



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN

METODOLOGÍA PARA LA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

T E S I S

QUE PRESENTA:

GODOFREDO HERNÁNDEZ ROJAS

PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



MÉXICO, D.F., 2002

DEDICATORIA

Con todo mi corazón a Aquél que me dio agua en el desierto: Mi Señor Jesucristo; quien sació mi sed, dándome la fortaleza para continuar y algún día regresar a la casa de mi Padre.

A mis amados padres: Alvaro Hernández de Jesús y Ernestina Rojas Reyes; sin ustedes no hubiera podido terminar esta etapa de mi vida.

A mis hermanos Eder, Xáyutl y Luis Angel; espero que esto los motive a superarse.

A mis padres espirituales: Noé e Irma.

En especial a Lesly con cariño.....

Y no podría dejar de hacer mención a mis dos hogares: Monte Horeb y Monte Sión

AGRADECIMIENTOS

A mi director de tesis, el M.C Gilberto Enríquez Harper, por su dirección, sugerencias y apoyo.

A todos los profesores de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional, quienes me compartieron sus conocimientos.

Al Ingeniero Francisco Cuevas Arteaga por su valiosa colaboración en el desarrollo de esta tesis.

Por su amistad durante mis estudios, a mis compañeros de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación: J. Antonio Aquino, J. Dolores, José del Carmen, Jimmy, Gabriel López, Gabriel Moreno, Norberto, por mencionar tan solo algunos.

RESUMEN

Uno de los problemas comunes en las redes de distribución es la compensación de potencia reactiva, partiendo del hecho de que se busca que un sistema eléctrico, desde el punto de generación hasta el punto de consumo mantenga el suministro de energía eléctrica en forma continua y con calidad. En el proceso se presentan diversos problemas, actualmente uno de los principales es la deficiencia de potencia reactiva en la red, lo que ha provocado que se apliquen estudios encaminados a la solución de este problema para mejorar la regulación de voltaje y por lo tanto, incrementar la capacidad de los sistemas.

Por lo anterior, en esta tesis se presenta una metodología integral para la compensación de potencia reactiva, que auxilia en la solución del problema de compensación de reactivos en una red de distribución. Para la realización de la metodología se considera que el factor de potencia en la red debe ser 0.95, y en base a esto, se desarrolla el mejor método de compensación para conseguirlo.

En la metodología se proponen las redes con sus respectivas modificaciones o reconfiguraciones, con criterios basados principalmente en dos puntos: la reducción de la potencia de pérdidas y el mejoramiento del nivel de voltaje. Se utilizan varios métodos de compensación de potencia reactiva e inclusive la combinación de algunos, tales como la reducción en la impedancia del transformador, la instalación de bancos de capacitores, el uso de conductores subterráneos y el recalibrado de conductores aéreos en los alimentadores primarios principales. En todo el proceso se manejan dos niveles de factor de potencia en las cargas que son 0.8 y 0.9, efectuando estudios de flujos de potencia para la red en el caso original o sin modificar y posteriormente ir analizando e incorporando las formas de compensación antes mencionadas, a fin de desarrollar la mejor alternativa, utilizando como herramienta un programa de cómputo comercial denominado CYMDPA [6].

Esta metodología se aplicó a la red de Distribución “Oaxaca” de la División Sureste de la Comisión Federal de Electricidad, que consiste en una subestación de distribución y dos alimentadores primarios F-4010 y F2-4010.

ABSTRACT

A common problem in distribution networks is reactive power compensation. Given the fact that an electric power system must maintain continuous, good quality power throughout the entire system. Reactive power deficiency in the network is an undesirable reality, which has led to the need for power loss minimization, voltage regulation and improved system capacity studies.

This work presents an integral methodology of reactive power compensation that aids at facilitating reactive power compensation in a distribution network. A minimum network power factor of 0.95 is desired in this work.

In this methodology, network modifications are specified according two major points: improving the voltage profile and minimization losses. Several of reactive power compensation methods are used including possible combinations of them, such as reduction of the transformer impedance, installation of capacitor banks, use of underground conductors and reconductoring distribution lines at the primary feeders. In the process, two power factor values are applied at the loads. Load flow studies are done on the system assuming a power factor of 0.8 or 0.9 at the loads using the commercial program CYMDPA. Various cases are built up using the compensation techniques mentioned.

This methodology was applied to the distribution network Oaxaca from the Southeastern part of the national power grid, which consist of a substation distribution and two primary feeders F-4010 and F2-4010.

CONTENIDO

RESUMEN	iv
ABSTRACT	v
INDICE DE FIGURAS	ix
INDICE DE TABLAS	xi
1. INTRODUCCION	
1.1 Introducción	1
1.2 Justificación de la Tesis.....	3
1.3 Objetivo de la Tesis.....	3
1.4 Estructura de la Tesis.....	4
2. RED DE ESTUDIO	
2.1 Características de la Red Oaxaca	5
2.2 Preparación de la Red	10
2.3 Asignación de Carga	14
3. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	
3.1 Introducción	16
3.1.1 Descripción de la Base de Datos	16
3.1.2 Creación del Modelo de una Red de Distribución	18
3.2 Metodología de Compensación de Potencia Reactiva	19
3.2.1 Cálculo de Caída de Voltaje en la Red	22
3.2.1.1 En un Sistema Desbalanceado	22
3.2.1.2 En un Sistema Balanceado	25
3.2.2 Reducción en la Impedancia del Transformador (Z_T).....	29
3.2.3 Localización de Capacitores	31
3.2.4 Cambio en el Tipo de Conductores	35
3.2.5 Recalibrado de Conductores Aéreos	38
4. RESULTADOS OBTENIDOS	
4.1 Resultados con FP en las cargas de 0.9	40
4.2 Resultados con FP en las cargas de 0.8	54

5. CONCLUSIONES

5.1 Conclusiones	64
5.2 Aportaciones	65
5.3 Recomendaciones para Trabajos Futuros	65

REFERENCIAS.....	66
-------------------------	-----------

APÉNDICE A MÉTODOS DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

A.1 Introducción	70
A.2 Tipos de Carga	70
A.2.1 Cargas Óhmicas	70
A.2.2 Cargas Reactivas	71
A.3 Potencia Activa	72
A.4 Potencia Reactiva	73
A.5 Factor de Potencia	74
A.5.1 El Efecto del Factor de Potencia de la Carga	75
A.6 Métodos de Compensación de Potencia Reactiva	76
A.6.1 Bancos de Capacitores	76
A.6.1.1 Capacitores Serie	77
A.6.1.2 Capacitores Paralelo	79
A.6.1.3 Capacitores Fijos y Desconectables	80
A.6.1.4 Determinación de la Capacidad y Localización de los Capacitores	84
A.7 La Impedancia en los Transformadores de Distribución	86
A.7.1 Pérdidas en los Transformadores de Distribución	88
A.7.1.1 Pérdidas en el Bobinado	88
A.7.1.2 Pérdidas en el Entrehierro (Núcleo)	89
A.7.1.3 Pérdidas Auxiliares	89
A.8 Las Líneas de Distribución en la Compensación de Potencia Reactiva	89
A.8.1 Conversión de Voltaje	90
A.8.2 Cambio en el Calibre de los Conductores	91
A.9 Conductores Subterráneos	91
A.9.1 La Capacitancia en los Conductores Subterráneos	92
A.9.2 Pérdidas Dieléctricas	92

APÉNDICE B REDES DE DISTRIBUCIÓN

B.1 Introducción 93

B.2 Alimentadores Primarios 94

 B.2.1 Alimentadores Radiales 96

 B.2.2 Alimentadores en Anillo 97

B.3 Alimentadores Secundarios 97

B.4 Tipos de Carga en la Redes de Distribución 99

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Diagrama unifilar de la subestación Oaxaca	6
Figura 2.2 Diagrama unifilar del alimentador F-4010	8
Figura 2.3 Diagrama unifilar del alimentador F2-4010	9
Figura 2.4 Diagrama unifilar modificado de la subestación Oaxaca	10
Figura 2.5 Diagrama unifilar modificado del alimentador F-4010	11
Figura 2.6 Diagrama unifilar modificado del alimentador F2-4010	12
Figura 3.1 Diagrama de flujo de la metodología para la compensación de potencia reactiva ..	21
Figura 3.2 Sección de estudio para la caída de voltaje	22
Figura 3.3 Diagrama de flujo para la caída de voltaje	27
Figura 3.4 Diagrama de flujo para la localización de capacitores	32
Figura 4.1 Perfil de voltaje original en la red Oaxaca con FP en las cargas =0.9	41
Figura 4.2 Perfil de voltaje en la red Oaxaca con FP en las cargas =0.9 y $Z_T=7\%$	43
Figura 4.3 Perfil de voltaje en la red Oaxaca con FP en las cargas =0.9 y $Z_T=5\%$	44
Figura 4.4 Comparación de curvas de voltaje entre la red original y la red con $Z_T=5\%$, FP en las cargas =0.9	44
Figura 4.5 Localización de capacitores en el circuito alimentador F-4010 con $Z_T=5\%$ y FP=0.9	46
Figura 4.6 Localización de capacitores en el circuito alimentador F2-4010 con $Z_T=5\%$ y FP=0.9	47
Figura 4.7 Comparación de curvas de voltaje antes y después de instalar bancos de capacitores con $Z_T=5\%$; FP en las cargas =0.9	49
Figura 4.8 Comparación de curvas de voltaje antes y después de instalar bancos de capacitores, conductores subterráneos y reducir Z_T al 5%; FP en las cargas =0.9	51
Figura 4.9 Localización de capacitores en el circuito alimentador F-4010 con conductores subterráneos instalados, $Z_T=5\%$ y FP=0.9	52
Figura 4.10 Localización de capacitores en el circuito alimentador F2-4010 con conductores subterráneos instalados, $Z_T=5\%$ y FP=0.9	53
Figura 4.11 Perfil de voltaje en la red Oaxaca con FP en las cargas =0.8	55
Figura 4.12 Perfil de voltaje en la red Oaxaca con FP en las cargas =0.8 y $Z_T=7\%$	56
Figura 4.13 Perfil de voltaje en la red Oaxaca con FP en las cargas =0.8 y $Z_T=5\%$	58
Figura 4.14 Comparación de curvas de voltaje entre la red original y la red con $Z_T=5\%$, FP en las cargas =0.8	58

Figura 4.15 Comparación de curvas de voltaje antes y después de instalar bancos de capacitores con $Z_T=5\%$; FP en las cargas =0.8	61
Figura 4.16 Localización de capacitores en el circuito alimentador F-4010 con $Z_T=5\%$ y FP=0.8	62
Figura 4.17 Localización de capacitores en el circuito alimentador F2-4010 con $Z_T=5\%$ y FP=0.8	63
Figura A.1 Potencia en un circuito puramente resistivo	73
Figura A.2 a) Diagrama fasorial y b) Triángulo de potencias para una carga típica de distribución	74
Figura A.3 Cambio en la potencia aparente y reactiva en función del factor de potencia de la carga, manteniendo la potencia real constante	75
Figura A.4 Cambio en la potencia activa y reactiva en función del factor de potencia de la carga, manteniendo la potencia aparente constante	76
Figura A.5 Diagramas fasoriales de un circuito alimentador con factor de potencia atrasado a) y c) sin capacitores serie, b) y d) con capacitores serie	77
Figura A.6 Diagramas fasoriales de voltaje de un circuito alimentador con factor de potencia atrasado, a) y c) sin capacitores paralelo, b) y d) con capacitores paralelo	79
Figura A.7 Clasificación de los capacitores por su instalación	80
Figura A.8 Efectos de un capacitor fijo en el nivel de voltaje de a) Alimentador con carga uniformemente distribuida, b) a plena carga, c) a carga mínima	81
Figura A.9 Curva de duración de la carga reactiva	82
Figura A.10 Localización de capacitores en la subestación	85
Figura B.1 Diagrama unifilar de una red de distribución típica	94
Figura B.2 Diagrama unifilar de un alimentador primario	95
Figura B.3 Diagrama de un alimentador primario radial	96
Figura B.4 Diagrama de un alimentador primario en anillo	97
Figura B.5 Diagrama de un alimentador secundario radial	98

INDICE DE TABLAS

TABLA 3.1 Localización de capacitores a diferentes niveles de carga con $FP=0.9$	33
TABLA 3.2 Localización de capacitores a diferentes niveles de carga con $FP=0.8$	34
TABLA 3.3 Pérdidas en la red Oaxaca al cambiar conductores aéreos por subterráneos con $FP=0.8$	37
TABLA 3.4 Secciones recalibradas en los alimentadores F-4010 y F2-4010 de la red Oaxaca	38
TABLA 3.5 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca recalibrando conductores aéreos; $FP=0.9$ y $Z_T=9.64\%$	39
TABLA 4.1 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con $FP=0.9$ y $Z_T=9.64\%$	40
TABLA 4.2 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con $FP=0.9$ y $Z_T=7\%$	42
TABLA 4.3 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con $FP=0.9$ y $Z_T=5\%$	43
TABLA 4.4 Localización de capacitores en la red Oaxaca con la $Z_T=5\%$; FP en las cargas = 0.9	45
TABLA 4.5 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con capacitores instalados y $Z_T=5\%$; $FP=0.9$	48
TABLA 4.6 Secciones modificadas con conductores subterráneos	50
TABLA 4.7 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con capacitores y conductores subterráneos instalados y $Z_T=5\%$; $FP=0.9$	50
TABLA 4.8 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con $FP=0.8$ y $Z_T=9.64\%$	54
TABLA 4.9 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con $FP=0.8$ y $Z_T=7\%$	56
TABLA 4.10 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con $FP=0.8$ y $Z_T=5\%$	57
TABLA 4.11 Localización de capacitores en la red Oaxaca con la $Z_T=5\%$; FP en las cargas = 0.8	59
TABLA 4.12 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con capacitores instalados y $Z_T=5\%$; $FP=0.8$	60

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución de energía eléctrica representan la parte de un sistema eléctrico que se encuentra más cerca de los clientes, por lo tanto se debe tener cuidado de conservar los índices de calidad que se han comprometido con los usuarios o bien los que están en proceso de implantación.

Dos de los problemas inmediatos que surgen en una red de distribución son: El perfil de voltaje, que cambia con la carga o demanda del sistema y el factor de potencia, los cuales son afectados por la deficiencia en la compensación de potencia reactiva, partiendo del hecho de que se busca que un sistema eléctrico, desde el punto de generación hasta el punto de consumo mantenga el suministro de energía en forma continua, con calidad, la cual es determinada por diferentes tipos de usuarios.

La deficiencia de potencia reactiva en la red, es provocada por el consumo de las corrientes de magnetización por parte de los motores de inducción, alumbrado de descarga y aire acondicionado; lo que incrementa el consumo de la potencia reactiva ocasionando pérdidas en la potencia entregada a la red; esto ha permitido que se realicen estudios encaminados a la minimización de dichas pérdidas de potencia, para mejorar la regulación de voltaje y por lo tanto incrementar la capacidad de los sistemas.

Los estudios abarcan diversas formas de compensación de potencia reactiva, como son el uso de bancos de capacitores, reguladores de voltaje, entre otras, lo que en cierta forma soluciona el problema de compensación de potencia reactiva, sin embargo queda un problema pendiente que consiste en determinar la forma de compensación que se debe emplear en una red determinada de acuerdo a sus características, considerando que el tipo de compensación puede ser alguna combinación de los diferentes métodos existentes, dependiendo de los resultados que se quieran conseguir en la minimización de pérdidas para la red en cuestión.

En la práctica, para una red existente la solución obvia para corregir el perfil de voltaje, es cambiar la posición del cambiador de derivación de los transformadores; en orden de simplicidad el paso siguiente es la aplicación de bancos de capacitores en las redes, con lo que se corrige el voltaje y también el factor de potencia.

Analizando el problema a largo plazo, en la fase de planeación, se pueden optar por soluciones alternas, que implican cambios graduales en las redes existentes, por ejemplo, recalibrado de conductores, modificación en la especificación de transformadores para cambios de impedancia, cambio en el tamaño o potencia de los transformadores.

