0.2 Ω/km.
- ③ 4/0 0.4 Ω/km.

Las cargas se dan a kvar.

Determinar la capacidad y localización del banco de capacitores necesario para reducir al máximo las pérdidas R^2I^2 a causa de la carga reactiva.

Solución:

Tabulación de datos que se deben graficar (ver página siguiente).

Véase la figura 6.4, para la construcción de la gráfica.

Tramo	Resistencia de la fuente al nodo (ohms)	Carga reactiva que circula por ese tramo (kvar)
0-1	0.3	1000
1-2	0.4	850
2-3	0.7	650
3-4	1.1	500
4-5	1.5	370
5-6	1.9	300
6-7	2.3	200

La intersección de las curvas K' y $2K$ muestra que los valores óptimos de capacidad y localización son:

$$C_{kvar\text{opt}} = 600 \text{ kvar}$$

$$L_{\text{opt}} = 1.5 \Omega, \text{ que corresponde a una longitud de 11 kilómetros.}$$

Ejemplo 6.2

El alimentador mostrado en la figura está uniformemente cargado (20 cargas de 50 kvar cada uno), tiene una resistencia de $0.1\Omega/\text{km}$ y cada carga está a 1 km de la otra.

Se le desea instalar un banco de capacitores con el propósito de minimizarle las pérdidas; determinar su capacidad y localización para lograr tal objetivo.

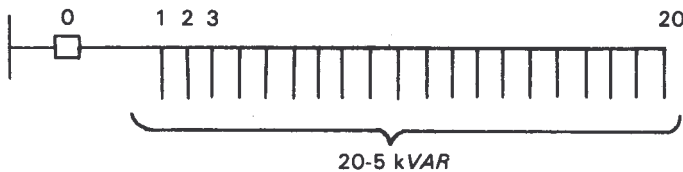


Figura 6.5

Solución:

Tabulación de datos que se deben graficar.

Tramo	Resistencia de la fuente al nodo (ohms)	Carga reactiva que circula por ese tramo kvar
0-1	0.1	1000
1-2	0.2	950
2-3	0.3	900
3-4	0.4	850
4-5	0.5	800
5-6	0.6	750
6-7	0.7	700

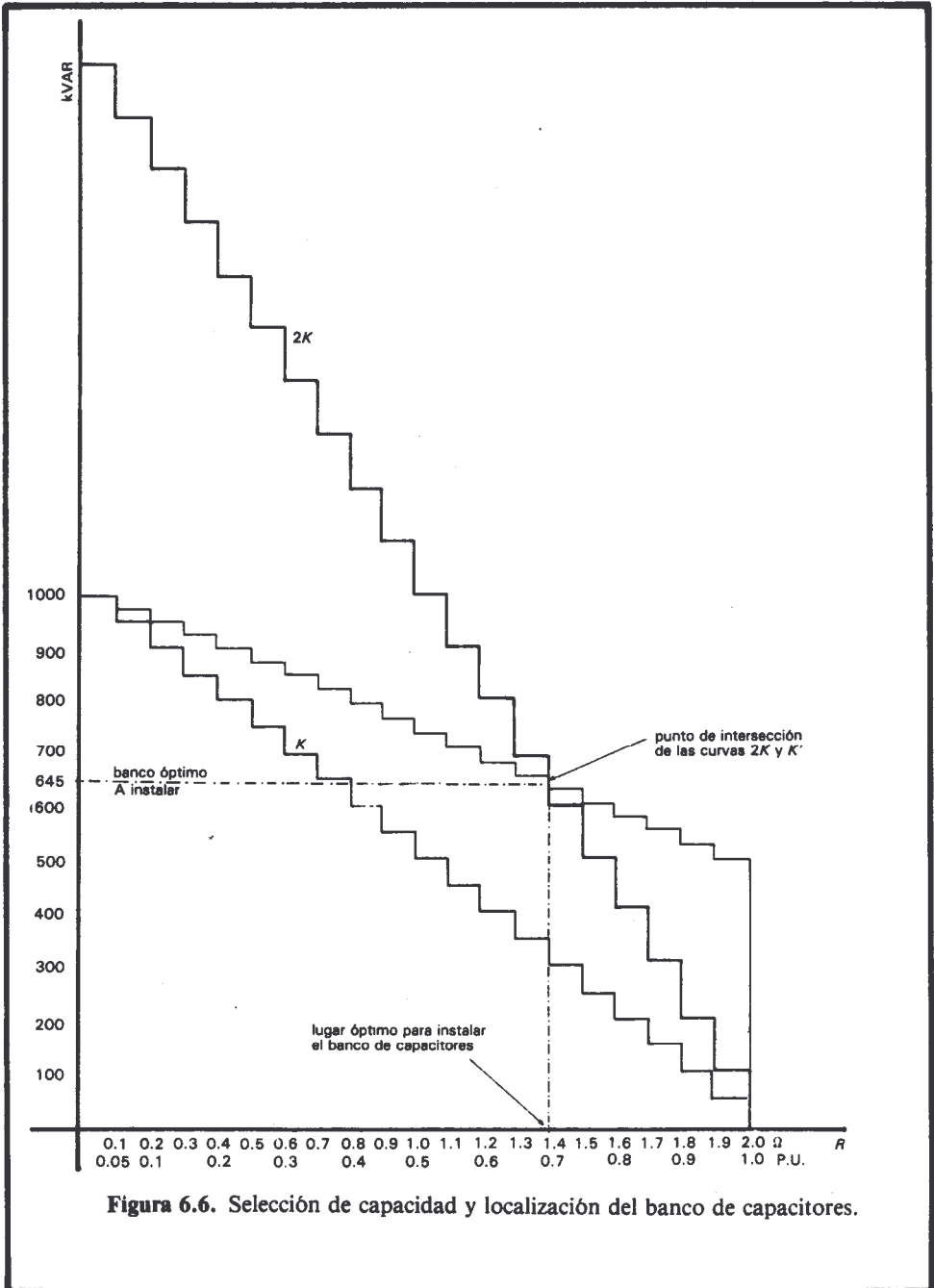


Figura 6.6. Selección de capacidad y localización del banco de capacitores.

Tramo	Resistencia de la fuente al nodo (ohms)	Carga reactiva que circula por ese tramo kvar
7-8	0.8	650
8-9	0.9	600
9-10	1.0	550
10-11	1.1	500
11-12	1.2	450
12-13	1.3	400
13-14	1.4	350
14-15	1.5	300
15-16	1.6	250
16-17	1.7	200
17-18	1.8	150
18-19	1.9	100
19-20	2.0	50

En la figura 6.6 se pueden observar los resultados obtenidos, y comparándolos con los resultados del ejemplo 2.1, se ve que son iguales.

Ejemplo 6.3

Al alimentador que se muestra en la figura, se le desea reducir al máximo las pérdidas de potencia debidas a la carga reactiva. Determinar la capacidad y localización del banco de capacitores necesario con dicho propósito.

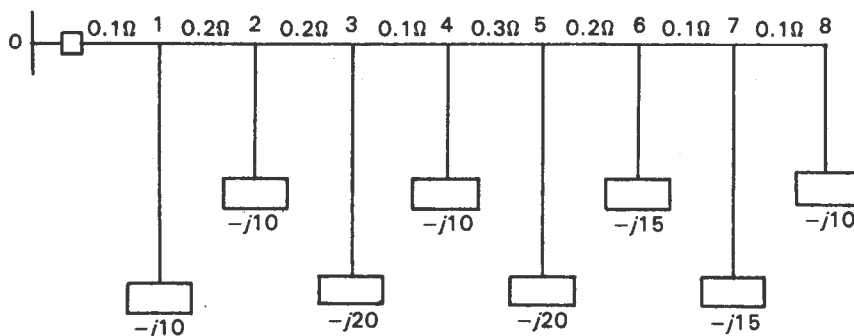


Figura 6.7

La carga está en amperes.

Solución:

Tabulación de datos por graficar.

Tramo	Resistencia de la fuente al nodo (ohms)	Carga reactiva que circula por ese tramo kvar
0-1	0.1	110
1-2	0.3	100
2-3	0.5	90
3-4	0.6	70
4-5	0.9	60
5-6	1.1	40
6-7	1.2	25
7-8	1.3	10

En la figura 6.8 se puede apreciar que los valores buscados para el alimentador de este ejemplo son:

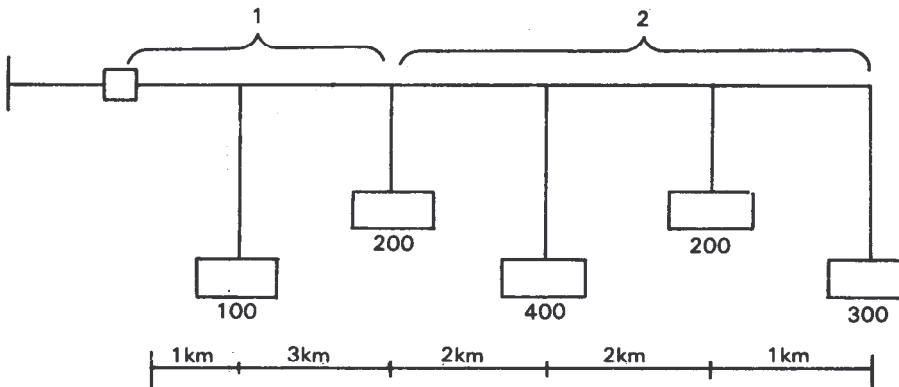
$$I_{c_{\text{opt}}} = 80 \text{ amperes}$$

$$R_{\text{opt}} = 0.9 \text{ ohms}$$

6.4 PROBLEMAS

Problema 6.1

Determine la capacidad y localización del banco de capacitores que se quiere instalar en el alimentador mostrado en la figura para minimizarle las pérdidas RI^2 .



Datos

— Carga en kvar

— Resistencia del alimentador

tramo 1 0.1 Ω/km

tramo 2 0.2 Ω/km

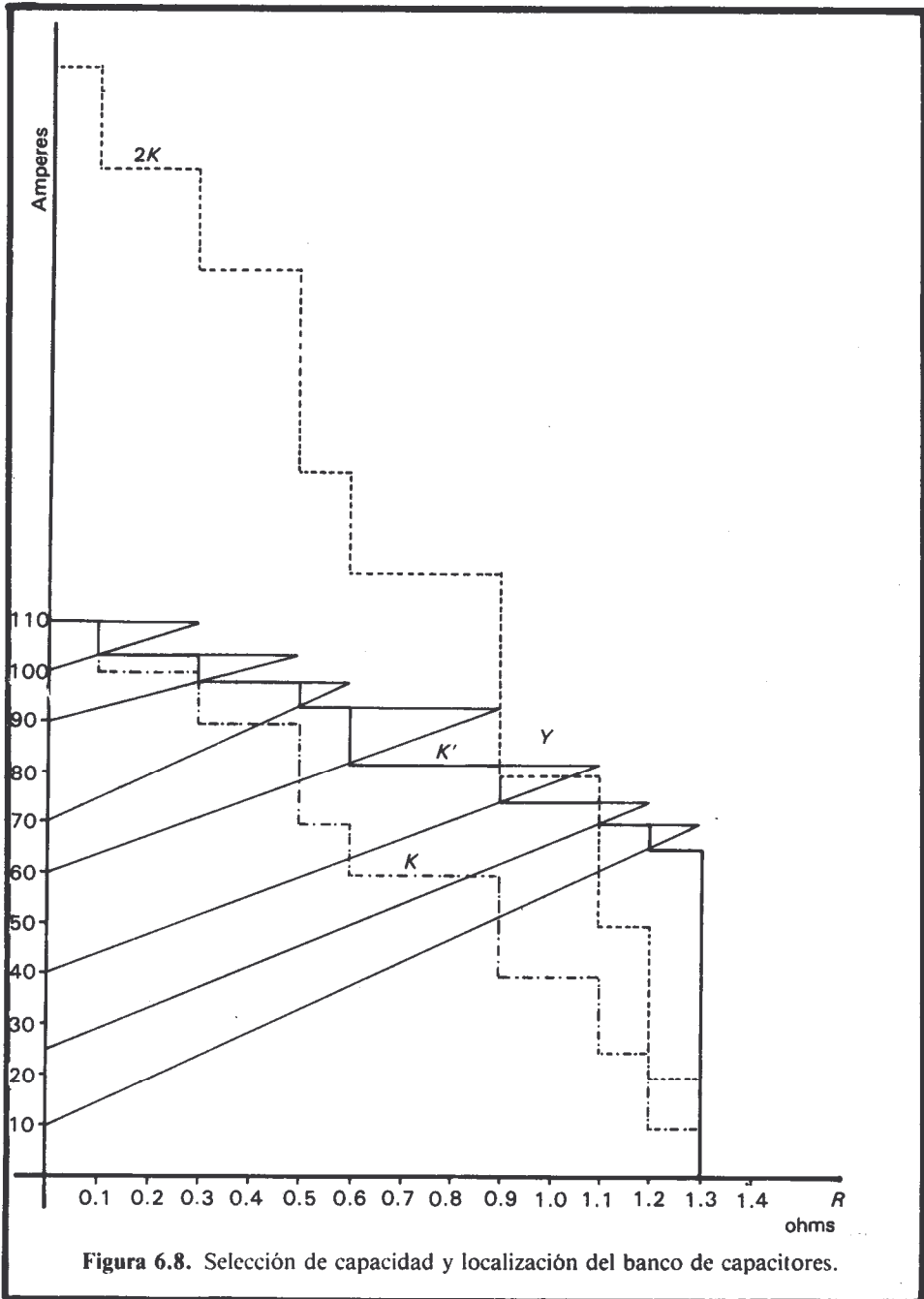
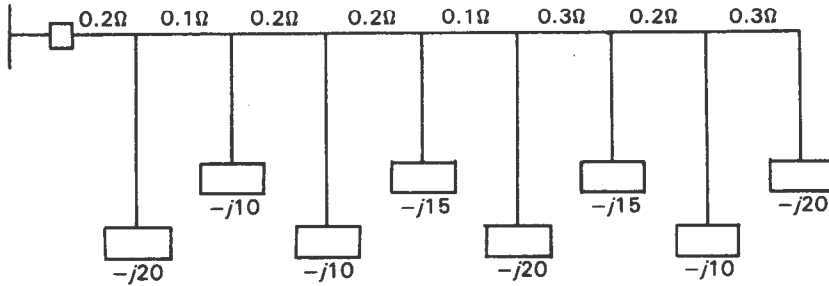


Figura 6.8. Selección de capacidad y localización del banco de capacitores.

Problema 6.2

Al alimentador que a continuación se muestra se le quiere reducir al máximo las pérdidas de potencia. Determine la capacidad y localización del banco de capacitores adecuado para lograrlo. La carga está en amperes.



CAPÍTULO 7

Protección de bancos de capacitores

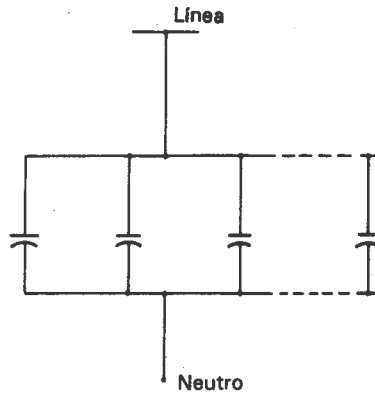
OBJETIVO: *Tras estudiar este capítulo el estudiante se encontrará en posición de:*

Proteger bancos de capacitores contra sobrecorrientes, haciendo especial referencia a la protección con fusibles y relevadores. En la parte de protección con fusibles se analizan los efectos de la corriente de puesta en servicio y las características tiempo corriente de ruptura de tanques y el tipo de conexión del banco, que son parámetros que influyen en la selección adecuada de la protección. En la parte de protección con relevadores se estudian los diferentes métodos de protección en función de la conexión de los bancos capacitores, así como las ecuaciones que permiten calcular las condiciones de desbalance que se presentan cuando falla una o más unidades capacitivas.

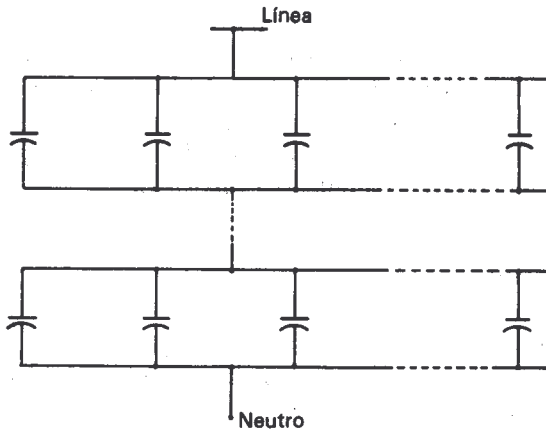
7.1 GENERALIDADES

Los capacitores, como cualquier otro equipo eléctrico, pueden fallar, y en especial si se toma en cuenta que es un dispositivo cuyo aislamiento no puede ser muy grueso, cuya superficie expuesta a falla es muy grande y cuyo costo es relativamente bajo. La posibilidad de estas fallas hace imprescindible que en cualquier instalación de capacitores de potencia, ya sea en alta o baja tensión, se planee una protección adecuada.

La protección de los bancos de capacitores está íntimamente ligada con el arreglo y conexión de los mismos. Los arreglos más usados son: *a)* una sola fila de capacitores en paralelo por fase, y *b)* varias filas de capacitores conectadas en serie por fase, serie-paralelo. (Véase la figura 7.1 *a*). La conexión de los bancos puede ser en delta o en estrella; si es en esta última, la conexión puede ser con el neutro conectado a tierra o flotante (Fig. 7.2). Cuando se utiliza el primer arreglo descrito para la conexión en delta, la falla de una unidad significa un corto circuito entre fases; para la conexión en estrella con neutro a tierra la falla de un elemento del banco viene a ser la falla de una fase a tierra; pero cuando el neutro está flotante la corriente por la falla de una unidad de una fase es igual a tres veces la corriente nominal de dicha fase.



a) Una fila de capacitores por fase



b) Varias filas de capacitores por fase

Figura 7.1 Arreglos de bancos de capacitores.

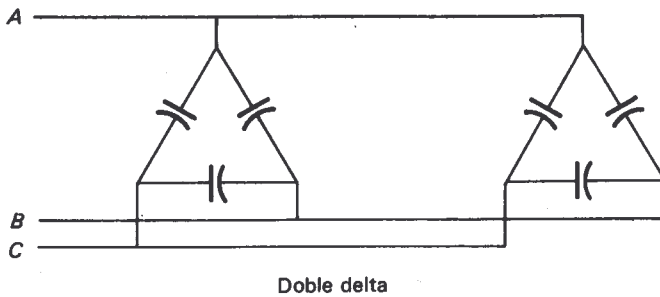
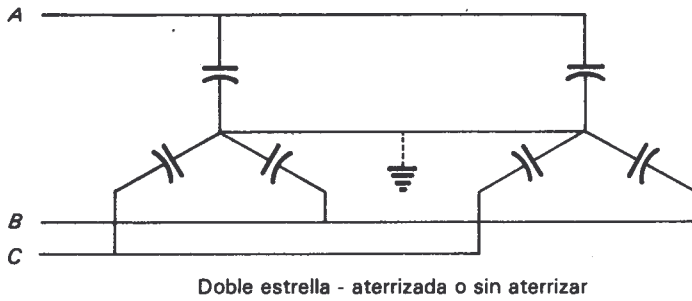
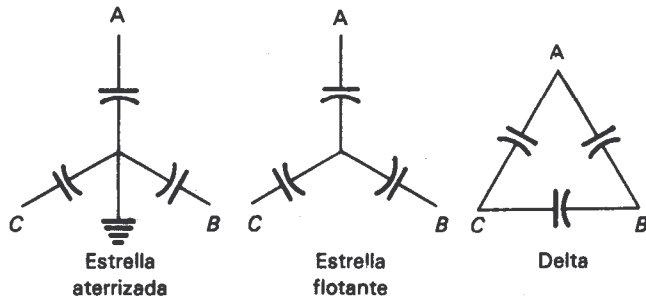


Figura 7.2 Conexiones de bancos de capacitores

Para el segundo arreglo, el serie-paralelo, la corriente de corto circuito por la falla de un capacitor en una de las filas está limitada por la impedancia de las otras filas restantes y no varía de una forma tan significativa con el tipo de conexión efectuada. (Véase la figura 7.1 *b*).

La protección por medio de fusibles es la más usada para bancos de capacitores y pueden aplicarse a fin de proteger unidades individuales o unidades en grupo (véase figura 7.3). A pesar de que la protección individual de capacitores tiene las ventajas de ser más selectiva, de permitir usar fusibles más pequeños y de indicar directamente la unidad fallada, presenta inconvenientes. En el caso de un banco conectado en estrella con neutro flotante, la falla y desconexión de algunas unidades en alguna de las fases origina un desplazamiento eléctrico del neutro que, a su vez, ocasiona un sobretensión en los capacitores de la fase, o de las fases, que hayan quedado con mayor impedancia. En casos de bancos conectados en estrella con neutro a tierra, o en delta, cuyas fases estén formadas por varias filas de capacitores conectados en serie entre sí (conexión serie-paralelo), la falla y desconexión de algunas unidades de las filas puede originar una redistribución de la tensión aplicada en dichas filas.

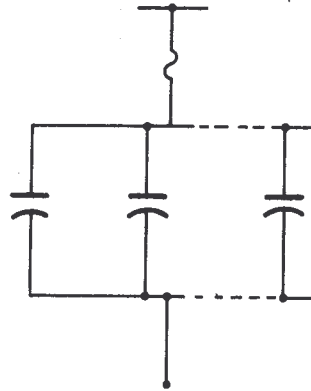
El capacitor es un elemento muy sensible a los excesos de tensión, tanto que un sobrevoltaje del 10% de la tensión nominal lo puede hacer fallar. Por lo ya descrito, la salida de cierto número de unidades pone en peligro a los restantes por exceso de tensión, a no ser que el banco de capacitores tenga el tamaño suficiente para que el desbalance de tensión, producido por la salida de unos pocos capacitores, no resulte significativo.

7.2 PROTECCIÓN CON FUSIBLES

Las prácticas básicas de aplicación de fusibles que actualmente se siguen consisten en el empleo de los dispositivos de expulsión; donde la corriente de corto circuito es alta, se utilizan con fusibles limitadores de corriente. Cuando se selecciona un fusible para proteger un banco de condensadores, se debe considerar: la corriente de carga, la corriente de puesta en servicio, la energía de ruptura del tanque, la corriente de corto circuito que se tiene en el lugar de su instalación y el tipo de conexión.

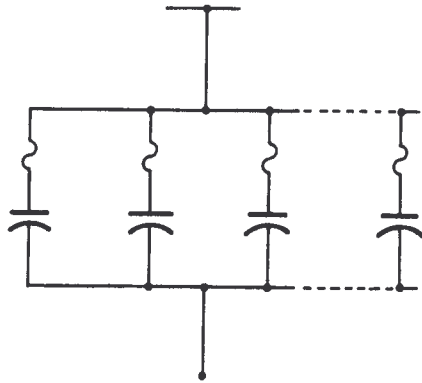
7.2.1 CORRIENTE NOMINAL

Independientemente de si se emplean fusibles para un solo capacitor o un grupo de capacitores, primero se debe determinar la capacidad de la unidad, o sea la corriente por fase. A continuación se debe tomar en cuenta el contenido de armónicas. Un valor de 1.35 veces la corriente de carga es el factor más empleado para determinar la corriente nominal del dispositivo de protección. Emplear factores mayores de 1.35 provocará que el fusible seleccionado sea insensible a fallas de alta impedancia; entonces, la corriente nominal del fusible que se seleccione debe ser la corriente de fase del banco multiplicada por 1.35. En el caso de los fusibles tipo *K* y *T*, la corriente nominal de éstos debe ser igual a la corriente de carga (I_L) multiplicada por 1.35 y di-



Fusible que protege unidades en grupo

a



Fusibles que protegen unidades individuales

b

Figura 7.3 Protección en grupo e individual de bancos de capacitores.

vidida por 1.5, ya que estos fusibles normalmente pueden conducir 150% del valor de su corriente nominal. Esto permite que el banco sea protegido con los fusibles existentes de una manera adecuada; es decir, sin tomar en cuenta ningún factor.

Para bancos con neutro flotante, el fusible debe tener una corriente (a 300 segundos), menor de 3 veces la corriente de carga. Esto se debe a que la falla máxima es igual a tres veces la corriente nominal, como se mencionó al comienzo de este capítulo.

Ejemplo 7.1

A continuación se resuelve un ejemplo para un banco de capacitores de 600 kVAR, 12.47/7.2 kV conectado en estrella aterrizada.

Para este caso la corriente de fase es:

$$I_{\text{fase}} = \frac{600}{\sqrt{3} \times 12.47} = 27.78 \text{ amperes}$$

La corriente nominal del fusible es:

$$I_C = I_{\text{fase}} + I_{\text{margen}} = I_{\text{fase}} \times 1.35$$

en donde:

I_{margen} = corriente de margen por armónicas

$$I_C = 27.78 \times 1.35 = 37.5 \text{ amperes}$$

y si el fusible que se usará fuera tipo *K* o *T*, la corriente nominal de éste sería:

$$I_{\text{nom}} = \frac{I_C}{1.5} = \frac{37.5}{1.5} = 25 \text{ amperes}$$

7.2.2. Corriente de puesta en servicio

Una vez que se selecciona el fusible con objeto de conducir la corriente de carga más las armónicas del banco, la siguiente consideración es eliminar la posibilidad de que la corriente de puesta en servicio del banco haga operar los fusibles cuando se conecte el banco a la línea. Para determinar si el fusible es o no capaz de soportar la corriente de puesta en servicio, es necesario determinar la corriente que realmente detectará el fusible en la instalación. Puesto que la corriente de puesta en servicio es transitoria, es mejor ver este fenómeno con ayuda del concepto de energía i^2t . Se puede emplear una expresión de la energía i^2t , dada en función de la corriente de corto circuito y de la relación *X/R* del circuito hasta el punto de localización del banco, para calcular la magnitud de la corriente de puesta en servicio en un punto determinado del circuito, para un banco conectado en estrella aterrizada. La expresión siguiente

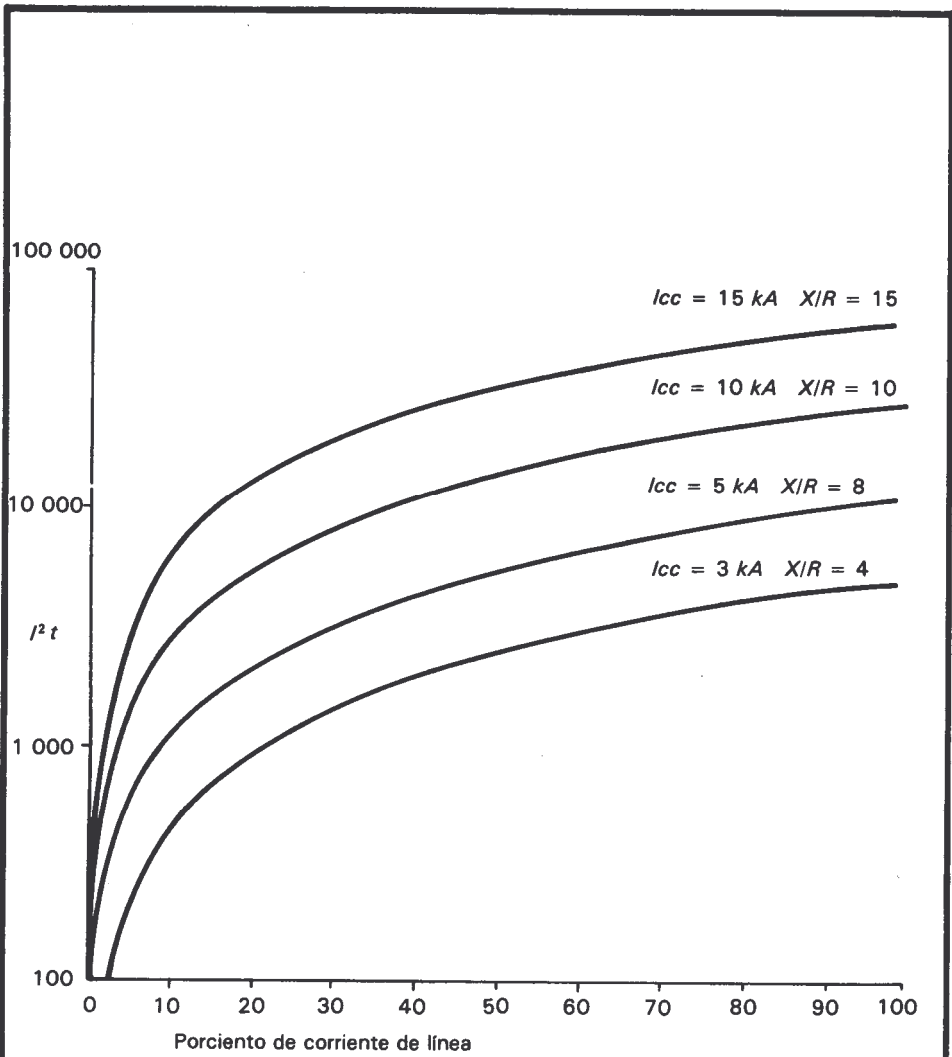


Figura 7.4 Energía de puesta en servicio I^2t de un sistema en estrella aterrizada.

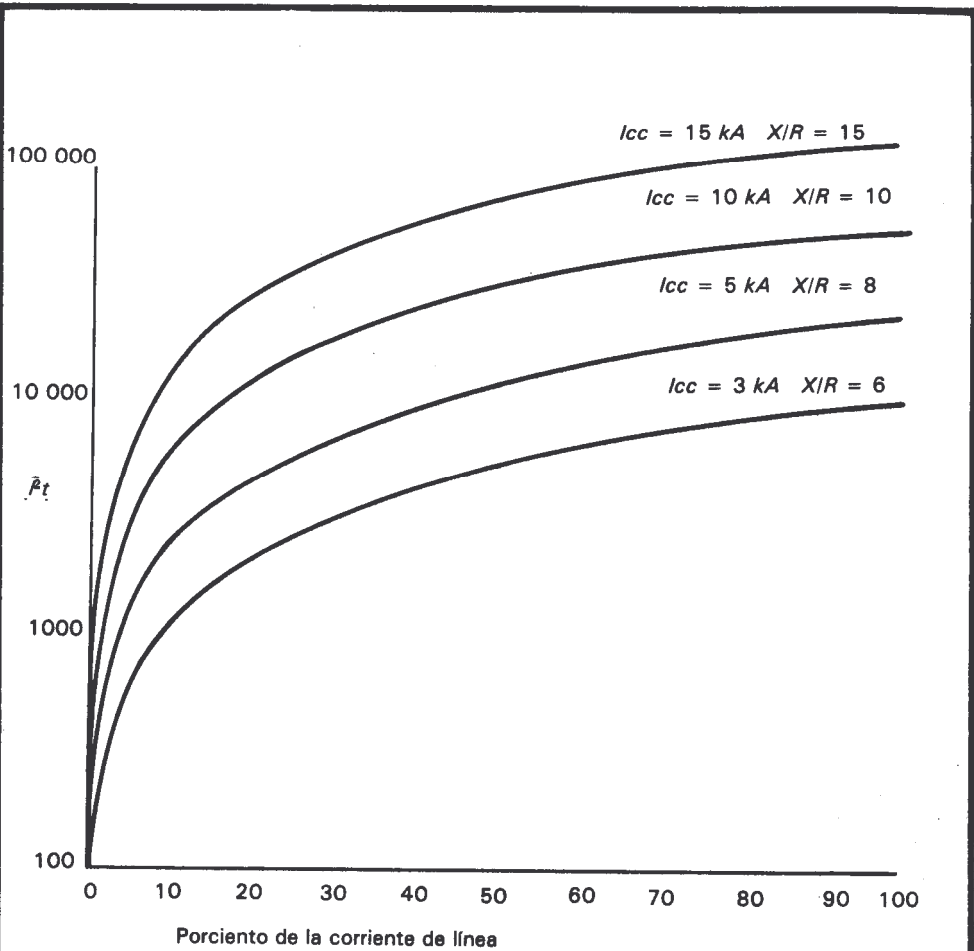


Figura 7.5 Energía de puesta en servicio I^2t de un sistema en estrella flotante.

permite calcular la energía i^2t basada en el valor cresta de la corriente de puesta en servicio.

$$i^2t = 2.65 \sqrt{1 + K^2} (I_L) (I_{CC}) \quad 7.1$$

en donde:

$K = X/R$ en el lugar donde esté instalado el banco de capacitores

$I_L =$ corriente nominal del banco en amperes

$I_{CC} =$ corriente de corto circuito en el lugar donde esté instalado el banco, en kiloamperes

Con esta expresión y considerando que la energía i^2t para bancos aislados de tierra es 2.25 veces mayor que para bancos aterrizados, se puede calcular la energía i^2t en cualquier punto del circuito para diferentes condiciones, como se muestra en las figuras 7.4 y 7.5.

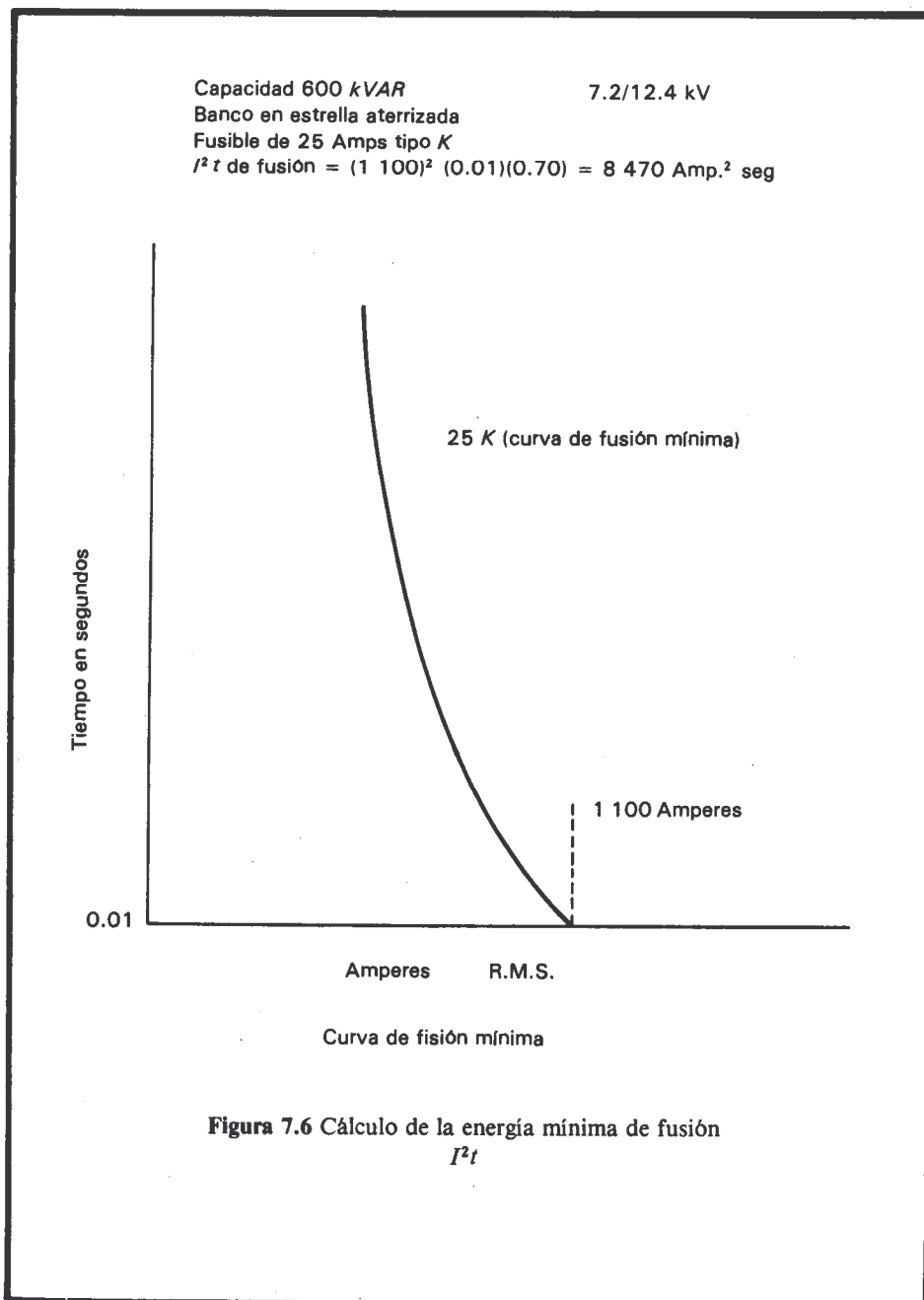
Una vez que se calcula la energía i^2t , entonces es necesario determinar la energía de fusión mínima del fusible seleccionado. Esto se puede hacer calculando la energía i^2t para 0.01 segundos en la curva tiempo-corriente de fusión mínima y multiplicándola por un factor igual a 0.70; este valor es un factor de seguridad que permite considerar el efecto piel a altas frecuencias. Como un ejemplo, en la figura 7.6 se muestra el cálculo de la energía i^2t de fusión mínima para un fusible 25 K que tiene una corriente de 1100 amperes para 0.01 segundos en su curva de fusión mínima. Finalmente, la energía i^2t de puesta en servicio se puede comparar con la energía i^2t de la curva de fusión mínima del fusible para determinar si el fusible operará o no cuando el banco se energice. La energía i^2t de fusión mínima del listón fusible, incluyendo un factor de seguridad, debe ser mayor que la energía i^2t de puesta en servicio del banco.

7.2.3. Valor límite i^2t de resistencia a la ruptura del tanque del banco de capacitores

Otro factor que se debe tener en cuenta cuando se seleccionan los fusibles para proteger al banco de capacitores es el valor límite i^2t de la resistencia a la ruptura del tanque de los capacitores. El fusible seleccionado no debe permitir que la energía que fluya dentro del tanque sobrepase cierto límite, para prevenir su ruptura. Hasta la fecha se han efectuado tres estudios a fin de poner un límite a la energía que soporta el tanque del banco. Los límites varían en un rango que va de 80 000 amperes² segundo hasta un millón de amperes²-segundo. En cualquier caso, a medida que aumenta el valor de la energía i^2t , mayor es la probabilidad de que el tanque se perfora.

7.2.4. Características tiempo-corriente de ruptura del tanque

En las figuras 7.7 y 7.8 se muestran las curvas de probabilidad de ruptura de tanques, debido a arcos internos, de bancos de condensadores de 25 y 50, y de 100 kvar. respectivamente. Estas curvas proporcionan de manera gráfica la relación de corriente de falla y tiempo; para diferentes valores de corriente y tiempo hay cuatro zonas bien definidas. La probabilidad de ruptura del tanque puede definirse como la pro-



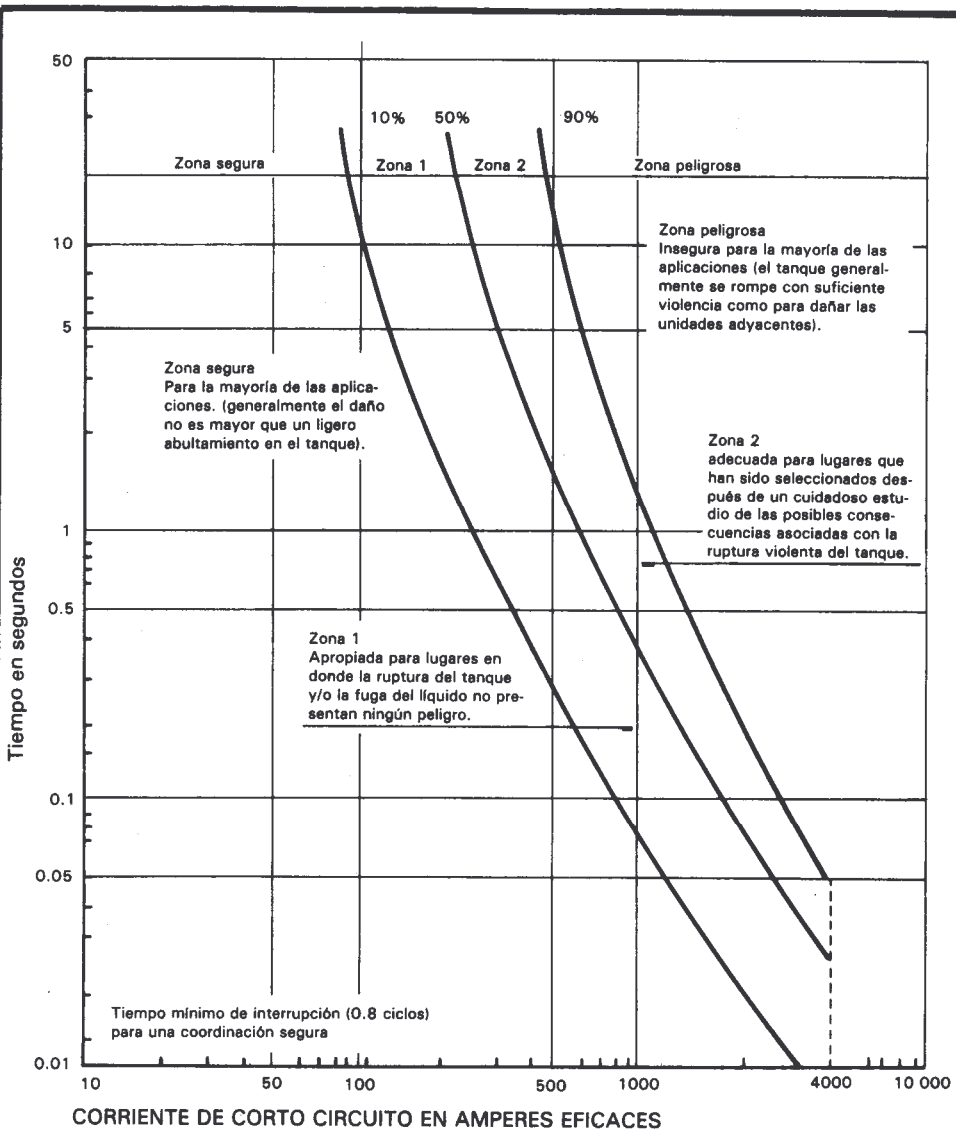


Figura 7.7 Curvas de probabilidad de ruptura del tanque para capacitores de 25 a 50 kvar de potencia debido a arco interno.