Actualmente estos procedimientos se llevan a cabo por medio de software especializado, para el análisis de la planeación de las redes de distribución y que tienen como propósito: Reducir pérdidas, mejorar la regulación de voltaje, incrementar la confiabilidad y en general mejorar los índices de calidad.

Algunos de los paquetes comerciales de uso actualmente son:

EASY POWER; para estudios de flujos de potencia, fallas, confiabilidad.

SCOTT Y SCOTT, de Stoner Associates; para análisis de flujos, confiabilidad, análisis de pérdidas, localización óptima de capacitores, planeación de redes.

NEPLAN; utilizado para la planeación de redes, análisis de contingencias, localización óptima de capacitores.

CYMDPA (Distribution Primary Analysis); empleado en estudios de flujos de carga, localización de capacitores, además de análisis de fallas, arranque de motores y la coordinación de protecciones.

Por lo anterior, en esta tesis se desarrolla una metodología integral para la compensación de potencia reactiva aplicada a la red de distribución “Oaxaca” de la División Sureste de la Comisión Federal de Electricidad.

Para el desarrollo de la metodología se consideran dos puntos principales que son: El perfil de voltaje y la minimización de pérdidas; aplicando las siguientes formas de compensación de potencia reactiva: Reducción en la impedancia del transformador de

distribución, instalación de bancos de capacitores, cambio en el tipo y calibre de conductores y la combinación de algunos de estos métodos.

Se realizan pruebas a la red aplicando estudios de flujos de potencia, para determinar las pérdidas en cada sección, así como otros análisis necesarios en diferentes condiciones de carga, que van del 60% al 100%; estos valores representan índices de demanda mínima y máxima respectivamente, con factores de potencia de 0.8 y 0.9.

El factor de potencia de 0.8 como caso desfavorable, debajo del límite permitido, sin embargo presente en los sistemas de distribución, y el valor de 0.9 como el mínimo permitido actualmente.

Para conseguir lo anterior se emplea como herramienta un programa de cómputo comercial denominado CYMDPA.

1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS

La minimización de pérdidas en un sistema eléctrico y específicamente en una red de distribución es de gran importancia, por diversas razones, como mejorar la rentabilidad de las compañías suministradoras, mejorar la calidad del servicio, entre otras, y la compensación de potencia reactiva es un factor importante que influye en los resultados esperados, ya que dependiendo que tan efectiva sea esta, lo será la reducción de las pérdidas en la red, que finalmente se ve reflejado en la calidad de energía; por lo tanto, debido a que no se tiene una metodología definida en la forma de compensación de potencia reactiva en redes de distribución, lo que se desea en esta tesis es desarrollar esta metodología, que permita analizar el impacto de la incorporación de distintas formas de compensación (cambio en la impedancia del transformador, instalación de bancos de capacitores, incorporación de cables subterráneos y el recalibrado de conductores), teniendo dos puntos de referencia que son: las caídas de tensión y las pérdidas en la red.

1.3 OBJETIVO DE LA TESIS

El objetivo de la tesis es desarrollar una metodología integral, que permita estudiar los métodos de compensación de potencia reactiva en las redes de distribución, considerando el

impacto que estos tienen en las pérdidas así como en el perfil de voltaje, y que tenga como finalidad el mejoramiento de la calidad de energía en una red real.

1.4 ESTRUCTURA DE LA TESIS

En el capítulo II se proporciona información acerca de la red de estudio tomada como ejemplo para la aplicación de la metodología, en este caso, la red de distribución Oaxaca de la División Sureste de la Comisión Federal de Electricidad. Se especifica su configuración, así como los elementos que la componen, la forma en que se prepara para su análisis y la asignación de carga.

El capítulo III es la parte central de este trabajo, en donde se desarrolla la metodología de compensación de potencia reactiva, describiendo los pasos que la componen y la herramienta utilizada para su desarrollo que consiste en el programa CYMDPA. Se presentan los algoritmos para calcular la caída de tensión en la red y la localización de capacitores, que son los más característicos del programa, además de las consideraciones para la reducción en la impedancia del transformador y en el cambio del tipo de conductores aéreos por subterráneos.

En el capítulo IV se exponen los resultados obtenidos al aplicar la metodología a la red Oaxaca, teniendo como objetivo el valor de 0.95 en el factor de potencia para la red, la minimización de pérdidas respecto al caso original o sin compensación y el mejoramiento en el perfil de voltaje al valor mínimo de 95% para toda la red.

El capítulo V contiene las conclusiones de esta tesis y las sugerencias para trabajos futuros.

En el apéndice A se mencionan los diferentes tipos de cargas existentes en un sistema de distribución, sus características, sus efectos en la potencia reactiva, así como en el factor de potencia. Se incluye por lo tanto información referente a los métodos de compensación de potencia reactiva en las redes de distribución.

El apéndice B abarca generalidades sobre las redes de distribución, tales como sus configuraciones y sus respectivas divisiones en alimentadores primarios y secundarios, señalando las características en cada caso.

CAPÍTULO II

RED DE ESTUDIO

2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA RED OAXACA

Para el desarrollo de esta metodología se tiene como modelo de estudio la red de distribución “Oaxaca”, de la División Sureste de la Comisión Federal de Electricidad, que consiste en una subestación conocida como “Subestación Oaxaca” con dos alimentadores: F-4010 y F2-4010 [22].

Se consideró esta red por la disponibilidad en los datos necesarios para su análisis y sobre todo porque la metodología a desarrollar es aplicable a una red real.

Características de la subestación “Oaxaca”:

Potencia base	100 MVA
Voltaje base	13.8 KV
Distancia entre conductores A-B	0.5 metros
Distancia entre conductores B-C	0.5 metros
Distancia entre conductores C-A	1 metro
Frecuencia del Sistema	60 Hertz
MVA de corto circuito trifásico en el bus de alta tensión	653
Voltaje en el lado de alta tensión del transformador	110KV
Voltaje en el lado de baja tensión del transformador	13.8KV
Impedancia del transformador	9.64%
Relación X/R del transformador	17.9116
Potencia del transformador	12/16/20 MVA
Resistividad del terreno	100 ohms-metro

Para mayor detalle, en la figura 2.1 se presenta el diagrama unifilar de la subestación, indicando además la carga en cada alimentador.

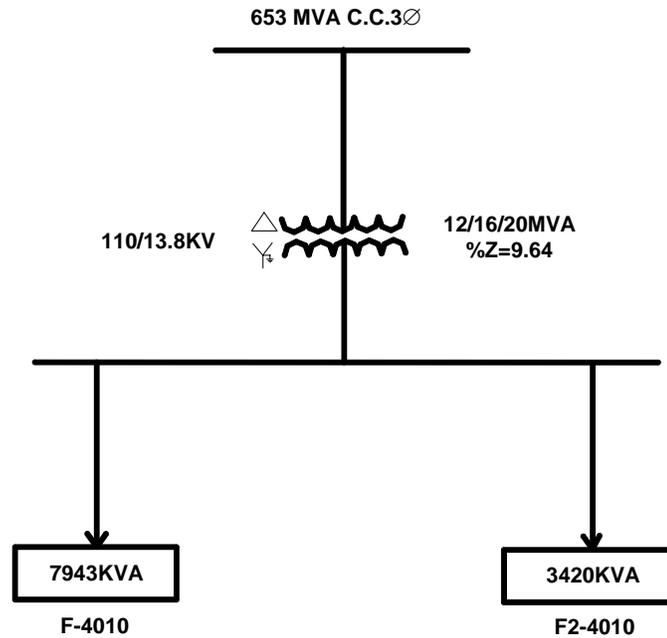


Figura 2.1 Diagrama unifilar de la subestación Oaxaca

El valor de la impedancia del transformador en el lado de baja tensión se determina a partir de la impedancia del sistema y del transformador.

Con los datos anteriores se calcula la impedancia del sistema a la base de 13.8KV:

$$Z_s = \frac{MVA_B}{MVA_{cc}} = \frac{100}{653} = 0.15314 pu$$

La impedancia base es:

$$Z_B = \frac{(KV_B)^2}{MVA_B} = \frac{(13.8)^2}{100} = 1.9044 ohms$$

La impedancia del sistema en ohms es igual a:

$$Z_s = Z_B Z_{pu} = (1.9044)(0.15314) = 0.2916 ohms$$

Con los datos del transformador se puede encontrar el valor de la resistencia con las siguientes ecuaciones:

$$\% R = \frac{\% Z}{\sqrt{\left(\frac{X}{R}\right)^2 + 1}} = \frac{9.64}{\sqrt{17.9116^2 + 1}} = 0.5373$$

$$\% X = \left(\frac{X}{R}\right)(\% R) = (17.9166)(0.5373) = 9.625$$

Referidos a la potencia base de 100MVA se tiene:

$$R_{PUN} = R_{PUV} \left(\frac{MVA_N}{MVA_V} \right) \left(\frac{KV_V}{KV_N} \right)^2 = 0.005373 \left(\frac{100}{12} \right) \left(\frac{13.8}{13.8} \right)^2 = 0.044775$$

$$X_{PUN} = X_{PUV} \left(\frac{MVA_N}{MVA_V} \right) \left(\frac{KV_V}{KV_N} \right)^2 = 0.09625 \left(\frac{100}{12} \right) \left(\frac{13.8}{13.8} \right)^2 = 0.802$$

En ohms:

$$RT = (R_{PUN})(R_B) = (0.044775)(1.9044) = 0.08526 \text{ ohms}$$

$$XT = (X_{PUN})(X_B) = (0.802)(1.9044) = 1.5274 \text{ ohms}$$

Las figuras 2.2 y 2.3 contienen los diagramas unifilares correspondientes a cada circuito alimentador, F-4010 y F2-4010.

FIGURA 2.2

FIGURA 2.3

Se puede apreciar en el alimentador F-4010 los diferentes niveles de carga en KVA según cada nodo, con una diversidad en los valores pudiendo ser de 7.5KVA en algunas secciones hasta encontrar inclusive valores grandes de carga como 1200KVA; cabe mencionar que los valores presentados en ambos circuitos son valores reales existentes en la red Oaxaca. También se incluye información sobre el calibre y tipo de conductor en cada rama o sección en ambos alimentadores. Los tipos de conductores presentes en la red de distribución son:

- ACSR 266800MCM
- ACSR2/0
- ACSR1/0
- ACSR2
- ACSR3
- Cu4

2.2 PREPARACIÓN DE LA RED

Para poder analizar la red con el programa CYMDPA, es necesario indicarla en secciones, esto es, enumerar cada rama con sus respectivas cargas de acuerdo a su tipo según el diagrama unifilar (figura 2.1) y en ambos circuitos F-4010, F2-4010, de modo que se tengan las representaciones de las figuras 2.4,2.5 y 2.6

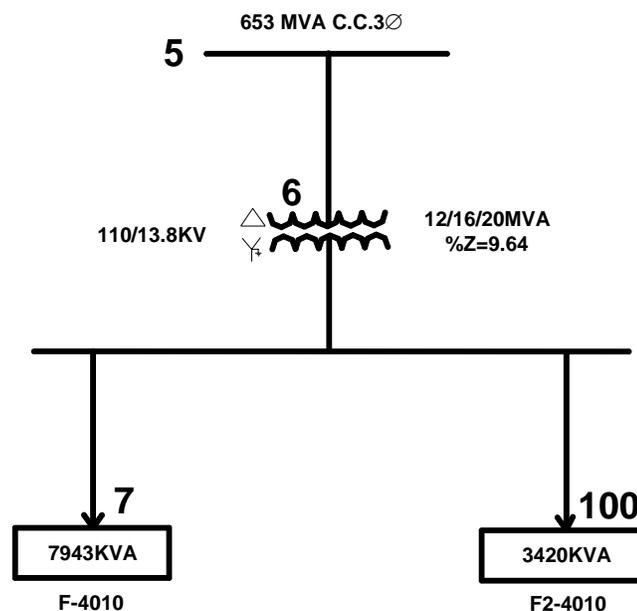


Figura 2.4 Diagrama unifilar modificado de la subestación Oaxaca

FIGURA 2.5

FIGURA 2.6

La fuente de la red de distribución corresponde a la sección **5** del diagrama unifilar de la figura 2.4 y por su parte la sección **6** al transformador de potencia; a partir de este punto se derivan los dos circuitos en las secciones: **7** para el F-4010 y **100** para el F2-4010, además de que se señalan sus respectivos consumos totales de potencia en KVA.

Para efectuar el análisis, el programa requiere de la siguiente información de cada elemento [6]:

Datos de la fuente:

- Voltaje nominal de línea a tierra: $110000/\sqrt{3} = 63508\text{V}$.
- Voltaje nominal línea-línea: 110000V.
- Voltaje de bus en %: 100%
- Impedancia de tierra en ohms: 40Ω
- Número de subestación: Sin número
- Resistencia de secuencia positiva: 0.0
- Reactancia de secuencia positiva: 18.5298
- Resistencia de secuencia cero: 0.0
- Reactancia de secuencia cero: 18.5298

Datos del transformador de potencia:

- Código de conductor:
El código del conductor es un número entero el cual identifica al transformador de acuerdo a un archivo que contiene datos del conductor como:
 - Si las impedancias son dependientes de los KVA, en caso de ser dependientes, la impedancia de la sección del transformador con su código de conductor será calculada utilizando el voltaje de salida del transformador y su código de arrollamiento
 - Los KVA por fase: 4000KVA
 - La impedancia en % del transformador: 9.64%
 - La relación X/R: 17.91%
 - La impedancia de tierra del transformador en ohms
 - El factor K

La impedancia de tierra y el factor K son utilizados para el cálculo de la impedancia de secuencia cero de acuerdo a la ecuación: $Z_0 = K * Z_1 * Z_N$
- Voltaje de entrada: 110000V

- Voltaje de salida: 13800V
- Tipo de conexión: delta-estrella aterrizada

Datos para conductores:

- Si la impedancia depende de la longitud
- Capacidad de conducción de corriente
- Resistencia en ohms por conductor por milla o kilómetro
- Radio medio geométrico

2.3 ASIGNACION DE CARGA

La asignación de carga merece especial atención por su importancia en el análisis y desarrollo de la metodología. Como se ha mencionado anteriormente, en ambos circuitos alimentadores se pueden visualizar que existen diferentes niveles y tipos de carga, así que se consideran básicamente dos tipos de carga de acuerdo a la información de la red:

- Residencial
- Grupo de motores

Las cargas del tipo residencial deben contener la siguiente información:

- KW
- Factor de potencia

Para estas cargas se manejan como valores de factor de potencia dos casos: Cuando el factor de potencia es 0.8 que viola el límite establecido y el otro valor de 0.9, que es el valor mínimo permitido actualmente. Obviamente los valores en KVA de acuerdo a los datos de los circuitos alimentadores permanecen sin cambio; lo que interesa es analizar el comportamiento de la red en dos escenarios, uno desfavorable y el otro en el mínimo permitido.

En el caso de los motores, la información requerida es:

- Voltaje nominal entre fases
- Voltaje nominal entre fase y tierra
- KVA por fase
- Factor de potencia

Como en el caso de las cargas residenciales, los motores permanecen con sus valores en KVA de acuerdo a los datos de la red, pero el factor de potencia varía en dos puntos: 0.8 y 0.9.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

3.1 INTRODUCCIÓN

Para el desarrollo de la metodología se utilizó como herramienta el programa de cómputo comercial “CYMDPA” (Distribution Primary Analysis); este programa es un paquete computacional creado principalmente para la localización de capacitores únicamente en redes de distribución, además de esto, calcula los flujos de potencia en la red, las caídas de voltaje balanceadas y desbalanceadas, el factor de potencia, las corrientes en cada sección, las pérdidas en KVAR y KW según el tipo de análisis deseado [6].

El programa también se emplea para el análisis de fallas, el arranque de motores y para la coordinación de protecciones.

Se incluyen la mayoría de los componentes de las redes de distribución, por ejemplo: Fuentes de alimentación, transformadores primarios y secundarios, conductores, reguladores, capacitores, fusibles, motores, dispositivos de protección y cogeneración.