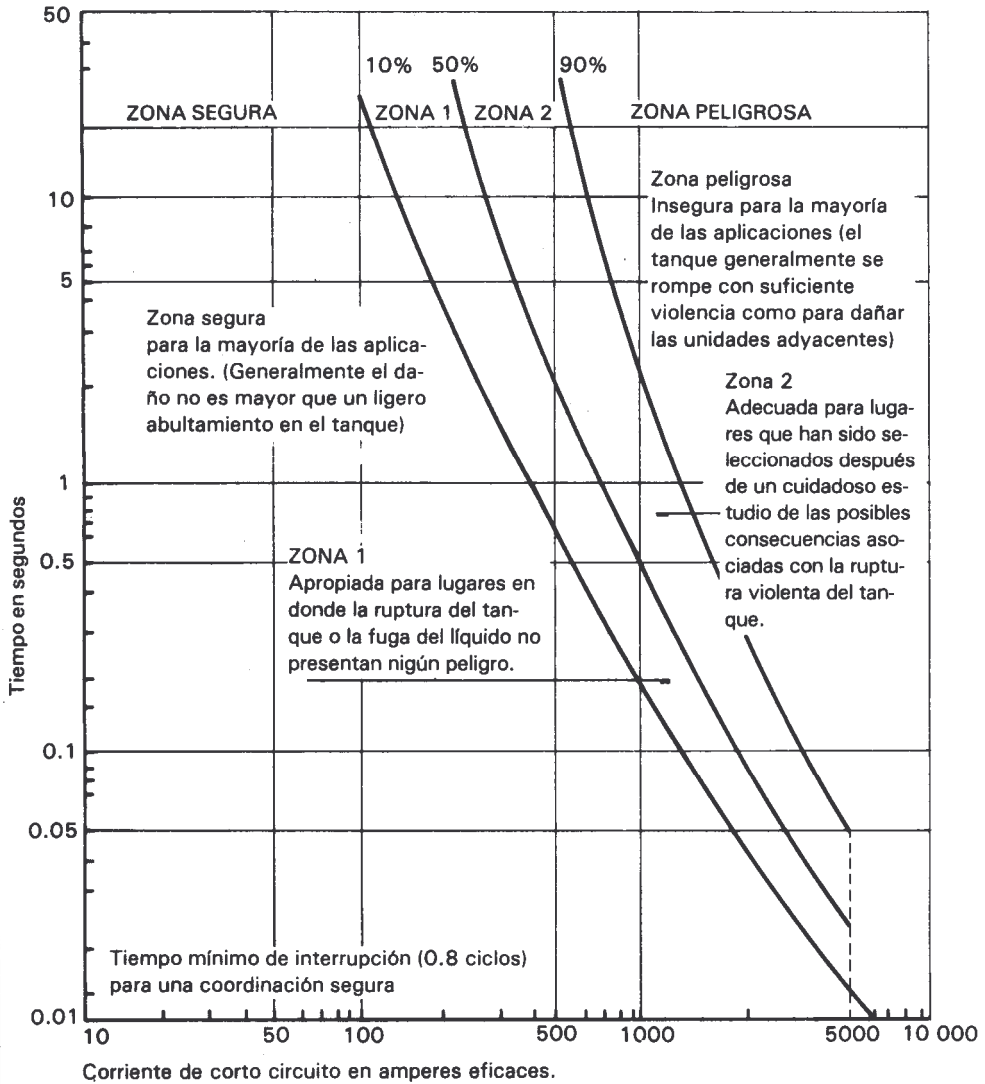


Figura 7.8 Curvas de probabilidad de ruptura del tanque para capacitores de 100 kvar de potencia debido a arco interno.

babilidad de daño de éste como resultado de una falla, que puede ser desde una fractura o pérdida del sello de la barra, hasta una violenta explosión del mismo. Por lo general dentro de la zona segura no hay mayor daño que una pequeña protuberancia del tanque (es decir, una pequeña deformación por la presión que surge en el interior de éste). Es posible sin embargo, que una ruptura de tanque ocurra como resultado de pequeñas corrientes de corto circuito que fluyan durante grandes periodos. Con objeto de evitar tales rupturas, el fusible debe ser coordinado de manera que interrumpa la falla dentro de 300 segundos. Esto es una consideración significativa, generalmente única, para bancos conectados en estrella con neutro aislado, para los que la corriente de falla está limitada a aproximadamente tres veces la corriente nominal.

Las zonas peligrosas son poco seguras en la mayor parte de los casos, debido a que una unidad fallada a menudo causa rupturas a las unidades adyacentes con suficiente violencia. La curva del 50% de probabilidad de ruptura del tanque, además de que indica un significativo 50% de probabilidad de ruptura de éste, representa un límite aproximado abajo del cual la ruptura violenta de los tanques es improbable. De aquí que la zona 1, limitada por las curvas de 10 y 50%, es adecuada para localizar bancos donde las rupturas del tanque o la fuga del fluido no representan peligro. La zona 2, limitada por las curvas 50 y 90% es adecuada para lugares seleccionados con sumo cuidado, después de la consideración de las posibles consecuencias asociadas con falla violenta del tanque. El que la curva del 90% de probabilidad mostrada en la figura 7.7 (para tanques de capacitor de 25 y 50 *kvar* se haga vertical a los 400 amperes y la de la figura 7.8 (para tanques de 100 *kvar* a los 500 amperes, significa que el área adelante de esos valores máximos se encuentra en la zona peligrosa. Las pruebas han demostrado que más allá de este valor de corriente, los fusibles de expulsión no protegen satisfactoriamente contra fallas violentas de los tanques. Arriba de estos niveles de corriente de falla, se deben aplicar fusibles limitadores de corriente a fin de limitar el peligro al personal y el daño al equipo.

Para el rango de corriente de corto circuito, por la falla de una unidad, el tiempo total de interrupción de cualquier fusible deberá ser coordinado con las curvas de ruptura del tanque.

7.2.5. Fusibles limitadores de corriente

Debido a que los fusibles de expulsión no pueden operar en menos de medio ciclo, los fusibles limitadores de corriente deben emplearse en áreas donde se tiene una alta corriente de corto circuito. Mediante el valor derivado por Kearny-Sangamo: 80 000 amperes-segundo, se puede obtener un nivel de corriente arriba del cual los fusibles limitadores de corriente deben ser un dispositivo de protección obligatorio. Ese nivel generalmente es de 300 amperes. En este punto hay tanta energía en medio ciclo que se exceden los 80 000 amperes²-segundo de energía límite de ruptura del tanque.

7.2.6. Bancos aislados de tierra

Al emplear bancos de capacitores con el neutro aislado, la corriente de corto circuito se limita como máximo a tres veces la corriente nominal del banco, evitándose el empleo de fusibles limitadores de corriente. Al emplear bancos de capacitores con el

neutro flotante, se ayuda a prevenir el daño por descargas atmosféricas, ya que una descarga atmosférica ve un mejor camino a tierra a través de un capacitor con neutro a tierra, que a través de un apartarrayos.

7.2.7. Aplicaciones de fusibles para proteger unidades individuales o en grupo

En la actualidad aplicar fusibles para proteger unidades en grupo es la técnica de protección predominante. Sin embargo, dado el gran número de fallas y de fracturas en los bancos de capacitores protegidos en grupo que se han presentado, esta protección tiende a desecharse y la aplicación de fusibles individuales está recibiendo más atención. El mayor beneficio de aplicar fusibles para proteger unidades en grupo es que se presenta como la forma más económica de proteger bancos de capacitores. Sin embargo, cuando las fases están compuestas de muchas unidades, los fusibles en grupo no pueden proporcionar la sensibilidad necesaria para detectar fallas de alta impedancia. Además, los fusibles para unidades individuales proporcionan mayor sensibilidad para detectar incrementos de corriente en una unidad fallada; pero cuando un fusible opera, permite que los otros capacitores en paralelo se sobretensionen, hasta que se repara la unidad fallada.

En las figuras 7.9 y 7.10 se muestra una comparación entre los valores i^2t de una protección con fusibles para unidades individuales y unidades en grupo; en este caso, la energía i^2t de una unidad de 1 100 amperes correspondiente a un banco de 600 kvar de 7.2/12.47 kV conectado en estrella aterrizada con una relación de X/R igual a 8, se muestra gráficamente en la figura 7.6. En este ejemplo la corriente de fase es de 27.28 amperes. De acuerdo con lo explicado, un fusible 25 K o 25 T protege una unidad en forma individual. También se grafica el valor límite de la energía de ruptura: 80 000 amperes²-segundo (propuesta por Kearney-Sangamo), la máxima corriente de puesta en servicio y la curva de 10% de probabilidad de ruptura del tanque para una comparación adicional.

Se puede ver que los fusibles para protección de unidades individuales proporcionan mayor sensibilidad para detectar fallas en unidades individuales que el método de protección en grupo. Sin embargo, si se comparan las curvas i^2t de los fusibles 12 K y 12 T, protección individual, con la energía de la corriente de puesta en servicio del banco en cuestión, se puede notar que el fusible 12 T tiene mayor tolerancia a la energía de dicha corriente, que el fusible 12 K; y si las dos se comparan con los 80 000 amperes²-segundo de energía de ruptura del tanque, se aprecia que proporcionan casi el mismo nivel de protección. Al comparar las mismas curvas de los fusibles 25 K y 25 T, protección en grupo, se advierte que el primero presenta un menor margen de tolerancia a la energía de la corriente de puesta en servicio que el segundo; sin embargo, para este caso, el fusible 25 K proporciona un margen mayor de protección que el 25 T, a los 80 000 amperes²-segundo de energía de ruptura del tanque.

7.2.8. Conexión de bancos de capacitores cercanos

Otra condición interesante que puede existir en un sistema de distribución es la conexión y desconexión de un banco de capacitores cercano a otro. Cuando la conexión y

TFM = tiempo de fusión mínimo
 TIT = tiempo de interrupción total

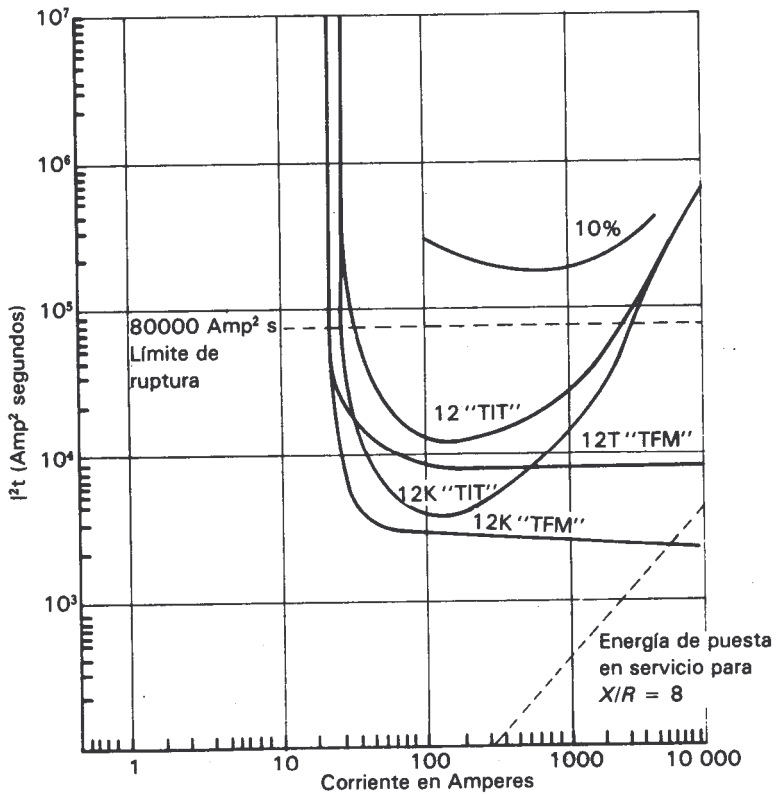


Figura 7.9 Protección con fusible individual.

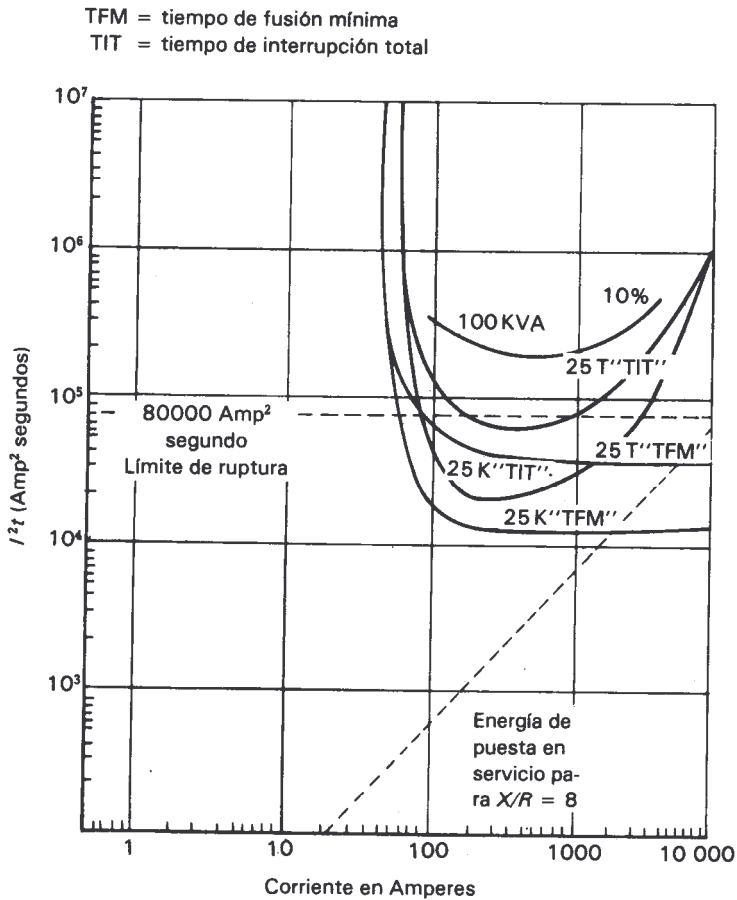


Figura 7.10 Protección con fusibles en grupo.

desconexión consiste en energizar un banco desconectado, el banco adyacente descarga su energía en el banco que se energiza. Esta energía está limitada únicamente por la impedancia del banco y la de el circuito entre los dos bancos. La figura 7.11, muestra un diagrama unifilar de un arreglo entre dos bancos de capacitores y las características del alimentador, para las condiciones especificadas. Cuando el interruptor S se cierra, se ve como un corto circuito en el que la fuente es C_1 y se encarga de cargar el circuito. La energía de descarga i^2t del capacitor C_1 se puede calcular por medio de la expresión:

$$i^2 t = \frac{E^2 \times C_1}{2R} \quad 7.2$$

En donde:

- E = tensión pico de fase a tierra
- C_1 = capacitancia en microfarads
- R = resistencia entre bancos

La capacitancia C_1 también se puede expresar en función de la potencia:

$$C_1 = \frac{1000 \text{ kvar}}{E^2 2\pi f} = \frac{2.65 \text{ kvar}}{E^2} \quad 7.3$$

En donde:

- E = tensión eficaz de fase a tierra
- kVAR = potencia nominal de una fase del banco de capacitores
- f = frecuencia en ciclos por segundo

Esta ecuación se basa en una frecuencia de 60 ciclos por segundo; en realidad, la frecuencia será mucho mayor en estado transitorio, haciendo menor el valor de C_1 . Al sustituir la expresión anterior en la expresión de i^2t se tiene la siguiente ecuación:

$$i^2 t = \frac{1.325 \text{ kvar}}{R} \quad 7.4$$

La figura 7.12 muestra la energía i^2t de la descarga de un banco de capacitores cuando se conecta otro. Esta gráfica se basa en un conductor ACSR de 795 MCM y claros de 50 metros y presenta la separación mínima entre dos bancos, la cual evita la operación innecesaria de los fusibles que los protegen cuando se energiza uno de ellos; por ejemplo, si se usa un fusible 25 K a fin de proteger un banco monofásico de 200 kvar 7.2 kV y en la cercanía se tiene que instalar otro banco de las mismas características, en la figura se aprecia que estos bancos no se deben localizar a menos de cuatro distancias interpostales (claros) con objeto de evitar la operación innecesaria de los fusibles.

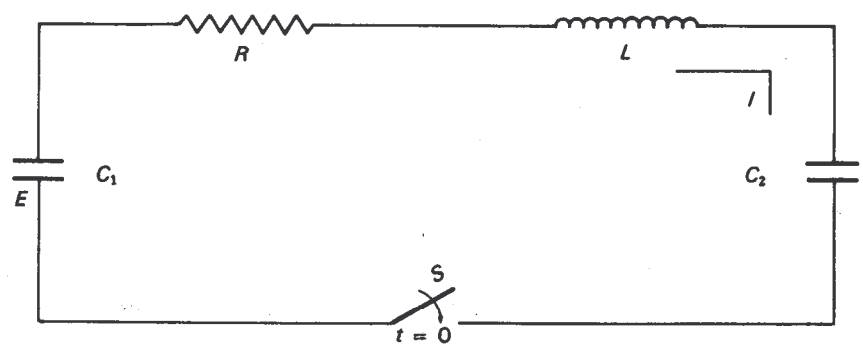


Figura 7.11 Puesta en servicio de un capacitor cerca de otro ya energizado.

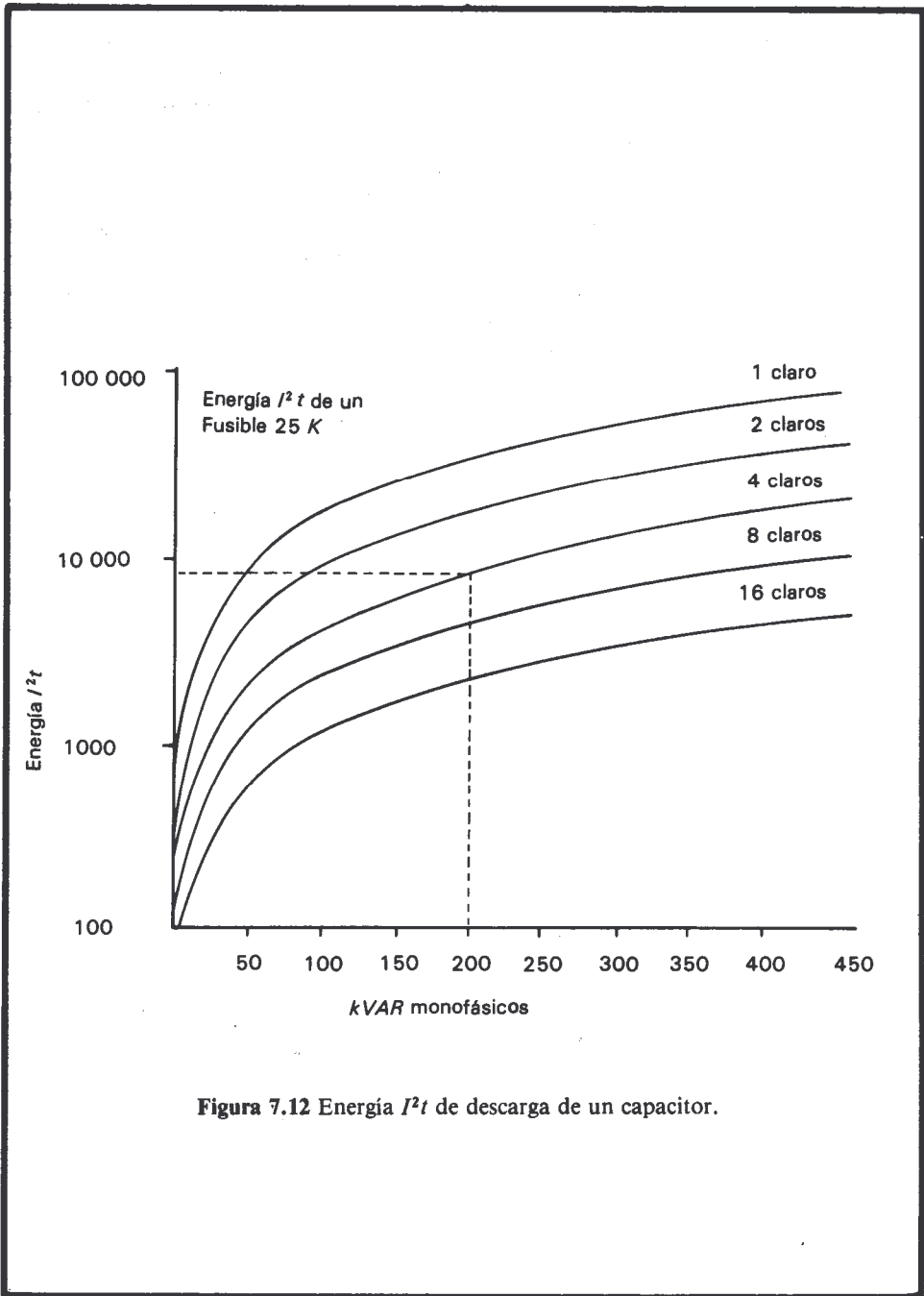


Figura 7.12 Energía I^2t de descarga de un capacitor.

7.3 PROTECCIÓN CON RELEVADORES.

Los bancos de capacitores de gran capacidad normalmente se protegen con fusibles individuales y con relevadores. Esta forma de protección se apega a la filosofía general de la protección, la cual señala que un equipo debe quedar fuera del sistema eléctrico lo más rápidamente posible una vez que se produce una falla en una parte de él.

Una forma de proteger un banco de capacitores es colocando un fusible en cada unidad. En este caso, el fusible individual detecta e indica que una unidad ha fallado, aislándola del resto del banco lo suficientemente rápido para prevenir la ruptura del tanque y un daño a las unidades adyacentes, permitiendo a la vez que el resto de las unidades del banco permanezcan en servicio. Sin embargo, cuando un fusible aísla una unidad fallada, se presenta un incremento de tensión en las unidades restantes, como ya fue asentado; por lo tanto, para evitar daño por sobretensiones, se acostumbra proteger, además, los bancos con relevadores, que deben proporcionar la señal de disparo al equipo de desconexión del banco, cuando el exceso de tensión se acerque a valores peligrosos. (Véase cuadro 7.1).

Cuadro 7.1 Límites de sobretensiones durante tiempos cortos a la frecuencia fundamental que los capacitores son capaces de soportar, a temperaturas bajo cero

<i>Duración</i>	<i>Múltiplos de la tensión nominal</i>
0.5 CICLOS	3.0
1.0 CICLOS	2.7
6.0 CICLOS	2.2
15.0 CICLOS	2.0
1.0 SEGUNDOS	1.7
15.0 SEGUNDOS	1.4
1.0 SEGUNDOS	1.3
5.0 MINUTOS	1.2
30.0 MINUTOS	1.15

Nota: Las sobretensiones durante tiempos cortos a la frecuencia fundamental, están limitadas a los valores listados en el cuadro. En condiciones menos severas, los límites permisibles pueden ser mayores.

La selección de la configuración del banco y el diseño del mismo, deben de incluir un análisis del efecto del “desbalance propio” del banco en el comportamiento del relevador de protección. El desbalance propio del banco se debe a las variaciones presentadas durante la fabricación de las unidades que componen el banco y al desbalance de las tensiones del sistema, los cuales introducen errores en la señal de tensión o corriente que recibe el relevador.

7.3.1. Consideraciones generales de los relevadores de desbalance

Los relevadores que protegen bancos de capacitores se conocen como relevadores de desbalance, debido a que detectan la falla del aislamiento de una unidad y cuya operación del fusible ha dejado un desbalance en el banco.

En general, un relevador de desbalance debe:

1. Coordinarse adecuadamente con los fusibles, de manera que al operar éstos, proporcionen un medio visual para localizar las unidades defectuosas.
2. Tener la suficiente sensibilidad como para accionar una alarma cuando se produzca la pérdida de un capacitor, y ordenar el disparo del equipo de protección cuando quede fuera de servicio un número de unidades tal, que causen una condición de sobretensión en exceso de 10% de la tensión nominal.
3. Tener un tiempo de respuesta tan corto que sea mínimo el daño debido a una falla de arco interno y evitar falsas operaciones debido a corrientes de puesta en servicio, corrientes por descargas atmosféricas, por apertura o cierre de equipo cercano o porque los contactos del equipo de seccionamiento no abran simultáneamente.
4. Estar protegido contra tensiones transitorias que aparezcan en el alambrado de control.
5. Incluir un filtro para minimizar el efecto de las armónicas.
6. Tener un dispositivo de apertura definitiva que impida la conexión automática del banco de capacitores después de que se detecta una falla en él (bloqueo).
7. Proporcionar un medio de compensación que niegue el efecto del desbalance de las tensiones del sistema o el desbalance propio de las unidades por variaciones en la fabricación (rangos del relevador).

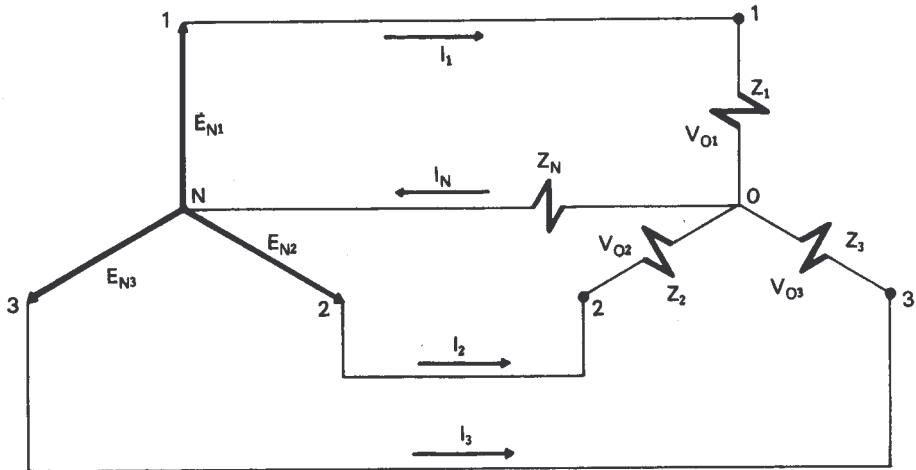
7.3.2. Cálculo de sobretensiones

Cuando se tiene un sistema de tres tensiones cualesquiera aplicadas a una carga en estrella, con un cierto valor de impedancia en el neutro, (véase figura 7.13), la relación entre las tensiones aplicadas y las de la carga están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$E_{12} = E_{1N} - E_{2N} = V_{10} - V_{20} \quad 7.5$$

$$E_{23} = E_{2N} - E_{3N} = V_{20} - V_{30} \quad 7.6$$

$$E_{31} = E_{3N} - E_{1N} = V_{30} - V_{10} \quad 7.7$$



$$V_{ON} = \frac{E_{1N} Y_1 + E_{2N} Y_2 + E_{3N} Y_3}{Y_1 + Y_2 + Y_3}$$

Figura 7.13 Tensión al neutro en un sistema trifásico cuatro hilos.

La tensión al neutro en el extremo de la carga es:

$$V_{0N} = E_{1N} - V_{10} = E_{2N} - V_{20} = E_{3N} - V_{30} \quad 7.8$$

La relación de corrientes en el nodo 0 es:

$$I_1 + I_2 + I_3 + I_N = 0 \quad 7.9$$

que en función de la figura 7.13 también se puede escribir de la siguiente manera:

$$V_{10} Y_1 + V_{20} Y_2 + V_{30} Y_3 - V_{0N} Y_N = 0 \quad 7.10$$

Al sustituir el valor de V_{10} , V_{20} y V_{30} de la expresión 7.8 en la ecuación 7.10 se obtiene:

$$(E_{1N} - V_{0N}) Y_1 + (E_{2N} - V_{0N}) Y_2 + (E_{3N} - V_{0N}) Y_3 = V_{0N} Y_N$$

$$V_{0N} = \frac{E_{1N} Y_1 + E_{2N} Y_2 + E_{3N} Y_3}{Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_N} \quad 7.11$$

que puede generalizarse en la siguiente forma:

$$V_{0N} = \frac{\sum_{k=1}^n E_{kN} Y_k}{Y_N + \sum_{n=1}^K Y_k} \quad 7.12$$

el teorema ya expuesto, que se conoce como el Teorema de Millman, se aplicará a continuación a un banco de capacitores con neutro aislado, en el que han fallado un cierto número de unidades, como se muestra en la figura 7.14, y se desea conocer el valor de la sobretensión al tenerse una carga desbalanceada y tres tensiones balanceadas. ($Y_N = 0$).

De acuerdo con la figura 7.14:

M = número normal de capacitores en cada fase.

N = número de capacitores que fallan en una fase.

P = número de capacitores que quedan en el grupo incompleto.

$$P = M - N$$

H = reactancia de cada unidad

Si la fase incompleta es la 1:

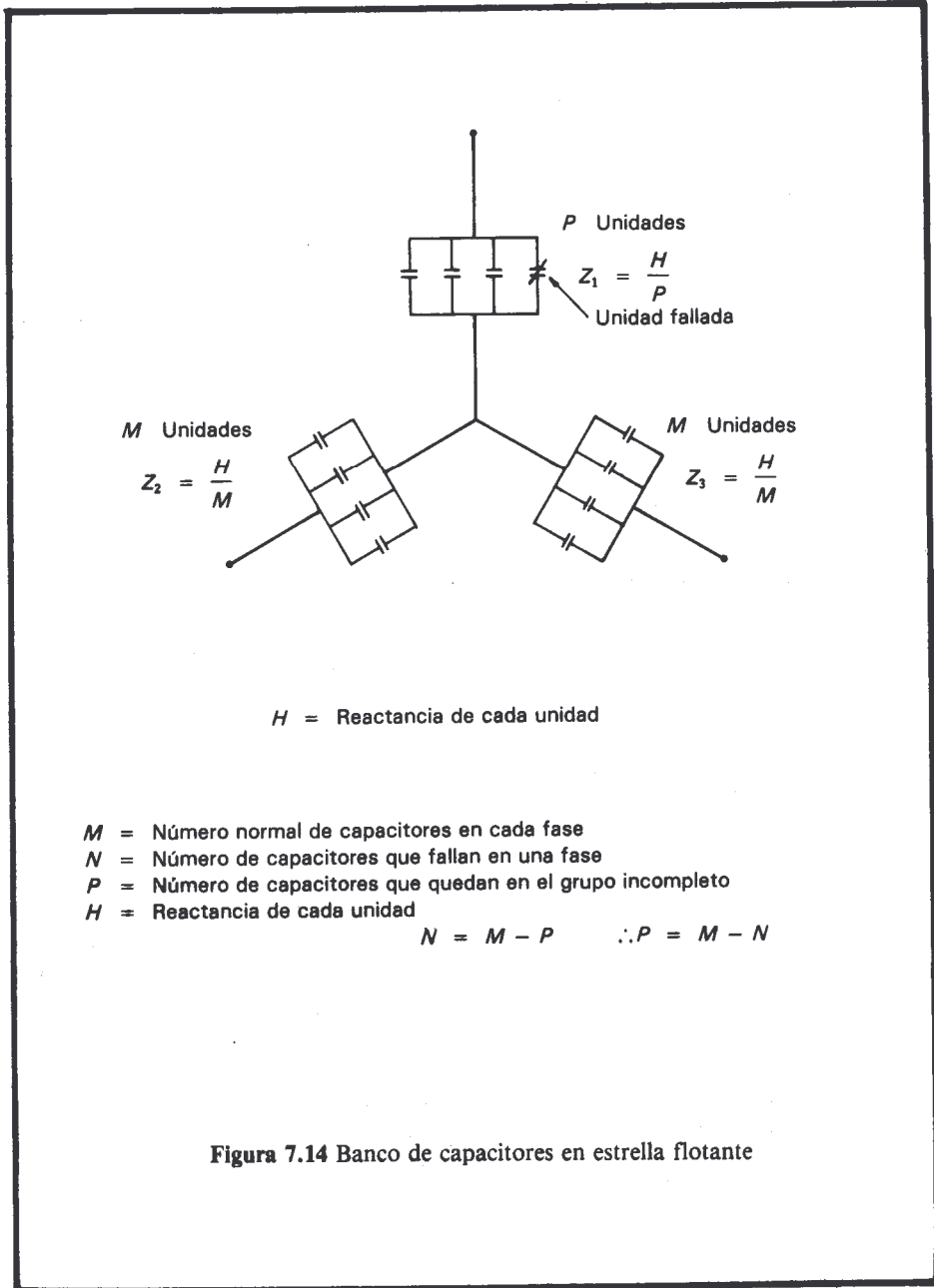


Figura 7.14 Banco de capacitores en estrella flotante

$$Z_1 = \frac{H}{P}; \quad Z_2 = \frac{H}{M}; \quad Z_3 = \frac{H}{M} \quad 7.13$$

$$Y_1 = \frac{P}{H}; \quad Y_2 = \frac{M}{H}; \quad Y_3 = \frac{M}{H} \quad 7.14$$

aplicando la ecuación 7.12 se tiene:

$$V_{0N} = \frac{\frac{V_1 P}{H} + \frac{V_2 M}{H} + \frac{V_3 M}{H}}{\frac{P}{H} + \frac{M}{H} + \frac{M}{H}} \quad 7.15$$

$$V_{0N} = \frac{V_{01} P + M (V_{02} + V_{03})}{P + 2M} \quad 7.16$$

Como:

$$V_{01} + V_{02} + V_{03} = 0 \quad 7.17$$

Entonces:

$$V_{02} + V_{03} = -V_{01} \quad 7.18$$

sustituyendo el valor de $V_{02} + V_{03}$ en 7.16, se tiene:

$$V_{0N} = \frac{V_{01} (P - M)}{P + 2M} \quad 7.19$$

Ya que $P < M$, el numerador es negativo y entonces V_{0N} está a 180° con respecto a V_{01} , (véase figura 7.15).

De la figura 7.15 se tiene:

$$V_{M1} = V_{M0} + V_{01} \quad 7.20$$

$$V_{M1} = V_{01} - V_{0N}$$

Lo que aumenta la tensión de la fase 1 es $-V_{0N}$ la que se denominará D , o sea:

$$-V_{0N} = D \quad 7.21$$

$$\therefore V_{M1} = V_{01} + D \quad 7.22$$

D está en fase con V_{01}

De la expresión No. 7.19 se despeja el valor de P :

P = número de capacitores que quedan en el grupo incompleto

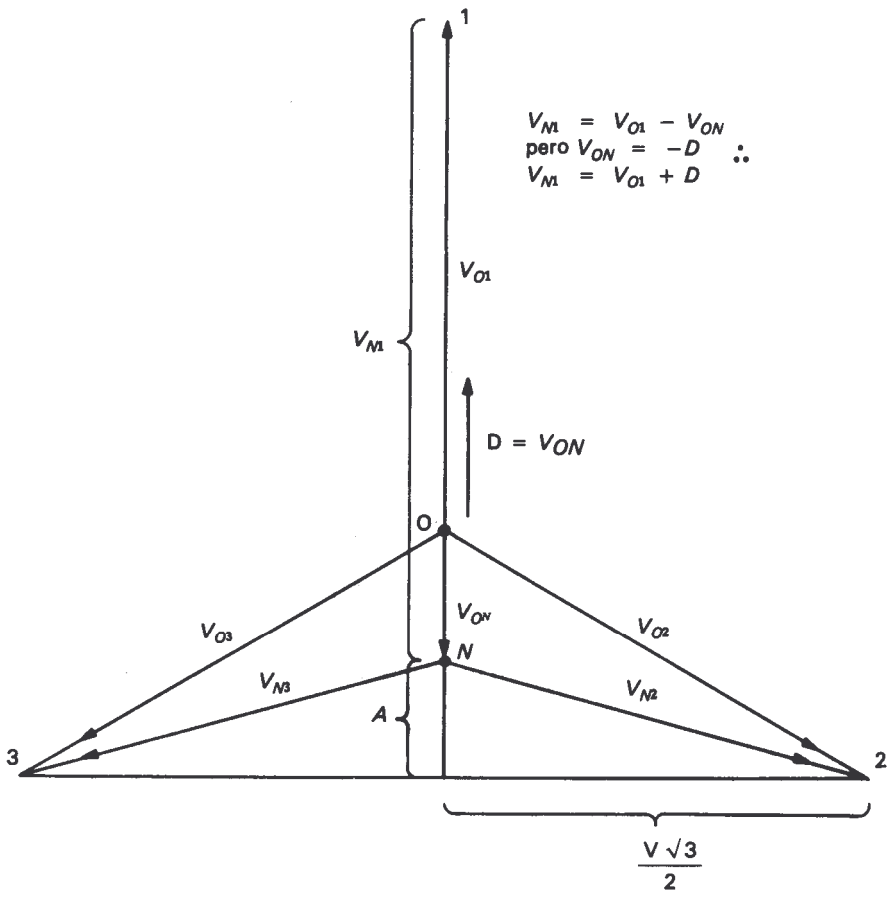


Figura 7.15 Representación vectorial del desplazamiento del neutro por falta de unidades capacitivas en la fase 1.

$$P = M \frac{2V_{0N} + V_{01}}{V_{01} - V_{0N}} \quad 7.23$$

o bien:

$$P = M \frac{V_{01} - 2D}{V_{01} + D} \quad 7.24$$

se divide el segundo miembro de la ecuación anterior entre V_{01} :

$$P = M \frac{1 - \frac{2D}{V_{01}}}{1 + \frac{D}{V_{01}}} \quad 7.25$$

Se hace $S = \frac{D}{V_{01}}$; en donde S es el incremento de tensión en por unidad.

$$P = M \frac{1 - 2S}{1 + S} \quad 7.26$$

Al despejar a S de la ecuación anterior, se tiene el incremento de tensión en por unidad en función del número de unidades sanas y dañadas por fase que se tienen en un banco de capacitores con varias unidades:

$$S = \frac{M - P}{P + 2M} \quad 7.27$$

S = incremento de tensión en *p.u.*

En función de la ecuación anterior se puede determinar al cuadro 7.2.

Cuadro 7.2 Sobretensión presentada en un banco en función del número de unidades falladas.

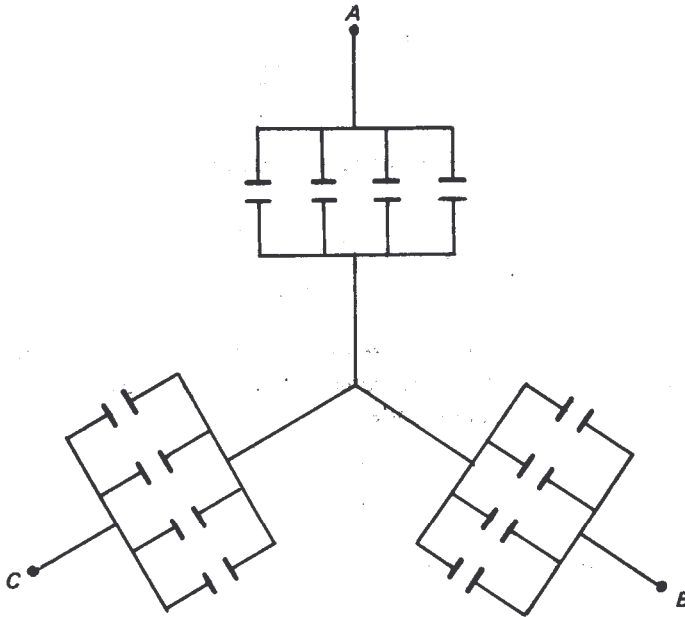
M	N	P	$P + 2M$	S
1	1	0	2	0.50
2	1	1	5	0.20
3	1	2	8	0.12
4	1	3	11	0.09
5	1	4	14	0.07

Como se dijo al comienzo, se considera que una sobretensión de más de 10% (0.10 *p.u.*) daña las unidades y debe evitarse. De acuerdo con esto, un banco debe tener

cuando menos 4 unidades por fase, para que al quemarse una unidad la sobretensión no exceda este límite.