Para modelar las redes de distribución estas se dividen en secciones y para cada una se toman en cuenta los valores de KVA por fase; dependiendo del elemento se indican además: Los KVAR, el factor de potencia, el tipo de carga, si es balanceada o desbalanceada, así como el número y tipo de consumidores.

3.1.1 DESCRIPCIÓN DE LA BASE DE DATOS

Antes de comenzar los análisis, se definen los parámetros mas comunes para cada tipo de elemento en la base de datos, estos parámetros se utilizan en los análisis sucesivos y cuando se crean nuevas secciones; las partes que la integran son:

1. Nombre de la base de datos: Este nombre evita que accidentalmente se borre la base de datos de la red sobre la cual se trabaja.

2. El dispositivo de salida: Puede ser el monitor o la impresora
3. Directorio del archivo
4. Número máximo de secciones en el alimentador
5. Líneas aéreas: incluyendo los siguientes puntos:
 - a) Código del conductor
 - b) Distancia media geométrica
6. Capacitores: Con los siguientes parámetros:
 - a) KVAR por fase
 - b) Tipo de accionamiento, que puede ser: manual, por voltaje, por corriente o por la cantidad de KVAR
 - c) Estado del interruptor, pudiendo ser: 0 (desconectado), 1 (conectado) y 2 (independiente)
 - d) Nivel de voltaje
7. Conductores subterráneos, al igual que los conductores aéreos, se requiere:
 - a) Código del conductor
 - b) Distancia media geométrica
8. Regulador; para este dispositivo se define lo siguiente:
 - a) Amperes por fase
 - b) Capacidad del transformador de corriente en el primario del regulador
 - c) Voltaje de salida
 - d) Voltaje límite de ajuste
9. Transformador; con los siguientes datos:
 - a) Código del conductor, anexando la impedancia en %
 - b) Voltaje de entrada
 - c) Voltaje de salida
10. Motor / Generador: Se especifica únicamente el código del conductor
11. Fuente: La sección dedicada a la fuente requiere la siguiente información:
 - a) Voltaje línea a tierra
 - b) Voltaje en el bus
 - c) Tipo de conexión (delta o estrella)
12. Carga: La carga contiene varios puntos, que son necesarios para el tipo de análisis deseado:
 - a) Tipo de carga; dividida en 4 grupos, residencial, comercial, de riego, y mayor a las anteriores
 - b) Porcentaje inicial de pérdidas

- c) Tolerancia en los cálculos
 - d) Algoritmo utilizado para el cálculo de caída de voltaje.
13. Resistividad del terreno en ohms-metro
 14. Impedancia de falla a tierra
 15. Tolerancia en los cálculos
 16. Número máximo de iteraciones
 17. Nivel de caída de voltaje permitido en el análisis
 18. Voltaje base de salida
 19. Frecuencia del sistema

3.1.2 CREACIÓN DEL MODELO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN

Esta descripción es una forma manual de crear los modelos de las redes de distribución:

1. Primero, se selecciona el directorio en la base de datos o se crea uno nuevo.
2. Se determina el sistema de unidades a utilizar, el formato del voltaje y la frecuencia, dependiendo de la red de estudio.
3. Se definen los alimentadores y subestaciones de la red de distribución
4. Se dividen los circuitos alimentadores en secciones, enumerando cada una de ellas para poder identificarlas; dependiendo del elemento, se introducen los datos necesarios como pueden ser el nivel de voltaje, la impedancia en el caso de los conductores, el calibre, etc. de acuerdo a las especificaciones dadas anteriormente en la configuración de la base de datos.
5. A continuación se selecciona la opción de Análisis Interactivo de la red, para proceder con la corrida del programa, en la que se debe indicar lo que se desea, que puede ser: La localización de capacitores, los flujos de potencia, las pérdidas y el nivel de voltaje en cada una de las secciones de la red.
6. Completado el proceso anterior se ejecuta el programa.

Las funciones analíticas determinan los niveles de voltaje, la carga en los conductores, las pérdidas en las líneas, los niveles de corrientes de fallas y el desbalance de fases.

Los resultados pueden ser impresos o almacenados en un archivo, según el tipo de análisis.

3.2 METODOLOGÍA DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

A continuación se presenta la metodología para la compensación de potencia reactiva, con dos consideraciones esenciales que son: la minimización de pérdidas y el mejoramiento del nivel de voltaje, teniendo como objetivo el factor de potencia de 0.95 en la red de distribución.

El procedimiento comprende las siguientes etapas:

1. Se obtiene la red de distribución, en la que se deben especificar los tipos de carga, sus capacidades en KVA y el factor de potencia.
2. A partir de esto, se realiza un estudio de flujos de potencia a la red en su condición original, asignando el factor de potencia promedio en las cargas de 0.9, que es el mínimo permitido actualmente; sin embargo debido a que en determinados periodos del año el factor de potencia es 0.8, entonces es necesario efectuar otro análisis con este valor. Se observa el comportamiento de la red en su perfil de voltaje y en las pérdidas
3. Si existe deficiencia de potencia reactiva, entonces se procede a compensar la red, empleando primeramente la reducción en la impedancia del transformador; después se evalúan los resultados por medio del análisis de flujos de potencia.
4. Si después del análisis, se observan pérdidas y deficiencias de potencia reactiva, entonces, se aplican bancos de capacitores. Para la localización se utiliza el programa CYMDPA, especificando que el valor de FP deseado en la red debe ser 0.95.
5. Después de instalar los bancos de capacitores, se hace otro análisis de flujos de potencia; de modo similar, se evalúa el perfil de voltaje y las pérdidas.
6. Posteriormente, si los resultados no son satisfactorios, se cambia el tipo de conductores en determinadas secciones de la red; se realiza otro estudio en el perfil de voltaje y en las pérdidas.

7. Finalmente, en caso dado de que el perfil de voltaje no sea el esperado, entonces como última opción se cambia el calibre de los conductores en los circuitos primarios.
8. Una vez terminado el proceso anterior o antes, se obtiene la red con sus modificaciones correspondientes, con el FP de 0.95 y el perfil de voltaje al 95% como mínimo.

De manera resumida, el objetivo de la metodología es reducir las pérdidas gradualmente, según se vayan aplicando las diversas formas de compensación de potencia reactiva, consecuentemente con el mejoramiento en el nivel de tensión de la red.

En la figura 3.1 aparece el diagrama de bloques para la metodología de compensación de potencia reactiva antes planteada.

FIGURA 3.1
DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA PARA LA COMPENSACIÓN DE
POTENCIA REACTIVA

3.2.1 CALCULO DE CAÍDA DE VOLTAJE EN LA RED

Las consideraciones que emplea el algoritmo del programa para el cálculo de caída de voltaje, de acuerdo al sistema, pueden ser enfocadas a estudios balanceados o desbalanceados [6].

3.2.1.1 EN UN SISTEMA DESBALANCEADO

Las caídas de voltaje en la red son calculadas utilizando el algoritmo para flujos de carga radiales que se muestra abajo. Se supone que las cargas se encuentran uniformemente distribuidas. Para fines de cálculo, las cargas capacitivas se consideran como positivas y negativas en el caso de las cargas inductivas.

En la figura 3.2 se representa un modelo base para entender el algoritmo y que consiste en una sección de línea entre los puntos *s* y *m* con tres fases y cuatro hilos [6].

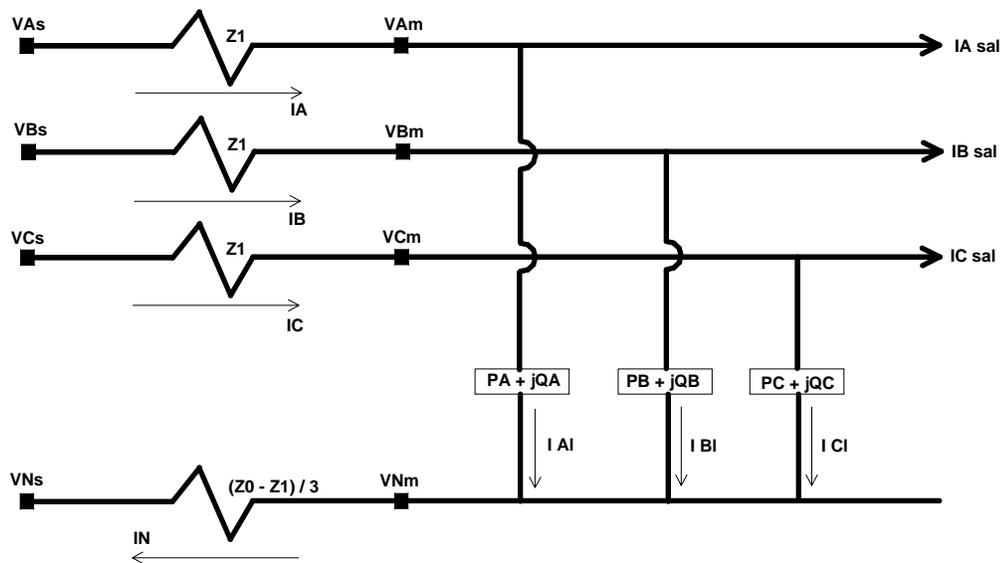


Figura 3.2 Sección de estudio para la caída de voltaje

El voltaje en el punto *s* está dado por:

$$VKs = RVKs + jXVKs \tag{3-1}$$

Aplicando la fórmula a cada una de las fases se tiene:

$$VAs = RVAs + jXVAs$$

$$VBs = RVBs + jXVBs$$

$$VCs = RVCs + jXVCs$$

$$VNs = RVNs + jXVNs$$

Donde en el bus de inicio del circuito alimentador:

$$VAs = \text{Voltaje con ángulo de } 0^\circ$$

$$VBs = \text{Voltaje con ángulo de } 120^\circ$$

$$VCs = \text{Voltaje con ángulo de } 240^\circ$$

$$VNs = 0.0 = j0.0$$

Las corrientes que circulan en cada fase se determinan con la fórmula:

$$IK = IKsal + \left(\frac{IKL}{2} \right) \quad (3-2)$$

De modo similar, aplicada a cada una de las fases se tiene:

$$IA = IAsal + \left(\frac{IAL}{2} \right)$$

$$IB = IBsal + \left(\frac{IBL}{2} \right)$$

$$IC = ICsal + \left(\frac{ICL}{2} \right)$$

Donde:

IASal, IBsal, ICsal son la suma de las corrientes en todas las secciones de línea en el lado de carga.

Además:

$$IAL = PKVA \times SLA / AVOLT + PIMP \times SLA \times AVOLT / VLG^2 + PAMP \times SLA / VLG$$

$$IBL = PKVA \times SLB / BVOLT + PIMP \times SLB \times BVOLT / VLG^2 + (PAMP \times SLB / VLG) \times AB$$

$$ICL = PKVA \times SLC / CVOLT + PIMP \times SLC \times CVOLT / VLG^2 + (PAMP \times SLC / VLG) \times AC$$

Donde:

$$PKVA = \text{Porcentaje de KVA de carga constante} / 100$$

$$PIMP = \text{Porcentaje de impedancia de carga constante} / 100$$

$$PAMP = \text{Porcentaje de corriente de carga constante} / 100$$

Nota: PKVA = PIMP + PAMP = 1.0

$$SLA = PA - jQA$$

$$SLB = PB - jQB$$

$$SLC = PC - jQC$$

$$AVOLT' = [(VAs - VNs) + 2 (VAm - VNm)] / 3$$

$$BVOLT' = [(VBs - VNs) + 2 (VBm - VNm)] / 3$$

$$CVOLT' = [(VCs - VNs) + 2 (VCm - VNm)] / 3$$

VLG = Voltaje nominal de línea a tierra

AB = 1° a 120° en el sentido ABC

AC = 1° a 270° en el sentido ABC

Nota: El símbolo 'en AVOLT' indica el conjugado de un número complejo

La corriente que circula por el neutro se calcula con:

$$IN = IA + IB + IC \quad (3-3)$$

Los voltajes en el punto *m* se calculan de la siguiente manera:

$$VKm = VKs - IK \times Z1 \quad (3-4)$$

Entonces para cada una de las fases :

$$VAm = VAs - IA \times Z1$$

$$VBm = VBs - IB \times Z1$$

$$VCm = VCs - IC \times Z1$$

$$VNm = VNs - IN \times (Z0 - Z1) / 3.0$$

Las caídas de voltaje entre el punto *s* y *m* se calculan con la fórmula:

$$VDk = Ik \times Z1 + IN \times (Z0 - Z1) / 3.0 \quad (3-5)$$

Por lo tanto las caídas de voltaje en cada fase se calculan con:

$$VDa = IA \times Z1 + IN \times (Z0 - Z1) / 3.0$$

$$VDb = IB \times Z1 + IN \times (Z0 - Z1) / 3.0$$

$$VDC = IC \times Z1 + IN \times (Z0 - Z1) / 3.0$$

Las ecuaciones mostradas arriba son utilizadas en un proceso de solución iterativo para encontrar los valores de caídas de voltaje y corrientes en cada sección de la red de distribución; que puede ser un circuito alimentador o inclusive la subestación misma.

Al comenzar la iteración se asigna un voltaje nominal línea a tierra del sistema en cada fase y el valor “0 + j0” a cada voltaje en el neutro, entonces las corrientes son calculadas y empleadas para determinar cada voltaje; posteriormente son utilizadas para calcular los nuevos valores de voltaje y corriente así como las nuevas caídas de voltaje. Este proceso continúa hasta que el cambio máximo de voltaje en algún nodo de una iteración a la siguiente sea menor a la tolerancia determinada por el usuario.

3.2.1.2 EN UN SISTEMA BALANCEADO

Para encontrar las caídas de voltaje en un sistema balanceado, las corrientes de fase se toman como un promedio de todas las fases en la sección de estudio. Los valores de voltajes son calculados utilizando las mismas ecuaciones para las caídas de voltaje en un sistema desbalanceado.

Para obtener las caídas de voltaje en las diferentes secciones, se requiere que la impedancia de cada sección de línea sea conocida, pudiendo ser la de una línea aérea, un cable subterráneo o un transformador, debido a que el algoritmo requiere la impedancia expresada en sus componentes simétricas de secuencia positiva y cero.

Para determinar la caída de voltaje se utiliza la siguiente fórmula:

$$CAIDA DE VOLTAJE = CORRIENTE \times IMPEDANCIA \quad (3-6)$$

Donde la impedancia es una función compleja de Z1 y Z0

Como puede verse, la impedancia es fundamental para el cálculo de la caída de voltaje; dentro de las consideraciones para el cálculo de la impedancia en los conductores aéreos se observan los siguientes puntos [6]:

- 1) Se desprecian los términos que contengan la altura de los conductores en las ecuaciones de Carson, para los cálculos de la impedancia propia del conductor con retorno por tierra, así como de la impedancia mutua entre dos conductores con retorno por tierra común.
- 2) La resistencia a tierra en cada punto donde el conductor del neutro está aterrizado es cero, de modo que sus efectos pueden ser despreciados.

- 3) Las corrientes de fuga por parte de algún conductor de fase o neutro a tierra son despreciadas, de modo tal que la corriente en el punto de envío y de recepción en cada conductor sea la misma

- 4) Se utiliza el mismo calibre del conductor por fase aún cuando el circuito sea polifásico.

FIGURA 3.3
DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA CAÍDA DE VOLTAJE

Con estas consideraciones, las impedancias de secuencia positiva para secciones de línea monofásicas, bifásicas o trifásicas, se calculan con las siguientes ecuaciones [6]:

$$R1 = RP \quad (\text{ohms} / \text{Km}) \quad (3-7)$$

$$X1 = 0.002894f \text{Log}_{10} \frac{DMG}{RMG} \quad (\text{ohms} / \text{Km} / \text{conductor}) \quad (3-8)$$

Para el cálculo de la impedancia cero $Z0=R0+jX0$ se utilizan las ecuaciones (3-9) y (3-10):

$$R0 = RP + 0.002965f \quad (\text{ohms} / \text{Km}) \quad (3-9)$$

$$X0 = 0.008682f \text{Log}_{10} \left(\frac{DE}{\sqrt[3]{RMG \times DMG^2}} \right) - (3ZPN^2 / ZNN) \quad (\text{Ohms} / \text{milla}) \quad (3-10)$$

$$ZPN = 0.00159f + j0.004656f \text{Log}_{10} \left(\frac{DE}{DMGn} \right) \quad (3-11)$$

$$ZNN = RN + 0.00159f + j0.004656f \text{Log}_{10} (DE / RMGn) \quad (3-12)$$

$$DE = 658.37 \times \sqrt{RHO / f} \quad (\text{metros}) \quad (3-13)$$

Si en la base de datos el conductor del neutro se define como 0, entonces ZPN es igual a 0.

Donde:

RP = Resistencia del conductor de fase en Ohms por Kilómetro.

RN = Resistencia del conductor neutro en Ohms por Kilómetro.

RMG = Radio medio geométrico del conductor de fase en metros.

$RMGn$ = Radio medio geométrico del conductor neutro en metros.

DMG = Distancia media geométrica entre conductores de fase en metros

$DMGn$ = Distancia media geométrica entre conductores de fase y el neutro en metros.

RHO = Resistividad del terreno en ohms-metro

f = Frecuencia del sistema en ciclos.

Los resultados de aplicar este algoritmo a la red de prueba se localizan en la tabla 4.1, (apartado 4.1) y en forma gráfica en la figura 4.1, donde el factor de potencia que se maneja en las cargas es de 0.9.

3.2.2 REDUCCIÓN EN LA IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR (Z_T)

Para calcular las caídas de voltaje en las diferentes secciones se requiere que la impedancia del transformador sea conocida. Es necesario además que la impedancia se encuentre expresada en sus componentes simétricas de secuencia positiva y negativa en ohms [6].

La resistencia y reactancia de secuencia positiva así como de secuencia cero respectivamente, utilizadas en el algoritmo, se expresan de la siguiente forma:

$$Z1 = R1 + jX1$$

$$Z0 = R0 + jX0$$

La impedancia del transformador se calcula con las siguientes fórmulas:

$$Z1 = (V_{sal} / 1000)^2 \times Z_T \times 10 / KVA_t \quad (3-14)$$

$$R1 = Z1 \times \cos\left(A \tan\left(\frac{X}{R}\right)\right) \quad (3-15)$$

$$X1 = Z1 \times \sin\left(A \tan\left(\frac{X}{R}\right)\right) \quad (3-16)$$

$$Z0 = K \times Z1 + 3 \times Z_N \quad (3-17)$$

$$R0 = Z0 \times \cos\left(A \tan\left(\frac{X}{R}\right)\right) \quad (3-18)$$

$$X0 = Z0 \times \sin\left(A \tan\left(\frac{X}{R}\right)\right) \quad (3-19)$$

Donde:

$R1$ = Resistencia de secuencia positiva en ohms

$X1$ = Reactancia de secuencia positiva en ohms.

$R0$ = Resistencia de secuencia cero en ohms.

$X0$ = Reactancia de secuencia cero en ohms.

V_{sal} = Voltaje de salida del transformador.

Z_T = Impedancia del transformador en %

KVA_t = KVA por fase del transformador.

X/R = Relación X/R del transformador

K = Tipo de banco, si es monofásico o trifásico, sus valores pueden ser 1.0 y 0.9

Z_N = Impedancia a tierra del transformador.

En general como se ha mencionado, la caída de voltaje queda determinada con la ecuación (3-6):

$$CAIDA DE VOLTAJE = CORRIENTE \times IMPEDANCIA$$

Donde la impedancia es una función compleja de Z_1 y Z_0

Lo interesante de esta fórmula es que la variable Z_T se encuentra implícita en la variable IMPEDANCIA; cabe mencionar que la impedancia a la cual opera normalmente el transformador es 9.64% y es precisamente este valor de placa con el que se inician las pruebas a la red.

Los resultados de niveles de voltaje en las todas las secciones de la red para el valor de la impedancia original del transformador $Z_T=9.64\%$ y FP en las cargas de 0.9 se encuentran en la tablas 4.1 y su representación gráfica se encuentra en la figura 4.1.

De lo que se trata ahora es de disminuir su impedancia a valores del 7% y 5% respectivamente y entonces analizar el comportamiento del voltaje en las diferentes secciones de la red, así como las pérdidas asociadas en cada caso por parte de las cargas instaladas.

Lo anterior se contempla en las tablas 4.2 y 4.3. En las figuras 4.2 y 4.3 se encuentran sus gráficas correspondientes.

3.2.3 LOCALIZACIÓN DE CAPACITORES

El procedimiento para determinar la ubicación de los bancos de capacitores se describe a continuación [6]:

1. Se realiza un análisis de flujos de potencia para determinar las caídas iniciales de voltaje en la red. (Apartado 3.2.1.1)
2. El tamaño del banco de capacitores será igual a tantas veces el número de fases por el tamaño de la unidad capacitiva mas pequeña, por fase especificada por el usuario. La localización óptima es determinada de acuerdo a la máxima reducción de las pérdidas utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Reducción de pérdidas en KW} = (2 \times I_L \times I_C - I_C^2) R \quad (3-20)$$

Donde:

I_L = Corriente inductiva

I_C = Corriente capacitiva

R = Resistencia de línea

3. Se vuelve a realizar un análisis de flujos para determinar las caídas de voltaje en las secciones de la red con el o los bancos de capacitores instalados.
4. Se calculan las reducciones en las pérdidas.
5. Si la reducción de pérdidas es positiva y el factor de potencia de la fuente es menor que el establecido por el usuario, el programa incorporará otro banco de capacitores; para lo cual se repetirán los pasos del 2 al 5.

El reporte proporciona el orden de localización de los bancos de capacitores y la reducción de pérdidas por parte de cada banco.

Para la determinación de los capacitores fijos el porcentaje de carga mínima a tomar en cuenta como referencia es del 60% [2].

En la figura 3.4 se encuentra el diagrama de flujo para la localización de capacitores.

FIGURA 3.4
DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA LOCALIZACIÓN DE CAPACITORES

Aplicando la metodología, en lo que se refiere a la localización de capacitores en la red de estudio en condiciones originales, esto es, sin ninguna forma de compensación, se lograron los resultados de la tabla 3.1, especificando el factor de potencia de **0.9** en cada una de las cargas, incluyendo los motores.

TABLA 3.1 Localización de capacitores a diferentes niveles de carga con FP=0.9

Sección	Nivel de carga					
	50%	60%	70%	80%	90%	100%
111				300	600	300
126	300	300	300	300	300	300
34						300
31				300	300	
29			300			
38					300	300
46	300	300	300	300	300	300
49			300	300		300
59		300	300	300	300	300
56	300					
82						300
76					300	
74			300	300	300	300
73				300	300	300
71	300	300				
44		300				

En la tabla 3.1 la instalación de los capacitores se hace en grupos o bancos de capacitores de 300KVAR cada uno, observándose un cambio en su número al variar el nivel de carga.

Los KVAR capacitivos totales que se requieren al 100% de carga son 3000 KVAR repartidos en diferentes secciones.

Los resultados al 60% de carga se toman como base para determinar los capacitores fijos, esto da como resultado que los bancos de capacitores fijos sean en total: 1500KVAR; la diferencia entre los KVAR totales al 100% y 60% determina la capacidad de los bancos de capacitores desconectables [2]:

$$3000 \text{ KVAR} - 1500 \text{ KVAR} = 1500 \text{ KVAR en capacitores desconectables}$$

Con el factor de potencia de **0.8** en cada una de las cargas incluyendo los motores, se obtuvieron los resultados de la tabla 3.2

TABLA 3.2 Localización de capacitores a diferentes niveles de carga con FP=0.8

Sección	Nivel de carga					
	50%	60%	70%	80%	90%	100%
111	300	300	600	600	600	600
122	300	300	300	300	300	300
124					300	300
126	300	300	300	300	300	300
11					300	300
34				300	300	300
31			300			
29	300	300				
27						300
38		300	300	300	300	300
46	300	300	300	300	600	600
45				300		
49		300	300	300	300	300
63					300	300
59	300	300	300	300		
51					300	300
82				300	300	300
76			300			
74		300	300	300	300	300
73			300	300	300	300
71	300					
50	300	300				
42						300

La tabla 3.2 señala que para compensar la potencia reactiva en la red, a fin de tener un FP de 0.95 se requieren 5400 KVAR capacitivos al 100% de carga, como consecuencia de un bajo factor de potencia en las cargas (0.8).

3.2.4 CAMBIO EN EL TIPO DE CONDUCTORES

El cambio del tipo de conductores se refiere específicamente al cambio de los conductores aéreos por subterráneos, en determinadas secciones de la red, sobre todo las de corta longitud, además el cambio se realiza en los circuitos secundarios, no incluyendo las secciones de red principal o circuitos primarios.

Los puntos a tomar en cuenta respecto a los conductores del tipo subterráneo, tienen que ver con sus impedancias de secuencia positiva y cero.

Las impedancias de secuencia positiva, $Z1=R1+jX1$, e impedancia de secuencia cero, $Z0=R0+jX0$ para las secciones de línea que contengan cables subterráneos se calculan con las siguientes ecuaciones [6]:

Sección trifásica:

$$Z1 = Zaa - Zab - \left[\frac{(Zax - Zab)^2}{(Zxx - Zab)} \right] \text{ohms} / \text{Km} \quad (3-21)$$

$$Z0 = Zaa + 2Zab - \left[\frac{(Zax + 2Zab)^2}{(Zxx + 2Zab)} \right] \text{ohms} / \text{Km} \quad (3-22)$$

Sección bifásica:

$$Z1 = Zaa - Zab - \left[\frac{(Zax - Zab)^2}{(Zxx - Zab)} \right] \text{ohms} / \text{Km} \quad (3-23)$$

$$Z0 = Zaa + 2Zab - \left(\frac{3}{2} \right) \left[\frac{(Zax + Zab)^2}{(Zxx + Zab)} \right] + \left(\frac{1}{2} \right) \left[\frac{(Zax - Zab)^2}{(Zxx - Zab)} \right] \Omega / \text{Km} \quad (3-24)$$

Sección monofásica:

$$Z1 = Z0 = Zaa - Zax^2 / Zxx \text{ ohms} / \text{Km} \quad (3-25)$$

Los términos utilizados para las impedancias (Z) en las ecuaciones (3-21) a (3-25) se definen a continuación:

$$Zaa = RP + 0.000301f + j[0.00088 \times f \times \text{Log}_{10}(DE / RMG)] \quad (3-26)$$

$$Zab = 0.000301f + j[0.00088 \times f \times \text{Log}_{10}(DE / DMG)] \quad (3-27)$$

$$Zax = 0.000301f + j[0.00088 \times f \times \text{Log}_{10}(DE / DN2)] \quad (3-28)$$

$$Zxx = RN + 0.000301f + j[0.00088 \times f \times \text{Log}_{10}(DE / RMGn)] \quad (3-29)$$

$$DE = 65836.8 \times \sqrt{RHO / 60} \quad (3-30)$$

$$RMGn = \sqrt[n]{n \times DN 2^{n-1} RADn \times 0.7788} \quad (3-31)$$

$$DN2 = ODI + (ODC - ODI) / 2 \quad (3-32)$$

$$RADn = (ODC - ODI) / 2.0 \quad (3-33)$$

Donde:

RP = Resistencia del conductor de fase en ohms por kilómetro

RN = Resistencia del conductor neutro en ohms por kilómetro

RMG = Radio medio geométrico del conductor de fase, en centímetros

ODI = Diámetro exterior del aislamiento del cable

ODC = Diámetro exterior del cable incluyendo el neutro concéntrico

DMG = Distancia media geométrica entre los centros de los cables, en centímetros

RHO = Resistividad del terreno en ohms-metro

f = Frecuencia del sistema en ciclos

Como en una red de distribución se tienen diferentes distancias en las líneas, la forma de evaluar los cambios contemplan las longitudes de los conductores subterráneos. Una forma implica ir cambiando conductores gradualmente de acuerdo a un determinado valor en metros.

A manera de ejemplo, en la red Oaxaca se cambian los conductores en las secciones con límite de longitud 100 metros, posteriormente en las secciones no mayores a 200 metros y así sucesivamente hasta llegar al valor límite de 1000 metros y en cada caso se evalúan las pérdidas en la red, con la finalidad de tener una mejor panorama en la aportación de reactivos a la red y en las pérdidas.

El factor de potencia en las cargas para este ejemplo es de **0.8**, incluyendo los motores; los resultados proporcionados por el programa corresponden a los de la tabla 3.3

Como se puede apreciar, las pérdidas en KVAR disminuyen gradualmente conforme se van reemplazando los conductores aéreos por subterráneos; algo interesante que ocurre es que de acuerdo a la tabla 3.3, los conductores subterráneos transportan KVAR negativos, lo que significa que en realidad aportan KVAR a la red que podrían denominarse como KVAR capacitivos.

TABLA 3.3 Pérdidas en la red Oaxaca al cambiar conductores aéreos por subterráneos con $FP=0.8$

Longitud en metros	Secciones cambiadas	Carga en KVAR	KVAR en el conductor	KVAR en motores	Pérdidas en KVAR	Total en KVAR
100	65, 90	6477	-2	439	1652	8565
200	13,104,120,119	6477	-13	439	1650	8552
300	26,39,67,69,72,81,96,124	6477	-50	439	1640	8505
400	28, 128	6477	-65	439	1637	8487
500	11, 21, 40, 53, 94, 97,122	6477	-125	439	1621	8412
600	33, 46	6477	-143	439	1617	8389
700	19, 24, 111	6477	-176	439	1609	8349
800	34, 83, 88, 105	6477	-229	439	1596	8282
900	55, 57, 114	6477	-277	439	1585	8223
1000	47, 60, 93, 109, 126	6477	-368	439	1564	8111

3.2.5 RECALIBRADO DE CONDUCTORES AEREOS

El cambio en el calibre de los conductores aéreos se aplica en las secciones correspondientes a los alimentadores primarios; de acuerdo a la red, el cambio se realiza en las secciones que se indican en la tabla 3.4. Las consideraciones para los cálculos en los niveles de voltaje con conductores aéreos, se han mencionado en el apartado 3.2.1.2.

Según el apéndice A, el cambio en el calibre de los conductores se justifica cuando se toman en cuenta: la reducción de pérdidas, el aumento en el nivel de conducción de carga y el mejoramiento en el nivel de voltaje.

El calibre de los conductores a utilizar será el inmediato superior al especificado en las secciones de los circuitos F-4010 y F2-4010.

En la tabla 3.4 se indican las secciones a modificar.

TABLA 3.4 Secciones recalibradas en los alimentadores F-4010 y F2-4010 de la red Oaxaca

Sección	Calibre actual	Calibre propuesto	Sección	Calibre actual	Calibre propuesto
7	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	76	ACSR 2	ACSR 1
8	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	80	ACSR 2	ACSR 1
10	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	82	ACSR 2	ACSR 1
12	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	84	ACSR 2	ACSR 1
14	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	86	ACSR 2	ACSR 1
16	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	87	ACSR 1/0	ACSR 2/0
18	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	89	ACSR 1/0	ACSR 2/0
20	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	91	ACSR 1/0	ACSR 2/0
22	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	95	ACSR 1/0	ACSR 2/0
23	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	100	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM
25	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	101	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM
35	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	106	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM
41	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	115	ACRS 3/0	ACSR 4/0
42	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	116	ACRS 3/0	ACSR 4/0
44	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	117	ACRS 3/0	ACSR 4/0
48	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	121	ACRS 3/0	ACSR 4/0

50	ACSR 266.8 MCM	ACSR 300 MCM	123	ACRS 3/0	ACSR 4/0
75	ACSR 2	ACSR 1	125	ACRS 3/0	ACSR 4/0

Los resultados en el perfil de voltaje y pérdidas al realizar lo anterior, se encuentran en la tabla 3.5; el factor de potencia determinado en las cargas es 0.9.