Ejemplo 7.2

En un sistema de distribución a 6 kV, se decidió instalar un banco de capacitores trifásico conectado en estrella con el neutro aislado de tierra, como el mostrado en la figura.



Los datos de cada unidad son:

- Potencia: 25 kvar
- Tensión: 3 460 v

Calcular las tensiones y corrientes de cada fase:

- a) En condiciones normales
- b) Cuando ha fallado una unidad en la fase A

La secuencia de fases es ABC.

Solución:

a) En condiciones normales.

Las tensiones son:

$$\begin{aligned} V_{AB} &= 6\,000 \angle 0^\circ \text{ volts} & V_{AN} &= 3\,464 \angle -30^\circ \text{ volts} \\ V_{BC} &= 6\,000 \angle -120^\circ \text{ volts} & V_{BN} &= 3\,464 \angle -150^\circ \text{ volts} \\ V_{CA} &= 6\,000 \angle 120^\circ \text{ volts} & V_{CN} &= 3\,464 \angle 90^\circ \text{ volts} \end{aligned}$$

Las corrientes se calculan de la siguiente manera:

$$kvar_{\text{fase}} = (25)(4) = 100$$

$$X_{\text{unidad}} = \frac{V^2}{var} = \frac{(3\,464)^2}{25\,000} = -j\,480 \, \Omega$$

$$X_{\text{cfase}} = \frac{-j\,480 \, \Omega}{4} = -j\,120 \, \Omega$$

$$I_{\text{fase}} = \frac{V_{fN}}{X_{fN}}$$

$$I_A = \frac{3,464 \angle -30^\circ}{120 \angle -90^\circ} = 28.86 \angle 60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_B = \frac{3,464 \angle -150^\circ}{120 \angle -90^\circ} = 28.86 \angle -60^\circ \text{ amperes}$$

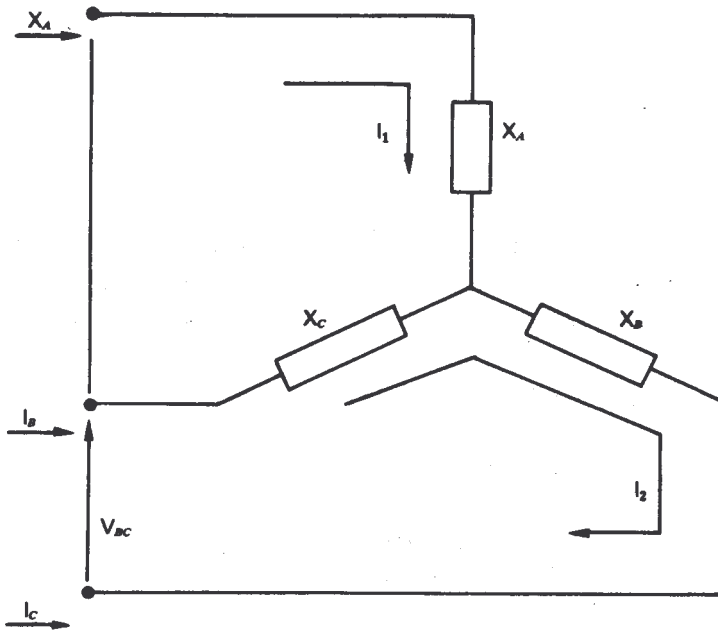
$$I_C = \frac{3,464 \angle 90^\circ}{120 \angle -90^\circ} = 28.86 \angle 180^\circ \text{ amperes}$$

b) Cuando falla una unidad en la Fase A se tiene que:

$$X_A = \frac{-j\,480 \, \Omega}{3} = -j\,160 \, \Omega$$

$$X_B = X_C = -j\,120 \, \Omega$$

Se aplica el método de corrientes de malla.



$$I_1 (X_A + X_C) - I_2 X_C = V_{AB}$$

$$-I_1 X_C + I_2 (X_C + X_B) = V_{BC}$$

$$\begin{bmatrix} X_A + X_C & -X_C \\ -X_C & X_C + X_B \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{AB} \\ V_{BC} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} 160 \angle -90^\circ + 120 \angle -90^\circ & -120 \angle -90^\circ \\ -120 \angle -90^\circ & 120 \angle -90^\circ + 120 \angle -90^\circ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 6000 \angle 0^\circ \\ 6000 \angle -120^\circ \end{bmatrix}$$

$$\Delta Z = \begin{vmatrix} 280 \angle -90^\circ & -120 \angle -90^\circ \\ -120 \angle -90^\circ & 240 \angle -90^\circ \end{vmatrix}$$

$$= 67\,200 \angle -180^\circ - 14\,400 \angle -180^\circ$$

$$= 52\,800 \angle 180^\circ$$

$$\Delta_1 = \begin{vmatrix} 6\,000 \angle 0^\circ & 120 \angle 90^\circ \\ 6\,000 \angle -120^\circ & -240 \angle 90^\circ \end{vmatrix}$$

$$= 1.44 \times 10^6 \angle 90^\circ - 7.2 \times 10^5 \angle -30^\circ = 1.247 \times 10^6 \angle 240^\circ$$

$$\Delta_2 = \begin{vmatrix} 280 \angle -90^\circ & 6\,000 \angle 0^\circ \\ -120 \angle 90^\circ & 6\,000 \angle -120^\circ \end{vmatrix}$$

$$= 1.68 \times 10^6 \angle -210^\circ - 7.2 \times 10^5 \angle 90^\circ = 1.46 \times 10^6 \angle 175.3^\circ$$

Por lo tanto:

$$I_1 = \frac{\Delta_1}{\Delta_Z} = \frac{1.247 \times 10^6 \angle 240^\circ}{52\,800 \angle 180^\circ} = 23.617 \angle 60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_2 = \frac{\Delta_2}{\Delta_Z} = \frac{1.46 \times 10^6 \angle 175.3^\circ}{52\,800 \angle 180^\circ} = 27.65 \angle -4.7^\circ \text{ amperes}$$

Entonces, cuando falla una unidad de la fase A_1 , las corrientes en cada fase son:

$$I_A = I_1 = 23.617 \angle 60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_B = I_2 - I_1 = 27.65 \angle -55.27^\circ \text{ amperes}$$

$$I_C = -I_2 = 27.65 \angle 175.3^\circ \text{ amperes}$$

Y las tensiones al neutro resultantes son:

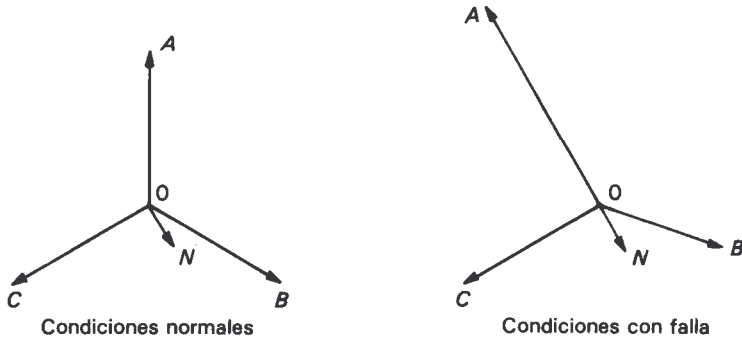
$$V_{AN} = X_A I_A = (160 \angle -90^\circ) (23.617 \angle 60^\circ) = 3\,778.8 \angle -30^\circ \text{ volts.}$$

$$V_{BN} = X_B I_B = (120 \angle -90^\circ) (27.65 \angle -55.27^\circ) = 3\,318 \angle -145.27^\circ \text{ volts.}$$

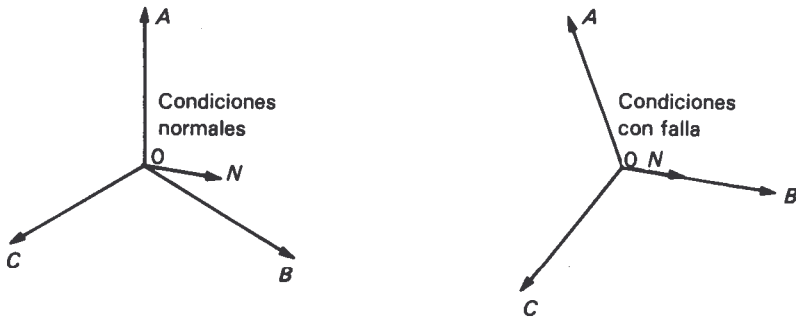
$$V_{CN} = V_C I_C = (120 \angle -90^\circ) (27.65 \angle 175.3^\circ) = 3\,318 \angle 85.3^\circ \text{ volts.}$$

De los resultados se aprecia que la sobretensión se presenta en la fase que queda con mayor impedancia; en este caso, donde falló una unidad.

El incremento de tensión en por ciento es:



- a) Señal de desbalance propio del banco en relación opuesta con la señal de disparo
Esta situación puede inhibir la operación de la protección



- b) Señal de desbalance propio del banco en relación directa con la señal de disparo.
Esta situación puede provocar disparos en falso de la protección

V_{ON} = Señal de desbalance propio del banco; debido a variaciones en la fabricación de los capacitores o al desbalance de las tensiones del sistema

V_{OA}, V_{OB}, V_{OC} = tensiones de fase a neutro

Figura 7.16 Relaciones vectoriales de desbalance en bancos de capacitores.

$$\% \Delta_V = \frac{3\,788.7 - 3\,464}{3\,464} \times 100 = 9.085\%$$

Al comparar este resultado con el correspondiente del cuadro 7.2, se observa que son iguales.

7.3.3. Desbalance propio

La tendencia de los últimos años se ha dirigido hacia la construcción de bancos más y más grandes en los niveles de tensiones de transmisión. La señal de desbalance debida a la pérdida de una o dos unidades individuales para estos bancos puede ser de tal magnitud que el desbalance propio del banco no puede considerarse como despreciable. En la práctica, la tensión o la corriente detectada por los relevadores de desbalance al fallar una unidad individual es diferente del valor calculado debido al desbalance propio de las tensiones trifásicas del sistema o a las variaciones de fabricación del banco.

La señal del desbalance propio puede tener un ángulo de fase en relación con la señal resultante por la falla de algunas unidades, de manera que inhiba la operación del relevador o que cause operaciones falsas (Véase Fig. 7.16). El desbalance propio resultante de un desbalance de tensiones o por variaciones de fabricación, para distintas configuraciones, puede calcularse usando las ecuaciones mostradas en la tabla No. 7.3. Una estimación del peor caso se obtiene cuando se considera que los errores del desbalance se suman. Cuando la señal incorrecta (debida al desbalance propio del banco) excede el 50% de la señal resultante por la falla de una unidad, se debe agregar un dispositivo que no tome en cuenta la influencia de este error.

7.3.4. Protección por corriente de desbalance en el neutro (bancos en estrella aterrizada)

La figura 7.17 muestra la protección por medio de la detección de la corriente de desbalance en el neutro para un banco en estrella cuyo neutro está conectado a tierra. Un desbalance en el banco de capacitores causa que fluya una corriente entre el neutro del banco y tierra. La magnitud de la corriente, por falla de una o varias unidades individuales, y la tensión que se presenta en las unidades restantes se pueden determinar mediante las figuras 7.18 y 7.19, respectivamente. Este método de protección utiliza un transformador de corriente conectado entre el neutro del banco de capacitores y tierra, más un relevador de tensión, de tiempo retardado, con un filtro de terceras armónicas para reducir la sensibilidad ante frecuencias diferentes de 60 Hz. Este relevador de tensión opera un relevador auxiliar para indicar la apertura y bloquear el cierre de seccionador del banco.

7.3.5. Protección por medio de la suma de tensiones en el punto medio (neutro del banco conectado a tierra)

Este método de protección se muestra en la figura 7.20 y consiste en proporcionar un medio para detectar un desbalance al supervisar la suma de las tensiones a la mitad

Cuadro 7.3 Efecto del desbalance propio del banco en la señal de protección.

Configuración del banco de capacitores	Efecto de las variaciones de fabricación de los capacitores	Efecto de los cambios de magnitud en la tensión del sistema	Efecto de los cambios del ángulo de fase en la tensión del sistema
Estrella aterrizada con detector de corriente en el neutro.	$I_N = \frac{\Delta C_{varB}}{3V_{LG}}$	$I_N = \frac{(\Delta V_{LG}) P_{varU}}{S (V_C)^2}$	$I_N = \frac{2PV_{LG}(\text{sen}\frac{\phi}{2}) \text{varU}}{S V^2 C}$
Estrella flotante con detector de potencial en el neutro.	$V_{NG} = \frac{\Delta C V_{LG}}{3}$	$V_{NG} = \frac{\Delta V_{LG}}{3}$	$V_{NG} = \frac{2}{3}(\text{sen}\frac{\phi}{2}) V_{LG}$
Doble estrella sin aterrizar con detector diferencial de la tensión en el neutro.	$I_N = \frac{\Delta C_{varB}}{6 V_{LG}}$	$I_N = 0$	$I_N = 0$
Doble estrella sin aterrizar con detector diferencial de la tensión en el neutro.	$\Delta V_{NN} = \frac{\Delta C V_{LG}}{3}$	$\Delta V_{NN} = 0$	$\Delta V_{NN} = 0$
Estrella aterrizada con detector diferencial de potencia.	$\Delta V_{TG} = \Delta C V_{LG} \frac{S_T}{S^2} (S - S_T)$	$\Delta V_{TG} = 0$	$\Delta V_{TG} = 0$

Donde:

V_{LG} = tensión de línea a tierra, en volts; (usar valores máximos cuando sea apropiado)

ΔV_{LG} = variación del V_{LG} de una fase a otra, en por unidad

$S = \frac{V_{LG}}{V_C}$ = número de grupos en serie

S_T = número de grupos en serie, entre el punto donde se toma la señal y tierra

P = número de capacitores en paralelo en los grupos en serie

F_1 = número de capacitores fuera de servicio en un mismo grupo serie de una fase

V_C = tensión nominal de cada capacitor, en volts

V_{C_1} = tensión a través de los grupos en serie con capacitores fuera de servicio, en volts

I_N = corriente en el neutro, en amperes

ΔC = variación de la capacitancia entre fases, en por unidad

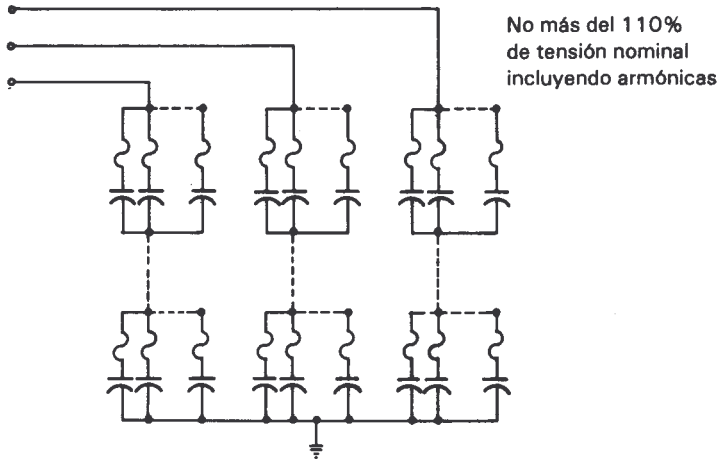
V_{TG} = tensión entre el punto medio de una fase y tierra, en volts

V_{NG} = tensión de neutro a tierra, en volts

V_{NN} = tensión entre neutros, en volts

var_B = potencia reactiva nominal del banco de capacitores, en VAR

var_U = potencia reactiva nominal de cada unidad individual del banco, en VAR



Arreglo de unidades de capacitores, fusibles, y grupos en serie de un banco conectado en estrella aterrizada.

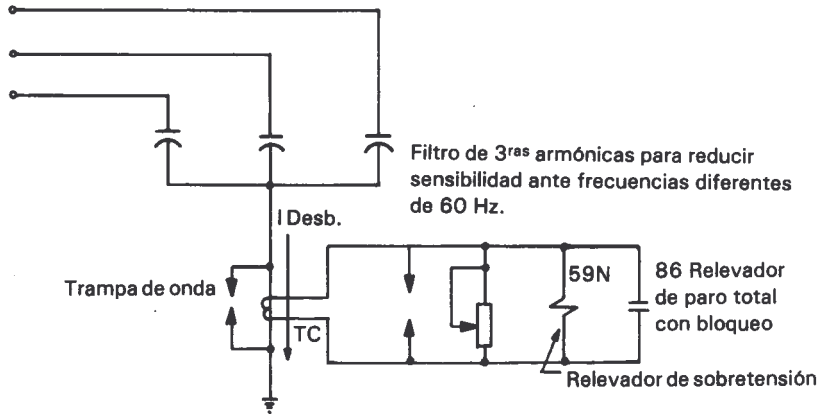


Figura 7.17 Protección por corriente de desbalanceo neutro (banco en estrella aterrizada).

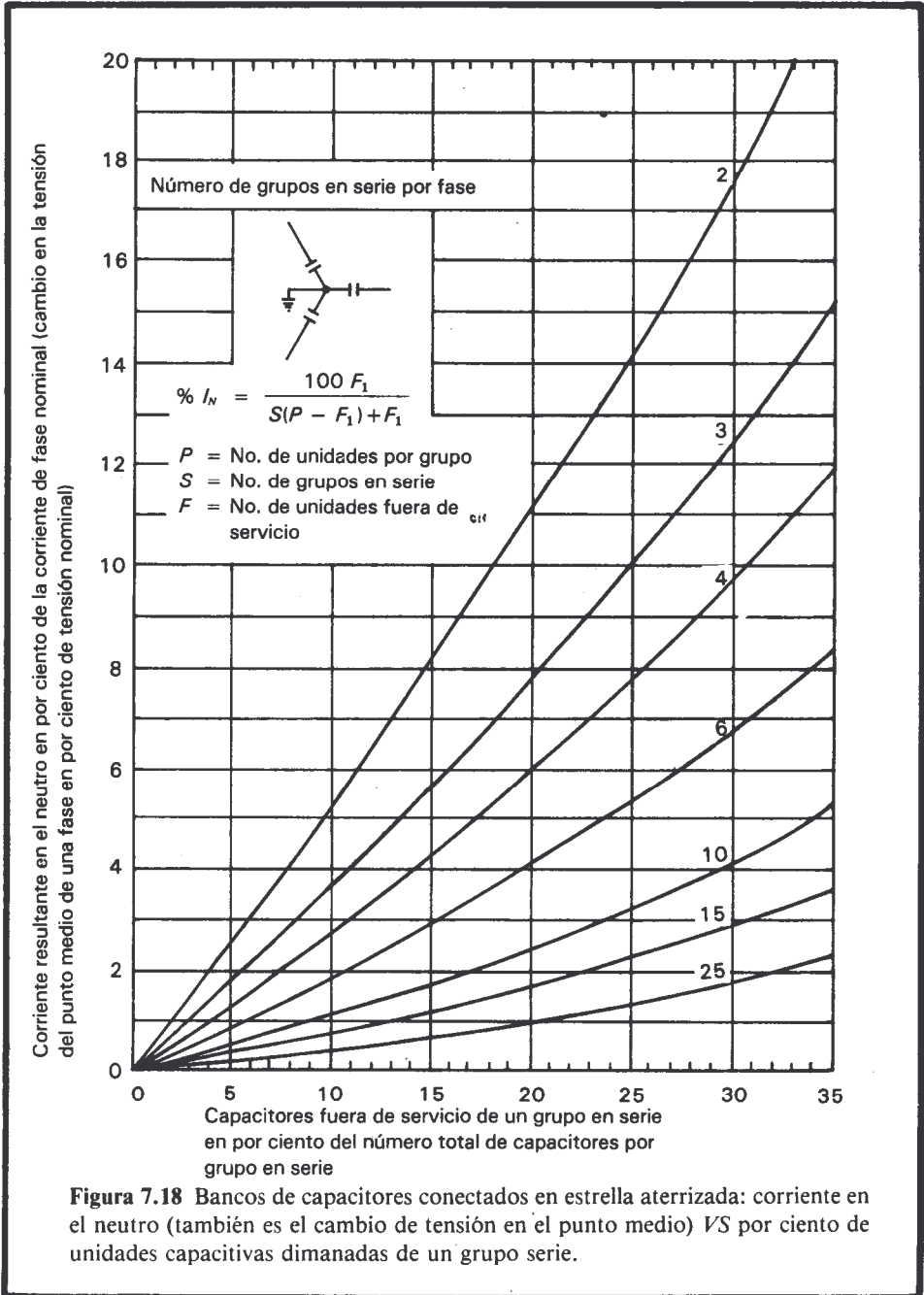


Figura 7.18 Bancos de capacitores conectados en estrella aterrizada: corriente en el neutro (también es el cambio de tensión en el punto medio) VS por ciento de unidades capacitivas dimanadas de un grupo serie.

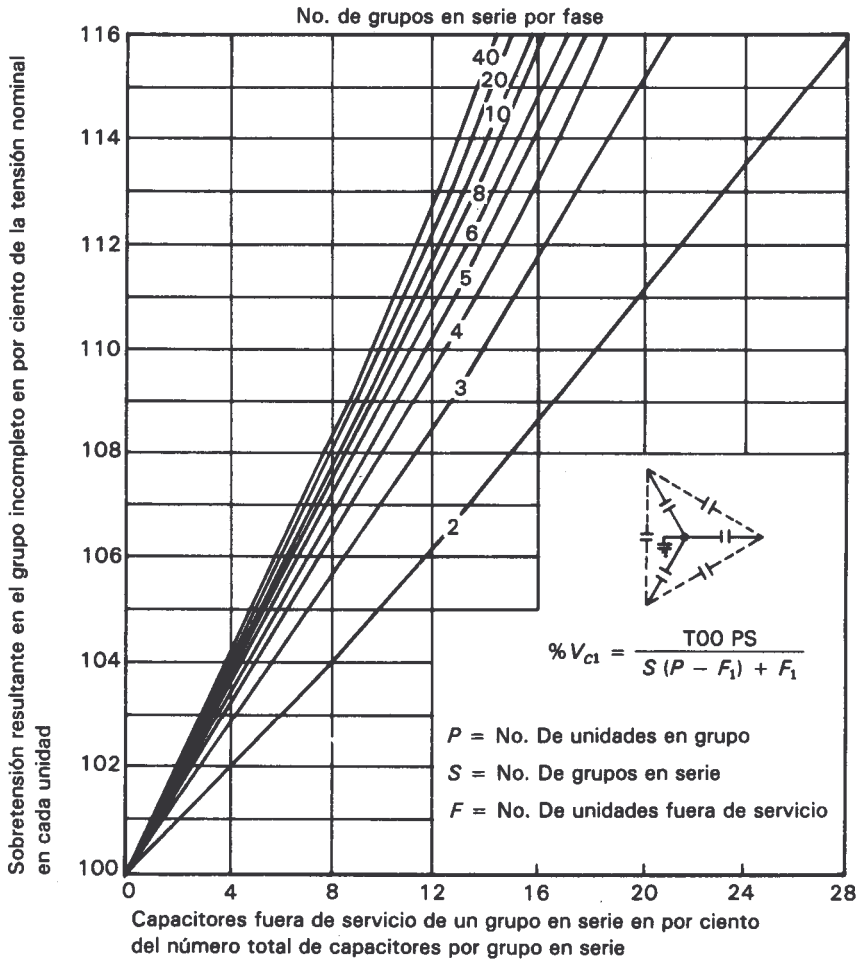


Figura 7.19 Banco de capacitores conectado en delta o en estrella aterrizada: tensión en las unidades capacitivas restantes de un grupo serie VS por ciento de las unidades capacitivas eliminadas de un grupo serie.

de las fases en el banco. El por ciento de desbalance por la pérdida de un cierto número de unidades y la tensión que se presenta en el resto de las mismas, se puede determinar de las figuras 7.18 y 7.19, respectivamente. Este método de protección utiliza tres dispositivos sensores de tensión con sus primarios conectados entre el punto medio del banco de capacitores y tierra, los secundarios conectados en delta incompleta, más un relevador de tensión con retardo de tiempo con un filtro de terceras armónicas. El relevador debe estar calibrado para compensar los errores causados por el desbalance propio del banco y la falta de precisión de los dispositivos sensores de tensión (TP_s).

7.3.6. Protección diferencial de tensión (neutro del banco conectado a tierra)

Otra forma de proteger bancos de capacitores conectados a tierra se muestra en la figura No. 7.21; este método utiliza tres relevadores monofásicos, cada uno detecta la diferencia entre la tensión en el banco y la tensión en las barras. Inicialmente, la tensión de cada fase del banco y de las barras se ajustan para que sean iguales, considerando que todas las unidades del banco no estén dañadas y que ningún fusible ha operado; de esta forma se compensan las variaciones por defectos de fabricación y las variaciones en la tensión de alimentación.

Si la tensión del sistema cambia, el sistema de relevadores está compensado, ya que a una variación en la tensión de las barras en una fase dada corresponde un cambio en la tensión del banco para la misma fase. Cualquier variación subsecuente a este ajuste se deberá a un desbalance causado por el daño de alguna unidad del banco. La magnitud del desbalance por la pérdida de alguna unidad y la tensión en las unidades restantes se determina de las figuras 7.18 y 7.19 respectivamente.

7.3.7. Protección por desbalance del arreglo de doble estrella

Se muestran cuatro métodos para protección de bancos de condensadores conectados en doble estrella en la figura 7.22. Los arreglos *a*) y *b*) están sin aterrizar y usan un transformador de corriente con relevador de sobrecorriente o un transformador de potencial con un relevador de sobretensión conectados entre los dos neutros. Ninguno de estos métodos es afectado por sistemas con tensiones desbalanceadas, tensiones o corrientes de terceras armónicas o corrientes de impulso por apertura o cierre de interruptores. El transformador de corriente o el transformador de potencial se deben seleccionar para la tensión del sistema. La magnitud de la corriente en el neutro y la sobretensión en las unidades de condensadores restantes para el método ilustrado en la figura 7.22*a*), puede determinarse por medio de las figuras 7.23 y 7.24 respectivamente, mientras que la tensión del neutro y el sobretensión en las unidades de capacitores restantes para el método ilustrado en la figura 7.22*b*) se determina por medio de las figuras 7.25 y 7.26, respectivamente.

En la figura 7.22*c*), los neutros de las dos secciones están aterrizados a través de transformadores de corriente. Los secundarios de los transformadores de corriente están interconectados a un relevador de sobrecorriente de manera que el relevador es insensible a cualquier condición externa, la cual sí afecta a ambas secciones del banco

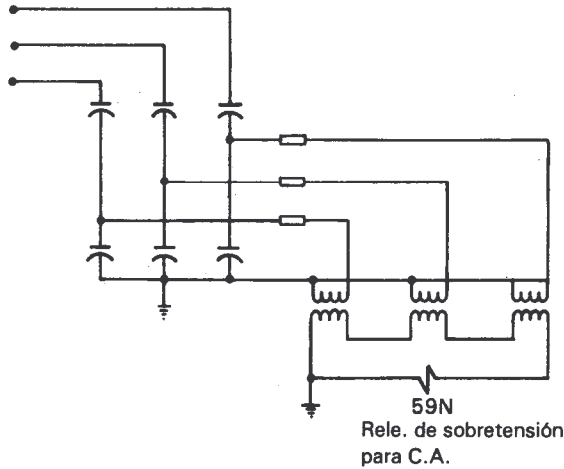


Figura 7.20 Protección por medio de las sumas de tensiones en el punto medio (banco conectado en estrella con neutro aterrizado).

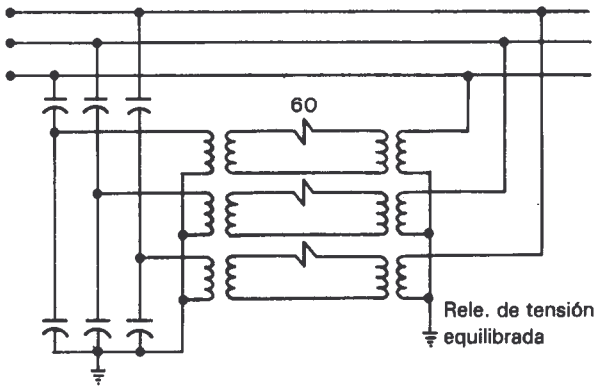
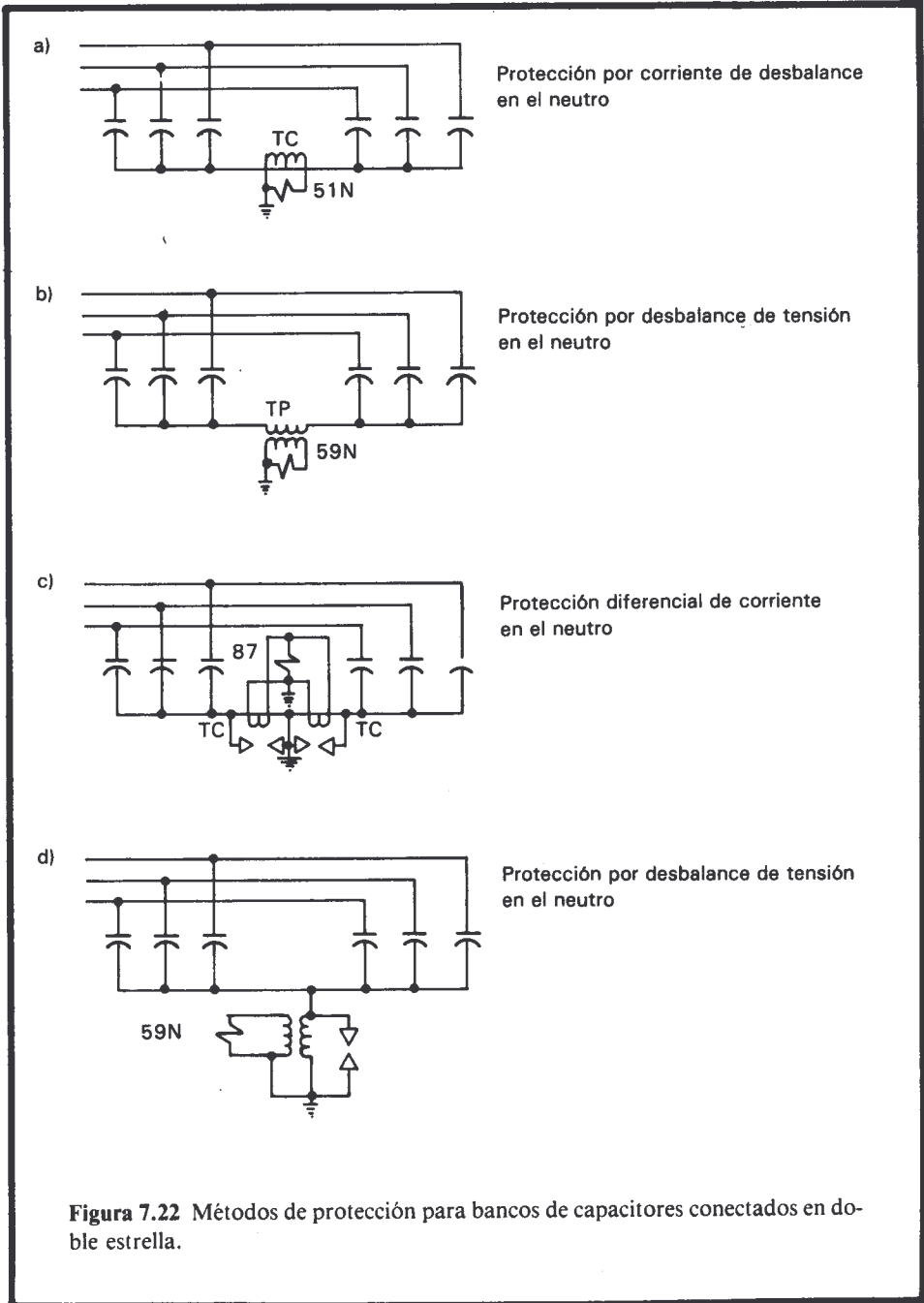


Figura 7.21 Método de protección diferencial de tensión (banco conectado en estrella aterrizada).

de capacitores en la misma forma. Los transformadores de corriente se ven sujetos a corrientes transitorias por apertura o cierre de interruptores y requieren protección de impulso; se deben calibrar para corrientes de carga monofásicas, si es posible y no



requieren filtros de armónicas. El desbalance de corrientes y la sobretensión en las unidades restantes se determinan por medio de las figuras 7.18 y 7.19, respectivamente.

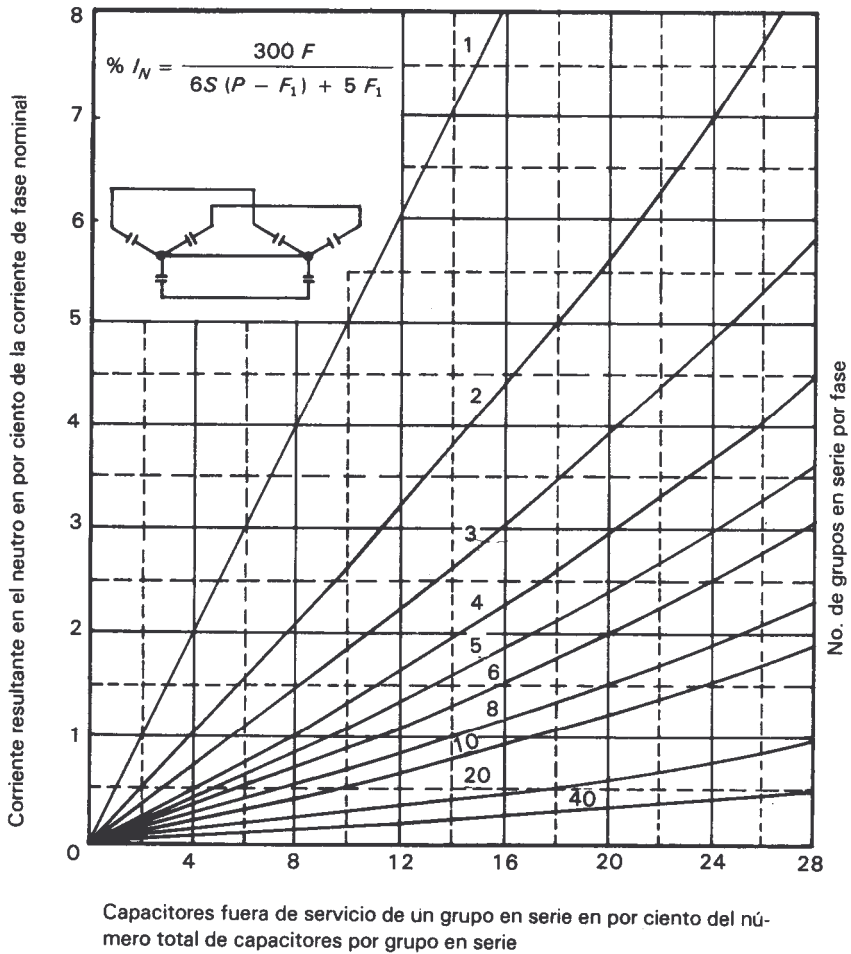


Figura 7.23 Banco de capacitores conectados en doble estrella (los neutros están interconectados): corriente del neutro VS por ciento de unidades capacitivas eliminadas del grupo en serie.

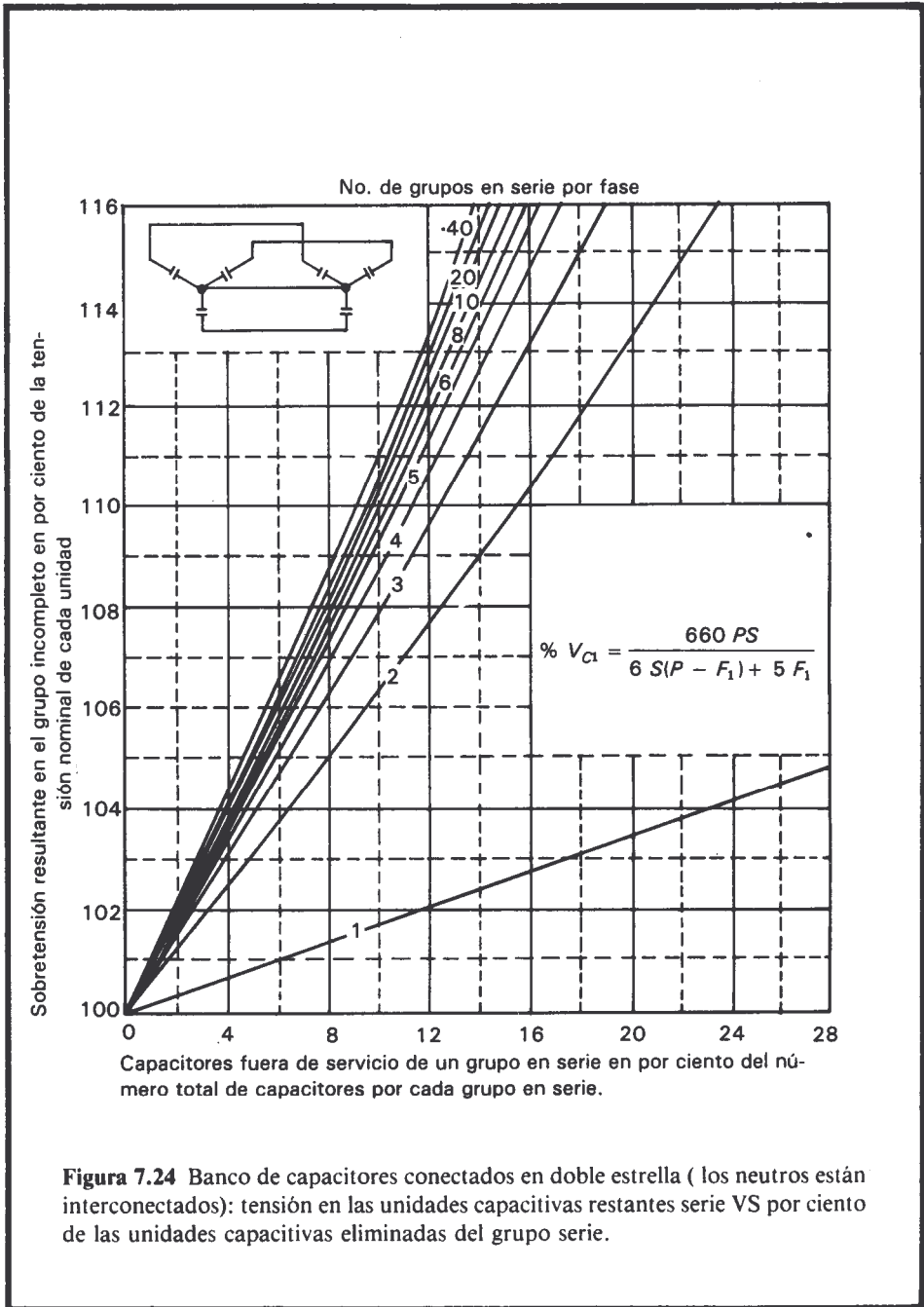


Figura 7.24 Banco de capacitores conectados en doble estrella (los neutros están interconectados): tensión en las unidades capacitivas restantes serie VS por ciento de las unidades capacitivas eliminadas del grupo serie.