TABLA 3.5 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca recalibrando conductores aéreos; FP=0.9 y $Z_T=9.64\%$

Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje
5	99.0	30	90.4	55	89.3	80	88.6	107	92.5
6	93.6	31	90.3	56	89.1	81	88.8	108	92.1
7	93.4	32	90.3	57	89.2	82	88.5	109	92.5
8	93.3	33	90.3	58	89.2	83	88.6	110	92.5
9	93.3	34	90.3	59	89.0	84	88.5	111	92.1
10	93.1	35	90.3	60	89.1	85	88.5	112	92.1
11	93.1	36	90.4	61	89.1	86	88.5	113	92.1
12	92.9	37	90.3	62	89.0	87	88.5	114	92.5
13	93.1	38	90.2	63	88.9	88	88.5	115	92.5
14	92.8	39	90.3	64	88.9	89	88.5	116	92.2
15	92.9	40	90.3	65	89.0	90	88.5	117	92.0
16	91.1	41	90.1	66	89.0	91	88.5	118	92.1
17	92.8	42	90.0	67	88.9	92	88.5	119	92.1
18	91.1	43	90.1	68	88.9	93	88.5	120	92.1
19	91.1	44	89.4	69	88.9	94	88.5	121	92.0
20	91.0	45	89.7	70	89.2	95	88.5	122	92.0
21	91.1	46	89.6	71	89.1	96	88.5	123	91.9
22	90.8	47	89.7	72	89.2	97	88.4	124	91.9
23	90.7	48	89.4	73	89.0	100	93.5	125	91.9
24	90.8	49	89.3	74	89.0	101	93.0	126	91.8
25	90.5	50	89.3	75	89.3	102	93.4	127	91.8
26	90.7	51	89.3	76	88.8	103	93.1	128	91.9
27	90.5	52	89.3	77	89.3	104	93.1	129	91.9
28	90.5	53	89.3	78	89.3	105	93.0		
29	90.3	54	89.2	79	89.3	106	92.5		
		Carga	Conductores	Motores	Pérdidas	Total			
KW		9663	-----	659	244	10566			
KVAR		4680	-----	319	1549	6548			

En los resultados de la tabla 3.5 se observa que las pérdidas en KW se reducen comparadas con el caso original de análisis correspondiente a la tabla 4.1, apartado 4.1. De acuerdo a la tabla de referencia 4.1, las pérdidas eran 266KW y al cambiar el calibre de conductores las pérdidas son 244KW, lo que representa una reducción de 22KW. El nivel de tensión en las líneas no mejora considerablemente ya que casi se mantiene sin cambios.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS OBTENIDOS

En este capítulo se exponen los resultados de la aplicación de la metodología a la red Oaxaca. La metodología parte de un estudio de flujos de potencia a la red, con la finalidad de establecer su perfil de voltaje y las pérdidas totales. En el proceso se considera 0.9 como valor de factor de potencia presente en las cargas, debido a que es el valor mínimo permitido actualmente y más adelante, en la sección 4.2, las cargas cambian a un factor de potencia de 0.8.

4.1 RESULTADOS CON FP EN LAS CARGAS DE 0.9

a) Resultados en el perfil de voltaje

De inicio, la red no tiene ninguna forma de compensación de potencia reactiva, es decir, el estudio se aplica a la red en condiciones originales y los resultados que se obtienen en el perfil de voltaje y en las pérdidas corresponden a la tabla 4.1

TABLA 4.1 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con FP=0.9 y $Z_T=9.64\%$

Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje
5	99.0	30	90.2	55	88.9	80	88.1	107	92.4
6	93.5	31	90.1	56	88.8	81	88.3	108	92.1
7	93.4	32	90.0	57	88.9	82	88.0	109	92.4
8	93.2	33	90.0	58	88.9	83	88.1	110	92.4
9	93.3	34	90.0	59	88.6	84	88.0	111	92.0
10	93.1	35	90.1	60	88.8	85	88.0	112	92.0
11	93.1	36	90.1	61	88.8	86	88.0	113	92.0
12	92.9	37	90.0	62	88.6	87	88.0	114	92.4
13	93.1	38	90.0	63	88.6	88	88.0	115	92.4
14	92.7	39	90.1	64	88.6	89	88.0	116	92.0
15	92.8	40	90.1	65	88.6	90	88.0	117	91.8
16	90.9	41	89.8	66	88.6	91	87.9	118	92.0

17	92.7	42	89.7	67	88.6	92	87.9	119	92.0
18	90.9	43	89.8	68	88.6	93	87.9	120	92.0
19	90.9	44	89.1	69	88.6	94	87.9	121	91.8
20	90.8	45	89.4	70	88.9	95	87.9	122	91.8
21	90.9	46	89.3	71	88.8	96	87.9	123	91.7
22	90.6	47	89.4	72	88.9	97	87.9	124	91.8
23	90.5	48	89.0	73	88.7	100	93.5	125	91.7
24	90.6	49	89.0	74	88.6	101	93.0	126	91.6
25	90.2	50	88.9	75	88.9	102	93.4	127	91.6
26	90.5	51	89.0	76	88.3	103	93.1	128	91.7
27	90.2	52	88.9	77	88.9	104	93.1	129	91.7
28	90.2	53	88.9	78	88.9	105	93.0		
29	90.1	54	88.9	79	88.9	106	92.4		
	Carga	Capacitancia	Motores	Pérdidas	Total				
KW	9669	-----	659	266	10594				
KVAR	4683	-----	319	1561	6563				

En forma gráfica, el perfil de voltaje se encuentra en la figura 4.1

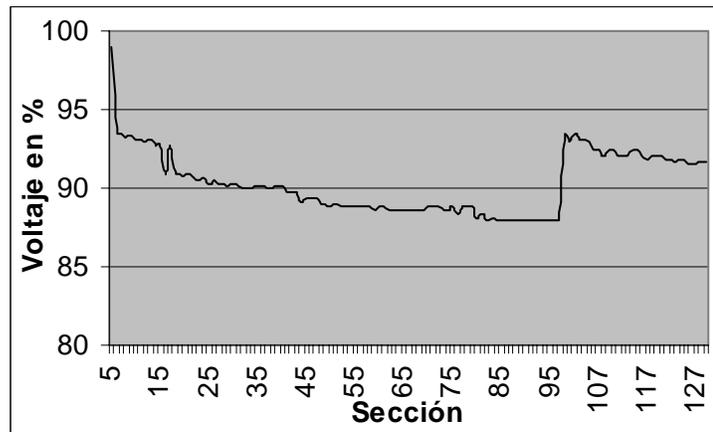


Figura 4.1 Perfil de voltaje original en la red Oaxaca con FP en las cargas =0.9

El comportamiento en el perfil de voltaje señala que los voltajes mínimos se localizan en los puntos más alejados del circuito F-4010 (secciones 91-97 en la tabla 4.1), y el aumento en el voltaje ocurre en las primeras secciones del circuito F2-4010 (secciones 100-105).

En vista de que en la mayoría de las secciones el perfil de voltaje es menor al 95%, entonces el siguiente paso es reducir la impedancia del transformador.

b) Reducción en la impedancia del transformador

La reducción en la impedancia del transformador se hace gradualmente, reduciendo su valor original de 9.64 a 7% y 5% respectivamente.

Los resultados de la reducción en la impedancia Z_T al 7% corresponden a la tabla 4.2

TABLA 4.2 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con $FP=0.9$ y $Z_T=7\%$

Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje
5	99.0	30	91.9	55	90.7	80	89.9	107	94.1
6	95.2	31	91.8	56	90.6	81	90.1	108	93.8
7	95.1	32	91.8	57	90.6	82	89.9	109	94.1
8	94.9	33	91.8	58	90.6	83	89.9	110	93.7
9	95.0	34	91.8	59	90.4	84	89.8	111	93.7
10	94.8	35	91.8	60	90.5	85	89.8	112	93.8
11	94.8	36	91.9	61	90.5	86	89.8	113	94.1
12	94.6	37	91.8	62	90.4	87	89.8	114	94.1
13	94.8	38	91.7	63	90.4	88	89.8	115	94.1
14	94.4	39	91.9	64	90.4	89	89.8	116	93.7
15	94.6	40	91.8	65	90.4	90	89.8	117	93.6
16	92.7	41	91.6	66	90.4	91	89.7	118	93.7
17	94.4	42	91.4	67	90.4	92	89.7	119	93.7
18	92.6	43	91.6	68	90.4	93	89.7	120	93.7
19	92.7	44	90.9	69	90.4	94	89.7	121	93.5
20	92.5	45	91.2	70	90.7	95	89.7	122	93.5
21	92.6	46	91.1	71	90.6	96	89.7	123	93.5
22	92.4	47	91.2	72	90.6	97	89.7	124	93.5
23	92.2	48	90.8	73	90.5	100	95.2	125	93.4
24	92.4	49	90.8	74	90.4	101	94.7	126	93.3
25	92.0	50	90.7	75	90.7	102	95.1	127	93.3
26	92.0	51	90.7	76	90.1	103	94.8	128	93.4
27	92.0	52	90.7	77	90.7	104	94.8	129	93.4
28	92.0	53	90.7	78	90.7	105	94.7		
29	91.9	54	90.7	79	90.7	106	94.1		
		Carga	Capacitancia	Motores		Pérdidas		Total	
KW		9669	-----	659		238		10565	
KVAR		4686	-----	319		1169		6174	

En forma gráfica se tiene la figura 4.2.

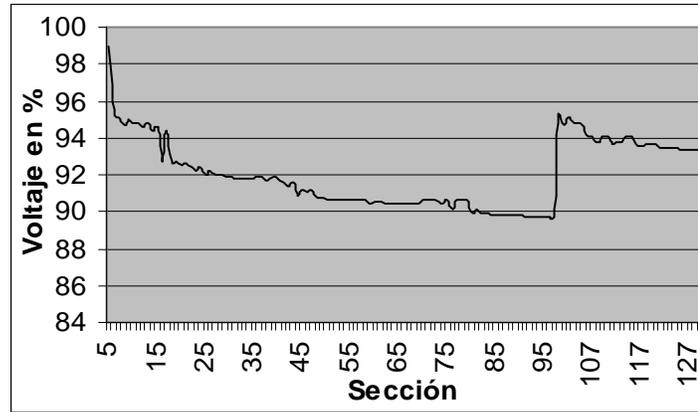


Figura 4.2 Perfil de voltaje en la red Oaxaca con FP en las cargas =0.9 y $Z_T=7\%$

Reduciendo la impedancia Z_T al 5% se obtienen los valores de la tabla 4.3

TABLA 4.3 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con FP=0.9 y $Z_T=5\%$

Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje
5	99.1	30	93.2	55	92.0	80	91.2	107	95.3
6	96.4	31	93.1	56	91.8	81	91.4	108	95.0
7	96.3	32	93.1	57	91.9	82	91.1	109	95.3
8	96.1	33	93.1	58	91.8	83	91.2	110	95.3
9	96.2	34	93.0	59	91.7	84	91.1	111	95.0
10	96.0	35	93.1	60	91.8	85	91.1	112	95.0
11	96.0	36	93.1	61	91.8	86	91.1	113	95.0
12	95.8	37	93.1	62	91.7	87	91.1	114	95.4
13	96.0	38	93.0	63	91.6	88	91.1	115	95.3
14	95.7	39	93.1	64	91.7	89	91.0	116	95.0
15	95.8	40	93.1	65	91.7	90	91.1	117	94.8
16	93.9	41	92.9	66	91.7	91	91.0	118	94.9
17	95.6	42	92.7	67	91.7	92	91.0	119	94.9
18	93.9	43	92.8	68	91.7	93	91.0	120	94.9
19	93.9	44	92.1	69	91.6	94	91.0	121	94.7
20	93.7	45	92.5	70	91.9	95	91.0	122	94.7
21	93.9	46	92.4	71	91.8	96	91.0	123	94.7
22	93.6	47	92.5	72	91.9	97	91.0	124	94.7
23	93.5	48	92.1	73	91.7	100	96.4	125	94.7
24	93.6	49	92.0	74	91.7	101	95.9	126	94.5
25	93.2	50	92.0	75	92.0	102	96.3	127	94.5
26	93.5	51	92.0	76	91.4	103	96.0	128	94.7
27	93.2	52	92.0	77	92.0	104	96.0	129	94.7
28	93.2	53	92.0	78	92.0	105	96.0		
29	93.1	54	91.9	79	92.0	106	95.4		
		Carga	Capacitancia	Motores		Pérdidas		Total	
KW		9669	-----	659		217		10545	
KVAR		4686	-----	319		891		5896	

Los resultados de la tabla 4.3 se representan en la figura 4.3

Se observa que el voltaje mejora respecto al caso anterior, en 1.2% aproximadamente (comparando las tablas 4.2 y 4.3). La gráfica comparativa entre los perfiles de voltaje de la red original y cuando se ha reducido la impedancia en el transformador al 5% se muestra en la figura 4.4

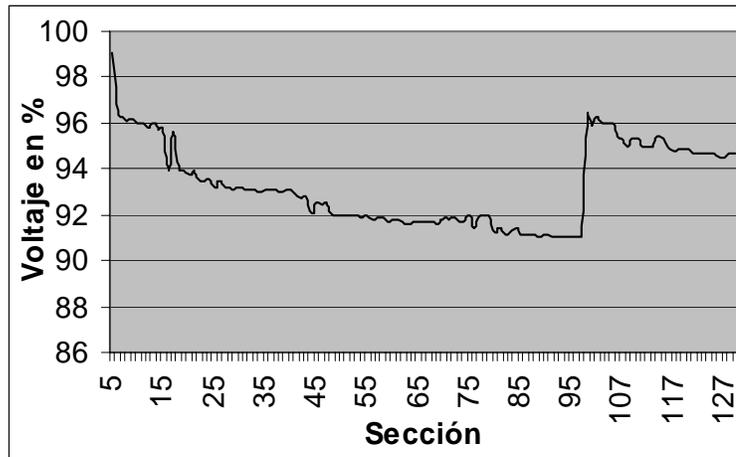


Figura 4.3 Perfil de voltaje en la red Oaxaca con FP en las cargas =0.9 y $Z_T=5\%$

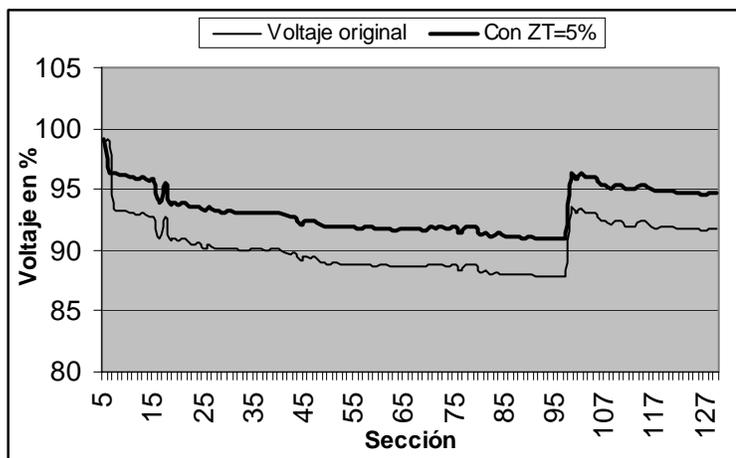


Figura 4.4 Comparación de curvas de voltaje entre la red original y la red con $Z_T=5\%$, FP en las cargas =0.9

Las pérdidas en KW disminuyen de 266 a 217KW y expresado en porcentaje es una reducción del 18% aproximadamente.

Como todavía existen secciones por debajo del 95%, entonces el siguiente paso es instalar bancos de capacitores.

c) Instalación de bancos de capacitores

Los resultados que arroja el programa, en cuanto a la localización de capacitores, se encuentran en la tabla 4.4

TABLA 4.4 Localización de capacitores en la red Oaxaca con la $Z_T=5\%$; FP en las cargas = 0.9

Sección	Nivel de carga					
	50%	60%	70%	80%	90%	100%
126	300	300	300	300	300	300
34						300
31					300	
29				300		
38						300
46		300	300	300	300	300
49				300	300	
59		300	300	300	300	300
56	300					
80						300
76					300	
74			300	300	300	300
73						300
71	300	300				
50			300			

En las figuras 4.5 y 4.6 se indican sus localizaciones en los correspondientes circuitos.