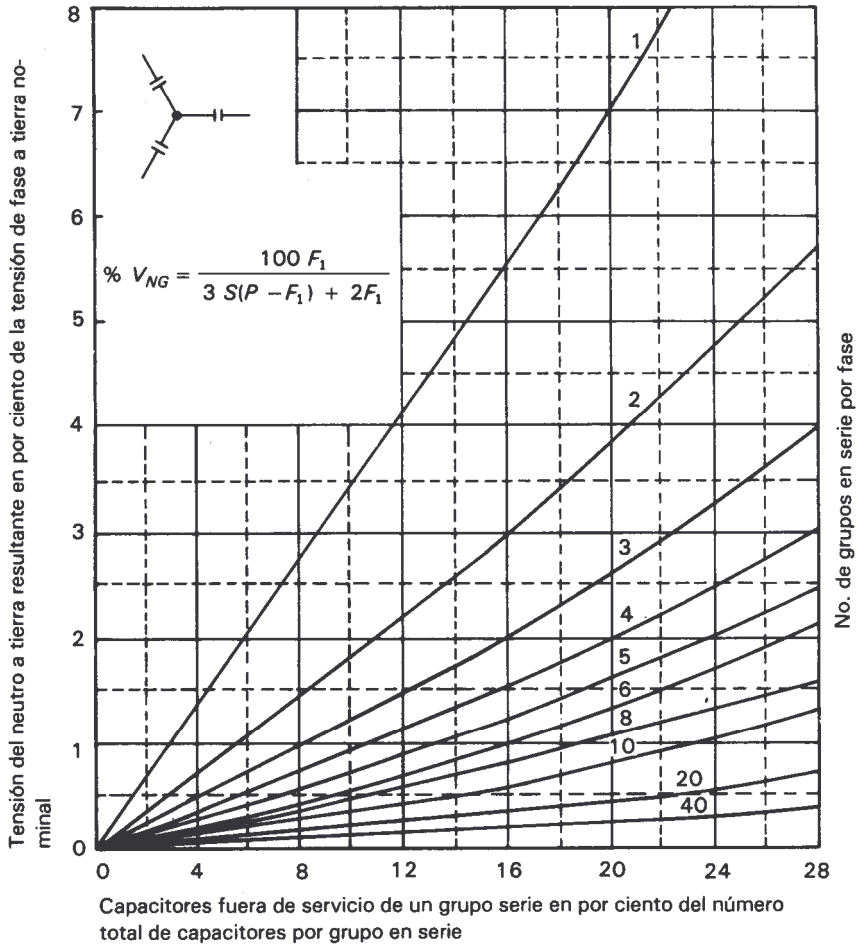


Figura 7.25 Banco de capacitores conectado en estrella flotante: tensión entre el neutro del banco y tierra V^{vs} por ciento de las unidades capacitivas eliminadas del grupo serie.

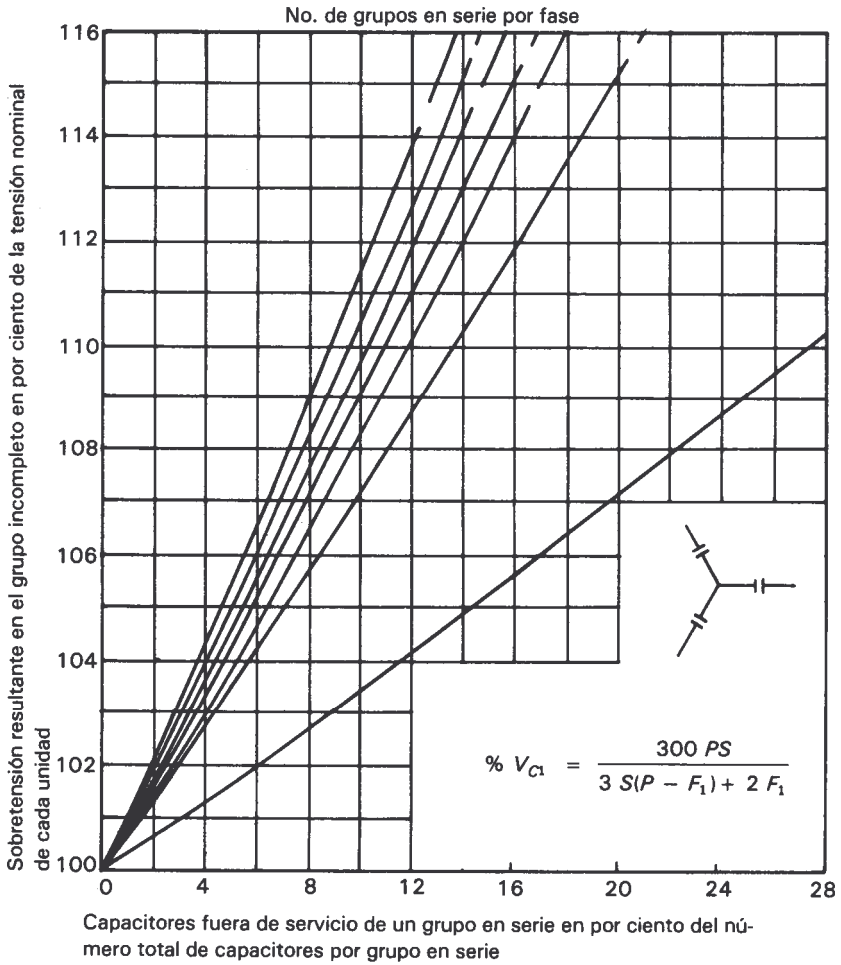


Figura 7.26 Banco de capacitores conectados en estrella flotante: tensión en las unidades capacitivas restantes en un grupo serie VS por ciento de unidades capacitivas eliminadas de un grupo serie.

En la figura 7.22d), los neutros de las dos secciones de condensadores están sin aterrizar pero conectados entre sí. Un *TP* o transformador de potencial se usa para medir la tensión entre el neutro del banco de capacitores y tierra. El relevador debe tener un filtro de armónicas. La magnitud de la tensión de neutro a tierra resultante por la pérdida de unidades de capacitores individuales se conoce por medio de la figura 7.27 y la tensión en las unidades de capacitores restantes pueden establecerse mediante la figura 7.24.

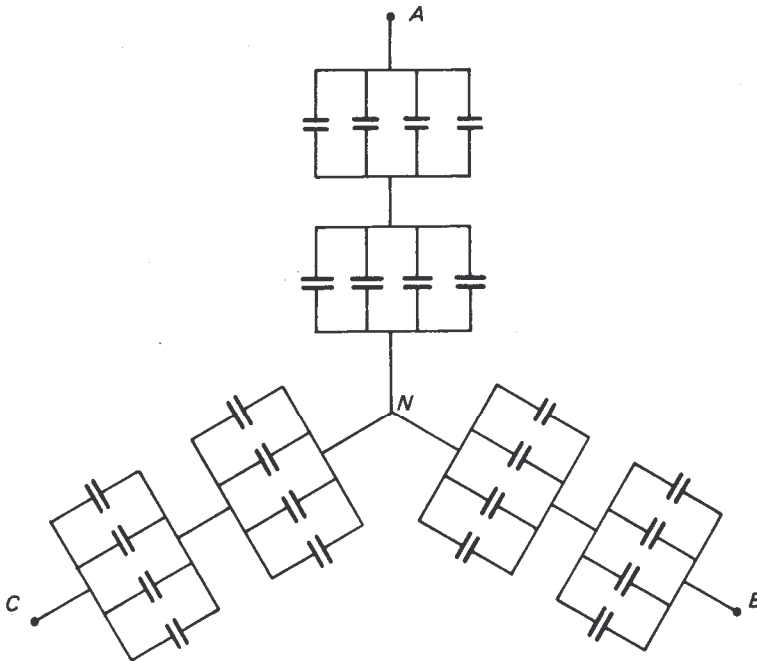
7.3.8. Protección por tensión de desbalance en el neutro

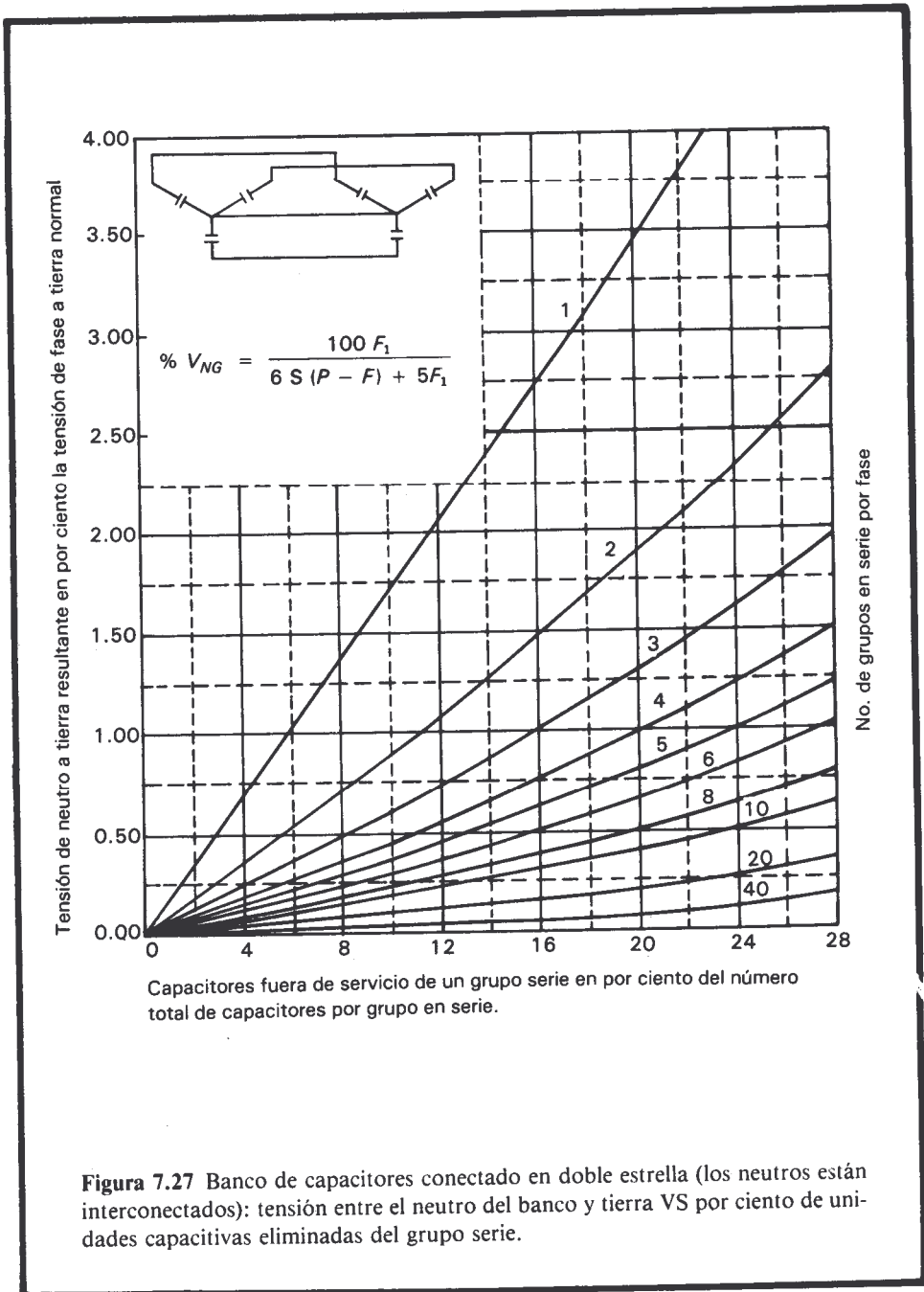
Un desbalance en el banco de capacitores en estrella sin aterrizar origina una tensión en el neutro, con respecto a tierra. La magnitud de la tensión en el neutro por la pérdida de unidades en el banco y la tensión en las unidades restantes, se puede determinar con las figura 7.25 y 7.26. En la figura 7.28 se muestra el diagrama trifilar de un banco de capacitores conectado en estrella flotante y en la figura 7.29 la instalación de un banco de capacitores en una línea de mediana tensión.

7.4 EJEMPLOS

Ejemplo 7.5

En un sistema de distribución de 23 kV se instalará un banco de capacitores como el mostrado en la figura.





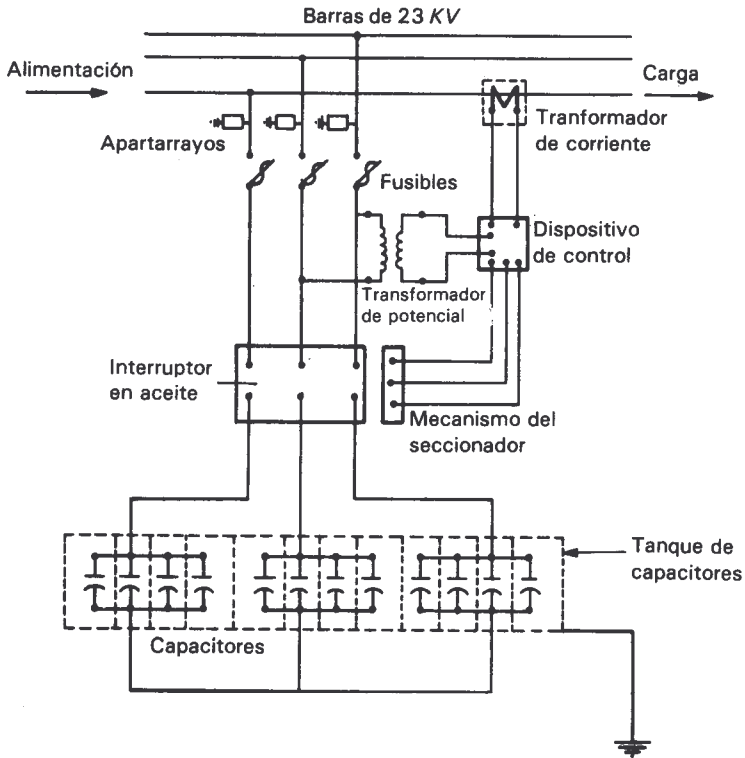


Figura 7.28 Protección por tensión de desbalance en el neutro. Banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante.

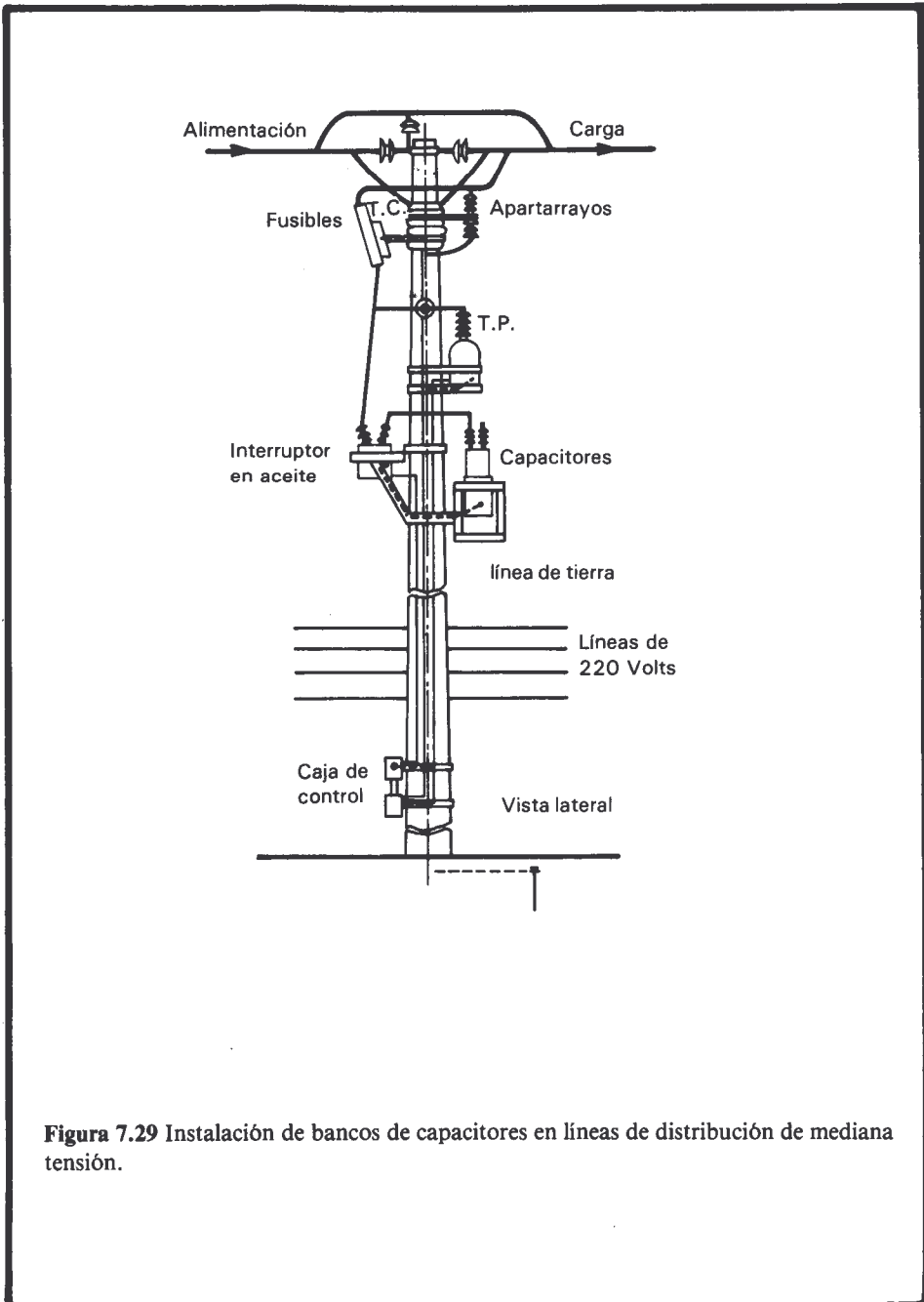
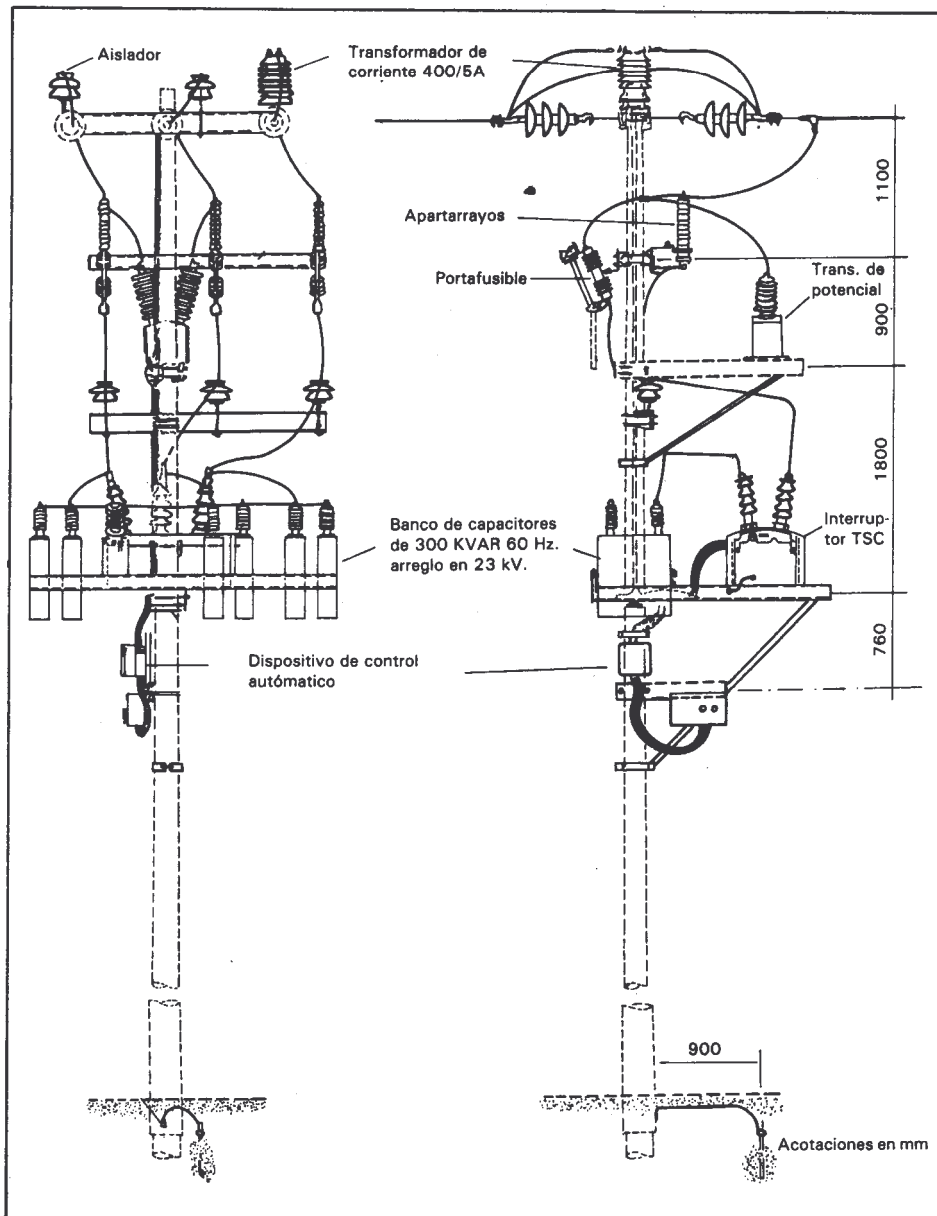


Figura 7.29 Instalación de bancos de capacitores en líneas de distribución de mediana tensión.



Los datos de cada unidad son:

Potencia: 50 *kvar*

Tensión: 6 650 volts.

Calcular las tensiones y corrientes de cada una de las fases, cuando:

- a) Todas las unidades del banco están en servicio.
- b) Sale de operación una unidad de un grupo de la fase A.

Resolver el problema para cuando el banco está:

- 1° Con el neutro flotante
- 2° Con el neutro conectado a tierra

Solución:

1° Banco con el neutro flotante

a) Cuando todas las unidades funcionan, las tensiones existentes son:

$$\begin{array}{ll} V_{AB} = 23 \angle 0^\circ \text{ kV} & V_{AN} = 13.28 \angle -30^\circ \text{ kV} \\ V_{BC} = 23 \angle -120^\circ \text{ kV} & V_{BN} = 13.28 \angle -150^\circ \text{ kV} \\ V_{CA} = 23 \angle 120^\circ \text{ kV} & V_{CN} = 13.28 \angle 90^\circ \text{ kV} \end{array}$$

Las reactancias son las siguientes:

$$X_{\text{unidad}} = \frac{\text{kV}^2}{\text{kvar}} \times 1\,000 = \frac{(6.65)^2}{50} \times 1\,000 = -j\,881.79 \, \Omega$$

$$X_{\text{grupo}} = \frac{881.79}{4} = -j\,220.44 \, \Omega$$

$$X_{\text{fase}} = (220.44) (2) = -j\,440.88 \, \Omega$$

Las corrientes de línea o de fase son:

$$I_A = \frac{V_{AN}}{X_A} = \frac{13\,280 \angle -30^\circ}{440.88 \angle -90^\circ} = 30.12 \angle 60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_B = \frac{V_{BN}}{X_B} = 30.12 \angle -60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_C = \frac{V_{CN}}{X_C} = 30.12 \angle +180^\circ \text{ amperes}$$

b) Cuando falla una unidad de la fase A, las reactancias de cada fase son:

$$X_A = \frac{881.79}{3} + 220.44 = -j 514.37 \Omega$$

$$X_B = X_C = -j 440.88 \Omega$$

y las respectivas admitancias son:

$$Y_A = j 0.00194 \Omega$$

$$Y_B = Y_C = j 0.00226 \Omega$$

La tensión por desplazamiento del neutro es:

$$V_{ON} = \frac{V_{AN} Y_A + V_{BN} Y_B + V_{CN} Y_C}{Y_A + Y_B + Y_C} =$$

$$V_{ON} = \frac{(13\,280 \angle -30^\circ)(0.00194 \angle 90^\circ) + (13,280 \angle -150^\circ)(0.00226 \angle 90^\circ) + (13\,280 \angle 90^\circ)(0.00226 \angle 90^\circ)}{0.00194 \angle 90^\circ + 2(0.00226 \angle 90^\circ)}$$

$$V_{ON} = \frac{25.81 \angle 60^\circ + 30.12 \angle -60^\circ + 30.12 \angle 180^\circ}{0.00647 \angle 90^\circ} =$$

$$V_{ON} = \frac{4.3 \angle 240^\circ}{0.00647 \angle 90^\circ} = 663.83 \angle 150^\circ \text{ volts.}$$

Las tensiones de cada fase resultante son:

$$V_{AN} = V_{AO} - V_{ON} = 13\,280 \angle -30^\circ - 663.83 \angle 150^\circ$$

$$V_{AN} = 13\,943.83 \angle -30^\circ \text{ volts.}$$

$$V_{BN} = V_{BO} - V_{ON} = 13,280 \angle -150^\circ - 663.83 \angle 150^\circ$$

$$V_{BN} = 12\,960.84 \angle 212.54^\circ \text{ volts.}$$

$$V_{CN} = V_{CO} - V_{ON} = 13\,280 \angle 90^\circ - 663.83 \angle 150^\circ$$

$$V_{CN} = 12\,960.84 \angle 87.45^\circ \text{ volts.}$$

Y las corrientes son:

$$I_A = V_{AN} Y_A = (13,943.83 \angle -30^\circ) (0.00194 \angle 90^\circ) = 27.108 \angle 60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_B = V_{BN} Y_B = 29.39 \angle 302.54^\circ \text{ amperes}$$

$$I_C = V_{CN} Y_C = 29.39 \angle 117.45^\circ \text{ amperes}$$

La tensión que aparece en el neutro en por ciento de la tensión de fase es:

$$\% V_{ON} = \% V_{NG} = \frac{663.83}{13\,280} \times 100 = 5\%$$

Al comparar este resultado con el que arroja la figura 7.25, se ve que son iguales. Se emplean las ecuaciones consignadas en la figura 7.25 y:

$$\% V_{NG} = \frac{100 F_1}{35 (P - F_1) + 2F_1} = \frac{100}{3 \times 2 (4 - 1) + 2} = 5\%$$

La tensión a través del grupo serie en que falló una unidad es:

$$V_{C1} = 27.108 \angle 60^\circ (293.93 \angle -90^\circ) = 7\,968.109 \angle -30^\circ \text{ volts.}$$

y expresado en por ciento de la tensión nominal a través del grupo serie, se tiene:

$$\% V_{C1} = \frac{7\,968.109}{6\,640} \times 100 = 120\%$$

Al comparar este resultado con el que arroja la figura 7.26, se ve que son iguales; igualmente empleando la ecuación consignada en la figura 7.26:

$$\% V_{C1} = \frac{300 PS}{3S (P - F_1) + 2F_1} = \frac{300 \times 4 \times 2}{3 \times 2 (4 - 1) + 2} = 120\%$$

2° Banco con el neutro conectado a tierra.

a) Las condiciones sin falla son idénticas a las calculadas con el neutro flotante.

- b) En condiciones de falla las tensiones de fase permanecen constantes, pero hay una redistribución de las caídas de tensión en la fase incompleta y aparece una corriente en el neutro.

La corriente en el neutro es:

$$I_N = -(I_A + I_B + I_C)$$

$$I_N = -[(13\,280 \angle -30^\circ)(0.00194 \angle 90^\circ) + (13\,280 \angle -150^\circ)(0.00226 \angle 90^\circ + (13\,280 \angle 90^\circ)(0.00226 \angle 90^\circ))] = -(25.81 \angle 60^\circ + 30.12 \angle -60^\circ + 30.12 \angle 180^\circ)$$

$$I_N = -4.3 \angle 240^\circ = 4.3 \angle 60^\circ \text{ amperes.}$$

La nueva tensión en el punto medio es igual al producto de la corriente por la reactancia

$$V_{TG} = (25.81 \angle 60^\circ)(293.93 \angle -90^\circ) = 7\,588.76 \angle -30^\circ \text{ volts.}$$

El incremento de tensión en el punto medio es:

$$\% V_{TG} = \frac{7\,588.76 - 6\,640}{6\,640} \times 100 = 14.28\%$$

Un resultado similar se obtiene aplicando la ecuación de la figura 7.19

$$\% V_{TG} = \frac{100 \text{ PS}}{S(P - F_1) + F_1} = \frac{100 \times 4 \times 2}{2(4 - 1) + 1} = 114.28\%$$

La corriente que aparece en el neutro en por ciento de la corriente de fase nominal es:

$$\% I_N = \frac{4.3}{30.12} \times 100 = 14.276\%$$

Al comparar estos resultados con los que arroja la figura 7.18, se ve que son iguales; el mismo resultado se obtiene aplicando la expresión de la figura 7.18:

$$\% I_N = \frac{100 F_1}{S(P - F_1) + F_1} = \frac{100}{2(4 - 1) + 1} = 14.28\%$$

La diferencia de potencial a través del grupo serie incompleto es:

$$V_{C1} = (25.81 \angle 60^\circ) (293.93 \angle -90^\circ) = 7\,588.76 \angle -30^\circ \text{ volts.}$$

$$\% V_{C1} = \frac{7\,588.76}{6\,640} \times 100 = 14.28\%$$

En este caso, como sólo son dos grupos en serie por fase, el valor coincidió con el de la tensión en el punto medio; empleando la ecuación de la figura 7.19:

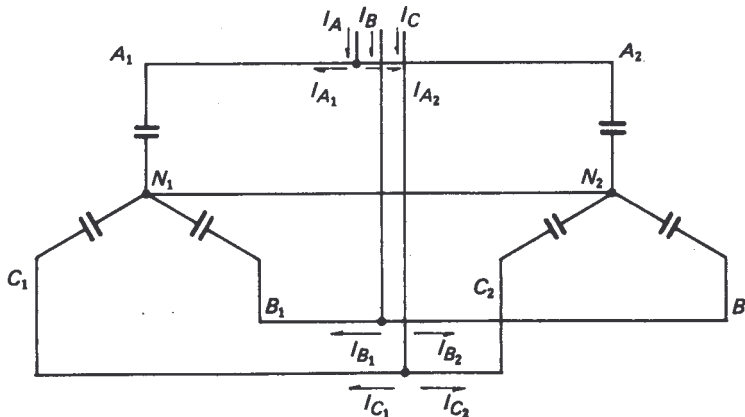
$$\% V_{C1} = \frac{100 \text{ PS}}{S (P - F_1) + F_1} = \frac{100 \times 4 \times 2}{2 (4 - 1) + 1} = 114.28\%$$

Se compara este resultado con el arrojado por la figura 7.19 y se ve que son iguales.

Ejemplo 7.6

Se instalará un banco de capacitores en paralelo, como el mostrado en la figura, en un sistema de distribución a 23 kV

Cada fase del banco está formada por tres grupos en serie, y cada grupo tiene 10 unidades en paralelo.



Los datos de cada unidad son:

Potencia : 50 kvar
Tensión : 4 426 volts

Calcular las corrientes y tensiones en todos los puntos del banco cuando:

- a) Todas las unidades están funcionando.
 b) Fallan dos unidades en el grupo serie de la fase A_1 .

Solución:

- a) Todas las unidades están en servicio; las tensiones son:

$$V_{A1B1} = V_{A2B2} = 23 \angle 0^\circ \text{ kV}$$

$$V_{B1C1} = V_{B2C2} = 23 \angle -120^\circ \text{ kV}$$

$$V_{C1A1} = V_{C2A2} = 23 \angle 120^\circ \text{ kV}$$

$$V_{A1N1} = V_{A2N2} = 13.28 \angle -30^\circ \text{ kV}$$

$$V_{B1N1} = V_{B2N2} = 13.28 \angle -150^\circ \text{ kV}$$

$$V_{C1N1} = V_{C2N2} = 13.28 \angle 90^\circ \text{ kV}$$

La tensión a través de cada grupo en serie es de 4 426 volts.
 Las corrientes se calculan de la siguiente manera:

$$X_{\text{unidad}} = \frac{(kV)^2}{kvar} \times 1000 = \frac{(4.426)^2}{50} \times 1000 = -j 391.79 \Omega$$

$$X_{\text{grupo}} = \frac{391.79}{10} = -j 39.179 \Omega$$

$$X_{\text{fase}} = (-j 39.179) (3) = -j 117.53$$

$$I_{A1} = I_{A2} = \frac{13\,280 \angle -30^\circ}{117.53 \angle -90^\circ} = 112.98 \angle 60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_{B1} = I_{B2} = \frac{13\,280 \angle -150^\circ}{117.53 \angle -90^\circ} = 112.98 \angle -60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_{C1} = I_{C2} = \frac{13\,280 \angle 90^\circ}{117.53 \angle -90^\circ} = 112.98 \angle 180^\circ \text{ amperes}$$

$$I_{N1N2} = 0$$

La corriente total demandada por el banco de capacitores:

$$I_A = 225.96 \angle 60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_B = 225.96 \angle -60^\circ \text{ amperes}$$

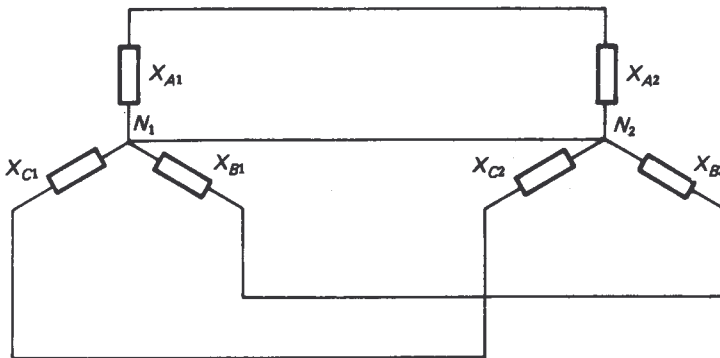
$$I_C = 225.96 \angle 180^\circ \text{ amperes}$$

b) En condiciones de falla, las reactancias de cada fase son:

$$X_{A1} = \frac{391.79}{8} + 2(39.179) = -j 127.331 \Omega$$

$$X_{A2} = X_{B1} = \dots = X_{C2} = -j 117.537 \Omega$$

Del banco en doble estrella se puede obtener un equivalente en estrella.



$$X_{Aequi} = \frac{X_{A1} X_{A2}}{X_{A1} + X_{A2}} = \frac{(-j 127.331) (-j 117.537)}{-j 127.331 - j 117.537} = -j 61.119 \Omega$$

$$X_{Bequi} = X_{Cequi} = -j 58.76 \Omega$$

Con base en esto el desplazamiento que sufre el neutro del banco se determina así:

$$V_{ON} = \frac{13,280 \angle -30^\circ (61.119 \angle -90^\circ)^{-1} + 13,280 \angle -150^\circ}{(61.119 \angle -90^\circ)^{-1} + 2(58.768 \angle -90^\circ)^{-1}}$$

$$(58.768 \angle -90^\circ)^{-1} + 13,280 \angle 90^\circ (58.768 \angle -90^\circ)^{-1}$$

$$V_{ON} = \frac{217.28 \angle 60^\circ + 225.97 \angle -60^\circ + 225.97 \angle 180^\circ}{0.0163 \angle 90^\circ + 0.017 \angle 90^\circ + 0.017 \angle 90^\circ} =$$

$$V_{ON} = \frac{8.692 \angle 240^\circ}{0.0503 \angle 90^\circ} = 172.48 \angle 150^\circ \text{ volts.}$$

Y las tensiones de fase resultantes son:

$$V_{AN} = 13\,280 \angle -30^\circ - 172.48 \angle 150^\circ = 13\,452.48 \angle -30^\circ \text{ volts.}$$

$$V_{BN} = 13\,280 \angle -150^\circ - 172.48 \angle 150^\circ = 13\,194.6 \angle 210.64^\circ \text{ volts.}$$

$$V_{CN} = 13\,280 \angle 90^\circ - 172.48 \angle 150^\circ = 13\,194.6 \angle 89.35^\circ \text{ volts.}$$

La corriente total del banco de capacitores:

$$I_A = \frac{13\,452.48 \angle -30^\circ}{61.119 \angle -90^\circ} = 220.10 \angle 60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_B = \frac{13\,194.6 \angle 210.64^\circ}{58.768 \angle -90^\circ} = 224.52 \angle 300.64^\circ \text{ amperes}$$

$$I_C = \frac{13\,194.6 \angle 89.35^\circ}{58.768 \angle -90^\circ} = 224.52 \angle 179.35^\circ \text{ amperes}$$

y aplicando la regla de división de corrientes, se tiene la corriente en cada estrella:

$$I_{A1} = I_A \frac{X_{A2}}{X_{A1} + X_{A2}} = 220.10 \frac{117.537}{127.331 + 117.537} = 105.64 \angle 60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_{A2} = I_A \frac{X_{A1}}{X_{A1} + X_{A2}} = 220.1 \frac{127.331}{224.868} = 114.45 \angle 60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_{B1} = I_{B2} = 112.26 \angle 300.64^\circ \text{ amperes}$$

$$I_{C1} = I_{C2} = 112.26 \angle 179.35^\circ \text{ amperes}$$

La corriente en el neutro del banco (del cálculo de V_{ON}) es:

$$I_N = -(8.692 \angle 240^\circ) = 8.692 \angle 60^\circ \text{ amperes}$$

y expresada en por ciento de la corriente de fase nominal se tiene:

$$\% I_N = \frac{8.692}{225.96} \times 100 = 3.84\%$$

Se compara este resultado con el correspondiente de la figura 7.23 y se ve que son iguales; el mismo resultado se puede obtener aplicando la ecuación consignada en la figura 7.23:

$$\% I_N = \frac{300 F_1}{6S (P - F_1) + 5F_1} = \frac{300 \times 2}{6 \times 3 (10 - 2) + 5 \times 2} = 3.89\%$$

La diferencia de potencial a través del grupo incompleto es la siguiente:

$$V_{C1} = (105.64 \angle 60^\circ) (48.79 \angle -90^\circ) = 5,173.58 \angle -30^\circ \text{ volts}$$

y expresada en por ciento de la nominal:

$$\% V_{C1} = \frac{5\,173.58}{4\,426} \times 100 = 116.89\%$$

Al comparar este resultado con el arrojado por la figura 7.24 se ve que son iguales. Similar resultado se obtiene aplicando la ecuación de la figura 7.24:

$$\% V_{C1} = \frac{600 PS}{6S (F - F_1) + 5 F_1} = \frac{600 \times 10 \times 3}{6 \times 3 (10 - 2) + 5 \times 2} = 116.88\%$$

La tensión que aparece en el neutro del banco y tierra, expresado en por ciento del voltaje nominal de fase a neutro, es:

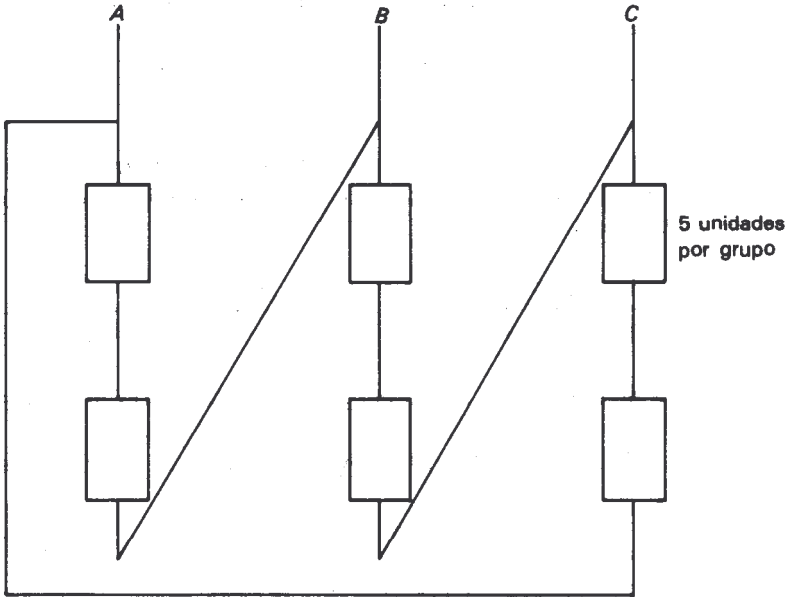
$$\% V_{ON} = \% V_{NG} = \frac{172.48}{13\,280} \times 100 = 1.298\%$$

Se compara este resultado con el correspondiente de la figura 7.27 y se ve que son iguales; el mismo resultado se obtiene aplicando la ecuación consignada en esa figura:

$$\% V_{NG} = \frac{100 F_1}{6S (P - F_1) + 5F_1} = \frac{100 \times 2}{6 \times 3 (10 - 2) + 5 \times 2} = 1.298\%$$

Ejemplo 7.7

En un sistema eléctrico a 23 kV se instalará un banco de capacitores como el mostrado en la figura.



Los datos de cada unidad son:

Potencia: 150 kvar
Tensión: 11 500 volts.