FIGURA 4.5

FIGURA 4.6

Después de instalar los bancos de capacitores y reducir la impedancia del transformador al 5%, aplicando un estudio de flujos de potencia, se obtuvieron los resultados de la tabla 4.5

TABLA 4.5 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con capacitores instalados y $Z_T=5\%$; $FP=0.9$

Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje
5	99.4	30	95.7	55	95.1	80	94.7	107	96.8
6	97.8	31	95.6	56	95.0	81	94.8	108	96.5
7	97.7	32	95.6	57	95.0	82	94.7	109	96.8
8	97.6	33	95.6	58	95.0	83	94.6	110	96.8
9	97.6	34	95.7	59	94.9	84	94.6	111	96.4
10	97.5	35	95.7	60	95.0	85	94.6	112	96.4
11	97.4	36	95.7	61	95.0	86	94.6	113	96.4
12	97.3	37	95.6	62	94.9	87	94.5	114	96.9
13	97.5	38	95.6	63	94.9	88	94.6	115	96.8
14	97.3	39	95.7	64	94.9	89	94.5	116	96.6
15	97.3	40	95.7	65	94.9	90	94.5	117	96.4
16	96.2	41	95.6	66	94.9	91	94.5	118	96.5
17	97.2	42	95.5	67	94.9	92	94.5	119	96.5
18	96.1	43	95.5	68	94.9	93	94.5	120	96.5
19	96.2	44	95.2	69	94.9	94	94.5	121	96.4
20	96.1	45	95.3	70	95.1	95	94.5	122	96.4
21	96.1	46	95.2	71	95.0	96	94.5	123	96.4
22	96.0	47	95.3	72	95.1	97	94.5	124	96.4
23	95.9	48	95.1	73	95.0	100	97.7	125	96.3
24	96.0	49	95.1	74	95.0	101	97.3	126	96.3
25	95.8	50	95.1	75	95.1	102	97.6	127	96.3
26	95.9	51	95.1	76	94.8	103	97.4	128	96.3
27	95.7	52	95.1	77	95.1	104	97.4	129	96.3
28	95.7	53	95.1	78	95.1	105	97.3		
29	95.6	54	95.1	79	95.1	106	96.9		
	Carga	Capacitancia	Conductores	Motores	Pérdidas	Total			
KW	9663		-----	659	175	10497			
KVAR	4686	-2179	-----	319	734	3559			

De acuerdo a los valores arrojados por el programa, incorporando bancos de capacitores y reduciendo la $Z_T=5\%$, es suficiente para tener un buen nivel de voltaje en la mayoría de las secciones; aunque el valor mínimo de los resultados obtenidos en la tabla 4.5 es 94.5% (secciones 89-97), cerca del 95% deseado, sin embargo hay que tomar en cuenta que son pocas las secciones con este problema.

Para tener un mejor panorama se muestra la figura 4.7 que compara los niveles de voltaje en la red original sin modificaciones y cuando se le han aplicado las formas de compensación antes descritas.

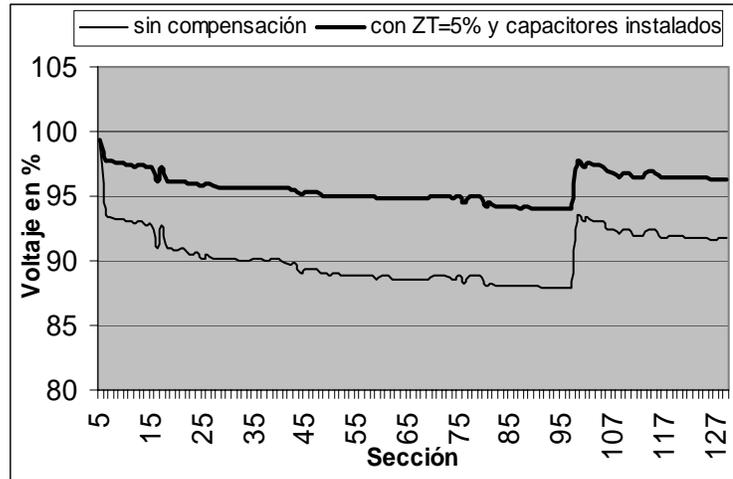


Figura 4.7 Comparación de curvas de voltaje antes y después de instalar bancos de capacitores con $Z_T=5\%$; FP en las cargas =0.9

Analizando las pérdidas, en la red original las pérdidas eran 266 KW y ahora son 175 KW, lo que indica una reducción aproximada del 34% con estas dos formas de compensación; también se ve reflejado en los niveles de potencia reactiva, anteriormente las pérdidas eran 1561KVAR y se redujeron a 734KVAR.

Debido a que se busca mejorar el nivel de voltaje, con la finalidad de llegar al 95% como mínimo, entonces a continuación se cambian los conductores aéreos por subterráneos, en varias secciones de la red, según la tabla 4.6

d) Cambio en el tipo de conductores

TABLA 4.6 Secciones modificadas con conductores subterráneos

Sección	Longitud en metros	Sección	Longitud en metros	Sección	Longitud en metros
65	100	96	240	46	550
90	100	124	220	19	665
13	120	28	400	24	680
104	110	128	380	111	700
120	190	11	470	34	730
119	170	21	430	83	740
26	240	40	500	88	800
39	290	53	450	105	800
67	260	94	500	55	870
69	250	97	500	57	900
72	300	122	500	114	860
81	270	33	520		

Los resultados en el perfil de voltaje y en las pérdidas después de cambiar conductores se encuentran en la tabla 4.7

TABLA 4.7 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con capacitores y conductores subterráneos instalados y $Z_T=5\%$; $FP=0.9$

Sección	Voltaje								
5	99.5	30	96.0	55	95.5	80	95.2	107	97.0
6	98.0	31	96.0	56	95.5	81	95.2	108	96.7
7	97.9	32	96.0	57	95.5	82	95.1	109	97.0
8	97.8	33	96.0	58	95.5	83	95.2	110	97.0
9	97.8	34	96.0	59	95.4	84	95.1	111	96.6
10	97.7	35	96.1	60	95.4	85	95.1	112	96.6
11	97.6	36	96.0	61	95.4	86	95.1	113	96.6
12	97.6	37	96.0	62	95.4	87	95.1	114	97.1
13	97.7	38	96.0	63	95.3	88	95.1	115	97.1
14	97.5	39	96.0	64	95.3	89	95.0	116	96.8
15	97.6	40	96.1	65	95.4	90	95.1	117	96.7
16	96.5	41	95.9	66	95.4	91	95.0	118	96.8
17	97.5	42	95.8	67	95.3	92	95.0	119	96.8
18	96.5	43	95.9	68	95.3	93	95.0	120	96.8
19	96.5	44	95.6	69	95.3	94	95.0	121	96.6
20	96.4	45	95.7	70	95.5	95	95.0	122	96.6
21	96.5	46	95.6	71	95.5	96	95.0	123	96.6
22	96.3	47	95.6	72	95.5	97	95.0	124	96.6

23	96.3	48	95.5	73	95.5	100	97.9	125	96.6
24	96.3	49	95.5	74	95.4	101	97.5	126	96.5
25	96.1	50	95.5	75	95.5	102	97.9	127	96.5
26	96.3	51	95.5	76	95.2	103	97.6	128	96.6
27	96.1	52	95.5	77	95.5	104	97.6	129	96.6
28	96.1	53	95.5	78	95.5	105	97.5		
29	96.0	54	95.5	79	95.5	106	97.1		
	Carga	Capacitancia	Conductores	Motores	Pérdidas	Total			
KW	9663			659	173	10495			
KVAR	4686	- 2197	- 321	319	720	3205			

De acuerdo a los valores arrojados por el programa, esta propuesta de compensación es suficiente para tener el nivel de voltaje deseado en la red, ya que el valor mínimo de los resultados obtenidos en la tabla 4.7 es 95.0% en las secciones 89 y 91-97.

Analizando las pérdidas, en la red original las pérdidas eran 266 KW y ahora son 173 KW, que representa una reducción del 35%, esto también se ve reflejado en los niveles de potencia reactiva, anteriormente las pérdidas eran 1561KVAR y se redujeron a 720KVAR. Por lo tanto los resultados son buenos.

Para una mejor idea de lo anterior se presenta la figura 4.8, y en las figuras 4.9 y 4.10 se tienen las redes con sus modificaciones respectivas.

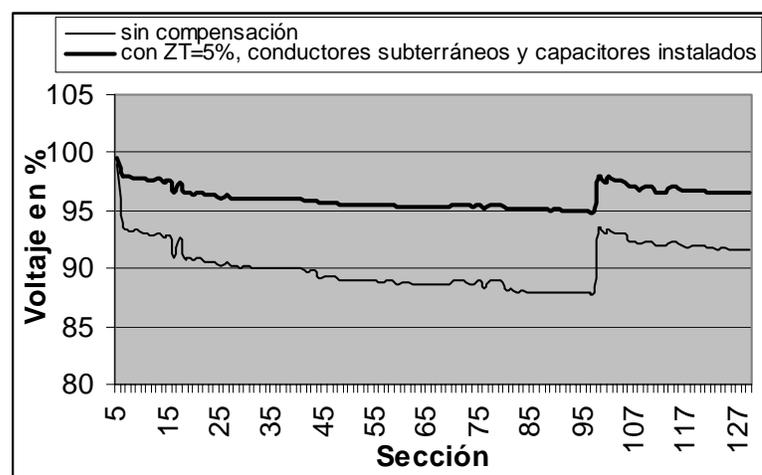


Figura 4.8 Comparación de curvas de voltaje antes y después de instalar bancos de capacitores, conductores subterráneos y reducir Z_T al 5%; FP en las cargas =0.9

FIGURA 4.9

FIGURA 4.10

Debido a que el factor de potencia en las cargas cambia en determinados periodos del año, entonces es necesario aplicar la metodología considerando en las cargas un factor de potencia de 0.8. Esto se desarrolla en la sección 4.2.

4.2 RESULTADOS CON FP EN LAS CARGAS DE 0.8

a) Resultados en el perfil de voltaje

De modo similar a como se ha aplicado la metodología, se considera que las cargas instaladas tienen un factor de potencia de **0.8**, y se realiza un estudio de flujos de potencia a la red; en la tabla 4.8 se tienen los resultados.

TABLA 4.8 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con FP=0.8 y $Z_T=9.64\%$

Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje
5	98.7	30	87.8	55	86.3	80	85.5	107	90.3
6	91.6	31	87.7	56	86.2	81	85.7	108	89.9
7	91.4	32	87.7	57	86.3	82	85.4	109	90.3
8	91.2	33	87.7	58	86.3	83	85.5	110	90.3
9	91.3	34	87.6	59	86.0	84	85.4	111	89.8
10	91.0	35	87.6	60	86.2	85	85.4	112	89.8
11	91.0	36	87.7	61	86.2	86	85.4	113	89.8
12	90.8	37	87.6	62	86.0	87	85.4	114	90.3
13	91.0	38	87.5	63	85.9	88	85.4	115	90.2
14	90.6	39	87.7	64	86.0	89	85.3	116	89.9
15	90.8	40	87.6	65	86.0	90	85.4	117	89.7
16	88.6	41	87.4	66	86.0	91	85.3	118	89.8
17	90.6	42	87.2	67	86.0	92	85.3	119	89.8
18	88.5	43	87.3	68	86.0	93	85.3	120	89.8
19	88.6	44	86.5	69	86.0	94	85.3	121	89.6
20	88.4	45	86.9	70	86.3	95	85.3	122	89.6
21	88.5	46	86.9	71	86.2	96	85.3	123	89.5
22	88.2	47	86.9	72	86.3	97	85.3	124	89.6
23	88.1	48	86.4	73	86.1	100	91.5	125	89.5
24	88.2	49	86.4	74	86.0	101	90.9	126	89.4
25	87.8	50	86.4	75	86.3	102	91.4	127	89.4
26	88.1	51	86.4	76	85.7	103	91.1	128	89.5
27	87.8	52	86.3	77	86.3	104	91.1	129	89.5
28	87.8	53	86.4	78	86.3	105	91.0		
29	87.7	54	86.3	79	86.3	106	90.3		
		Carga	Capacitancia	Motores		Pérdidas		Total	
KW		8610	-----	586		282		9477	
KVAR		6474	-----	439		1653		8566	

Se puede observar que los niveles de tensión son bajos, tomando en cuenta que el factor de potencia lo es; de modo similar, otro punto que afecta el nivel de tensión es la distancia de las cargas a la fuente, ya que se puede ver que a medida que aumenta la distancia (secciones 89-97) el nivel de voltaje disminuye; esto se encuentra representado en la figura 4.11.

De acuerdo a la figura 4.11, en la sección 97 la curva de voltaje tiene su valor mínimo como resultado de que es el punto mas alejado del transformador, sin embargo de la sección 100 y en adelante el voltaje se incrementa considerablemente y se mantiene en promedio al 90%, debido a que estas secciones corresponden a otro circuito (F2-4010), donde la carga instalada es menos de la mitad del circuito F-4010, y por lo tanto se ve reflejado en el nivel de voltaje aún cuando la distancia con respecto al transformador es considerable.

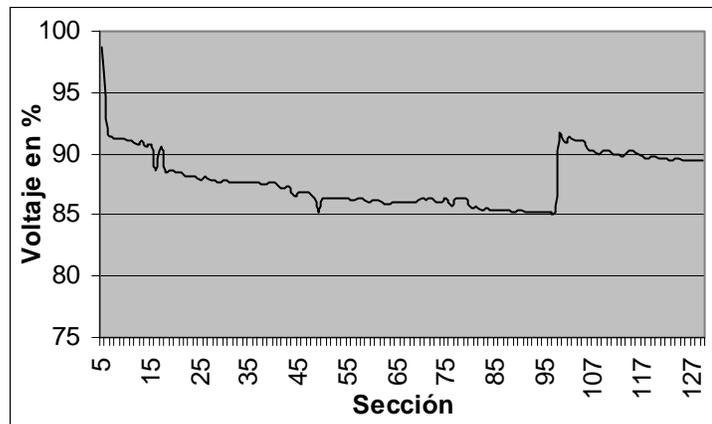


Figura 4.11 Perfil de voltaje en la red Oaxaca con FP en las cargas =0.8

Pero como el nivel de voltaje en términos generales, se encuentra por debajo del 95%, es necesario reducir la impedancia en el transformador.

b) Reducción el impedancia del transformador

Como opción inmediata, la impedancia del transformador se reduce al **7%** y **5%** respectivamente. Los resultados para una $Z_T=7\%$ se muestran el la tabla 4.9

TABLA 4.9 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con $FP=0.8$ y $Z_T=7\%$

Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje
5	98.7	30	90.1	55	88.7	80	87.8	107	92.5
6	93.8	31	90.0	56	88.5	81	88.1	108	92.2
7	93.6	32	90.0	57	88.6	82	87.8	109	92.5
8	93.4	33	90.0	58	88.6	83	87.8	110	92.5
9	93.5	34	89.9	59	88.4	84	87.8	111	92.1
10	93.3	35	90.0	60	88.5	85	87.8	112	92.1
11	93.3	36	90.0	61	88.5	86	87.7	113	92.1
12	93.0	37	89.9	62	88.3	87	87.7	114	92.5
13	93.2	38	89.9	63	88.3	88	87.7	115	92.5
14	92.9	39	90.0	64	88.3	89	87.7	116	92.1
15	93.0	40	90.0	65	88.3	90	87.7	117	91.9
16	90.9	41	89.7	66	88.3	91	87.7	118	92.1
17	92.8	42	89.5	67	88.3	92	87.7	119	92.1
18	90.8	43	89.7	68	88.3	93	87.7	120	92.1
19	90.9	44	88.9	69	88.3	94	87.7	121	91.8
20	90.7	45	89.3	70	88.6	95	87.7	122	91.9
21	90.8	46	89.2	71	88.5	96	87.7	123	91.8
22	90.5	47	89.3	72	88.6	97	87.7	124	91.8
23	90.4	48	88.8	73	88.4	100	93.7	125	91.8
24	90.5	49	87.7	74	88.4	101	93.1	126	91.6
25	90.1	50	88.7	75	88.7	102	93.6	127	91.6
26	90.4	51	88.7	76	88.1	103	93.3	128	91.8
27	90.2	52	88.7	77	88.7	104	93.3	129	91.8
28	90.1	53	88.7	78	88.7	105	93.2		
29	90.0	54	88.6	79	88.7	106	92.5		
		Carga	Capacitancia	Motores		Pérdidas		Total	
KW		8610	-----	586		249		9444	
KVAR		6477	-----	439		1220		8136	

En figura 4.12 se puede ver la gráfica correspondiente.