Calcular los voltajes y corrientes en todos los puntos cuando:

- Todas las unidades están en servicio
- Falla una unidad de un grupo serie de la fase AB

Solución:

a) Cuando todas las fases están completas, las tensiones son las siguientes:

$$V_{AB} = 23 \angle 0^\circ \text{ kV}$$

$$V_{BC} = 23 \angle -120^\circ \text{ kV}$$

$$V_{CA} = 23 \angle 120^\circ \text{ kV}$$

Las corrientes se calculan así:

Primero se calculan las reactancias.

$$X_{\text{unidad}} = \frac{(kV)^2}{kvar} \times 1000 = \frac{(11.5 \text{ kV})^2}{150} \times 100 = -j 881.66 \Omega$$

$$X_{\text{grupo}} = \frac{881.66}{5} = -j 176.3 \Omega$$

$$X_{\text{fase}} = 2(176.3) = -j 352.6 \Omega$$

$$X_{AB} = X_{BC} = X_{CA} = -j 352.6 \Omega$$

las corrientes dentro de la delta son:

$$I_{AB} = \frac{V_{AB}}{X_{AB}} = \frac{23\,000 \angle 0^\circ}{352.6 \angle -90^\circ} = 65.21 \angle 90^\circ \text{ amperes}$$

$$I_{BC} = \frac{V_{BC}}{X_{BC}} = 65.21 \angle -30^\circ \text{ amperes}$$

$$I_{CA} = \frac{V_{CA}}{X_{CA}} = 65.21 \angle 210^\circ \text{ amperes}$$

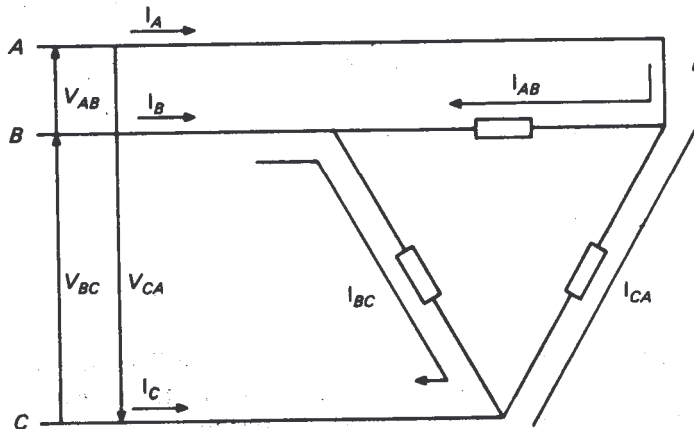
y los de línea son:

$$I_A = I_{AB} - I_{CA} = 65.21 \angle 90^\circ - 65.21 \angle 210^\circ = 112.96 \angle 60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_B = I_{BC} - I_{AB} = 65.21 \angle -30^\circ - 65.21 \angle 90^\circ = 112.96 \angle -60^\circ \text{ amperes}$$

$$I_C = I_{CA} - I_{BC} = 65.21 \angle 210^\circ - 65.21 \angle -30^\circ = 112.96 \angle 180^\circ \text{ amperes}$$

b) En condiciones de falla.



$$X_{AB} = \frac{881.6}{4} + 17.63 = -j 396.7 \Omega$$

$$X_{BC} = X_{CA} = -j 352.6 \Omega$$

$$I_{AB} = \frac{23,000 \angle 0^\circ}{396.7 \angle -90^\circ} = 57.97 \angle 90^\circ \text{ amperes}$$

I_{BC} e I_{CA} permanecen constantes.

Las tensiones en la fase con la unidad fallada se redistribuyen.

La tensión a través del grupo incompleto es de acuerdo con la ley de ohm:

$$V_{C1} = 57.97 \angle 90^\circ (220.4 \angle -90^\circ) = 12\,778.35 \text{ volts.}$$

y expresado en por ciento de la tensión nominal a través del grupo:

$$\% V_{C1} = \frac{12\,778.35}{11\,500} \times 100 = 111.11\%$$

y comparándolo con el resultado arrojado por la figura 7.19 se ve que son iguales; el mismo resultado se obtiene aplicando la ecuación consignada en esa figura.

$$\% V_{C1} = \frac{100 \text{ PS}}{S(P - F_1) + F_1} = \frac{100 \times 5 \times 2}{2(5 - 1) + 1} = 111.11\%$$

$$I_A = 57.978 \angle 90^\circ - 65.217 \angle 210^\circ = 106.75 \angle 58.05^\circ \text{ amperes}$$

$$I_B = 65.217 \angle -30^\circ - 57.978 \angle 90^\circ = 106.75 \angle -58.5^\circ \text{ amperes}$$

$$I_C = 1\,129.6 \angle 180^\circ \text{ amperes} = 65.21 \angle 210^\circ - 65.21 \angle -30^\circ = 112.96$$

$$\angle 180^\circ \text{ amperes}$$

7.5 PROBLEMAS

Problema 7.1

En una red eléctrica de 13.8 kV, se desea proteger con fusibles tipo K un banco de capacitores de 300 kvar conectados en estrella aterrizada. El margen por armónicas es de 35%; determínese la corriente nominal del fusible.

Problema 7.2

Con la información del problema anterior, indíquese el valor de la energía i^2t cuando el banco de capacitores se instala en un lugar de la red en que la corriente de corto circuito es igual a 5 000 amperes y la relación de X/R es igual a 6.

Problema 7.3

Resuélvase el problema anterior considerando que el banco está conectado en estrella flotante.

Problema 7.4

La siguiente afirmación se escribe en este capítulo: “En un banco de capacitores en estrella flotante, la corriente de falla es igual a tres veces la corriente nominal”; explique esta aseveración.

Problema 7.5

En un sistema de distribución de 6 kV se instala un banco de capacitores en estrella, de 900 kvar formado por un grupo serie en cada fase. Cada grupo del banco tiene seis unidades en paralelo. Cada unidad capacitiva es de 50 kvar y está diseñada para trabajar a 3 464 volts; determínese:

1. La magnitud de las corrientes y tensiones por fase cuando todas las unidades están en servicio.
2. La magnitud de las corrientes en las tres fases y la tensión en la fase B , cuando falla una unidad en esa fase.

Problema 7.6

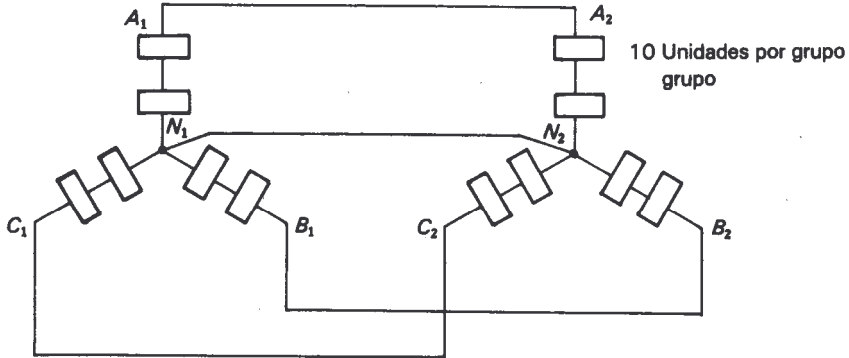
Repítase el problema anterior cuando el banco está conectado con el neutro a tierra.

Problema 7.7

Se tiene un banco de capacitores como el mostrado en la figura de la siguiente página.

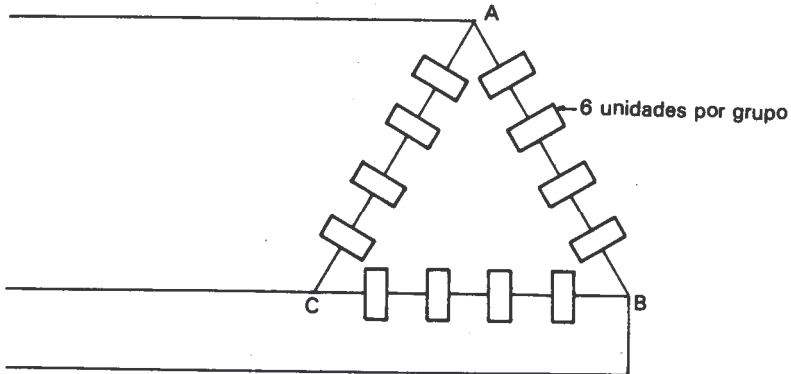
El sistema trabaja a 34.5 kV entre fases; cada unidad capacitiva es de 100 kvar y están diseñadas para trabajar a 9 960 volts. Indíquese:

1. La magnitud de las tensiones y corrientes en las dos estrellas cuando todas las unidades están en servicio.
2. La magnitud de las corrientes de fase en las dos estrellas, la corriente en el neutro y la tensión de fase a neutro V_{N2B2} cuando falla una unidad en la fase B_2 .



Problema 7.8

En un sistema eléctrico de 23 kV se tiene un banco de capacitores como el mostrado en la figura. Cada unidad capacitiva del banco es de 100 kvar y están diseñadas para trabajar a $5\ 750\text{ volts}$.



Indicar:

1. La magnitud de las corrientes en la delta cuando todas las unidades están en servicio.
2. La magnitud de las corrientes en la delta y la magnitud de la sobretensión en las unidades restantes cuando sale una unidad en la fase AB .

Problema 7.9

Repetir el problema anterior cuando sale de servicio todo un grupo serie entre la fase BC .

CAPÍTULO 8

Control de bancos de capacitores desconectables

OBJETIVO: *Tras estudiar este capítulo el estudiante se encontrará en posición de: Conocer la razones fundamentales por las que, en un sistema eléctrico, se utilizan bancos de capacitores desconectables. Debe saber cuáles utilizan los controles, además de explicar: la operación de bancos actuados por señales eléctricas y no eléctricas; así como la operación del control de los actuados por señales sencillas y señales compuestas.*

8.1 INTRODUCCIÓN

La carga de un sistema eléctrico varía en función de las actividades y hábitos de la gente que utiliza la electricidad. En consecuencia, es natural que una parte de la energía demandada tenga un alto grado de regularidad a causa del carácter repetitivo de las actividades de los usuarios; por ejemplo, si las horas y los lugares de trabajo no cambian, día tras día, el consumo de energía eléctrica debe seguir un patrón muy similar los días en que se presentan las mismas actividades. En la figura No. 8.1 se muestra el comportamiento de la potencia activa de un sistema eléctrico en diferentes días de la semana. Nótese la similitud entre las curvas de los días lunes y miércoles.

En forma similar, un estudio de las curvas de carga reactiva de un sistema o porción del mismo revela los intervalos en los cuales se repiten las condiciones día tras día a las mismas horas, aproximadamente. En la figura 8.2 se aprecia la relación existente entre una curva de potencia activa y una curva de potencia reactiva de un sistema eléctrico. Estas curvas son el resultado de la suma de todas las curvas de los componentes del sistema, cada una representa la potencia entregada a los usuarios conectados al sistema y la demanda por los equipos de la empresa suministradora de energía.

Debido a la característica variable de la potencia reactiva, es deseable que a la hora de la demanda máxima se conecte un grupo de capacitores y se desconecte cuando empiece a disminuir, esto independientemente de los capacitores fijos que deben estar conectados en forma permanente. La figura 8.2 presenta el comporta-

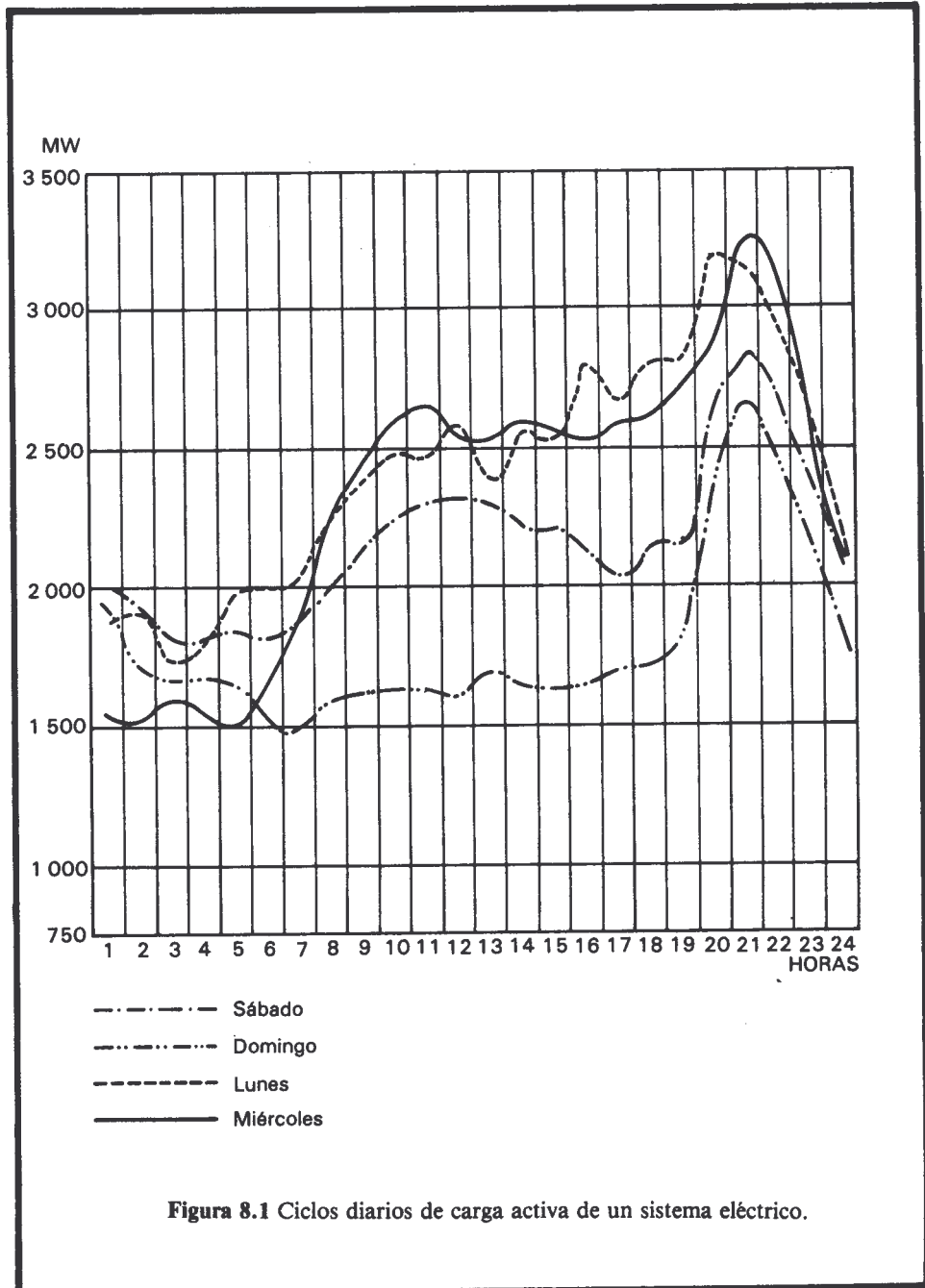


Figura 8.1 Ciclos diarios de carga activa de un sistema eléctrico.

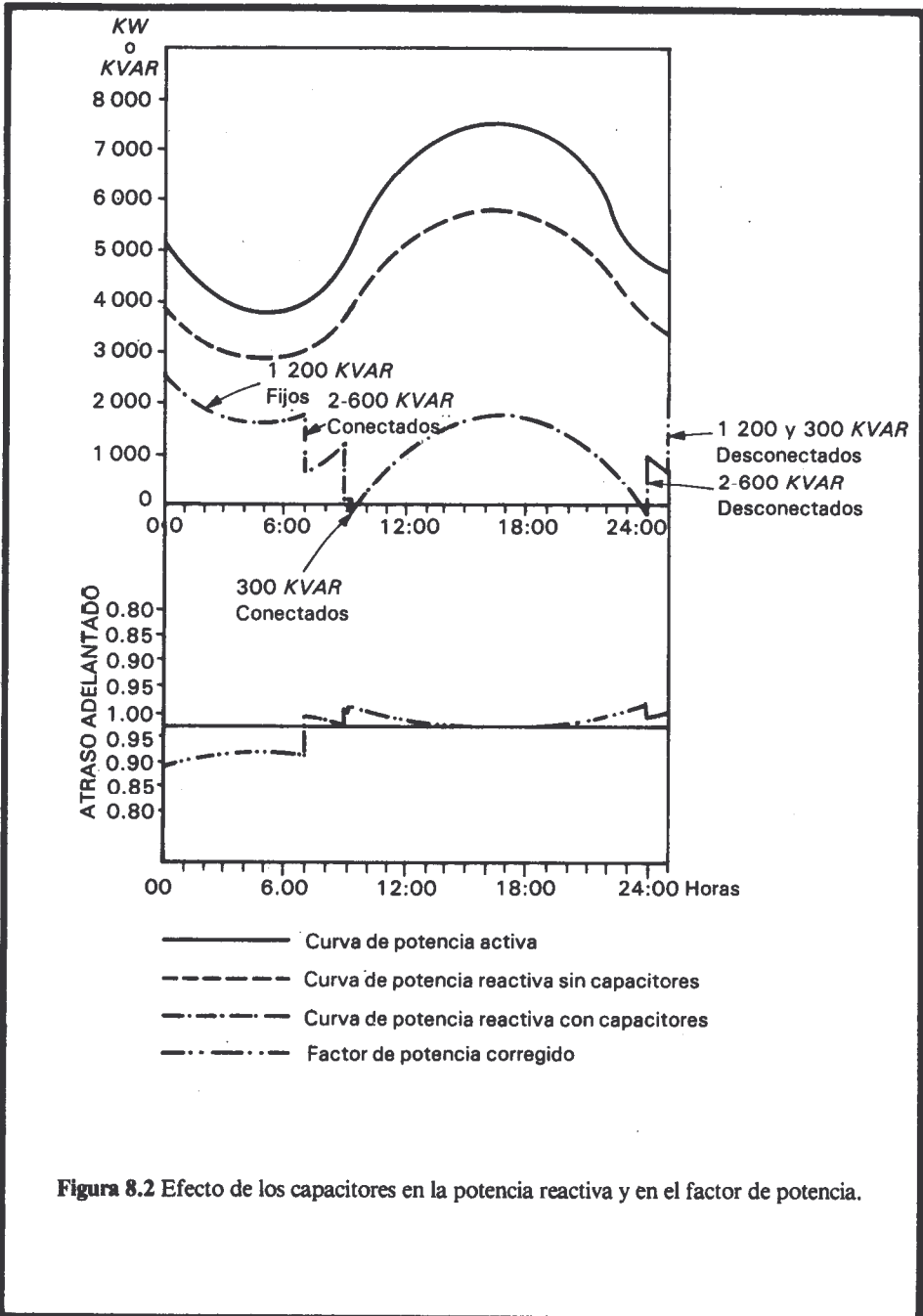


Figura 8.2 Efecto de los capacitores en la potencia reactiva y en el factor de potencia.

miento de la potencia reactiva antes y después de agregar capacitores al sistema y el comportamiento del factor de potencia.

Los valores de tensión, liberación de capacidad, reducción de pérdidas de energía y ahorros monetarios, dictan las políticas técnicas de aplicación de bancos de capacitores en un sistema. En los siguientes incisos de este capítulo se describen los métodos más utilizados para controlar bancos de capacitores desconectables.

8.2 TIPOS DE CONTROL

Idealmente, cualquier señal que varíe en función de los cambios de la potencia reactiva se puede utilizar a fin de gobernar bancos de capacitores desconectables. Existen diferentes tipos de unidades de control para estos bancos, los cuales se clasifican de acuerdo con el parámetro que ocasione su disparo. Los diseños actuales responden a señales de:

1. Tiempo.
2. Temperatura.
3. Tensión.
4. Corriente.
5. Potencia activa.
6. Potencia reactiva.
7. Combinación de señales.

Como se aprecia, las señales se pueden clasificar en no eléctricas (tiempo y temperatura) y en eléctricas (todas las demás); las segundas son las de mayor eficacia en conectar o desconectar los bancos de capacitores en el instante apropiado. Las cantidades eléctricas que más se miden son: volts, amperes, watts y vars.

El principal problema que enfrentan los ingenieros es seleccionar la señal de control más adecuada en cada caso, aparte de que la aplicación apropiada requiere de una variedad de instrumentos que estén disponibles comercialmente y sean adecuados para ejecutar su trabajo, incluso en problemas especiales de funcionamiento.

Probablemente el requisito más importante es que los instrumentos sensores del control deben ser confiables. Éstos deben operar para lo que han sido instalados, y ejecutar sus funciones siempre y cuando las señales de conmutación sean detectadas. Otro requerimiento significativo es que los dispositivos de control sean fáciles y baratos de instalar donde quiera que sea necesario. Por lo general esto quiere decir que estén disponibles en medidas convencionales o que tengan una base conveniente para su conexión; y cuando sea necesario, los controles deben estar disponibles en otras formas, como tipo tablero de distribución. Si la localización del dispositivo de control es tal que puede estar expuesta a fuerzas destructivas, como piedras lanzadas por automóviles que pasan, etc., es recomendable que el control tenga una caja de metal sólido que lo cubra. Sin embargo, cuando la posibilidad de daño no exista, dotarlos de una cubierta de vidrio puede ser una solución económica.

La flexibilidad también es una cualidad deseada en un control eléctrico. Además de la capacidad de conectar y desconectar una unidad a valores convenientes, debe poder eliminar el funcionamiento automático y llevar a cabo la operación en forma manual.

La velocidad de respuesta del control debe ser lo bastante lenta para evitar operaciones por cambios momentáneos en la línea; además, la respuesta necesita tomar en consideración cierto tiempo para permitir que otros dispositivos de control operen primero. Por otra parte, tener la suficiente rapidez para asegurar que las operaciones de conexión y desconexión se realicen en el tiempo propicio.

Asociado a todas las características mencionadas está el costo total de la instalación del control. Éste incluye el costo del control y el de la instalación. Junto con el costo del control, el costo del dispositivo de desconexión asociado a aquél puede ser considerable. Los requerimientos de confiabilidad, precisión, etc., que introducen factores adicionales, como inspecciones periódicas o mantenimiento, pueden también incluirse en el presupuesto.

8.3 CONTROL CON BASE EN EL TIEMPO

El control de bancos de capacitores desconectables con base en el tiempo es el método popular. Por dos razones principales:

- a) Es un dispositivo de control relativamente barato.
- b) Son controles fácilmente aplicables, cuando se tiene la información adecuada acerca de las variaciones de la carga.

Por el examen de la curva de carga de cada día, el ingeniero es capaz de determinar los hábitos regulares de los usuarios y de seleccionar el número de capacitores que se pueden conectar de una hora a otra, de acuerdo con las características de la carga.

En muchos sistemas eléctricos, una parte considerable de los condensadores son conectados y desconectados por interruptores que operan con base en el tiempo, específicamente diseñados con tal propósito. En la figura 8.3 se muestra un típico control de tiempo. Algunos de estos controles se diseñan a fin de desconectar los bancos condensadores de la línea en domingo o cualquier otro día seleccionado, aunque estén ajustados para que repitan la operación cada 24 horas, a la misma hora cada día.

Otros diseños de estos controles permiten cambiar en forma automática la hora de disparo para ciertos días de la semana (como el viernes), en tanto que mantiene un horario de conexión regular los otros días.

En vista de que los controles basados en el tiempo se pueden distribuir en toda el área en que están localizados los capacitores, están provistos de un mecanismo de reserva que continúa registrando el paso del tiempo, en caso de que se interrumpa el suministro de electricidad. Esto significa una ventaja, debido a que es caro patrullar los lugares en donde están instalados estos controles y restablecer el tiempo después de cortas interrupciones en el servicio.

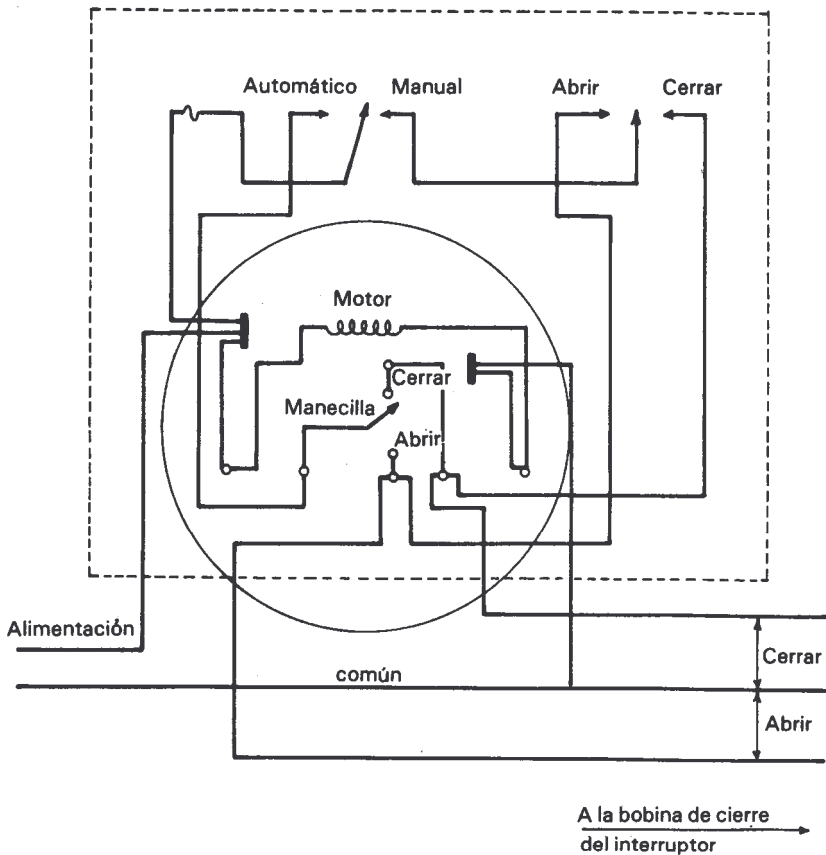


FIGURA 8.3 Control de tiempo para capacitores desconectables.

Existen temporadas en las que se experimenta mayor carga; en cambio, en otras estaciones la carga reactiva puede no desarrollarse a plenitud; entonces los controles con base en el tiempo pueden dispararse y conectar los bancos en un momento inadecuado. En donde se presentan estas condiciones, es práctica frecuente establecer un programa por medio del cual algunos o todos los controles de este tipo se inactivan durante ciertas partes del año, cuando no es necesaria parte o la totalidad de la potencia reactiva capacitiva de los bancos. Cuando se cuenta con información confiable acerca de la demanda de los usuarios, los controles que se basan en el tiempo realizan un excelente trabajo, con capacitores conectados durante las horas de carga fuerte y desconectados en los periodos de carga ligera, es decir, para estar seguros de los grandes beneficios resultantes del uso de los controles sensibles al tiempo, es importante asegurarse de que la localización de los condensadores y sus horarios de conexión están de acuerdo con la localización y variación de la carga reactiva existente

en el circuito. En consecuencia, los estudios con base en mediciones gráficas son muy importantes, antes y después de instalar los capacitores en los circuitos.

La principal desventaja de esta clase de controles es que las operaciones de conexión y desconexión nada más suceden dentro de horarios preseleccionados. No es posible predecir una condición inesperada o poco usual para conectar o desconectar los bancos de condensadores de manera contraria a lo establecido en el programa de control. La situación siguiente es un ejemplo en el programa de control. La situación siguiente es un ejemplo claro. Cuando alguna parte del sistema que suministra a cierta área pasa a otro alimentador en el que el control tiene ya a los capacitores desenergizados. El banco localizado en esa área podría ser muy útil para entregar carga al alimentador ahora en el servicio con exceso de carga; pero un control basado en el tiempo no tiene medios que detecten esta condición y su horario no se puede cambiar automáticamente. Otro ejemplo frecuente es que cambios repentinos del tiempo provocan una rápida caída de la carga en horas durante las cuales el control va a continuar con el patrón establecido.

Éstas y otras condiciones se experimentan con regularidad y, en consecuencia, se debe contar con un grupo de despachadores que operen lo más rápido posible para cubrir el sistema, con objeto de energizar o desenergizar tantos capacitores como sea necesario. Estos viajes especiales representan una operación muy cara, resultando en una limitación de los controles basados en el tiempo. También cuando se tiene instalado este tipo de controles y se decide modificar el arreglo de los capacitores de acuerdo con condiciones diferentes observadas, no se hace sino hasta el día siguiente al que se requirió el cambio. En estas condiciones, los beneficios que ofrecen los capacitores se ven seriamente limitados.

Los controles con base en el tiempo son convenientes y relativamente baratos para gobernar capacitores de potencia. Sin embargo, para la utilización plena de los capacitores y la obtención de todos los beneficios que pueden dar, es necesario que el uso de estos controles sea restringido a valores y localizaciones donde la experiencia y los registros muestran que un horario preestablecido cubrirá las condiciones que normalmente se presentarán. En general, estos controles pueden ser una parte importante de los dispositivos de control usados en un sistema; pero otros tipos también serán necesarios a fin de satisfacer las numerosas situaciones que se pueden dar en la operación de un sistema eléctrico.

8.4 CONTROLES SENSIBLES A LA TEMPERATURA

La medición de los componentes activa y reactiva de la carga en sistemas de utilización en áreas que tienen la mayor demanda en verano señala una razonable uniformidad en sus variaciones en función de los cambios de temperatura. Las mediciones indican que la carga se incrementa con el aumento de la temperatura y decrece con su disminución. La figura No. 8.4 muestra la forma que tomaría la curva de la carga reactiva en un lugar que sigue este patrón y compara las curvas de un día de temperatura máxima, un día de verano con temperatura algo menor y un día de invierno.

Generalmente este patrón se establece en donde la mayor parte de carga instalada esta formada por equipos de aire acondicionado. Otros aparatos como: refrigeradores, congeladores y ventiladores, contribuyen al patrón de carga debido a que con altas temperaturas se tiende a usarlos largos periodos, alguno continuamente, malogrando así la diversidad normal de estos ciclos de carga; sin embargo, esta carga sólo representa una pequeña parte de la total, debiéndose la mayor a equipos de aire acondicionado.

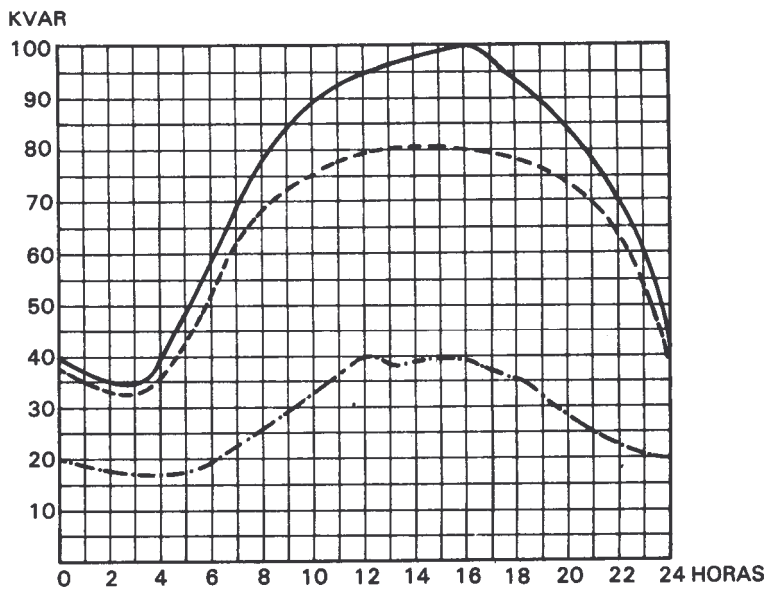
Cuando se cuenta con información confiable, conviene corregir las cargas reactivas mediante bancos de capacitores desconectables controlados por medio de termostatos. El espacio entre las curvas *A* y *B* de la figura 8.4 indica un número de capacitores que se podría controlar efectivamente por un dispositivo de control sensible a la temperatura. Este dispositivo es más barato que la mayor parte de los otros controles y es la manera más económica de gobernar bancos, siempre que exista una relación verdadera entre la temperatura y la carga reactiva.

Se han construido varios diseños de controles sensibles a la temperatura y prácticamente todos se han aplicado de manera individual, debido a que si el principal objetivo de este tipo de controles es obtener economía en el dispositivo mismo, tiene poca justificación usar medidores centralizados de temperatura para varios controles de bancos. En gran número de aplicaciones el costo de los termostatos es muy barato; pero esto podría ser un falso ahorro, puesto que la diferencia en costo entre los termostatos baratos y los tipos más elaborados y más seguros es relativamente pequeña en especial cuando se introduce el costo del interruptor en aceite y de los capacitores. La incertidumbre en la operación de los termostatos baratos originó la elaboración de dispositivos más confiables.

Los dos requisitos básicos que un control sensible a la temperatura debe cumplir son: que el control responda confiablemente a la temperatura ambiente y que tenga un adecuado retardo de tiempo. En la medición de la temperatura ambiente se debe tener mucho cuidado en proteger el elemento sensible del termostato de los rayos directos del sol y del calor reflejado por aceras y edificios. Además, el elemento sensible debe ser aislado térmicamente del resto de los dispositivos debido al efecto del calor del sol en la cubierta del control y también, a que algunos dispositivos, como relevadores y contactores, irradian calor.

Las grandes masas, como edificios, poseen "inercia térmica", la que se describe como la propiedad de retener la condición de temperatura cierto tiempo después de que las condiciones circundantes cambian. Como consecuencia, la carga por equipos de aire acondicionado de estos edificios no se manifiesta de inmediato cuando la atmósfera exterior presenta un cambio repentino. De acuerdo con datos recopilados, parece adecuado tener un dispositivo con un retardo de tiempo de 45 a 90 minutos; por medio del encapsulamiento del elemento sensible en un material adecuado se pueden lograr retardos de este orden. Entonces, la principal razón para requerir un retardo de tiempo largo es que la carga eléctrica por aire acondicionado va rezagada con respecto a la temperatura y permanece una hora o más después de que ésta ya ha bajado. Esto se debe a que aunque la temperatura varíe, estos cambios tardan en manifestarse en los edificios en donde están instalados los equipos de aire acondicionado.

Otra característica deseable de los controles sensibles a la temperatura es que tengan un banda de operación en la cual se pueda realizar un ajuste de los límites de



- Un día de verano muy caluroso
- - - - - Un día de verano poco caluroso
- · - · - · Un día de invierno

Figura 8.4 Comportamiento de la carga reactiva para días de diferentes estaciones en un sistema eléctrico.

disparo; a estos controles termostáticos se les llama “diferenciales”. Esto significa que la diferencia entre las temperaturas de conexión y desconexión se pueden variar dentro de ciertos límites. El diferencial se debe cambiar con gran facilidad, de acuerdo con las necesidades de compensación de potencia reactiva.

Una característica atractiva en el uso de los controles termostáticos es que se pueden aplicar en todo el sistema eléctrico, sin tomar en consideración los cambios en el ajuste de reguladores de tensión y sin hacer arreglos para la medición de alguna señal eléctrica, como sucede con otros tipos de control que se basan en magnitudes eléctricas para su operación. Por supuesto, esta aplicación es muy conveniente donde los cambios de la temperatura están en estrecha relación con la carga reactiva.

Aunque la temperatura ocasione un decidido efecto en el valor de la carga reactiva en zonas con muchos equipos de aire acondicionado, existen algunos problemas en su aplicación. Estos problemas se dan en donde la temperatura se usa como única señal para gobernar capacitores. La temperatura como señal produce excelentes resultados cuando se emplea con otra información. Estos arreglos se analizan después.

Un importante punto que se debe considerar en relación con los controles sensibles a la temperatura es la calidad del dispositivo usado para medirla. La calidad involucra muchos detalles de refinamiento en los termostatos y termómetros con contactos. La precisión en el disparo y el ajuste diferencial, así como las posibles variaciones en la linealidad de estos ajustes a diferentes temperaturas guían a grandes diferencias en el costo de tales dispositivos. La naturaleza de la respuesta deseada debe especificar cómo se necesitan estos valores. Los usuarios de este equipo deben considerar grandes variaciones en las características del funcionamiento de tales elementos.

Otra consideración es que la obtención de la comodidad por medio del aire acondicionado involucra tanto la temperatura como la humedad; la operación de estos equipos varía con ésta. En lugares altamente húmedos, la carga debido a equipos de aire acondicionado es mayor y permanece más tiempo conectada en días de mayor humedad, que en días de igual temperatura pero de menor humedad.

La limitación más significativa en el uso de controles sensibles a la temperatura es que son adecuados sólo para ciertas condiciones locales. Una zona residencial con alto uso de equipos de aire acondicionado es lógica para el empleo de este tipo de controles y es obvio que los vecinos sólo usarían su equipo en los días calurosos. Los establecimientos comerciales o industriales que requieren de aire acondicionado durante horas específicas de ciertos días de la semana no estarían en esta categoría; se necesita otra información para compensar esta carga satisfactoriamente. Todo esto indica que la aplicación de los controles sensibles a la temperatura para gobernar capacitores desconectables requiere de un análisis de los tipos de usuarios involucrados en el área en donde se desea instalar los bancos.

Una cuestión adicional en el uso de controles resulta de que los capacitores desconectables se pueden utilizar a fin de asistir al sistema de distribución y transmisión durante contingencias, y el elemento sensor deberá detectar y responder a estas condiciones. La medición de la temperatura no registrará las condiciones que puedan resultar por la salida de cierta línea o transformador, o que una situación anormal haya provocado la salida de cargas en otras áreas; por lo tanto, esto representa otra limitación.

Los hechos apuntados indican que la cantidad de bancos de capacitores que se podrían gobernar por medio de termostatos está restringida. Esta restricción depende del monto de la carga reactiva que podría variar regularmente entre los días fríos y los calurosos, o entre los días de la semana o entre diferentes estaciones, para un área dada. Como los interruptores en aceite y los capacitores representan el mayor volumen de la inversión en los bancos desconectables, el ahorro obtenido en el dispositivo de control puede ser ficticio si se restringe la capacidad de los bancos usados.

8.5 CONTROLES SENSIBLES A LA TENSIÓN

Aspectos generales

El uso de controles sensibles a la tensión para gobernar bancos de capacitores desconectables exige que se seleccione una señal de la tensión confiable. Un método bastante seguido es instalar pequeños transformadores de distribución o transformadores de potencial con el objeto de obtener tanto la medición de la tensión como la energía para conectar el banco de condensadores; ambos necesarios para su control (véase la figura 8.5).

En muchas instalaciones la señal para el dispositivo de control se obtiene del secundario de un transformador de distribución instalado en el área en donde se requiere la medición de la tensión. En definitiva, esto representa una economía; pero hay ciertos factores que se necesitan tomar en cuenta, los más importantes son la magnitud y el tipo de la carga en el transformador y el tiempo que permanece conectada. Un transformador sobrecargado de manera periódica podría producir fluctuaciones de baja tensión en su secundario debido a la caída de tensión por su propia impedancia interna. En tal situación probablemente se podría tener una tensión no representativa del área y como consecuencia, señales de operación falsas en el control del banco.

Es deseable que el tiempo de mayor carga en el transformador seleccionado coincida con el tiempo de mayor carga de la zona donde se encuentra. Esto puede lograrse seleccionando un transformador que alimente una carga grande representativa del tipo de carga del área.

Una aplicación que ofrece importantes beneficios se tiene cuando un banco de capacitores desconectables se localiza cerca de un regulador en una línea de distribución. En tales casos se puede realizar una medición confiable de la tensión que aparece en la línea, colocando el equipo para tal propósito después del regulador; en estas condiciones, la conexión de los capacitores ocurre en el momento en que la carga provoca tensiones bajas. Además, la conexión de los capacitores después del regulador proporciona el beneficio de una menor corriente a través de éste y un mejoramiento en la tensión de línea después del mismo. Con este arreglo se obtiene una señal de tensión adecuada y una reducción de la carga en el regulador, además de que éste eleva su rango de regulación.

Una limitación importante surgida del uso de capacitores para mejorar la tensión es que no existe manera de utilizarlos con objeto de corregir la tensión cuando éste es demasiado alto, en la forma que lo hace el regulador. Sin los capacitores, la

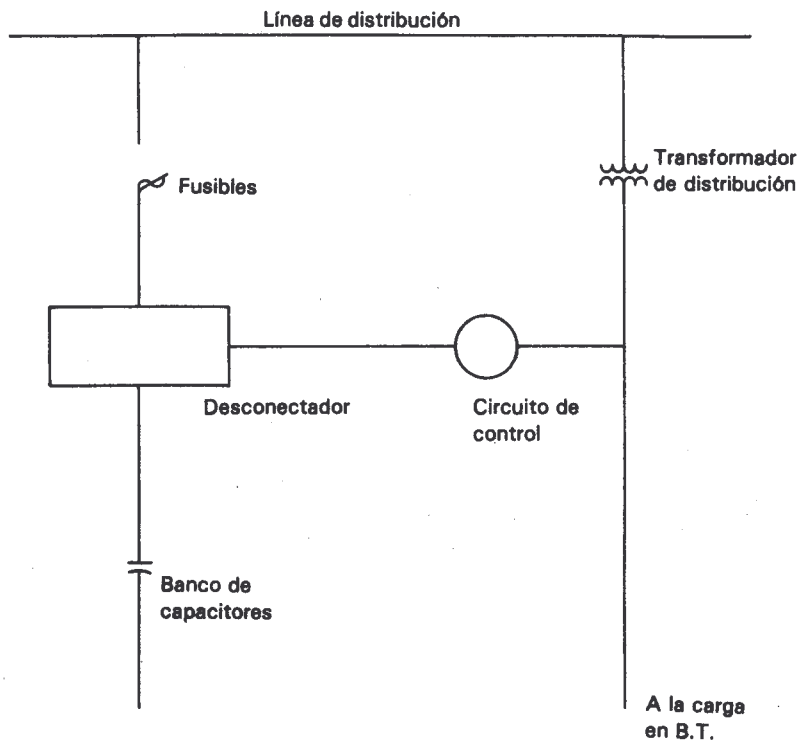


Figura 8.5 Control sensible a la tensión.

tensión en un punto dado depende de la tensión en la fuente y de la magnitud en la carga. Puesto que los capacitores conectados sólo elevan la tensión, los transformadores usados deben tener una relación de transformación adecuada para que proporcionen el nivel de tensión deseado en el momento de la tensión más alta. Como consecuencia, los capacitores desconectables se pueden introducir en el circuito cuando el incremento de la carga produzca la caída de la tensión.