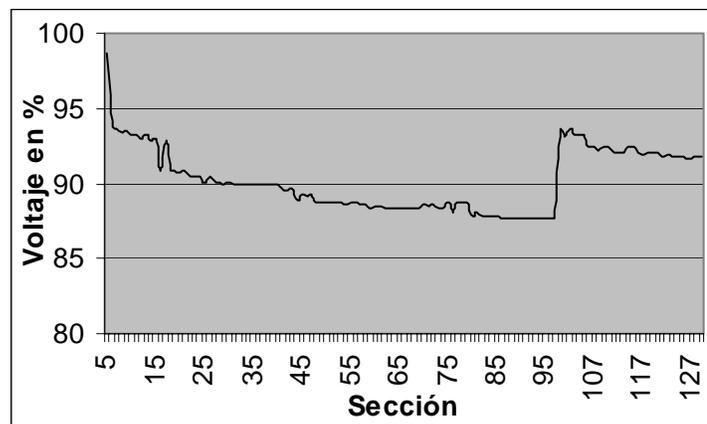


Figura 4.12 Perfil de voltaje en la red Oaxaca con FP en las cargas $=0.8$ y $Z_T=7\%$

Para una $Z_T=5\%$ se obtuvieron los valores de voltaje de la tabla 4.10

TABLA 4.10 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con $FP=0.8$ y $Z_T=5\%$

Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje
5	98.8	30	91.7	55	90.3	80	89.5	107	94.1
6	95.3	31	91.6	56	90.2	81	89.8	108	93.8
7	95.1	32	91.6	57	90.3	82	89.5	109	94.1
8	95.0	33	91.6	58	90.3	83	89.5	110	94.1
9	95.1	34	91.6	59	90.0	84	89.4	111	93.7
10	94.8	35	91.6	60	90.2	85	89.4	112	93.7
11	94.8	36	91.6	61	90.2	86	89.4	113	93.7
12	94.6	37	91.6	62	90.0	87	89.4	114	94.1
13	94.8	38	91.5	63	90.0	88	89.4	115	94.1
14	94.4	39	91.6	64	90.0	89	89.4	116	93.7
15	94.6	40	91.6	65	90.0	90	89.4	117	93.5
16	92.5	41	91.3	66	90.0	91	89.4	118	93.7
17	94.4	42	91.1	67	90.0	92	89.4	119	93.7
18	92.4	43	91.3	68	90.0	93	89.4	120	93.6
19	92.5	44	90.5	69	90.0	94	89.4	121	93.4
20	92.3	45	90.9	70	90.3	95	89.4	122	93.4
21	92.4	46	90.8	71	90.2	96	89.4	123	93.4
22	92.2	47	90.9	72	90.3	97	89.3	124	93.4
23	92.0	48	90.4	73	90.1	100	95.3	125	93.4
24	92.2	49	90.4	74	90.0	101	94.7	126	93.2
25	91.7	50	90.4	75	90.3	102	95.1	127	93.2
26	92.0	51	90.4	76	89.8	103	94.9	128	93.4
27	91.8	52	90.3	77	90.3	104	94.9	129	93.4
28	91.8	53	90.4	78	90.3	105	94.8		
29	91.6	54	90.3	79	90.3	106	94.1		
		Carga	Capacitancia	Motores		Pérdidas		Total	
KW		8610	-----	586		226		9421	
KVAR		6477	-----	439		923		7839	

Gráficamente se tiene la figura 4.13. Se puede observar que al disminuir la impedancia del transformador del 7% al 5% los niveles de voltaje aumentan en las diferentes secciones aproximadamente 1.5%, lo cual es indicativo de que existe una mejoría al cambiar el valor de la impedancia, sin embargo la mayoría de las secciones presentan valores de tensión debajo del 95%, que por lo tanto violan la tolerancia del 5% en la caída de tensión, aún en el segundo caso cuando la impedancia del transformador se reduce al 5%.

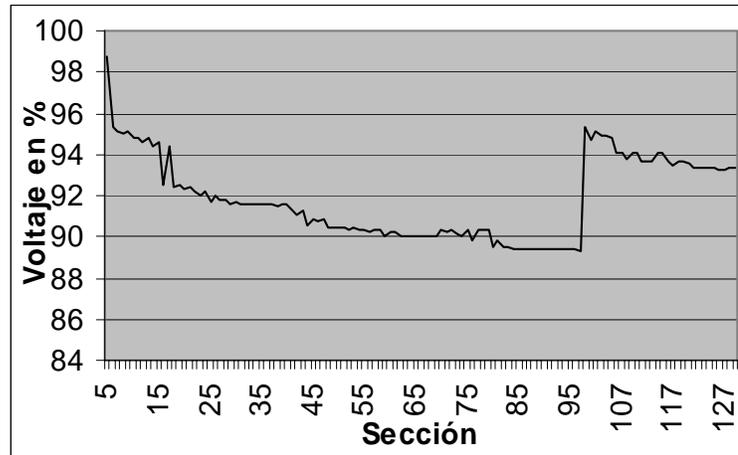


Figura 4.13 Perfil de voltaje en la red Oaxaca con FP en las cargas =0.8 y $Z_T=5\%$

En la figura 4.14 que muestra la comparación de los perfiles de voltaje entre la red original y después de reducir la impedancia del transformador al 5%

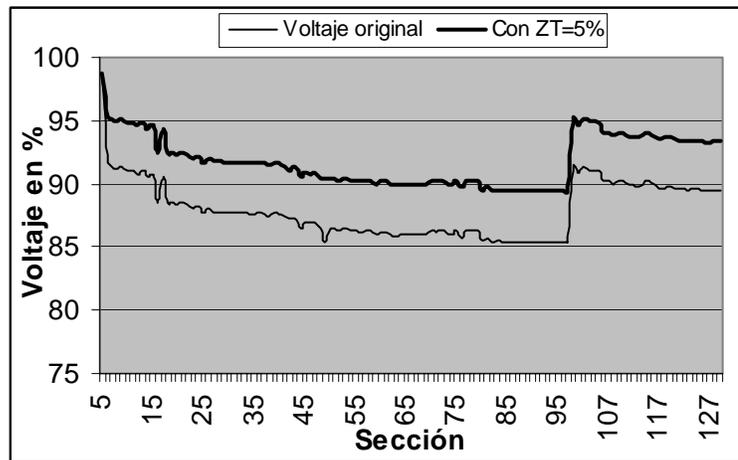


Figura 4.14 Comparación de curvas de voltaje entre la red original y la red con $Z_T=5\%$, FP en las cargas =0.8

Las pérdidas se reducen de 249KW a 226KW, lo que significa que se mejora el uso de la potencia entregada a la red; pero como no se ha llegado a tener el perfil de voltaje al 95% como mínimo, entonces a continuación se instalan capacitores a la red.

c) Aplicación de capacitores

La ubicación de los capacitores se encuentra en la tabla 4.11, donde los KVAR capacitivos necesarios son 4800KVAR.

TABLA 4.11 Localización de capacitores en la red Oaxaca con la $Z_T=5\%$; FP en las cargas =0.8

Sección	Nivel de carga					
	50%	60%	70%	80%	90%	100%
111	300	300	600	600	600	600
122		300	300	300	300	300
124						300
126	300	300	300	300	300	300
34				300	300	300
31			300			
29	300	300				
38		300	300	300	300	300
36						300
46	300	300	300	300	600	600
49		300	300	300	300	300
63					300	300
59	300	300	300	300		
51						300
82					300	300
80				300		
76			300			
74		300	300	300	300	300
73			300	300	300	300
71	300					
44	300					
25					300	

Al reducir la impedancia del transformador e instalando bancos de capacitores, se obtuvieron los resultados en el perfil de voltaje de la tabla 4.12

TABLA 4.12 Niveles de voltaje en % de la red Oaxaca con capacitores instalados y $Z_T=5\%$; $FP=0.8$

Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje	Sección	Voltaje
5	99.5	30	96.4	55	96.0	80	95.5	107	97.4
6	98.1	31	96.3	56	95.9	81	95.6	108	97.2
7	98.0	32	96.3	57	95.9	82	95.5	109	97.4
8	97.9	33	96.3	58	95.9	83	95.5	110	97.4
9	97.9	34	96.3	59	95.8	84	95.5	111	97.2
10	97.8	35	96.4	60	95.9	85	95.5	112	97.2
11	97.8	36	96.4	61	95.9	86	95.5	113	97.2
12	97.7	37	96.4	62	95.8	87	95.4	114	97.5
13	97.8	38	96.4	63	95.8	88	95.5	115	97.5
14	97.7	39	96.4	64	95.8	89	95.4	116	97.3
15	97.7	40	96.4	65	95.8	90	95.4	117	97.2
16	96.8	41	96.3	66	95.8	91	95.4	118	97.3
17	97.6	42	96.3	67	95.8	92	95.4	119	97.3
18	96.8	43	96.3	68	95.8	93	95.4	120	97.2
19	96.8	44	96.0	69	95.8	94	95.4	121	97.2
20	96.7	45	96.1	70	95.9	95	95.4	122	97.2
21	96.8	46	96.1	71	95.9	96	95.4	123	97.2
22	96.6	47	96.1	72	95.9	97	95.4	124	97.2
23	96.6	48	96.0	73	95.9	100	98.1	125	97.2
24	96.6	49	96.0	74	95.9	101	97.8	126	97.1
25	96.5	50	96.0	75	96.0	102	98.0	127	97.1
26	96.6	51	96.0	76	95.6	103	97.7	128	97.1
27	96.4	52	96.0	77	96.0	104	97.7	129	97.1
28	96.4	53	96.0	78	96.0	105	97.6		
29	96.3	54	95.9	79	96.0	106	97.5		
		Carga	Capacitancia	Motores		Pérdidas		Total	
KW		8592		586		134		9312	
KVAR		6452	- 4460	439		569		3010	

Analizando las pérdidas, en la red original estas eran 282 KW y ahora se redujeron a 134KW, lo que indica una disminución aproximada del 52%; esto también se ve reflejado en los niveles de potencia reactiva, anteriormente las pérdidas eran 1653 KVAR y pasaron a 569KVAR. Se puede ver en la tabla 4.12 que el valor mínimo de voltaje que se presenta es del 95.4% (secciones 87, 89-97), valor que se encuentra arriba del mínimo permitido que es 95%, por lo tanto los resultados obtenidos con estas 2 formas de compensación de potencia reactiva cumplen con el objetivo en el perfil de voltaje, por lo que no es necesario proseguir con la metodología, ya sea cambiando el tipo de conductores o recalibrándolos.

Cabe mencionar que con la combinación entre la reducción de la impedancia del transformador y la incorporación de bancos de capacitores, se reduce el número de KVAR

capacitivos para resolver el problema de compensación de reactivos, tomando como referencia el caso original donde eran necesarios 5400KVAR en bancos de capacitores (tabla 3.2) y ahora son necesarios 4800KVAR, lo que indica la disminución de 600KVAR en bancos de capacitores.

En la figura 4.15 se establece la comparación entre los niveles de voltaje en la red antes y después de aplicar las dos formas de compensación.

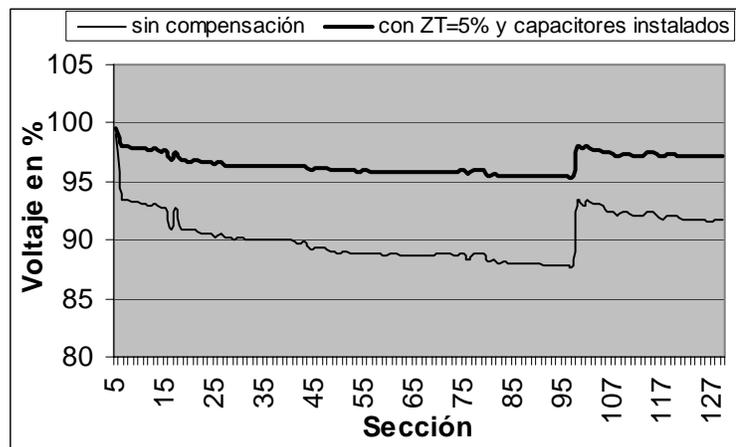


Figura 4.15 Comparación de curvas de voltaje antes y después de instalar bancos de capacitores con $Z_T=5\%$; FP en las cargas =0.8

En las figuras 4.16 y 4.17 se ilustra mejor lo anterior, donde la ubicación de los bancos de capacitores se identifican por su color mas oscuro al resto del circuito.

FIGURA 4.16

FIGURA 4.17

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES

5.1 CONCLUSIONES

- De los resultados obtenidos al aplicar la metodología a la red Oaxaca, se puede apreciar que cuando se tiene el factor de potencia promedio en las cargas a 0.9 (valor mínimo permitido actualmente), es necesario emplear más formas de compensación, a diferencia de cuando se tiene el factor de potencia de 0.8 en las cargas.
- Según se van agregando las diversas formas de compensación, caso específico, conductores subterráneos, se nota que la aportación de reactivos es menor; la mayor aportación la realizan la reducción en la impedancia del transformador y la instalación de bancos de capacitores. Sin embargo para lograr el valor del $FP=0.95$ en la red, es necesario a veces instalar conductores subterráneos en varias secciones, lo que ayuda a resolver el problema pero cuando solamente se realiza en distancias de 900 metros como mínimo. Aunque cabe mencionar que instalando dos bancos de capacitores de 300KVAR en las secciones de la red con mayor carga, se resuelve el problema y se obtienen mejores niveles de voltaje.
- Sin embargo, la aplicación de la metodología produce buenos resultados cuando se tiene un factor de potencia de 0.8 en las cargas, se observa que en esta situación basta reducir la impedancia del transformador e instalar bancos de capacitores para solucionar el problema de compensación reactiva en la red, sobre todo en el perfil de voltaje, ya que en la mayoría de la secciones se rebasa el valor límite de 95%. La reducción en la impedancia del transformador al 5% colabora a la reducción de 600KVAR en bancos de capacitores para este caso.

- La metodología presenta ventajas en el sentido de que sirve como referencia para la compensación de potencia reactiva en una red real, además de que es flexible en el sentido de que es posible emplear otras alternativas a la par de los descritos, esto es, si no se ha resuelto el problema, es viable emplear bancos de capacitores preferentemente al cambio en el tipo de conductores y al recalibrado.
- El recalibrado de conductores, según lo especificado en el capítulo III, contribuye poco en la metodología de compensación; aunado a que antes de llegar a este recurso, el problema de compensación ha sido resuelto.

5.2 APORTACIONES

- El desarrollo y la aplicación de una metodología, que permite obtener la mejor forma de compensación de potencia reactiva en una red de distribución real, basada en la reducción de pérdidas y caídas de tensión, utilizando como herramienta el programa computacional “CYMDPA” [6].

5.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

- Como trabajo futuro puede considerarse el análisis económico para cada una de las diversas formas de compensación y comparar los costos entre cada alternativa, por ejemplo, entre los bancos de capacitores y la instalación de conductores subterráneos, tomando en cuenta que con la instalación de algunas unidades capacitivas se evita la incorporación de conductores subterráneos.
- Considerar las pérdidas en los transformadores de distribución, en relación al análisis costo-beneficio que produciría el reemplazarlos por transformadores nuevos y los ahorros en pérdidas que esto produciría.
- La incorporación del análisis en el recalibrado de los alimentadores primarios en una red de distribución, tomando en cuenta como posibilidad, el cambio de tensión en la red.