Una restricción importante que tienen los controles sensibles a la tensión, es que se deben colocar a cierta distancia de un regulador debido a que éste determina el nivel de tensión en el punto donde está instalado. O sea, para que un control sensible a la tensión funcione correctamente, debe supeditarse a las variaciones de la tensión producidas por los cambios en la carga.

Casos especiales en los controles sensibles a la tensión

La experiencia recomienda analizar los problemas que pueden surgir por la salida de circuitos en donde se tienen bancos de condensadores desconectables controlados por dispositivos sensibles a la tensión. Las salidas de los circuitos pueden ser momentáneas o permanentes y los problemas que implican respectivamente se tratan como casos especiales.

Salidas momentáneas

En primer lugar se contemplará la situación que ocasiona una interrupción o salida momentánea de un alimentador; es decir, con el restablecimiento inmediato de la tensión. Al desenergizarse el alimentador se puede originar que un grupo de motores en operación se desconecte, lo cual causa un cambio en las condiciones de corriente y tensión del circuito. Durante este tipo de interrupciones, algunos controles sensibles a la tensión operarán al subir la tensión para desconectar los capacitores; con el propósito de asegurar que los bancos continúen conectados a la línea, algunos controles tienen un retardo de tiempo, inherente o adicionado, para que no respondan a tales cambios momentáneos.

Una solución significativa al problema que representa la desconexión de los capacitores cada vez que se tenga una interrupción momentánea es agregar un capilar de reserva al dispositivo de control, el cual retiene los contactos por periodos de hasta un segundo. Esto permite la operación del restaurador antes de que en la unidad de control cambie la señal de operación.

Salidas prolongadas

El segundo problema más importante que se tiene en circuitos en donde existen bancos desconectables gobernados por controles sensibles a la tensión, es la ocurrencia de salidas sostenidas de dichos circuitos. Cuando en los sistemas eléctricos se tienen interrupciones prolongadas, pueden desarrollarse varias condiciones:

- a) *Auxilio para los periodos de carga pico.* Con frecuencia los alimentadores de áreas urbanas sufrirán el problema de cargas fuertes poco usuales después de interrupciones prolongadas del suministro de energía eléctrica. Esto se debe al arranque simultáneo de un gran número de motores eléctricos por medio de controles automáticos. Los controles sensibles a la tensión convencionales son benéficos en este caso, ya que conectan los capacitores al mismo tiempo, con lo que se compensa la carga reactiva demandada por los motores al ponerse en marcha. En estos casos es útil la instalación de interruptores operados por solenoides, ya que aseguran la conexión rápida de los capacitores.
- b) *Prevención de sobretensiones.* El caso opuesto al anterior se da en alimentadores que suplen áreas con cargas formadas esencialmente por motores de bombas; ya sean para campos agrícolas o petroleros. Por lo general, después de interrupciones en el suministro de energía, estas bombas se arrancan en forma manual. En este caso la carga se reconecta más despacio después de la interrupción y es preferible la conexión de los capacitores hasta que la carga aumente y la tensión requiera de una capacitancia adicional. Para prevenir tales condiciones, los dispositivos de control se equipan con un relevador auxiliar que asegura la desconexión de los capacitores después de una salida y la retención de éstos fuera de la línea por varios minutos, hasta que la secuencia de operaciones de unos contactos coloque el dispositivo de control en la posición que permita la conexión, según manden las condiciones de la línea.
- c) *Restablecimiento de las condiciones anteriores.* En ciertas circunstancias conviene que los capacitores permanezcan en el mismo estado, una vez que el servicio sea restaurado. Esto es, que los capacitores conectados antes de la interrupción deberán estarlo después, y aquellos que no lo estaban deben permanecer así. Para lograr este restablecimiento de condiciones con un control sensible a la tensión, se necesita que un relevador adicional lo remueva, que es el que gobierna al interruptor, hasta que alcance la misma situación que existía antes de la salida del circuito. En ese instante la unidad de control sensible a la tensión va a estar lista de nuevo para vigilar las variaciones subsiguientes de éste.

8.6 CONTROLES SENSIBLES A LA CORRIENTE

Aspectos generales

Una simple respuesta a muchos de los objetivos buscados en el control de bancos de capacitores es su gobierno por medio de la medición del flujo de corriente. Esta solución es muy ventajosa en circuitos donde la carga consiste principalmente en un conocido grupo de motores eléctricos, por ejemplo, circuitos que alimentan a motobombas para agua de la fuente. En circuitos de este tipo se pueden tener cargas considerables en cualquier momento y es incierto el periodo en que se tiene la demanda máxima. Cuando los motores están funcionando demandan una potencia reactiva que se

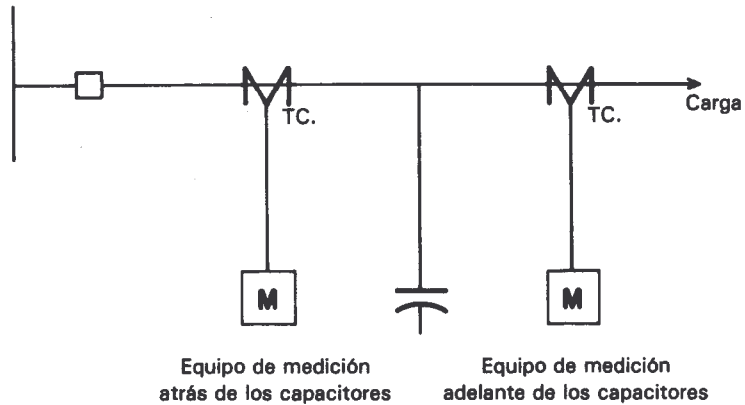


Figura 8.6.a. Ubicación del equipo de medición.

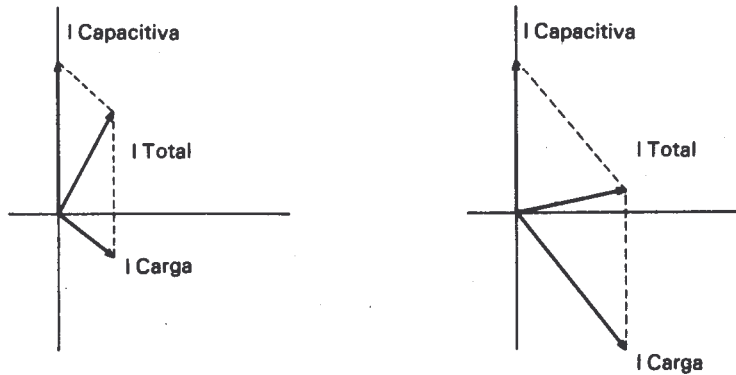


Figura 8.6.b. Relación vectorial de corrientes cuando el T.C. se instala antes del banco de capacitores.

puede compensar con capacitores; es decir, los capacitores utilizados para esta aplicación se destinan nada más a aceptar la carga cuando los motores están en servicio. Como consecuencia, la conexión de los capacitores es función de este tipo de carga.

Para medir la corriente, los instrumentos deben colocarse adelante donde los capacitores están conectados (Véase Fig. 8.6a). Esto se debe a que los valores de corriente vistos por el control deben detectar únicamente la corriente de carga para la cual se proyectó que respondiera el elemento sensor, ya que cuando se utilizan controles sensibles a la corriente es importante recordar que la corriente capacitiva se relaciona vectorialmente con la corriente de carga que circula por línea. Se han notado casos donde la magnitud de la corriente capacitiva determinada para un punto es más o menos la misma que la considerada para que el control de los capacitores se dispare. Debido a la relación vectorial el resultado es que no existe mucha diferencia entre la corriente medida con mínima carga y con la carga a la hora de la demanda máxima, como lo muestra la figura 8.6b; como consecuencia, algunas de las operaciones no ocurrirán; en el caso de un solo banco de capacitores, lo anterior se puede evitar conectando los capacitores adelante del punto de medición (Véase Fig. 8.7). Sin embargo, en circuitos con varios bancos se debe considerar la corriente capacitiva de otros instalados más lejos a lo largo del alimentador (Véase la Fig. 8.8). Los controles sensibles a la corriente proveen más selectividad cuando el banco está en un ramal del alimentador. De esta manera, el control mencionado sólo sensa la carga para la cual fue aplicado el banco de capacitores (Véase la Fig. 8.9).

Las unidades de control que responden a una señal de corriente son calibradas para conectar los capacitores durante los altos valores de corriente y desconectarlos durante los valores bajos. Normalmente este tipo de controles tienen una escala en valores al cuadrado, así que una lectura de un valor de corriente moderado sería bajo en la escala. Las dimensiones en la parte baja de la misma están muy concentra-

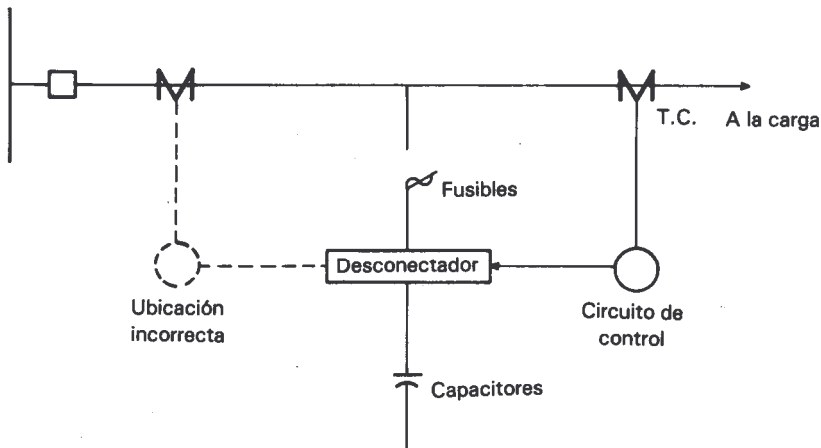


FIGURA 8.7 Control sensible a la corriente.

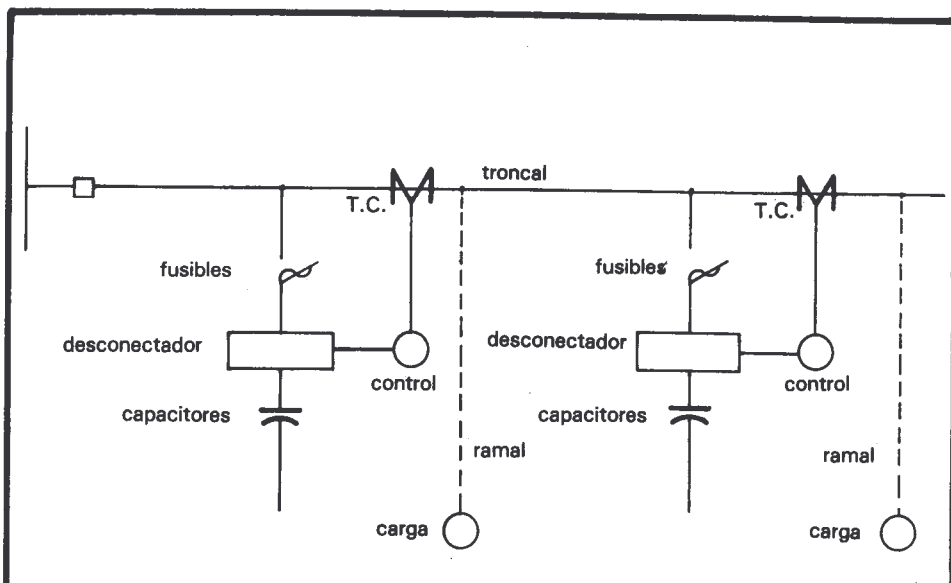


Figura 8.8 Capacitores desconectables sobre la troncal.

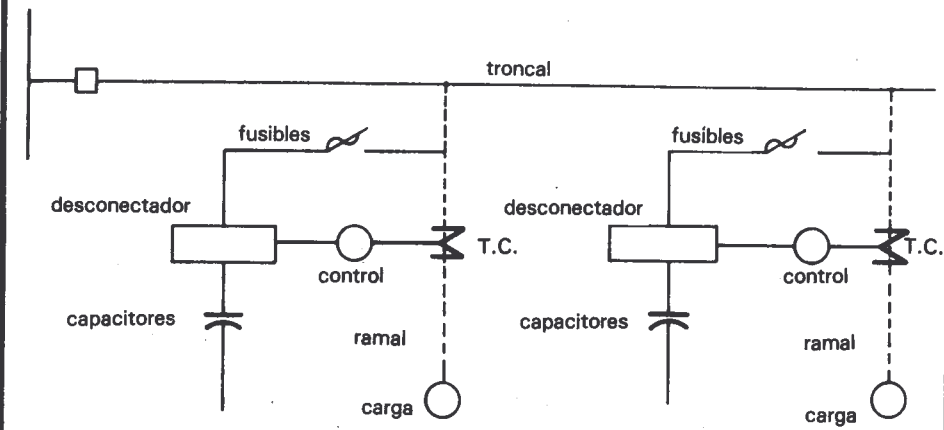


Figura 8.9 Capacitores desconectables en los ramales.

das; por lo tanto, estos valores pueden causar alguna incertidumbre. Esto puede ser problemático y se presenta en donde la relación de los transformadores de corriente es demasiado alta, resultando una corriente secundaria baja y, por lo tanto, una deflexión pobre en la escala.

8.7 CONTROL DE BANCOS DESCONECTABLES CON BASE EN LA POTENCIA REACTIVA

Aspectos generales

La medición directa de la potencia reactiva de una carga es tal vez el medio más simple para controlar bancos de capacitores desconectables, ya que la función básica de los capacitores es la de controlar el flujo de carga reactiva. El control por medio de la medición de los vars debe colocarse adelante de las cargas del circuito para los cuales los capacitores se van a instalar; por la misma razón que se mencionó en el control por medio de la medición de la corriente. Para medir la potencia reactiva de una carga es necesario medir tanto la corriente como la tensión en su relación de fase, con la precisión que la instalación amerite.

Cuando un transformador de distribución alimenta una determinada carga en la cual se van a instalar capacitores, puede servir como una fuente de tensión para la medición. Sin embargo, se tiene que tomar en consideración la relación y ángulo de fase para asegurar que los resultados sean satisfactorios. La variación de la carga en el transformador puede afectar la magnitud de la tensión y ángulo de fase, lo suficiente como para hacer su uso inútil. El ingeniero debe determinar si estas variaciones son lo bastante significativas como para instalar por separado un transformador de potencial.

La aplicación más importante de los controles sensibles a la potencia reactiva se establece donde se tienen grandes cargas individuales, como usuarios industriales. Los transformadores de instrumento utilizados por estos usuarios para sus cargas también se pueden usar para la medición de la potencia reactiva. Otra importante aplicación de los controles sensibles a la potencia reactiva en bancos capacitores desconectables usados para liberar a una subestación de su carga reactiva. En este caso los capacitores se instalarían en o cerca de la subestación y los transformadores para instrumentos usados para la medición de la carga pueden usarse con objeto de operar los dispositivos de control sensibles a la carga reactiva. También se obtienen beneficios substanciales de los bancos controlados por el flujo de vars cuando se localizan a una distancia moderada de la fuente en la parte gruesa de la troncal de un alimentador. El cálculo de las pérdidas de un alimentador indica que un gran porcentaje es desarrollado en esas secciones. El uso de los controles sensibles a la potencia reactiva en los puntos mencionados es ventajoso, porque se mide la cantidad eléctrica directamente afectada por los capacitores sin requerir de reguladores u otros equipos.

Si existiera un regulador de tensión en la subestación adelante del banco con un ajuste tal que se viera afectado por la entrada o salida del banco, conviene cambiarle su ajuste a fin de mejorar las condiciones de su operación. Esta situación en particu-

lar se da cuando se compensan caídas en la línea por carga reactiva, puesto que la corrección capacitiva cercana a una subestación puede contradecir los cálculos realizados para determinar el ajuste del regulador. Cuando los capacitores se usan sólo como compensadores de cargas reactivas en retraso, la compensación por caídas en la línea se elimina frecuentemente del ajuste del regulador.

El control por medio de la medición de los vars para bancos desconectables se considera satisfactorio en circuitos monofásicos; pero si es necesario realizar una medición polifásica se requieren instrumentos convenientes. El problema para efectuar la medición de los vars es obtener los 90° de desviación de la tensión de fase necesarios para hacer que un vatímetro responda a la carga reactiva. Para mediciones polifásicas normalmente se emplean transformadores que recorren la fase. Éstos pueden estar separados del instrumento, o también se pueden fabricar los devanados primarios de los transformadores de potencial del instrumento para ejecutar ambas funciones: el defasamiento y las funciones de fuente. Este segundo método sólo es económico en donde los transformadores de potencial se usan internamente, como en instrumentos tipo térmico.

En la figura No. 8.10 se muestran las conexiones de un control sensible a la variación de potencia reactiva. Por medio del faseo en cuadratura del vector de potencial, un vatímetro monofásico se puede usar para realizar mediciones de vars en un sistema trifásico.

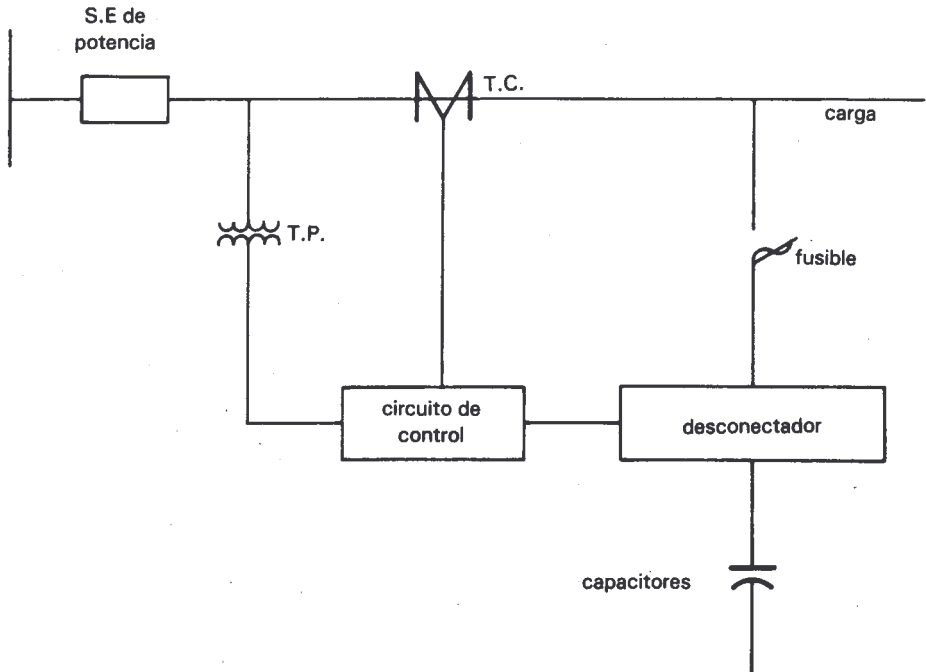


FIGURA 8.10 Control sensible a la potencia reactiva.

Esto se complementa con el empleo de la corriente de una fase y el potencial entre las otras dos. Cuando se debe decidir qué métodos utilizar, se debe tomar en cuenta la disponibilidad de los transformadores de potencial más adecuados, costos en instalación y normalización del equipo.

8.8 CONTROL DE BANCOS DESCONECTABLES CON BASE EN LA POTENCIA ACTIVA

La componente activa de la carga presenta una opción alternativa a la medición de los vars; los dispositivos usados son los mismos. Una importante aplicación de este tipo de controles se tiene en circuitos con cargas pico de alto factor de potencia. Tales circuitos son observables donde el arie acondicionado representa una carga sustancial en verano y la calefacción por resistencias una semejante en invierno. Tales cargas resistivas pueden necesitar la asistencia de los capacitores con objeto de mantener la tensión satisfactoriamente, ya que los bancos neutralizarían las pérdidas por cargas reactivas debido a líneas de suministro y a transformadores subestaciones. La necesidad de realizar la medición en función de los watts nace de que el uso de reguladores puede dificultar o imposibilitar el uso de controles sensibles a la tensión.

Se sigue una filosofía similar si se desea que los capacitores asistan, en los momentos de mayor demanda, las líneas interconectadas o ligadas a la línea en donde se encuentran instalados. El flujo de la componente activa es más significativo en estos puntos que otras cantidades, como la componente reactiva, la cual podría considerarse como la alternativa para realizar el control.

8.9 CONTROLES QUE RESPONDEN A SEÑALES COMPUESTAS

Hasta este momento sólo se han descrito controles que utilizan una función, para determinar los tiempos de operación de los capacitores. En cada caso se han tenido dificultades en obtener los resultados que más se acerquen al ideal; pero los problemas surgidos por usar señales basadas en un sólo parámetro han contribuido al diseño de controles más elaborados. Estos tipos de controles más elaborados se pueden describir como operadores por señales "compuestas", lo que significa que se usan dos funciones juntas para obtener la acción de disparo.

En general, el objetivo de usar dos señales combinadas es que una gobierne los capacitores en función de los requerimientos locales, mientras que la otra responda a las condiciones del sistema; por lo tanto, el propósito de usar dos señales es lograr la operación de los capacitores de acuerdo con las condiciones locales en situaciones normales y proporcionar algún grado de asistencia al sistema cuando éste lo necesite. Para dar la máxima asistencia al sistema requiere de la coordinación de todos los controles de capacitores de un área determinada.

La selección de un control que responda a dos señales depende del servicio que dé al sistema. A continuación se describen y examinan dos de las muchas variaciones de este tipo de controles.

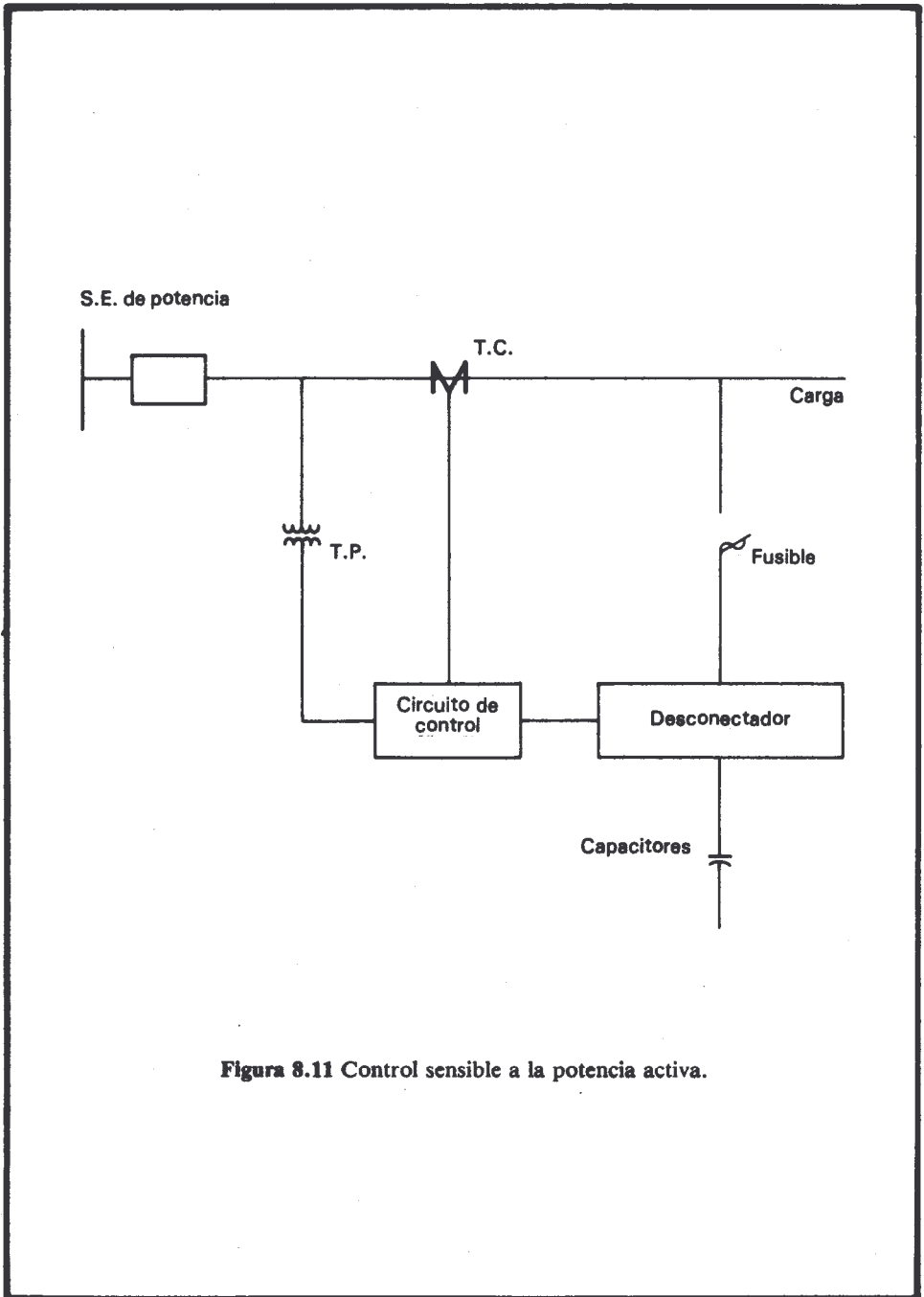


Figura 8.11 Control sensible a la potencia activa.

8.10 COMBINACIÓN DE LOS CONTROLES SENSIBLES AL TIEMPO Y A LA TEMPERATURA

El uso de un elemento sensible a la temperatura junto con un elemento que opera con base en el tiempo ha dado como resultado un control de importante aplicación en lugares donde la carga reactiva máxima se debe al uso de equipos de aire acondicionado. La utilidad proporcionada por este diseño se ha incrementado. Este tipo de controles energiza los capacitores si la temperatura sobrepasa la de ajuste del termostato durante las horas en que el dispositivo de tiempo está calibrado en la posición de energización. Una vez que los capacitores están conectados, este control los desconecta cuando la temperatura es menor a la del ajuste del termostato, o cuando el elemento de tiempo abre contactos (Véase la Fig. 8.12).

El tiempo caluroso y la carga de establecimientos comerciales e industriales producen fuertes demandas del uso de equipos de aire acondicionado; éstas son las dos

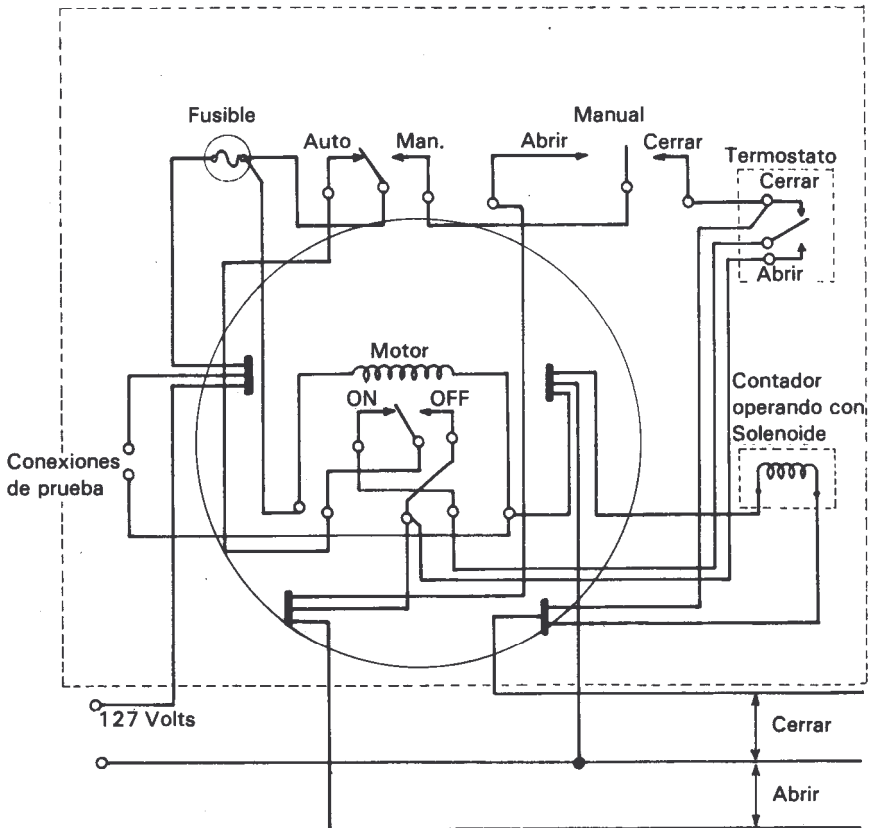


FIGURA 8.12 Control de tiempo y temperatura.

principales circunstancias que causan la necesidad de combinar los controles que responden al tiempo y la temperatura. Éstos se pueden programar para omitir operaciones en domingos y días festivos.

La característica importante de este tipo de controles es la posibilidad de conectar o desconectar capacitores en función de la temperatura durante periodos específicos. En particular es muy significativa la eficacia de este tipo de control para desconectar capacitores. La experiencia ha demostrado que cuando se encuentran conectados suficientes capacitores, tantos como para compensar la mayor parte de la carga reactiva en periodos de calor, un movimiento de una masa fría de aire dentro del área da como resultado demasiados capacitores en servicio. En la parte final del verano o en los meses otoñales, tales enfriamientos, principalmente por las tardes, pueden provocar una reducción de la carga que requiera la salida de capacitores a fin de evitar condiciones de inestabilidad, altas tensiones no deseadas o pérdidas excesivas por carga reactiva capacitiva. Este problema se presenta en bancos controlados sólo por tiempo y no en bancos gobernados por una señal de tiempo y una de temperatura.

8.11 CONTROL SENSIBLE A LA SEÑAL DE TENSION EN COMBINACIÓN CON UNA SEÑAL DE CORRIENTE AL CUADRADO

Este sistema de control utiliza, como su nombre lo indica, dos señales, una de tensión y una de corriente. Una característica importante de este arreglo es que no lo afecta la relación de fases de la tensión y la corriente que se miden; es decir, que las señales se pueden tomar indiscriminadamente sin importar la rotación de fases.

El control trabaja con base en la rotación de un eje que tiene en uno de sus extremos una aguja, la cual al moverse en uno y otro sentido envía una señal de cierre o apertura al tocar dos agujas fijas, que señalan los valores de tensión para lograr la conexión y desconexión del banco. Estas agujas se calibran de acuerdo con los valores calculados de mínima y máxima tensión. El eje tiene, además, dos bobinas bimetálicas en oposición, cada una de ellas se calienta con una resistencia; reciben la señal de corriente y de tensión del transformador de corriente y de uno de potencial, respectivamente. (Véase la Fig. 8.13).

Al recibir la señal de tensión la resistencia conectada al transformador de potencial, el calor de este elemento produce una respuesta en la bobina bimetálica haciendo girar la manecilla móvil, unida al eje, hacia la derecha cuando la tensión se eleva y hacia la izquierda cuando disminuye. Como se mencionó en el párrafo anterior, al tocar la aguja móvil la aguja calibrada con el valor de menor tensión, se produce una operación de cierre y al tocar la otra aguja se produce una operación de apertura.

La otra bobina bimetálica se opone a la primera y proporciona una compensación por las variaciones en la temperatura ambiente, al calentarse se provoca el giro de la aguja móvil hacia la izquierda. El valor del calor producido en la resistencia que calienta a la segunda bobina bimetálica es función directa del cuadrado de la corriente multiplicada por la resistencia del elemento calefactor (RI_2); de ahí que la cantidad de movimiento producida en el eje es función del cuadrado de la corriente.

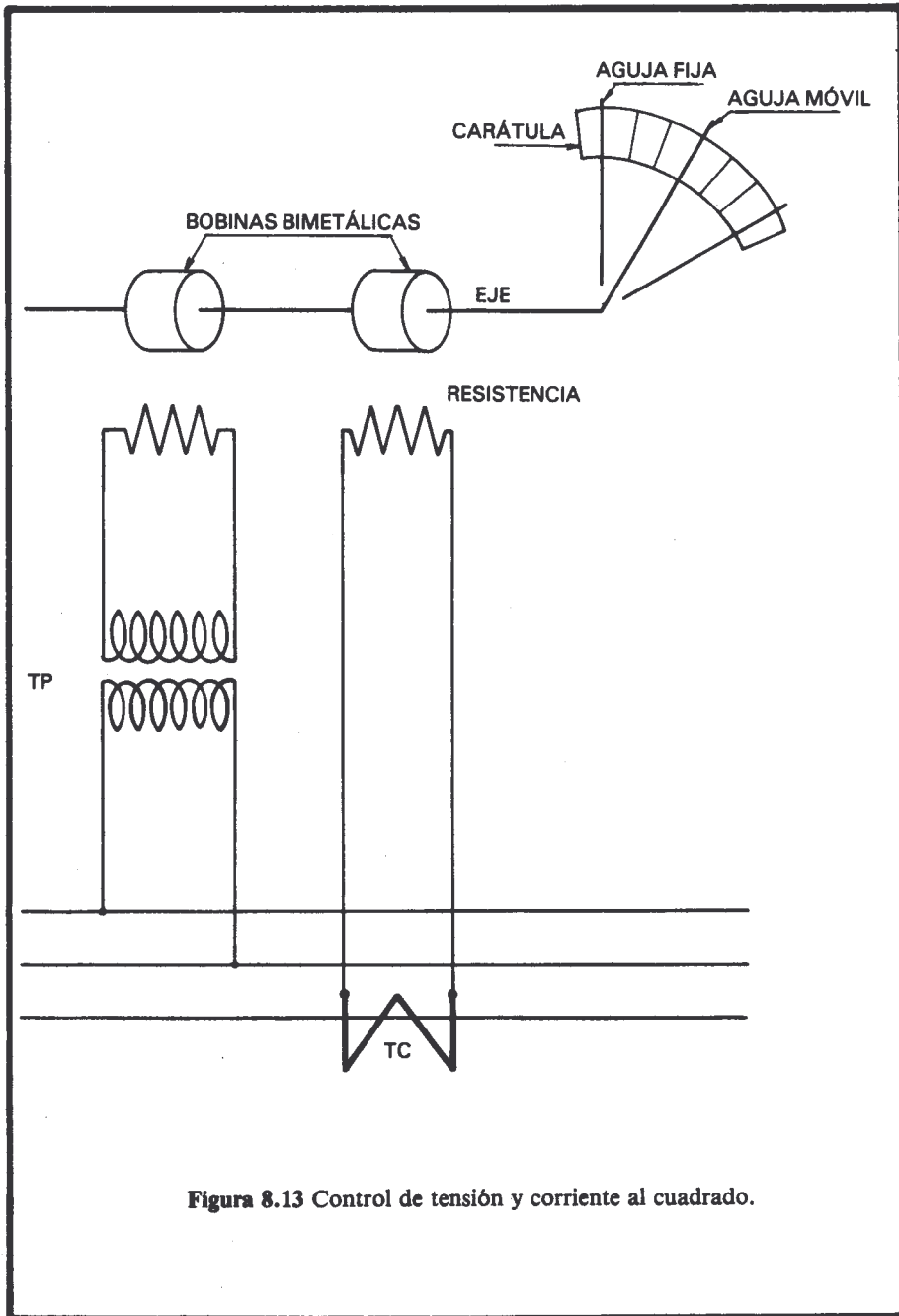


Figura 8.13 Control de tensión y corriente al cuadrado.

El calor producido en cada resistencia, y por consiguiente la magnitud del giro del eje, es independiente uno del otro; de manera que el resultado depende de las magnitudes de la tensión y la corriente, y no de la relación angular de las fases ni de la polaridad, que casi siempre son importantes cuando se usan juntas estas dos señales.

Si la tensión permanece constante en este control, el flujo de corriente hará girar la aguja móvil a la izquierda de la carátula y tiende a lograr un "cierre" del equipo seccionador del banco, a pesar de que la señal de tensión no lo hubiera provocado por sí misma. Cuando la corriente se elimina ($I = 0$), la aguja móvil señala el valor verdadero de la tensión de línea (referida al valor secundario del T.P.). Cuando se conectan capacitores a una línea, la tensión es mayor que cuando están desconectados; de esta manera, la calibración se debe efectuar tomando en cuenta dicho cambio en la magnitud de tensión.

8.12 CUESTIONARIO

PROBLEMA 8.1

Explique la razón por la que en un sistema eléctrico se conectan capacitores desconectables y capacitores fijos a fin de compensar la potencia reactiva inductiva.

PROBLEMA 8.2

Explique el significado de las curvas de potencia-tiempo y factor de potencia-tiempo mostradas en la figura 8.2.

PROBLEMA 8.3

Explique cuáles son los distintos parámetros que sirven para activar los elementos de control de los bancos desconectables de capacitores.

PROBLEMA 8.4

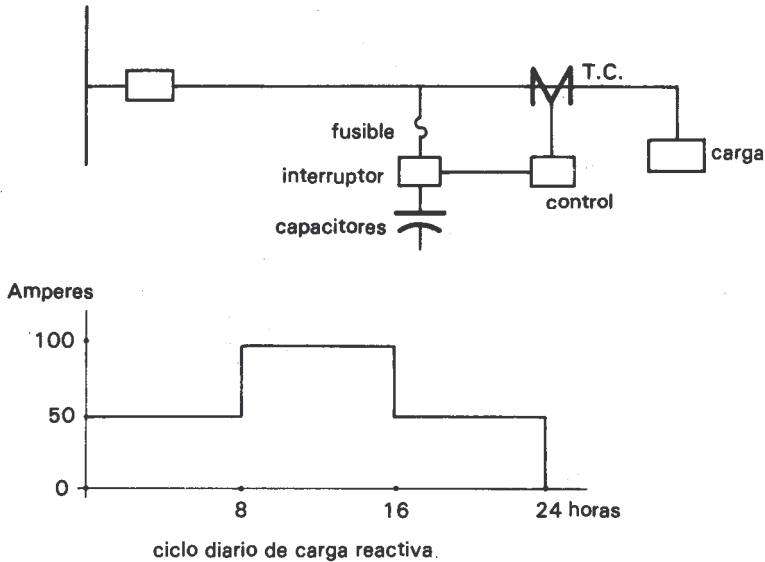
Explique las ventajas y desventajas de los controles de tiempo.

PROBLEMA 8.5

Explique el funcionamiento del control de tiempo mostrado en la figura 8.3

PROBLEMA 8.6

¿Cuál es la manera más usual y barata de obtener la señal de tensión en un control sensible a la tensión?



PROBLEMA 8.7

El circuito de distribución mostrado a continuación tiene una carga cuyo ciclo de potencia reactiva sigue el patrón que se indica; diga cuáles deben ser los ajustes del control de corriente para que el Banco de capacitores entre y salga del sistema cuando se requiera; también especifique la relación del TC para que el control de corriente detecte una corriente cuya magnitud no tenga valores grandes.

PROBLEMA 8.8

En un alimentador de distribución se desea compensar la potencia reactiva instalando un banco de capacitores desconectables, controlados por un sensor accionado por una señal de potencia reactiva. Diga de dónde pueden obtener el control la señal de tensión y la de corriente. Ilustre su explicación con un dibujo.

PROBLEMA 8.9

Explique cuál es el objetivo de usar dos señales de alimentación a un control de un banco de capacitores desconectables.

PROBLEMA 8.10

¿Cuál es el principio de operación de un control accionado por una señal de tensión en combinación con una señal de corriente elevada al cuadrado?

PROBLEMA 8.11

Explique el principio de operación de un control accionado por la combinación de una señal de temperatura y una de tiempo. Auxíliese con la figura 8.12

CAPÍTULO 9

Aplicación de bancos de capacitores en instalaciones industriales

OBJETIVO: *Tras estudiar este capítulo el estudiante se encontrará en posición de: Conocer los problemas que surgen en las aplicaciones industriales de los bancos de capacitores.*

9.1 GENERALIDADES

El uso de bancos de capacitores con objeto de mejorar el factor de potencia de la energía eléctrica demandada en plantas industriales, es una aplicación plenamente probada. La energía que demandan los capacitores compensa la carga reactiva requerida por motores, transformadores, balastras, etc., mejorando el factor de potencia. Entre las condiciones que provocan un bajo factor de potencia están: El uso de equipos para soldar, balastras para lámparas de mercurio y equipos de alumbrado del tipo de descarga de gas. También el accionamiento de motores con poca carga ocasiona un bajo factor de potencia; esto se debe a que la corriente de magnetización de dichos equipos es casi constante para todo el rango de carga; en la figura 9.1 se muestra la variación de la potencia reactiva y del factor de potencia de un motor, a distintos niveles de carga, con y sin capacitores. Aquí cabe aclarar que los motores de inducción pequeños tienen un factor de potencia menor que los de mayor capacidad; la razón es que el factor de potencia de este tipo de motores varía con el paso polar, teniéndose que los motores con gran paso polar tienen un mayor factor de potencia que los que poseen uno pequeño, característica de los motores menores de 5 HP. En los cuadros 9.1 y 9.2 se dan los factores de potencia y características de operación para motores de distintas potencias, del tipo jaula de ardilla y del tipo rotor devanado, trifásicos. Otra causa que origina un factor de potencia (FP) bajo, se presenta cuando los equipos de velocidad ajustable, como los que usan los reactores saturables, se operan a velocidades reducidas.

Cuando un transformador o un alimentador opera sobrecargado o cuando se deba adicionar carga a un generador que ya está trabajando a su capacidad nominal, se puede evitar la instalación de equipo de mayor capacidad, mejorando el factor de potencia al introducir bancos de capacitores; en muchos casos, esto puede ser más económico. La capacidad del banco de capacitores va de acuerdo con las necesidades individuales, y puede variar desde un mínimo para reducir la demanda en kVA , de manera que los equipos sobrecargados ya no lo estén, hasta liberar una cierta ca-

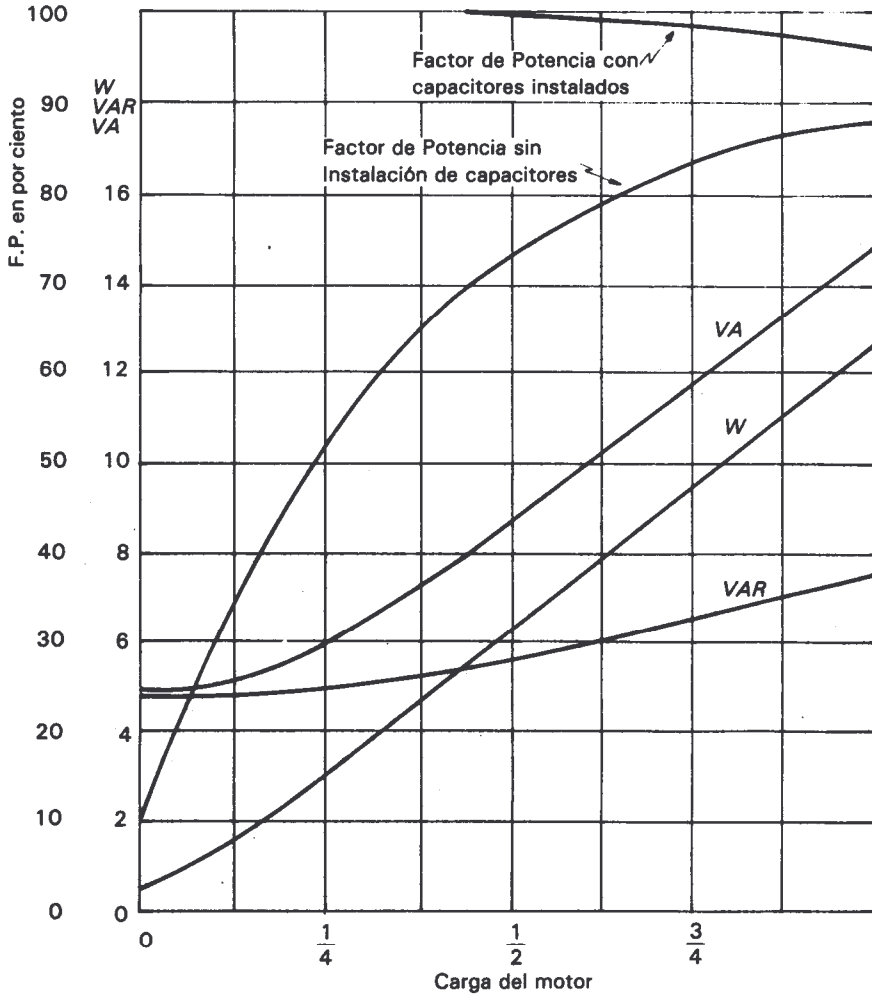


Figura 9.1. Características de motores de inducción de mediana capacidad.

Cuadro 9.1 Motores 3 fases, 60 c/seg. Velocidad constante tipo jaula de ardilla.

H.P.	Velocidad rpm			Factor de potencia carga plena	Corriente en amp. a 220 volts	
	Síncrona	Carga plena	Eficiencia a carga plena		Carga plena	Rotor bloqueado
V2	1 200	1 120	73	65	2.07	11.0
	900	840	68	63	2.29	12
3/4	1 800	1 735	78	78	2.41	15.0
	1 200	1 140	77	72	2.65	15
	900	850	73	64	3.15	15
1	1 800	1 720	78.5	79	3.16	24
	1 200	1 145	78.5	74	3.38	24
	900	855	74.5	68	4.1	24
1½	3 600	3 475	79	81	4.60	35
	1 800	1 730	82	81	4.43	35
	1 200	1 140	79.5	75	4.94	35
	900	860	79	68	5.48	35
2	3 600	3 490	81	81.5	5.95	45
	1 800	1 735	82	82	5.84	45
	1 200	1 140	81	76	6.36	45
	900	860	82	69	6.94	45
3	3 600	3 450	82	85	8.45	60
	1 800	1 725	82	85	8.45	60
	1 200	1 145	82.5	78	9.14	60
	900	860	83	72	9.85	60
5	3 600	3 460	83	83	14.2	90
	1 800	1 735	84	85	13.7	90
	1 200	1 150	84	82	14.2	90
	900	865	84.5	72	16.1	90
7½	3 600	3 500	85.5	87	19.8	120
	1 800	1 735	85	86.5	20.1	120
	1 200	1 160	85	82	21.2	120
	900	865	85	75	22.8	120
10	3 600	3 480	86	89	25.6	150
	1 800	1 740	86	86	26.4	150
	1 200	1 160	85.5	83	27.6	150
	900	875	86	73	29.6	150
15	3 600	3 480	88	89	37.6	220
	1 800	1 745	87	86	39.2	220
	1 200	1 170	87	85	39.6	220
	900	875	87	78	43.4	220

Cuadro 9.1 (continuación)

H.P.	Velocidad rpm			Factor de potencia carga plena	Corriente en amp. a 220 volts	
	Síncrona	Carga plena	Eficiencia a carga plena		Carga plena	Rotor bloqueado
20	3 600	3 490	88	90	49.5	290
	1 800	1 760	88	87	51.0	290
	1 200	1 170	88	86	52	290
	900	875	88	80	55.8	290
	720	700	88	73	61	290
	600	580	86	70	65	290
25	3 600	3 540	88	89	62.6	365
	1 880	1 760	89.5	87.5	62.6	365
	1 200	1 170	890	87	63	365
	900	875	88.5	82	67.8	365
	720	700	88.5	76	73.0	365
	600	580	89	70	79.2	365
30	1 800	1 760	90.0	88	74.2	435
	1 200	1 170	89.5	88	74.6	435
	900	875	89.0	93	79.6	435
	720	700	89	78	84.5	435
	600	580	88	76	88	435
	40	1 800	1 765	90	88.5	98.6
1 200		1 175	89.5	88	99.6	580
900		875	89.5	84	104	580
720		700	89.5	82	106.8	580
600		580	88	76	112.8	580
50		1 800	1 765	90.5	89	120
	1 200	1 175	90.0	88	123	725
	900	875	90.0	86	127	725
	720	700	90	84	129.5	725
	600	580	88.0	77	145	725
	60	1 800	1 770	90.5	89	146
1 200		1 175	91	88	147	870
900		875	90.5	88	148	870
720		700	88.5	81	164	870
600		580	88.5	77	173	870
75		1 800	1 770	91.0	89	182
	1 200	1 175	92.0	88	182	1085
	900	875	90.0	86	190	1085
	720	700	89.0	82	201	1085
	600	580	89.0	80	207	1085

Cuadro 9.1 (continuación)

H.P.	Velocidad rpm		Eficiencia a carga plena	Factor de potencia a carga plena	Corriente en amp. a 220 volts	
	Síncrona	Carga plena			Carga plena	Rotor bloqueado
100	1 800	1 770	91.5	89	241	1 450
	1 200	1 180	91.5	86	249	1 450
	900	875	90.5	86	252	1 450
	720	700	90.0	83	259	1 450
	600	580	89.5	81	271	1 450
125	1 800	1 770	92	89	300	1 810
	1 200	1 180	92.0	87	306	1 815
	900	875	90.5	87	311	1 815
	720	700	90.5	86	314	1 815
	600	580	90.0	82	333	1 815
150	1 800	1 770	92	90	356	2 170
	1 200	1 180	92	88	363	2 170
	900	875	91.0	88	367	2 170
	720	700	90.5	86	376	2 170
	600	580	90	83	386	2 170
200	1 800	1 770	92.5	90	470	2 900
	1 200	1 180	92.0	88	484	2 900
	900	875	91.5	88.0	487	2 900
	720	700	91	87	491	2 900
	600	580	91.5	85	500	2 900

Cuadro 9.2 Motores 3 fases, 60 c/seg. Velocidad constante tipo rotor devanado.

H.P.	Velocidad rpm		Eficiencia a carga plena	Factor de potencia a carga plena	Corriente de plena carga en amp. a 220 volts	
	Síncrona	Carga plena			Estator	Rotor x c/terminal
3/4	900	825	70	59	3.56	8.3
1	1 200	1 100	73	70	3.84	10
	900	845	73	69	3.84	10
1/2	900	845	74	69	6.13	14.5
2	1 800	1 700	78	82	6.14	17.2
	1 200	1 115	77	72	7.06	18
	900	850	76	67	7.7	18

Cuadro 9.2 (continuación)

H.P.	Velocidad rpm			Factor de potencia a carga plena	Corriente de plena carga en amp. a 220 volts	
	Síncrona	Carga plena	Eficiencia carga plena		Estator	Rotor x c/terminal
3	1 800	1 690	81	83	8.76	21
	1 200	1 140	80	78	9.44	21
	900	855	80	68	10.8	22
5	1 800	1 700	84	86	13.6	30.5
	1 200	1 140	82	81	14.8	27.3
	900	855	83	72	16.4	30
7½	1 800	1 700	85	87	19.9	28
	1 200	1 145	85	83	20.9	27.6
	900	870	86	64	26.8	29.2
10	1 800	1 725	88	86	25.9	28
	1 200	1 145	85	84	27.4	30
	900	840	83	78	30	53.5
15	1 800	1 700	87.0	86.5	43	57
	1 200	1 125	85	83	41.6	60.5
	900	840	84.5	79	44	64
20	1 800	1 720	87.0	87.0	52	61
	1 200	1 145	86.5	85	53	62.5
	900	835	85	81	57	104
25	1 800	1 720	86.0	87.5	64	66
	1 200	1 130	86	85	67	97
	900	840	86	82	70	103
30	1 800	1 740	86	88	78	69.5
	1 200	1 145	87	85.5	79	93
	900	850	86	83	82	132
40	1 800	1 735	87.5	88.5	101	79
	1 200	1 140	87	88	102	138
	900	850	86.5	85	106	141
50	1 800	1 720	87.5	91	123	98.5
	1 200	1 170	90	85	128	129
	900	870	89	81.5	135	79
	720	685	87	80	140	148
	600	570	86.5	75	150	114

Cuadro 9.2 (continuación)

H.P.	Velocidad rpm		Eficiencia carga plena	Factor de potencia a carga plena	Corriente de plena carga en amp. a 220 volts	
	Síncrona	Carga plena			Estator	Rotor x c/terminal
60	1 800	1 755	89	86	150	147
	1 200	1 170	90.5	86	151	129
	900	870	88.5	83	160	150
	720	690	87	82	165	150
	600	575	87	76	171	141
75	1 800	1 755	90	89	183	145
	1 200	1 165	90	87	188	178
	900	870	89	85	193	145
	720	695	88.5	80	200	146
	600	580	88	77	215	150
100	1 800	1 760	90.5	90	244	142
	1 200	1 165	90.5	88	246	192
	900	870	90.0	85	256	150
	720	695	88.5	83	265	207
	600	580	89.0	73	314	164
125	1 800	1 760	90.5	90	304	131
	1 200	1 170	91.0	88	306	200
	900	875	90.0	86	316	210
	720	695	89.0	84	325	228
	600	580	89.5	79	350	170
150	1 800	1 760	90.5	90	360	134
	1 200	1 170	91.0	88	367	152
	900	875	90.5	87	373	217
	720	695	90.0	84	387	220
	600	580	89.5	80	400	225
200	1 800	1 760	90.5	90	480	175
	1 200	1 170	91.5	88	484	173
	900	875	91	88	490	237
	600	580	90.5	87	500	240

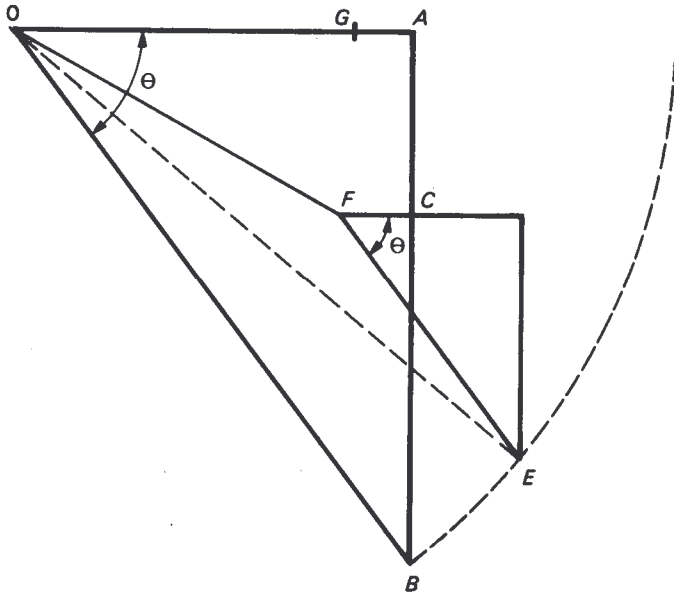
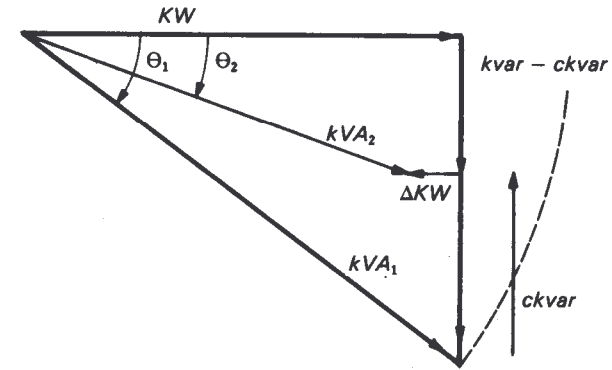


Figura 9.2 Liberación de capacidad al compensar potencia reactiva

pacidad; es decir, aumentar nueva carga a la instalada, como se expuso en el capítulo 1.

La reducción en la demanda se puede calcular por medio de la ecuación 9.1, (Véase Figura 9.2a).

$$= kVA_1 - kVA_2 = kVA_1 - \sqrt{(kW - \Delta kW)^2 + (kVAR - CKVAR)^2} \quad 9.1$$

La capacidad liberada se puede calcular con la ecuación 9.2, (Véase Figura 9.2b).

$$= kVA = kVA_1 \left[-\cos \theta_1 (\cos \theta_1 + \operatorname{sen} \theta_1 \operatorname{tang} \theta_2) + \cos^2 \theta_1 \right. \\ \left. \sqrt{1 + 2 \operatorname{tang} \theta_1 \operatorname{tang} \theta_2 - \operatorname{tang}^2 \theta_2 \operatorname{tang}^2 \theta_1 / \cos^2 \theta_1} \right] \quad 9.2$$

Los beneficios económicos que se obtienen con la instalación de bancos de capacitores se deben comparar con el costo que representa el aumentar la capacidad instalada.

Los factores que normalmente favorecen la instalación de condensadores son:

- a) Carga con bajo factor de potencia
- b) Aumento de la carga con incrementos pequeños

Los factores que favorecen el aumento de la capacidad instalada son:

- a) Cargas con altos factores de potencia
- b) Aumento de la carga con incrementos fuertes

El uso de bancos de capacitores para mejorar el nivel de tensión o reducir las pérdidas en instalaciones eléctricas industriales, tiene importancia secundaria.

9.2 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

Para determinar las necesidades de condensadores, se debe conocer el factor de potencia de la carga; y cuando se tenga una cláusula tarifaria de alguna consecuencia, se debe tener el equipo de medición adecuado. Cuando se escoge el equipo de medición debe tenerse cuidado, ya que es difícil seleccionarlo sin información conveniente. A continuación se enumeran cuatro métodos, los cuales proporcionan la información necesaria a fin de calcular el factor de potencia.

1. Watímetro, amperímetro y voltímetro
2. Wathorímetro, amperímetro y voltímetro
3. Wathorímetro y varhorímetro
4. Watímetro y medidor del factor de potencia

El tipo de instrumentación seleccionada se debe relacionar con el método que emplee la compañía suministradora para calcular el factor de potencia. Básicamente emplean dos métodos:

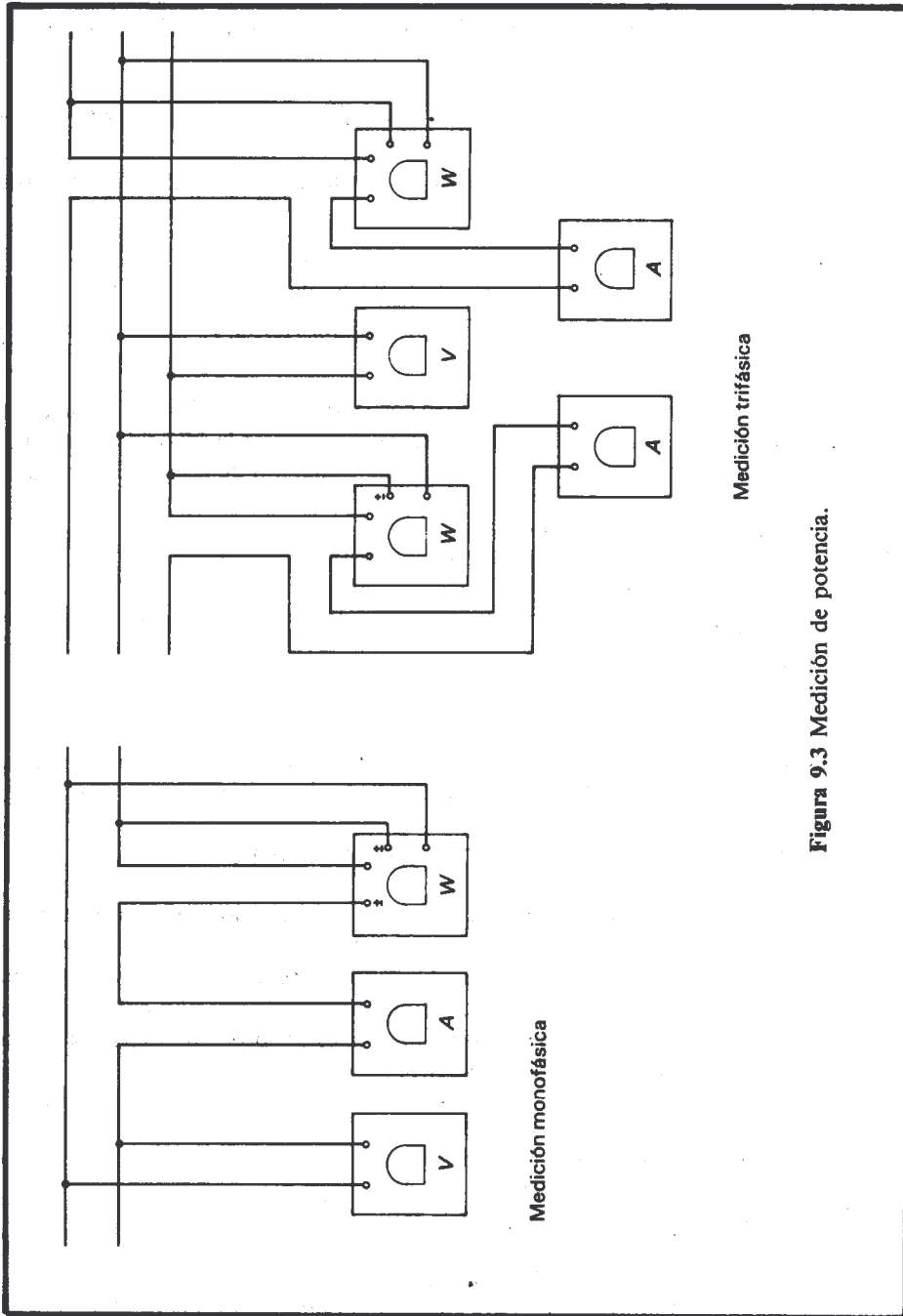


Figura 9.3 Medición de potencia.

1. Factor de potencia durante la demanda máxima, calculada de la impresión obtenida del registrador gráfico de demanda o de instrumentos registradores.
2. Factor de potencia promedio calculado de las lecturas del wathorímetro y del varhorímetro.

En el método 1, cuyo diagrama de conexiones se muestra en la figura 9.3, las lecturas instantáneas de watts (P), amperes (I) y volts (V) de los instrumentos dan el factor de potencia cuando se sustituyen en la ecuación 9.3, cuando la instalación es monofásica, y en la 9.4 cuando es trifásica.

$$FP = \frac{P}{VI} \tag{9.3}$$

$$FP = \frac{P}{\sqrt{3} \times VI} \tag{9.4}$$

donde: V es la tensión al neutro y entre fases respectivamente
 I es la corriente de línea.

En el método 2, la corriente real (P) en watts se puede calcular con la ecuación 9.5 al contar las revoluciones del disco del wathorímetro durante un periodo especificado y conociendo la constante del medidor (K_h); posteriormente, con el promedio de las lecturas del amperímetro y del voltímetro en este mismo periodo, se calcula el factor de potencia con la ecuación 9.3 o 9.4.

$$P = \frac{3600 \text{ revoluciones } K_h}{\text{Tiempo (segundos)}} \tag{9.5}$$

Cualquiera de estos métodos se usa cuando el factor de potencia se calcula con la demanda máxima.

En el método 3, las lecturas diarias o mensuales del wathorímetro y del varhorímetro dan el factor de potencia, en el periodo seleccionado, por medio de la ecuación:

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \tag{9.6}$$

El método 4 proporciona directamente el factor de potencia.

En plantas industriales con muchas subestaciones, puede no ser económico equipar a cada una con los instrumentos de medición mencionados sólo para verificar el factor de potencia en ciertos intervalos. Sin embargo, se puede instalar un pánel con terminales de prueba en cada una de ellas, con el propósito de conectar los instrumentos que miden los parámetros eléctricos.

9.3 CONSIDERACIONES SOBRE LA INSTALACIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES

Una vez que se determina la capacidad del(o los) banco(s) de capacitores, éstos deben localizarse de manera que proporcionen los mayores beneficios. Los puntos de

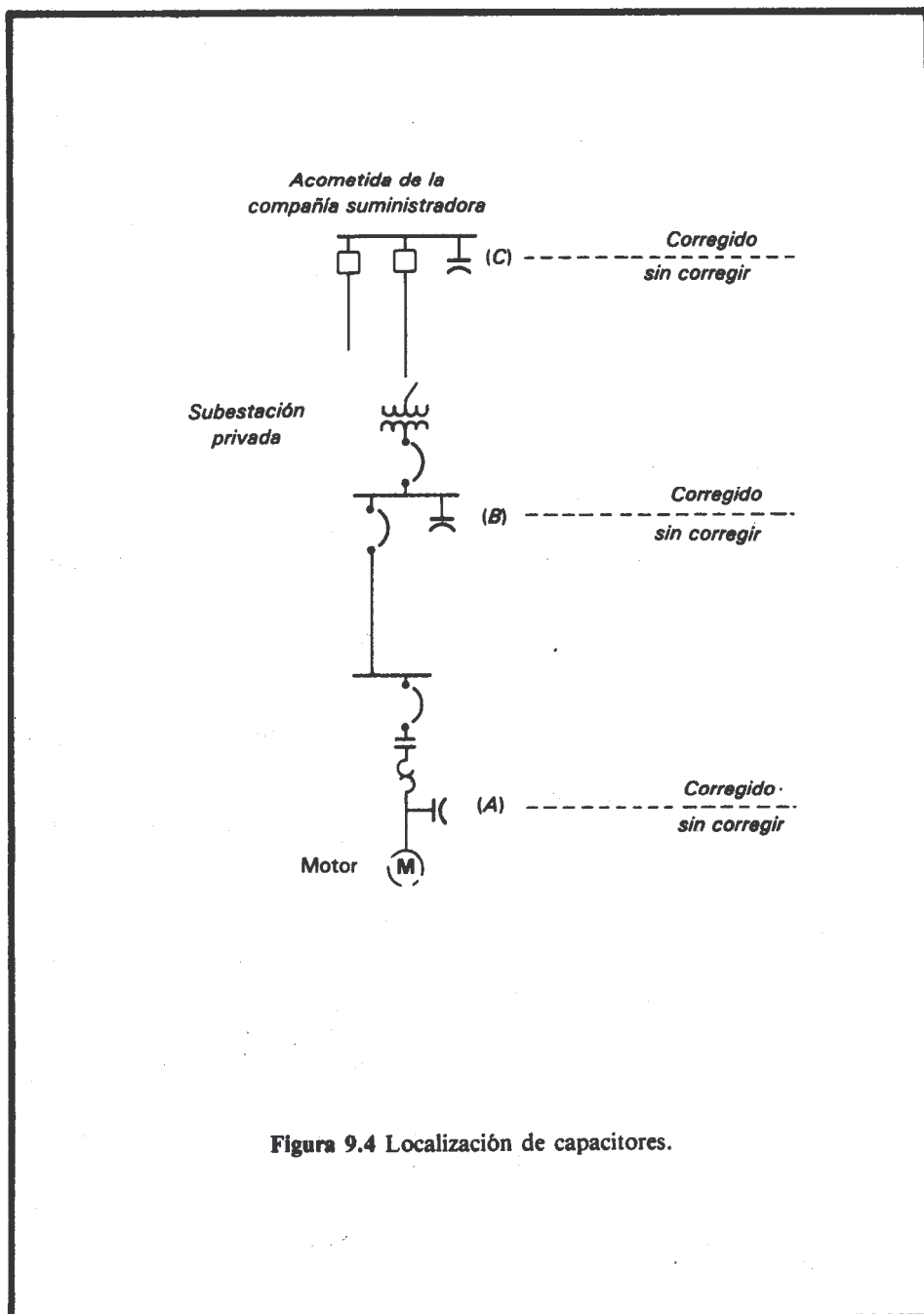


Figura 9.4 Localización de capacitores.

conexión de los bancos de capacitores en el sistema eléctrico de una planta industrial pueden ser:

1. En las terminales de los motores
2. En las barras de baja tensión de la subestación
3. En las barras de alta tensión de la subestación

Esto se ilustra en la figura No. 9.4. En cada caso, los bancos de capacitores mejoran el factor de potencia para la parte del sistema que queda arriba de la línea punteada. El conocimiento del costo de las unidades es útil al seleccionar la instalación más económica. En la figura 9.5 se muestran gráficas de potencia contra costo para bancos de capacitores de distintas tensiones. Si el costo de la unidad fuera el único criterio de selección, entonces siempre se usarían los bancos de capacitores de alta tensión. En la figura 9.4 se aprecia que los bancos localizados en las terminales de

Cuadro 9.3 Potencias máximas de capacitores en las terminales de un motor. Motor de 440 volts (tipo abierto). Diseño NEMA B.

Capacidad motor de inducción	Velocidad nominal del motor en RPM y No. de polos									
	3600 2		1800 4		1200 6		900 8		720 10	
HP	kVAR	% AR	kVAR	% AR	kVAR	% AR	kVAR	% AR	kVAR	% AR
2	1	16	1	20	1	22	1	24		
3	1	10	1	16	1	21	2	24		
5	1	9	2	16	2	21	2	21		
7.5	1	8	2	13	2	15	4	21	5	29
10	2	8	2	13	4	15	5	21	5	25
15	4	8	4	13	5	15	5	15	7.5	23
20	4	7	5	9	5	12	7.5	15	10	23
25	4	7	5	9	5	11	7.5	12	10	23
30	5	7	7.5	9	5	11	10	12	10	15
40	5	5	7.5	9	10	11	10	12	10	15
50	7.5	5	10	7	10	9	15	12	20	15
60	7.5	5	10	7	10	9	15	11	20	15
75	10	5	10	7	15	9	15	10	30	15
100	15	5	20	7	25	9	30	10	40	15
125	15	5	20	7	30	9	35	10	45	15
150	15	5	25	6	30	9	40	9	50	13
200	40	5	40	6	45	8	50	9	70	13
250	45	5	50	6	50	8	70	9	75	12
300	50	5	50	6	70	8	75	9	75	11
350	50	5	50	5	75	8	80	9	80	11
400	60	5	60	5	75	8	100	9	100	11
450	60	5	75	5	75	6	100	9	100	11
500	70	5	90	5	90	6	110	9	120	11

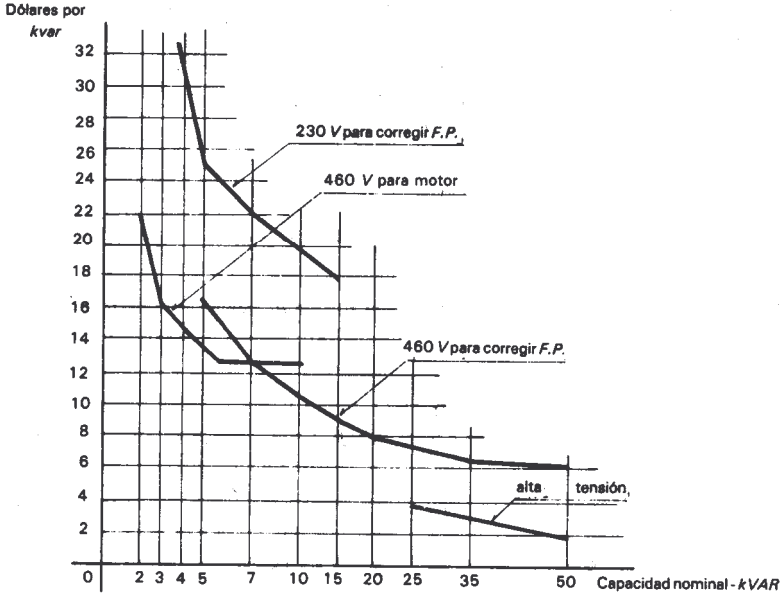


Figura 9.5 Costo de capacitores (dólares por kvar vs. capacidad nominal), para diferentes tensiones.

los motores (punta *A* en la figura) compensan la potencia reactiva en los circuitos derivados, en los alimentadores, subestación y en la red primaria de la compañía eléctrica. Esto trae como resultado que se libere cierta capacidad del sistema en todos sus componentes, se reduzca o se limite el cobro por bajo factor de potencia y se mejore el perfil de tensión en todo el sistema. Conectar y desconectar el banco con el motor tienen la ventaja de que aquél sólo se conecta cuando es necesario y se elimina el riesgo de una elevación de tensión durante los periodos de baja carga.

Los fabricantes de motores y capacitores proporcionan cuadros para la selección de capacitores que se aplican a motores de distintos tipos, capacidades y velocidades. El Cuadro 9.3 es un ejemplo. En cada caso se debe conocer el diseño NEMA *A, B, C, D* o *F*, la potencia y la velocidad a fin de seleccionar adecuadamente la capacidad máxima del banco; %AR, en la tabla mencionada, indica el porcentaje que se reduce la corriente de carga, de manera que los relevadores de sobrecarga se puedan seleccionar de manera adecuada.

A pesar de las ventajas de instalar los bancos de capacitores junto a las terminales del motor, se tienen ciertas desventajas que deben tenerse en cuenta. Primero, la capacidad del banco que se puede aplicar en dichos puntos está limitada al valor de la carga reactiva que demanda el motor sin carga para prevenir la autoexcitación del mismo, más adelante se explicará esto. Segundo, en el cuadro 9.3 se aprecia que motores de 1.0 a 25 HP requieren unidades cuya capacidad va desde 2.0 a 4 kvar, que tienen un costo por kvar dos o tres veces mayor que las unidades de 25 a 50 kvar. De aquí que en una planta con muchos motores pequeños el costo de obtener una potencia reactiva capacitiva dada, puede ser varias veces mayor que en una planta con la misma carga instalada; pero con motores de mayor potencia, que usen unidades de 15 kvar o mayores. Cuando se utilicen bancos de capacitores que compensen potencia reactiva de un grupo de motores, se debe tomar en cuenta la diversidad existente en la utilización de éstos, ya que no todos se usan a la vez. Por dicha razón se pueden necesitar bancos de capacitores cuyo costo sea relativamente alto.

Si se localizan los capacitores en las barras de baja tensión de la subestación, punto *B* en la figura 9.4, se mejora el factor de potencia, liberándose cierta capacidad en los elementos que están arriba de la línea punteada. La capacidad máxima del banco de capacitores no está limitada como cuando se instala en las terminales del motor, consecuentemente se puede seleccionar cualquier capacidad que dé la corrección necesaria del FP. Los más económicos son los bancos con unidades de 15 kvar a 230 volts y 25 kvar a 460 volts, como se aprecia en la figura 9.5. Los bancos de capacitores de baja tensión permanentemente conectados a las barras proporcionan la aplicación menos costosa para este caso; pero durante las horas de baja carga, en la noche o en los fines de semana, un banco permanentemente conectado continúa demandando carga reactiva, aunque haya poca o ninguna carga que compensar. La corriente capacitiva eleva el nivel de tensión y si el banco es lo suficientemente grande, debe ser puesto fuera de servicio y evitar así una condición de sobretensión. La severidad de la elevación de tensión atribuida a bancos de capacitores en transformadores poco cargados es alta. En la tabla 9.4 se muestran algunos ejemplos de elevación de tensión para distintas capacidades de bancos de capacitores. Limitar la capacidad del banco de capacitores de un 30 a un 40% de la potencia del transformador proporciona una amplia corrección del factor de potencia y mantiene la elevación de tensión entre 2 y 2.6%.

La tercera opción es instalar los bancos de capacitores en el sistema primario, como se muestra en el punto *C* de la figura 9.4. Ésta es la más económica, ya que

Cuadro 9.4 Capacidades máximas en barras de subestación

<i>Capacidad del banco*</i>	<i>Factor de potencia en la subestación</i>		<i>Elevación tensión (10% de la carga).</i>
	<i>Inicial</i>	<i>Final</i>	
30%	65%	81%	2%
	77%	91%	
40%	65%	87%	2.6%
	77%	95%	
50%	65%	92%	3.3%
	77%	98%	

*Por ciento de la capacidad del banco de transformadores

normalmente el costo por *kvar* es entre 3 y 4 veces menor que sus similares de baja tensión, como se indica en la figura 9.5. La capacidad del banco puede seleccionarse sin ninguna limitante. En las fábricas en donde toda la energía es utilizada a tensiones bajas, los bancos de capacitores conectados en la alta tensión sólo sirven con objeto de reducir el pago de la energía comprada. Los transformadores y los alimentadores suministran la carga con el factor de potencia original, razón por la cual no se libera capacidad en estos elementos. En este caso, normalmente es necesario instalarle al banco un medio automático de conexión y desconexión, en particular si la capacidad del banco es grande. El costo del equipo de conexión varía en función del tipo seleccionado, aumentando el costo de la instalación.

9.4 CONEXIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES

En esta sección se comentan algunos hechos relevantes de las conexiones de bancos de capacitores, y que pueden ayudar a seleccionar la más adecuada, según sea el caso que se trate:

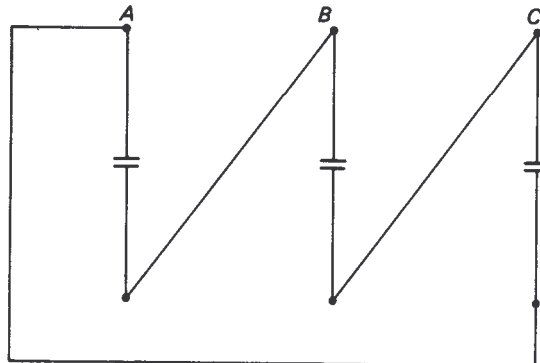
1. Para formar un banco de capacitores, las unidades en serie proporcionan el nivel de tensión y las unidades en paralelo la potencia.
2. La conexión en estrella con neutro flotante es la que ofrece más ventajas, debido a que con ésta la tensión aplicada a las unidades es la tensión al neutro y además requiere de protecciones de menor capacidad interruptiva; esto sobre todo para instalaciones de bancos de capacitores en sistemas de distribución, en donde los bancos son de gran tamaño y cuyas unidades individuales son de menor tensión nominal que la del sistema. En sistemas industriales, en donde los bancos por lo general son pequeños y formados por unidades individuales cuya tensión nominal es el mismo que el del sistema, se tienen que emplear la conexión que dé la tensión de operación que más se acerque a la del diseño de las unidades.

3. Cuando los bancos de capacitores no son de gran potencia, la protección en grupo es la más indicada y el aterrizamiento del banco presenta ciertas ventajas, por lo que a continuación se expone. Cuando se aplica un fusible para proteger unidades en grupo, la corriente nominal de él es grande con respecto a la de cada unidad individual; entonces, si una de estas unidades fallara, la corriente resultante no sería suficiente para fundir el fusible, a menos que el banco esté con el neutro conectado a tierra. Existe el requisito, ya mencionado, que el fusible debe aislar la falla en 300 segundos o menos. Esto se satisface fácilmente cuando el banco está conectado a tierra o en delta, ya que cuando una unidad falla, se tiene una falla de línea a tierra o entre fases, respectivamente.
4. De los dos puntos anteriores se puede concluir que en aplicaciones industriales se puede tener toda la gama de conexiones posibles, dependiendo de cada caso en particular.
5. Cuando en un banco con neutro aterrizado con una sección serie por fase, abre un fusible individual o en grupo, la tensión a través de las unidades restantes permanece constante. Por el contrario, en un banco con neutro aislado la pérdida de una unidad incrementa la tensión de operación en las unidades sanas. Lo anterior es crítico para bancos pequeños, donde una unidad individual puede representar un alto porcentaje de la potencia total por fase.
6. Cuando en un sistema se tienen bancos de capacitores conectados a tierra, se incrementa la probabilidad de que los apartarrayos se dañen; ya que un banco se puede descargar a través de un apartarrayos operado por un transistorio y esta corriente de descarga puede ser mayor que la que soporta tal equipo.

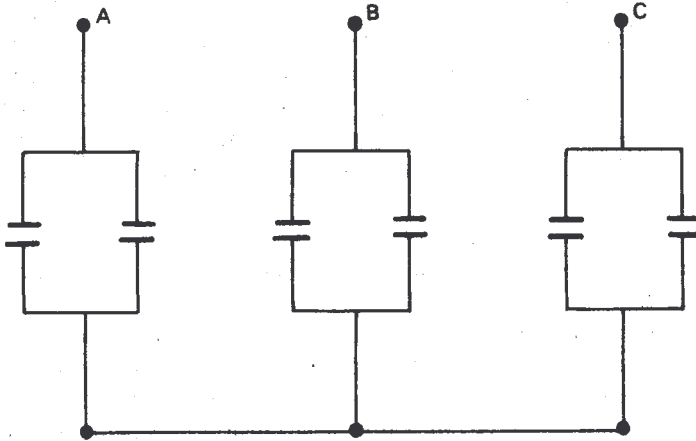
Ejemplo 9.1

Con unidades de 3.33 kVAR a 220 volts:

- a) Formar un banco trifásico de 10 kvar para un sistema eléctrico a 220 volts entre fases. Aquí la conexión en delta es la indicada.



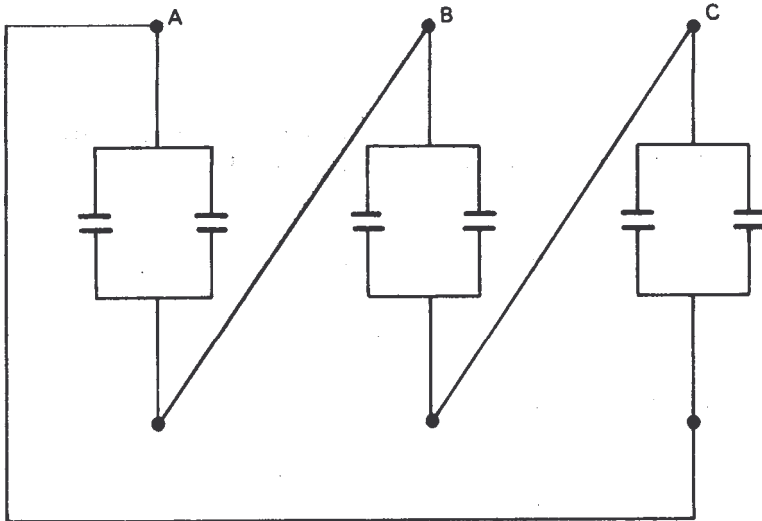
b) Formar un banco de 20 kvar para un sistema eléctrico a 400 volts entre fases. En este caso la conexión en estrella es la correcta.



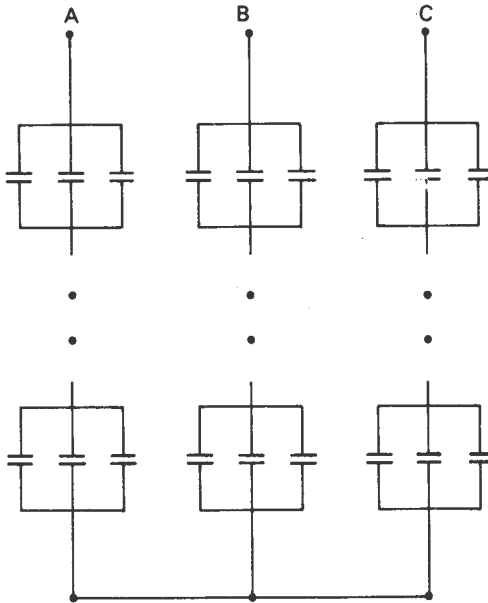
Ejemplo 9.2

Como unidades individuales de 1.66 kvar a 440 volts entre fase:

a) Formar un banco de 10 kvar a 440 volts.



b) Formar un banco de 60 kvar para un sistema a 2 400 volts entre fases.



$$\frac{2\ 400}{\sqrt{3}} = 1\ 385 \text{ volts}$$

$$\frac{1\ 385}{440} = 3\ 15 \text{ grupo serie}$$

4 grupos dan el nivel de tensión.

9.5 SOBRETENSIONES DEBIDAS A LA AUTOEXCITACIÓN

Conectar y desconectar un banco de capacitores junto con un motor tiene la ventaja de que el banco opera sólo cuando es necesario; pero cuando el interruptor es abierto y el motor queda desconectado de la fuente, el banco puede proporcionar parte o todos los requerimientos de magnetización de la máquina y, al ocurrir esto, el motor se autoexcita como un generador de tensión y la tensión que entregue se elevará siguiendo su curva de excitación, dependiendo, entre otros factores, del valor de la corriente del banco de capacitores y de la velocidad del motor.

La figura 9.6 muestra la curva de excitación típica de un motor y la magnitud de tensión que genera debido a la autoexcitación, para bancos de capacitores de distintas potencias. El punto A indica la corriente de magnetización del motor, sin carga y a tensión nominal, expresada en por ciento. Las curvas C1, C2, C3 y C4 muestran las características de potencia de bancos de capacitores de distintas capacidades. Las curvas de los bancos a la derecha de la curva característica del motor indican que la potencia del banco es mayor que la potencia de magnetización del motor y entonces el motor se autoexcita. La tensión final de autoexcitación considera que la velocidad permanece constante, lo cual ocurre cuando la curva del capacitor interseca la curva característica del motor en los puntos A, B y C. Las curvas de los bancos de capacitores a la izquierda de la curva del motor, como la curva C4, indican que la potencia reactiva del banco no satisface los requerimientos de magnetización del motor y entonces el motor no se autoexcita. La curva C2 se aplica donde la potencia reactiva del banco es suficiente para mejorar el factor de potencia a plena carga del motor

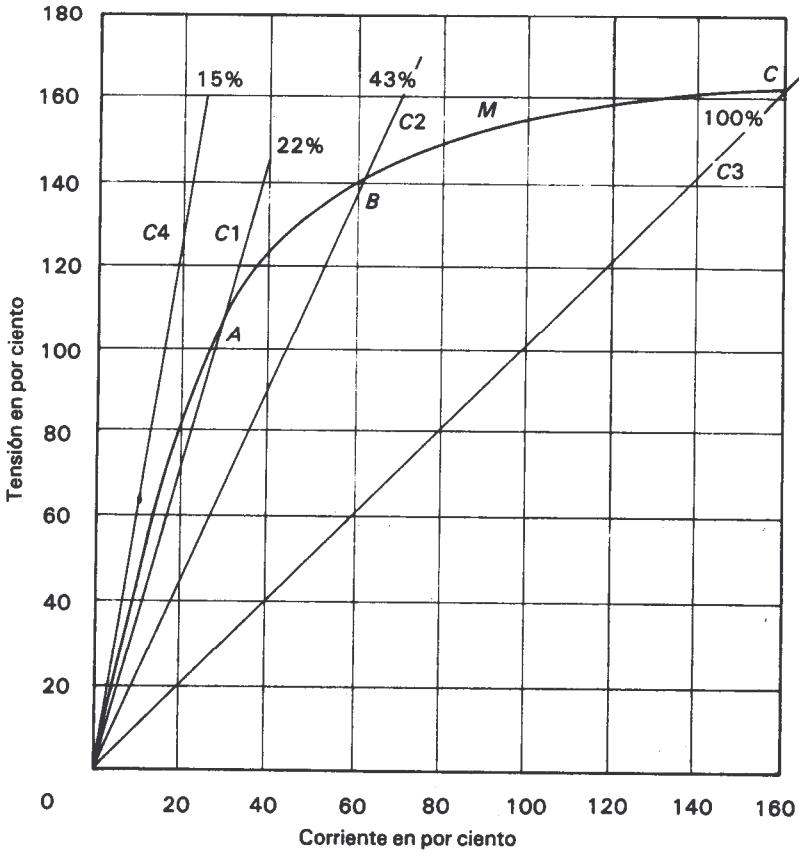


Figura 9.6 Características típicas que muestran cómo la tensión del motor debida a la autoexcitación es determinada por la capacidad del capacitor.

que se trate, a un 100%. Se debe observar que la tensión de autoexcitación en este caso es del 143%. Este porcentaje variará considerablemente dependiendo de la velocidad y del tipo de motor, así como de su curva de saturación. Por lo general, el motor disminuye su velocidad rápidamente después de que el interruptor es abierto, haciéndolo también la tensión que aparece en sus bornes. Sin embargo, el amortiguamiento de la velocidad depende, tanto de la inercia del motor como de la carga aplicada en la flecha del mismo. En el caso de una alta inercia, la velocidad puede continuar muy cercana al valor nominal durante varios segundos. Si la corriente que proporciona el banco de capacitores es mayor que la necesaria para satisfacer los requerimientos de magnetización, entonces los devanados del motor se verán sujetos a sobretensiones hasta que la velocidad disminuya y la energía almacenada en el banco se disipe. En esencia, lo que sucede es que al agregar los capacitores en las terminales del motor se aumenta la constante de tiempo del mismo. Constantes de tiempo más grandes significan que el aislamiento del motor estará sujeto a niveles mayores de tensión por tiempos más largos.

La condición de autoexcitación se puede verificar fácilmente conectando un voltímetro en las terminales del motor y observando el nivel que alcanza la tensión cuando se desconecta de la fuente.

9.6 CORRIENTES DE PUESTA EN SERVICIO DEBIDAS A UN RECIERRE

Un motor con un banco de capacitores terminales puede ser sometido a tensiones y corrientes transitorias, durante un recierre, debido a que si el motor se energiza de nuevo cuando todavía se comporta como generador de tensión, por las razones expuestas, lo más seguro es que la tensión que aparece en sus bornes esté fuera de fase respecto a la del sistema. Esto crea un alto par transitorio que jala al motor, sometándolo a esfuerzos mecánicos innecesarios, tanto en sus devanados como en su flecha; tales esfuerzos son más severos cuando los motores llevan cargas con gran inercia, como ventiladores.

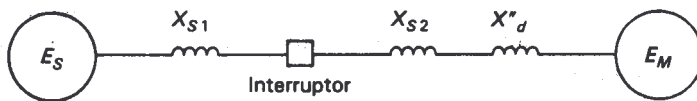
La máxima corriente simétrica eficaz para la que normalmente están diseñadas las máquinas rotarias se puede calcular por medio de la siguiente ecuación:

$$I_M = \frac{\text{TENSIÓN NOMINAL}}{X''} \quad 9.7$$

Para los motores de inducción del tipo jaula de ardilla, la reactancia subtransitoria X'' , es la asociada con la curva característica con rotor bloqueado, y para las máquinas síncronas es la reactancia en el eje de las X_d'' .

Una forma rápida de verificar las magnitudes de las corrientes máximas que pueden resultar del recierre fuera de fase, se ilustra de manera sencilla y general en el circuito equivalente de la figura 9.7.

La tensión E_s del sistema industrial se considera constante, mientras lo que aparece en el motor E_m disminuirá a cierta velocidad, dependiendo de los factores mencionados previamente.



$X = X_{S1} + X_{S2} =$ Reactancia total del sistema

$X'_d =$ Reactancia del motor

$E_S =$ Tensión del sistema

$E =$ Tensión del motor

Figura 9.7 Circuito equivalente motor-sistema.

Si el interruptor que controla el circuito efectúa el recierre sin tomar en cuenta la relación de fase de las dos tensiones, es casi seguro que las tensiones E_s y E_m estén desfasadas. El caso crítico se tiene cuando ambas tensiones están a 180° y la tensión neta resultante es igual a la suma aritmética de sus magnitudes. Entonces, la corriente simétrica máxima, transferida entre ambos sistemas da la ecuación 9.8.

$$I = \frac{E_s + E_m}{E_s + X_m} \quad 9.8$$

o considerando que las magnitudes de las tensiones tienen la siguiente relación:

$$E_s = E_m = E$$

entonces:

$$I = \frac{2E}{X_s + X_m} \quad 9.9$$

Si se conoce alguna estimación de la tasa de disminución de la tensión de la máquina y el tiempo de recierre del dispositivo de interrupción, la expresión se puede modificar para considerar la diferencia vectorial entre las dos tensiones en el tiempo de recierre.

En tales casos:

$$I = \frac{\Delta E}{X_s + X_m} \quad 9.10$$

Donde ΔE estará definida por la figura 9.8

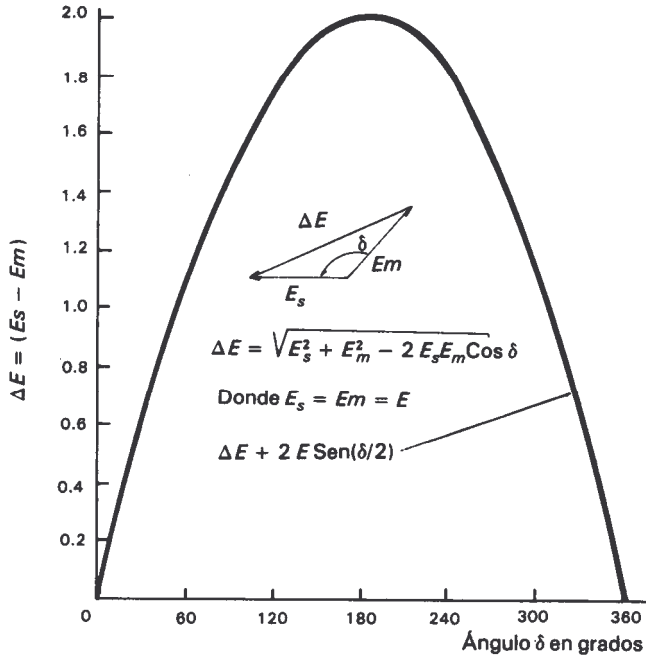
A fin de obtener la corriente asimétrica, se aplica un factor de asimetría adecuado para cada caso. Esta técnica es muy similar a la que se sigue cuando se determinan las corrientes de corto circuito excepto que la tensión neta puede ser mayor.

Cuando el valor de la corriente I_M , que representa límite del motor, es menor que I , que representa la corriente de puesta en servicio, por un reencendido, el motor está en peligro de ser dañado.

Cuando la aplicación de los bancos de capacitores en las terminales del motor incrementa significativamente el tiempo que se mantiene la tensión después de que se ha abierto el interruptor y a la vez ésta es muy cercana a la nominal, se elevan las oportunidades para tener corrientes severas en el circuito. La experiencia indica que las tensiones del motor de hasta 25% de la nominal son adecuadas a manera de evitar pares excesivos en la máquina.

9.7 CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES

Aunque los interruptores de potencia están diseñados principalmente para interrumpir altas corrientes de corto circuito del tipo inductivo, no necesariamente existe una re-



- E_m = tensión equivalente de la máquina
 E_s = tensión equivalente del sistema
 ΔE = diferencia de tensión (vectorial) de $E_s - E_m$
 δ = ángulo eléctrico entre E_s y E_m en el momento del recierre

Figura 9.8 Efecto del ángulo de fase entre las componentes de tensión en el instante del recierre del interruptor.

lación directa entre la capacidad de un interruptor para interrumpir corrientes de corto circuito o para interrumpir corrientes capacitivas.

Por otro lado, es ampliamente reconocido que las oscilaciones de corriente y tensión de altas frecuencias pueden tener efecto en la conexión y desconexión de los capacitores; si no se controlan, pueden dañar a los aparatos o producir interrupciones en el sistema.

Los párrafos siguientes señalan las condiciones más frecuentes en la conexión y desconexión de bancos y en los dispositivos de desconexión.

9.7.1. Corrientes de puesta en servicio

Puesto que un capacitor descargado ofrece prácticamente una impedancia cero al flujo de corriente cuando se le aplica tensión, es posible que grandes corrientes transitorias de alta frecuencia fluyan durante el periodo de su energización. Para un banco sencillo, la corriente de puesta en servicio es siempre menor que el valor de la corriente de corto circuito en el punto donde se localiza. Para varios bancos en paralelo, la corriente de puesta en servicio es mucho mayor que para uno solo. La magnitud real de la corriente de puesta en servicio depende de las características de circuito y del número de bancos de capacitores; por otra parte, puede exceder el valor de la corriente de corto circuito en el punto de instalación de éstos.

La energización de un banco sencillo se puede representar por medio del circuito de la figura 9.9.

El valor simétrico máximo de la corriente de puesta en servicio para un banco se calcula con la siguiente fórmula:

$$I_{ms} = \frac{E_{f-n}}{X_c - X_L} \left[1 + \sqrt{\frac{X_c}{X_L}} \right] \quad 9.11$$

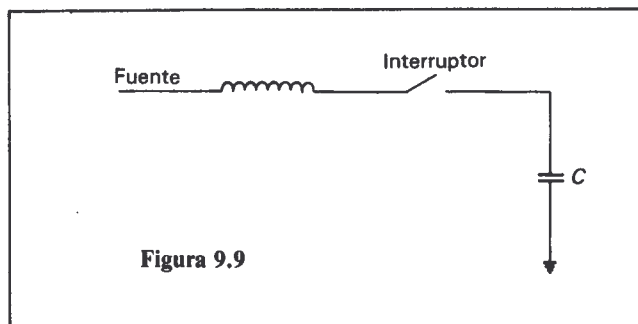


Figura 9.9

donde:

- F_{f-n} = tensión eficaz de fase a neutro, en volts
- X_c = reactancia capacitiva de fase a neutro del banco, en ohms
- X_L = reactancia inductiva de fase a neutro de la fuente ohms

La reactancia capacitiva de línea a neutro de cualquier banco trifásico, bien sea estrella o delta, se calcula con la siguiente ecuación:

$$X_c = \frac{(kV_{f-f})}{MVAR_{3\phi}} \quad 9.12$$

kV_{f-f} = tensión de fase a fase

En la derivación de la fórmula 9.11 se desprecia el efecto de la resistencia en el circuito, dando así una ecuación simple y conservadora. También se considera que no hay carga residual en los bancos. La inspección de la fórmula indica que la corriente máxima de puesta en servicio en un solo banco es siempre menor que la corriente de corto circuito en el punto donde se localiza.

Ejemplo 9.3

Si se instala un banco de 5400 kvar a 13.8 kV en un punto donde la potencia de corto circuito trifásica es menor de 250 MVA, determínese el valor de la corriente con que se debe especificar el interruptor.

Primero se calculan las reactancias:

$$K_L = \frac{(13.8)^2}{250} = 0.76 \text{ ohms.}$$

y

$$X_c = \frac{(13.8)^2}{5.4} = 35.26 \text{ ohms.}$$

al sustituir ambas en la ecuación 9.11, se tiene:

$$I_{rms}^{m\acute{a}x} = \frac{7967.4}{35.25 - 0.76} = \left[1 + \sqrt{\frac{35.26}{0.76}} \right]$$

$$I_{rms}^{m\acute{a}x} = 1803.9 \text{ Amperes}$$

La corriente de corto circuito simétrica en dicho punto es:

$$I_{ccsim} = \frac{250\ 000}{\sqrt{3} \times 13.8}$$

$$I_{ccsim} = 10,450 \text{ Amperes}$$

De aquí que la capacidad momentánea del interruptor para un solo banco debe basarse en la corriente de corto circuito, más que en la corriente de puesta en servicio.

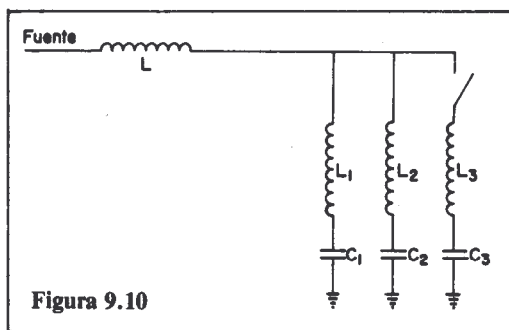


Figura 9.10

Cuando de un grupo de bancos de capacitores ya han sido energizados algunos, la máxima corriente que fluye al conectar otro banco está determinada predominantemente por la descarga momentánea de las unidades ya en servicio. Puesto que la impedancia entre un banco cargado y otro descargado es muy pequeña, la corriente de puesta en servicio en estas condiciones puede ser muy alta. El caso crítico se tiene cuando se energiza el último de un conjunto de bancos.

La energización del último banco de capacitores de tres grupos se puede representar con el circuito de la figura 9.10. Si no hay carga en el banco que se está energizando, la máxima corriente puesta en servicio se calcula con la siguiente expresión:

$$I_{mp} = \sqrt{2} E_{f-n} \sqrt{\frac{C}{L}} \tag{9.13}$$

donde:

E_{f-n} = tensión simétrica de fase neutro

C = capacitancia equivalente del circuito de la figura 9.10, dada en μF . Para este caso, $C = (C_1 + C_2) (C_3) / (C_1 + C_2 + C_3)$

L = inductancia equivalente del circuito de la figura 9.10, dada en μH . Para este caso, $L = [(L_1 \times L_2) / (L_1 + L_2)] + L_3$

La frecuencia de la corriente de puesta en servicio se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$f = \frac{10^6}{2 \pi \sqrt{LC}} \text{ Hz,} \tag{9.14}$$

Donde L y C están dadas en las mismas unidades que se especificaron.

Los valores L_1 , L_2 y L_3 de la figura 9.10 son difíciles de fijar de una manera precisa. Una buena regla práctica es despreciar la inductancia de los cables, puentes del capacitor y de la estructura de las barras y usar $1.64 \mu H/m$ como la inductancia del conductor, incluyendo la longitud hasta los interruptores. Esto da un valor de inductancia bajo, proporcionando así una corriente alta y de magnitud conservadora. Si se requieren cálculos más exactos, se tienen que tomar en cuenta las inductancias internas de los bancos que se pueden obtener con el fabricante.

Ejemplo 9.4

A fin de ilustrar el uso de las fórmulas anteriores, considérese una instalación típica en un sistema de 13.8 kV, que tiene una potencia de corto circuito de 250 000 kVA. Si dos bancos de 5 400 kvar han sido ya conectados y el tercero se va a energizar, ¿cuál es la magnitud y la frecuencia de la corriente de puesta en servicio?

Supóngase que la distancia de las terminales de cada banco de capacitores hasta el interruptor, a un punto común en las barras, es de 6.1 m.; usando 1.64 $\mu\text{H}/\text{m}$ para el conductor, cada una de las inductancias L_1 , L_2 y L_3 serán 10 μH . Las capacitancias C_1 , C_2 y C_3 son iguales a 75 μF .

Al calcular la inductancia y capacitancia equivalente y sustituyendo los valores se obtiene:

$$I_{mp} = \sqrt{2} \frac{13\ 800}{\sqrt{3}} \frac{50}{\sqrt{15}}$$

$$I_{mp} = 20\ 571.8 \text{ Amperes}$$

La frecuencia de la corriente de puesta en servicio es igual a:

$$f = \frac{10^6}{2 \pi \sqrt{(50)(15)}}$$

$$f = 5\ 811.5 \text{ Hz.}$$

Debido a los requisitos de interrupción, para esta aplicación particular se debe seleccionar un interruptor de 250 000 kVA el cual tiene una capacidad interruptiva de corto circuito de 19 500 A y una corriente nominal momentánea de 37 000 amperes simétricos.

Así la corriente de puesta en servicio dicta la capacidad momentánea del interruptor para controlar el tercer banco de capacitores. Sin embargo, puede haber casos muy poco frecuentes, donde lo contrario es cierto y las fórmulas proporcionan un rápido y conveniente medio de llegar a los requerimientos momentáneos del interruptor.

Se debe recalcar que la fórmula para calcular la corriente de puesta en servicio se aplica únicamente a bancos que están descargados al momento de conectarlos. Si los bancos están cargados, que es el caso de un banco desenergizado y ocurre un reencendido en el interruptor, la corriente de puesta en servicio puede ser del doble que la calculada con las ecuaciones anteriores.

En cualquier caso, el cálculo de la corriente de puesta en servicio, aunque de una frecuencia natural alta, no debe exceder el valor nominal de la corriente a 60 Hz del interruptor seleccionado, a menos que se especifique otra cosa. Aun cuando puede haber muy poca correlación entre los efectos de las corrientes de alta frecuencia y las corrientes de 60 Hz, los valores nominales de 60 Hz son los únicos valores reconocidos en las normas de la industria eléctrica para la selección de los interruptores. De aquí que el usuario puede:

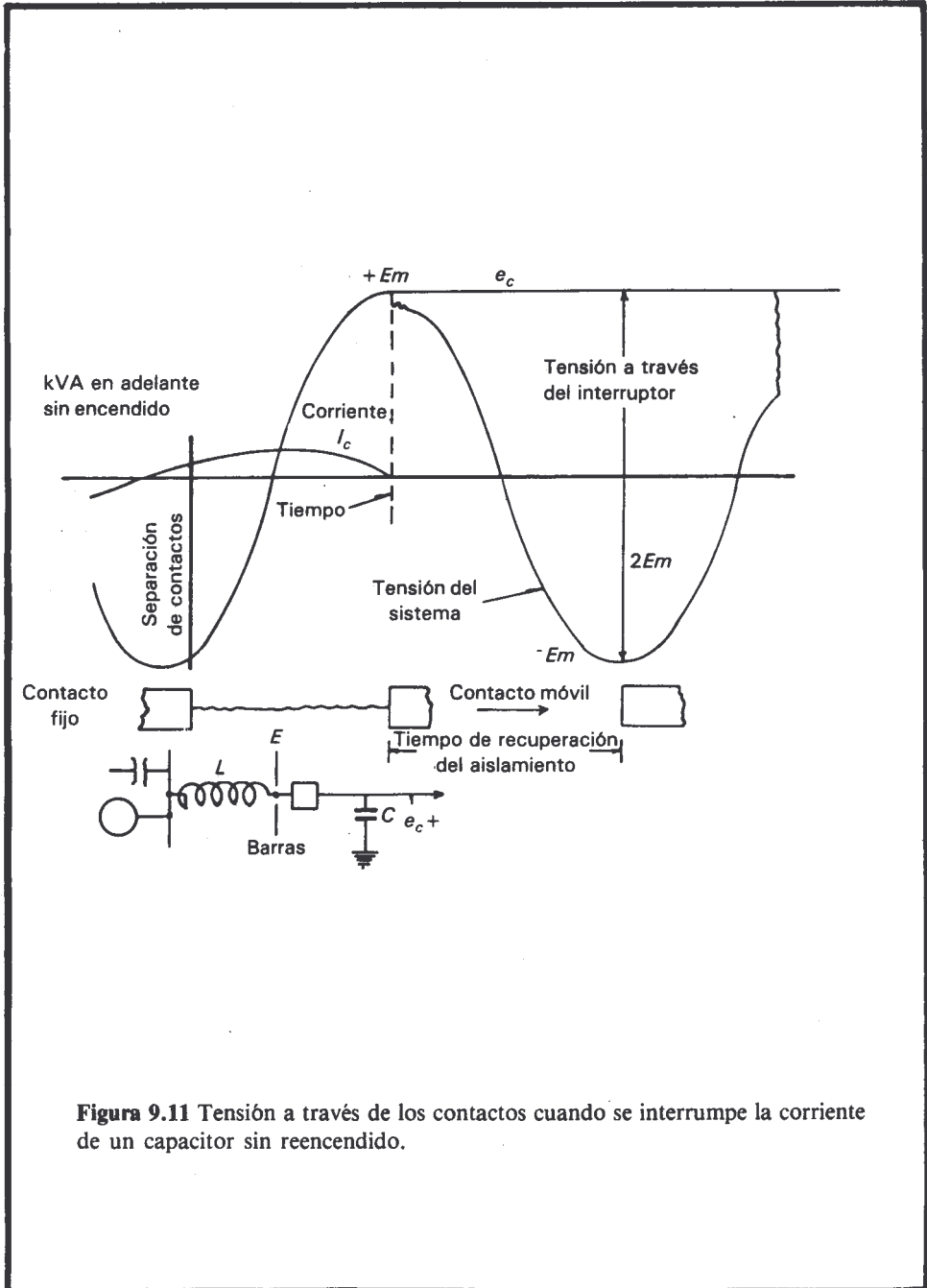


Figura 9.11 Tensión a través de los contactos cuando se interrumpe la corriente de un capacitor sin reencendido.

- a) Utilizar un interruptor mayor que el necesario.
- b) Insertar una reactancia adicional y así limitar la corriente de puesta en servicio.
- c) Tomar el riesgo con base en que el comportamiento del interruptor a frecuencias naturales altas puede ser aceptable, aunque las magnitudes de las corrientes exceden el valor nominal momentáneo a 60 Hz.

Puesto que existe la posibilidad de que la corriente de puesta en servicio se duplique al energizar un banco de capacitores cargados, es mejor dejarlo desconectado por un periodo suficiente para que se descargue antes de que se reenergice. La resistencia de descarga interna reduce el potencial a 50 volts en 5 minutos. Esto no es un retardo excesivo en la generalidad de las condiciones y permite evitar las altas corrientes de puesta en servicio que de otra manera se podrían presentar.

Si quedan transformadores conectados en paralelo con el banco de condensadores una vez que el circuito es desenergizado, pueden proporcionar una trayectoria para una descarga más rápida del banco. La tensión residual causada por la carga almacenada es corriente directa y por lo general el banco de capacitores se descargará con rapidez por los transformadores que estén conectados a él, dentro del primer ciclo. Aun con recierres de alta velocidad (del orden de 20 ciclos), los capacitores estarán completamente descargados antes de que el circuito cierre otra vez. Se debe tener la precaución de que el transformador o los transformadores que sirven como trayectoria de descarga posean la capacidad de disipar la energía almacenada en forma de calor sin ningún esfuerzo.

9.7.2. Tensiones transitorias que se presentan al operar interruptores de bancos de capacitores

Por lo regular, la máxima tensión a través de un banco de capacitores que se energiza no excede del doble de la tensión de régimen, considerando que el interruptor del banco cierra limpiamente; por ejemplo: No hay pregolpeado, o no rebotan los contactos, etc.

Cuando un banco de capacitores se desenergiza, considerando que no existe reencendido en el interruptor, la máxima tensión a través del capacitor es igual al valor cresta de tensión de la fuente. Esto es cierto bien sea en bancos sencillos o en unidades en paralelo. Aunque una tensión en exceso de dos veces el valor nominal se puede tolerar, es deseable limitar la tensión a dos veces el valor de línea a neutro para condiciones normales de conexión y desconexión.

Cuando un interruptor opera a fin de interrumpir una corriente capacitiva, se dan ciertos fenómenos que a continuación se describen para el caso de un banco de capacitores con neutro a tierra. (Véase Fig. 9.11).

La tensión inicial a través del interruptor después de la interrupción de la corriente capacitiva es prácticamente cero, puesto que el banco de capacitores mantiene la misma tensión cresta que existiría en el lado de las barras del interruptor enseguida de que la corriente se hace cero. Esto permite que cualquier interruptor interrumpa con facilidad durante el primer cero natural de la corriente. Sin embargo, medio ciclo después, la tensión de la fuente cambia de signo mientras que la tensión en el banco ha permanecido

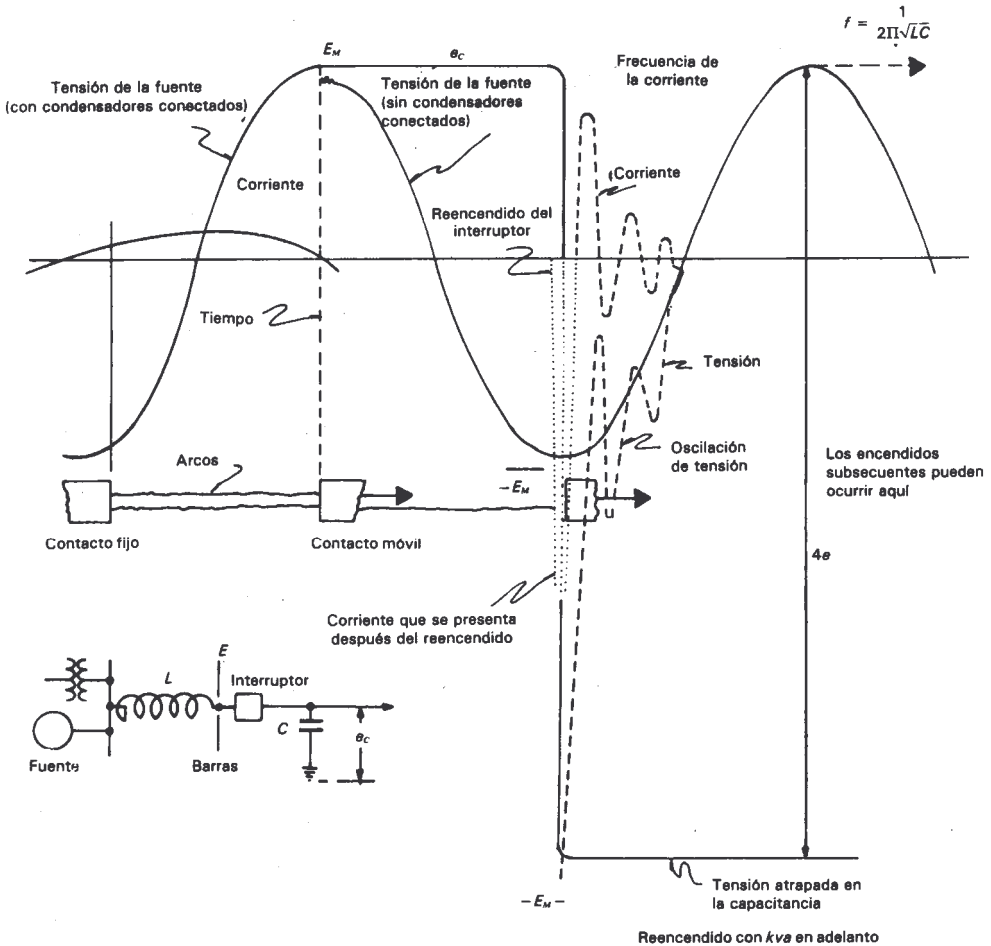


Figura 9.12 Diagrama de reencendido en un interruptor cuando se interrumpe una corriente capacitiva.

recido en el mismo valor, casi igual a la tensión cresta de la fuente. Así, la tensión aplicada al interruptor abierto es del doble de la r gimen. Si la recuperación del aislamiento del interruptor ha sido suficiente, de manera que el reencendido no ocurra entonces el circuito se puede considerar como interrumpido. Ahora bien, si el interruptor no gana suficiente aislamiento durante el primer medio ciclo después de la interrupción de la corriente; es decir, cuando la tensión sea máxima en la dirección opuesta, ocurre un reencendido (Véase la Fig. 9.12) y las corrientes asociadas invierten el potencial en el capacitor. La frecuencia de esta corriente la determina la capacitancia e inductancia del circuito y en la mayor parte de los casos está entre 600 y 6 000 Hz. Esta corriente oscilatoria pasaría a través de muchos ceros de corriente si no fuera porque el interruptor, por lo general, la interrumpe en los primeros pasos por cero.

La frecuencia de la tensión asociada con la corriente de alta frecuencia es la misma; pero está a 90° en atraso con respecto a la corriente. Así, si la corriente de alta frecuencia se interrumpe durante el primero cero de corriente, la tensión de alta frecuencia que tendría un valor máximo queda atrapada en el banco de capacitores. Esta tensión puede ser hasta tres veces el valor cresta nominal, dependiendo del instante en el cual ocurre el reencendido. Después de medio ciclo del primer reencendido, la tensión a través del interruptor es cuatro veces el valor cresta nominal. Si ocurre un segundo reencendido en este punto, la tensión en el banco de capacitores puede ser, teóricamente, tan alta como cinco veces el valor cresta nominal. Sin embargo, extensas pruebas de campo han demostrado que raramente se presentan sobretensiones por reencendido que exceden tres veces al valor mencionado. Es evidente que si el reencendido no está limitado, los esfuerzos de tensión pueden causar daño a los capacitores y a otros aparatos, tales como, apartarrayos y transformadores.

El estudio de tensiones transitorias nada más incluye a los bancos de condensadores sencillos. Si un banco de capacitores es puesto en paralelo con otro banco de igual capacidad, la tensión transitoria en el lugar de instalación de los bancos será sustancialmente menor que la que se experimenta en el interruptor de un banco sencillo.

9.7.3 Especificaciones de los interruptores de bancos de capacitores

A continuación se enumeran los principales requisitos que debe cumplir el equipo de conexión y desconexión de un banco de capacitores:

- a) Tensión nominal: la tensión nominal del dispositivo de desconexión debe ser mayor o igual que la máxima tensión de operación en el circuito en que se va a conectar el equipo. Las pruebas de potencial aplicado a 60 Hz y de impulso del interruptor deben concordar con las de los aparatos en la misma clase de tensión.
- b) Corriente nominal continua: la corriente nominal continua de operación debe ser al menos igual al 135% de la corriente nominal. El margen de 35% toma en consideración la presencia de corrientes armónicas.
- c) Capacidad nominal de interrupción: si el dispositivo de desconexión se usa como un medio para proteger contra corto circuito, además de su capacidad de desconectar el capacitor debe tener una adecuada capacidad interruptiva para manejar las corrientes resultantes por un corto circuito en el condensador. Si el dispositivo de desconexión no tiene capacidad interruptiva, la protección contra corto circuito en el banco de capacitores la debe proporcionar otro medio, como fusibles u otros dispositivos.
- d) Corriente nominal momentánea: el dispositivo de desconexión debe tener una corriente nominal momentánea tal, que soporte las corrientes de corto circuito y las corrientes de puesta en servicio. Esta consideración debe ser satisfecha aunque los dispositivos no se empleen como medio de protección contra corto circuito.
- e) Frecuencia de operación: el diseño eléctrico-mecánico debe ser tal, que el interruptor soporte cierto número de operaciones repetidas.

9.8 PROBLEMAS

Problema 9.1

¿Cuáles son los factores que favorecen la instalación de bancos de capacitores en plantas industriales?

Problema 9.2

¿Cuáles son los métodos para medir el factor de potencia de la carga conectada a un sistema eléctrico?

Problemas 9.3

En una planta industrial se decide conectar un banco de capacitores para mejorar el factor de potencia de la carga en el lado de alta tensión de la subestación de la fábrica. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas que presenta esta decisión?

Problema 9.4

¿Qué condiciones se deben presentar para que un motor se autoexcite al tener conectado un banco de capacitores en sus terminales? ¿En qué consiste el fenómeno?

Problema 9.5

¿Cuáles son los parámetros que influyen en la magnitud de la corriente de puesta en servicio de un banco de capacitores, cuando se conecta a una red eléctrica?

Problema 9.6

En una subestación de potencia se decide instalar un banco de capacitores de 9 000 *kvar* a 13.2 *kV*; sabiendo que la potencia de corto circuito trifásica es de 250 *MVA*, determínese el valor de la corriente con que se debe especificar el interruptor.

Problema 9.7

En una subestación de potencia operada a 23 *kV*, se va a conectar un banco de capacitores de 3 *MVAR* para mejorar el factor de potencia. Sabiendo que ya se tienen conectados dos bancos de 3 *MVAR* cada uno, y que el valor de la inductancia de los cables es de 1.64 $\mu\text{H}/\text{m}$ y miden 10 metros, determínese el valor de la corriente de puesta en servicio.

Problema 9.8

En una parte de un alimentador de distribución, como el mostrado en la siguiente figura, hay la necesidad de realizar una serie de trabajos en la línea, en donde se tiene

Bibliografía

1. David S. Baker, "Power factor correction capacitors: Their use and application", Proceedings of the American Power Conference, 1976, volume 29, pp. 615-622.
2. Robert F. Wolf, "Save dollars with power factor correction", Electrical World, march 1983, pp. 109-111.
3. "Distribution Data Book", General Electric, GET-1008G, january 1957.
4. Felipe Martínez Cruz y José Luis Martínez Menchaca, "Comportamiento del voltaje en las líneas de transmisión radiales", MEXICON 83, pp. 18.2.1-18.2.7.
5. N.M. Neagle and D.R. Samson, "Loss reduction from capacitors installed on primary feeders", AIEE transactions, vol. 75, part III, pp. 950-959, 1956.
6. Victor J. Farmer, "Calculation of loss reduction by capacitors" Electrical World, october 29, 1956, p. 100.
7. M. Maxwell, "The economic application of capacitors to distribution feeders", AIEE Transactions, vol. 79, august 1960, pp. 353-359.
8. R.F. Coock, "Optimizing the application of shunt capacitors for reactive-voltampère control and loss reduction", AIEE Transactions, vol. 80, august 1961, pp. 430-444.
9. N.E. Chang, "Determination of primary feeder losses" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 87, december 1968, pp. 1991-1994.
10. N.E. Chang, "Locating shunt capacitors on primary feeders for voltage control and loss reduction", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 88, october 1969, pp. 1574-1577.
11. N.E. Chang, "Generalized equations on loss reduction with shunt capacitors", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 91, 1972, pp. 2189-2195.
12. J.V. Schmill, "Optimum size and location of shunt capacitors on distribution feeders", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 84, september 1965, pp. 832-852.
13. M.C. Tzeng, "Graphical method for determining the maximum loss reduction, the size and location of shunt capacitors on power distribution lines", presented at IEEE Summer Meeting (PES) México (17.22 july 1977).
14. A. Kuppurajulu, et al, "Method for reducing losses in distribution feeders", Proc. of Electrical Engineers of India, vol. 3, No. 4, october 1981, pp. 193-196.
15. J.A. Sainz, "Shunt capacitors bank connections", Distribution, january 1969, pp. 22-24.
16. Donal F. Miller, "Application guide for shunt capacitors", IEEE Transactions on Industry Applications, september/october 1976, pp. 444-459.

17. Donald Fitzpatrick, "Transient phenomena in the motor control of electrical distribution systems", IEEE Transactions on Industry Applications, November-December 1980, Volume IA-16, november 6, pp. 797-801.
18. Peter Marston, "Capacitor fusing to overcome tank rupture", Transmission and Distribution, december 1977, pp. 38-43.
19. Daniel H. Howard, "Capacitor protection is vital", Transmission and Distribution, april 1980, pp. 26-32.
20. R.A. Brown, "Capacitor fusing", 7th IEEE/PES, Transmission and Distribution Conference and Exposition, april 1-6, 1979, pp. 500-506.
21. J.A. Zulaski, "Shunt capacitor bank protection methods", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 101, No. 6 June 1982, pp. 1305-1311.
22. Stephen R. Jack, "Capacitor control applications", pp. D1-1 D1-9, Publicación No. M-116 del Instituto de Investigaciones Eléctricas de México, sin fecha.
23. "Principles of Power Capacitor Application", publicación Sangamo, february-1964.
24. Humberto Solórzano A. y Fernando Díaz V., "Bancos de capacitores en líneas aéreas de 23 KV", MEXICON-77.