REFERENCIAS

- [1] BURKE, James J. *Power Distribution Engineering: Fundamental and Applications*. New York: Marcel Dekker, Inc., 1994.
- [2] GÖNEN, Thuran. *Electric Power Distribution System Engineering*. Mc. Graw Hill, 1986
- [3] VALLEY PUBLIC POWER ASSOCIATION. *Distribution System, Loss Reduction Manual*. Tennessee, Booth and Associates, Inc, Consulting Engineers, 1994.
- [4] AMERICAN PUBLIC POWER ASSOCIATION. *Primary Distribution System Optimization Guide*. Washington, D.C.: 1999
- [5] PANSINI, Anthony J. *Electrical Distribution Engineering*. The Fairmont Press, Inc. 1992
- [6] CYMDPA *Distribution Primary Analysis, User's Guide & Reference Manual*, Enero 1990
- [7] WILLIS, H. Lee, *Power Distribution Planning Reference Book*, North Carolina: Marcel Dekker, Inc., 1997
- [8] OPENSHAW, Taylor E. *Electric Power Distribution*. Londres: Edward Arnold Publishers Ltd., 1966
- [9] MILLER, T.J.E. *Reactive Power Control in Electric Systems*. Nueva York: John Wiley & Sons, Inc., 1982
- [10] DUGAN, Roger C.; Mark F. Mc.Granaghan Mark y H.Wayne Beaty. *Power Systems Quality*. New York: McGraw-Hill, 1996.
- [11] RYAN, Maura C.; Daniel H. Dederer. *Power Quality; Reference Guide*. Toronto: Ontario Hydro, 1990

-
- [12] ANDERSON, Paul M. *Analysis of Faulted Power Systems*. The Iowa State University Press, 1981
- [13] STEVENSON, William D. *Elements of Power System Analysis*. Mc. Graw Hill, 1962.
- [14] ENRIQUEZ Harper, Gilberto. *Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica*. México: Editorial Limusa, 1980
- [15] ENRIQUEZ Harper, Gilberto. *Análisis Moderno de Sistemas Eléctricos de Potencia*. México: Editorial Limusa, 1981
- [16] ENRIQUEZ Harper, Gilberto. *Técnicas Computacionales en Sistemas Eléctricos de Potencia*. México: Editorial Limusa, 1986.
- [17] ENRIQUEZ Harper, Gilberto. *Curso: Bases para la planeación de las redes de distribución*. México, 2000
- [18] ABOYTES, Florencio. *Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Monterrey, N.L., México, 1990.
- [19] NOLASCO, Miguel Víctor. *Protección de sobrecorriente de redes de distribución considerando reconfiguraciones basadas en la reducción de pérdidas*. Tesis de Maestría, IPN, 1997
- [20] BECERRA, J. Dolores. *Planeación de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica con Consideraciones de la Calidad de la Energía a los Usuarios*. Tesis de Maestría, IPN, 2002
- [21] STAGG, Glenn W. y Ahmed H. El-Abiad. *Computer Methods in Power System Analysis*. Mc. Graw Hill, 1983
- [22] Red de distribución de la División Sureste de la Comisión Federal de Electricidad, proporcionada por la unidad de Ingeniería Especializada.

-
- [23] C.M. Shah y C.M. Dalal. "Minimization of Losses in Power System- A Case Study of Reduction of Distribution Losses from 16 to 10 percent", Febrero 1985
- [24] H. Shaibon y A.A. Mohd. Zin. "Loss Minimisation Using Islanding Technique for District of Klang, Malaysia", *IEE*, Vol.142, No.5, Septiembre 1995
- [25] J.C. Carlisle y A.A. El-Keib, "Reactive Power Compensation on Distribution Feeders", *IEEE, Systems Theory*, Marzo 1997
- [26] J.C. Das, "Reactive Power Flow Control and Compensation in the Industrial Distribution Systems", *IEEE, Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference*, Mayo 1993
- [27] Ray S. Kemerer y Lee. E. Berkebile, "Directly Connected Static Var Compensation in Distribution System Applications", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 35, Febrero 1999
- [28] Bei Gou y Ali Abur, "Optimal Capacitor Placement for Improving Power Quality", *IEEE*, Vol.1, Julio 1999
- [29] Ching-Tzong Su y Chu-Sheng Lee, "Optimal Selection of Capacitor in Distribution Systems", *International Conference on Electric Power Engineering*, Power Tech Budapest, Septiembre 1999
- [30] Mesut E. Baran y Felix F. Wu, "Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.4, No.1, Enero 1989
- [31] M.H. Haque, "Capacitor Placement in Radial Distribution Systems for Loss Reduction", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol.146, No.5, Septiembre 1999
- [32] A. Chandrasekaran y Vipin Madhani, "Effect of Load on the Calculation of Capacitive Compensation in Distribution Systems", *IEEE*, Abril 1990

-
- [33] T. S. Abdle Salam, y A. Y. Chikhani, "A New Technique for Loss Reduction Using Compensating Capacitor Applied to Distribution Systems with Varying Load Condition", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.9, No.2, Abril 1994
- [34] Y. Baghzouz, "Effects of Nonlinear Loads on Optimal Capacitor Placement in Radial Feeders", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.6, No.1, Enero 1991
- [35] C.S.Chen y Y.H.Yan, "Optimal Distribution Feeder Capacitor Placement Considering Mutual Coupling Effect of Conductors", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.10, No.2, Abril 1995
- [36] M.M.A. Salama, y A. Y. Chikhani, "Classification of Capacitor Allocation Techniques", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 15, No.1, Enero 2000
- [37] J.C. Carlisle y A.A.El-Keib, "A Review of Capacitor Placement Techniques on Distribution Feeders", *IEEE*, Marzo 1997
- [38] G. A. Bortignon, y M.E. El-Hawary, "A Review of Capacitor Placement Techniques for Loss Reduction in Primary Feeders on Distribution Systems", *IEEE*, 1995
- [39] "Guide for the Evaluation of Large Power Transformer Losses", *United States Department of Agriculture*, RUS Bulletin 1724E-301, Abril 1978

APÉNDICE B

REDES DE DISTRIBUCIÓN

B.1 INTRODUCCIÓN

Una red de distribución es la parte de un sistema eléctrico de potencia que se localiza entre las subestaciones de distribución y el punto de servicio a los usuarios de energía eléctrica [2]; otra definición considera a la red de distribución como la sección entre la fuente de alimentación o bus de subtransmisión y el punto de consumo. Los circuitos de subtransmisión entregan la energía eléctrica de las fuentes generadoras a las subestaciones de distribución. El rango de voltaje para la subtransmisión está entre 12.47 y 245KV [2]. La subestación de distribución consiste en transformadores de potencia junto con los equipos necesarios para su funcionamiento, como los buses, reguladores de voltaje, fusibles, reduce el voltaje de subtransmisión a uno menor, para poder ser utilizado en la red local. La parte que corresponde a los alimentadores primarios trifásicos, que operan en el rango de 4.16KV y 34.5KV, distribuyen la energía eléctrica del bus en el lado de baja tensión de la subestación a sus puntos de consumo donde se ramifican en subalimentadores trifásicos y circuitos laterales monofásicos. Los transformadores de distribución por lo general se encuentran conectados a cada alimentador primario, subalimentadores y circuitos laterales, sus rangos van de 10 a 500KVA, estos se encargan de reducir el voltaje de distribución a un voltaje que pueda ser utilizado por el usuario, y los circuitos secundarios se encargan de transportarlo a este punto, a través del servicio a usuario en baja tensión.

La figura B.1 muestra el diagrama unifilar de un sistema de distribución común. De acuerdo a la figura, los circuitos de subtransmisión entregan la energía eléctrica de las fuentes generadoras a las subestaciones de distribución.

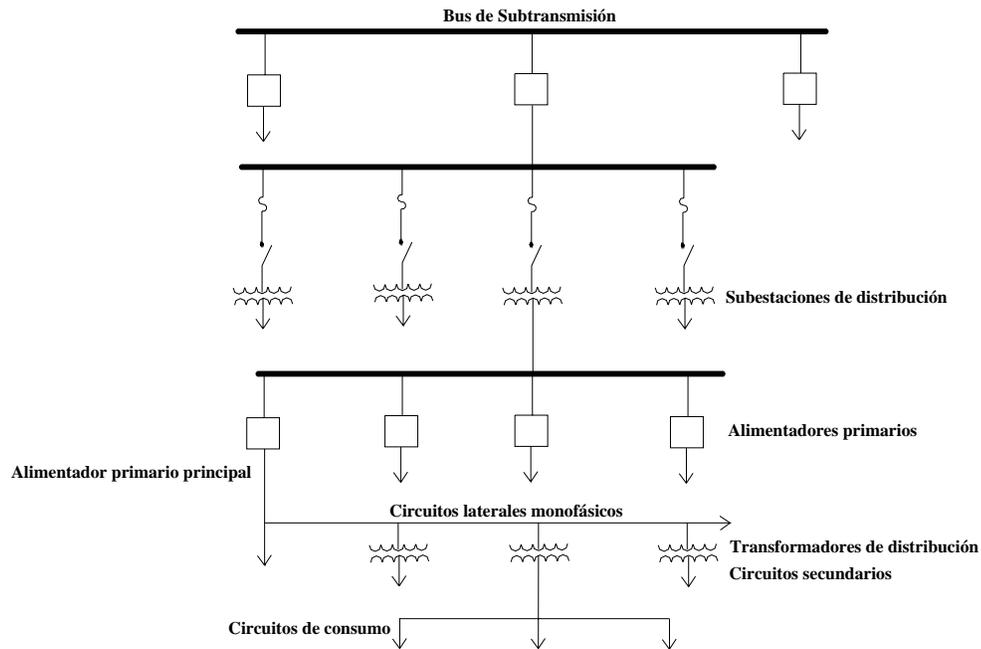


Figura B.1 Diagrama unifilar de una red de distribución típica

B.2 ALIMENTADORES PRIMARIOS

Los alimentadores primarios corresponden a la parte entre la subestación de distribución y los transformadores de distribución. En la figura B.2 se puede ver el diagrama unifilar de un alimentador primario.

El alimentador incluye un “alimentador principal” que consiste en un circuito trifásico de cuatro hilos, con sus ramificaciones o circuitos laterales; por lo general los localizados en áreas urbanas y rurales son monofásicos, esto es, un conductor de fase y el neutro. La mayoría de los transformadores de distribución son monofásicos, conectados entre la fase y el neutro.

Es importante mencionar que los alimentadores primarios pueden ser del tipo subterráneo, los cuales se emplean preferentemente en las zonas urbanas congestionadas en cuanto a la demanda de carga, pero presentan la desventaja de que su costo económico es elevado y en caso de alguna falla requieren de mayor tiempo de reparación comparados con los conductores aéreos.

Existen varios factores a considerar en el diseño de los alimentadores primarios, algunos son los siguientes:

1. El tipo de carga a alimentar
2. La densidad de carga en el área de suministro
3. El crecimiento de la carga
4. La reserva para condiciones de emergencia
5. El tipo y costo en la construcción del circuito
6. El diseño y capacidad de la subestación a utilizar
7. El tipo de equipo para la regulación de voltaje
8. La calidad en el servicio
9. La continuidad en el servicio

Las condiciones del voltaje en los sistemas de distribución pueden ser mejoradas utilizando capacitores en paralelo, los cuales son conectados lo mas cerca posible de las cargas para obtener los máximos beneficios, el uso de estos capacitores también mejora el factor de potencia, el cual afecta los niveles de voltaje, las corrientes y por lo tanto las pérdidas entre la subestación y los capacitores conectados, además de este tipo de capacitores se pueden emplear los capacitores tipo serie.

De acuerdo a su configuración, existen dos tipos de alimentadores primarios: radiales y en anillo.

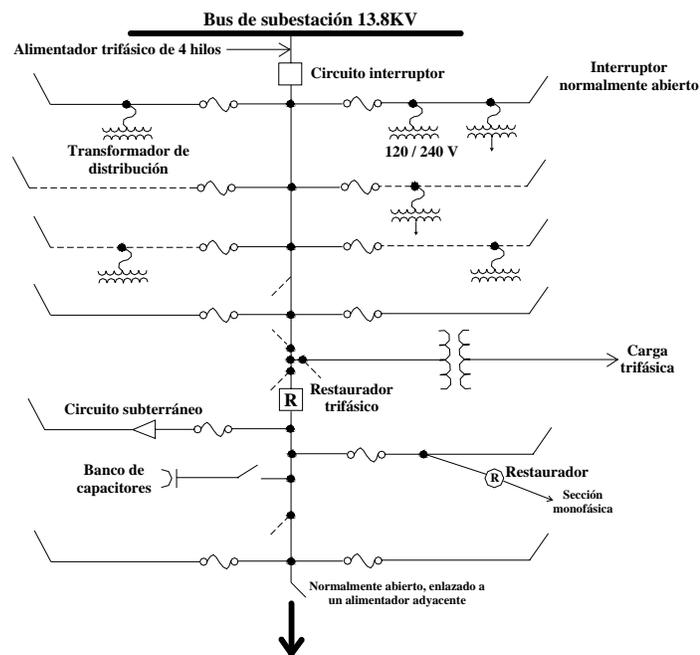


Figura B.2 Diagrama unifilar de un alimentador primario

B.2.1 ALIMENTADORES RADIALES

La configuración del tipo radial es la más común debido a su simplicidad y bajo costo económico, la figura B.3 lo muestra. Teniendo como apoyo la figura B.3, el alimentador primario principal se ramifica en circuitos laterales primarios, conocidos también como ramales, los cuales se dividen también en circuitos sublaterales, teniendo como finalidad alimentar a los transformadores de distribución. Por lo general, el alimentador principal y los subalimentadores son trifásicos de tres o cuatro hilos, mientras que los laterales son trifásicos o monofásicos. En esta configuración, la mayor cantidad de corriente fluye en los conductores del circuito que salen de la subestación, aunque esta corriente disminuye en la parte final de la red, por lo que el calibre de los conductores se van reduciendo.

La confiabilidad en la continuidad del suministro de energía eléctrica en una red radial es baja. Cuando ocurre una falla en alguna parte de la red, provoca una interrupción en el servicio a cada usuario conectado al alimentador, a menos que la falla sea aislada por los dispositivos de protección.

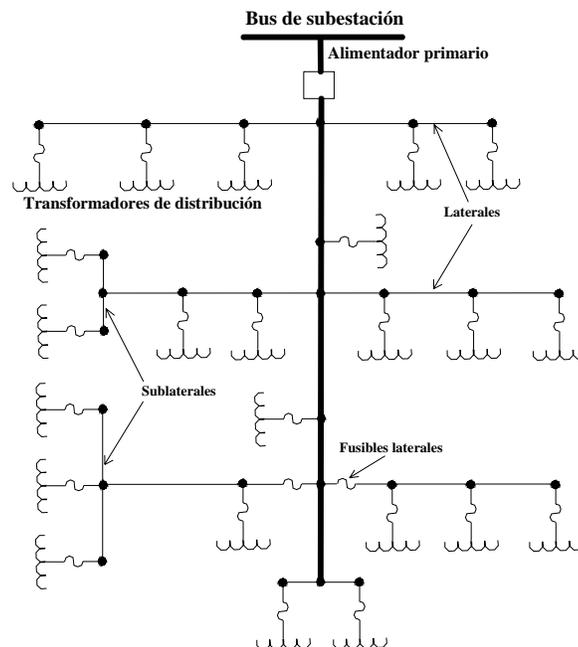


Figura B.3 Diagrama de un alimentador primario radial

B.2.2 ALIMENTADORES EN ANILLO

En la figura B.4 se tiene la configuración en anillo de un alimentador primario, se forma cuando en una dirección se enlaza el bus de alimentación hacia el área de carga, y en la otra dirección regresa al bus de alimentación. Por lo regular, el calibre de los conductores del alimentador es igual al resto del circuito anillado, con la finalidad de tener la misma capacidad de transporte de carga en ambos lados del circuito. Este arreglo provee de dos trayectorias paralelas de la subestación hacia la carga aún con los interruptores de enlace normalmente abiertos o desconectados. El alimentador tipo anillo presenta ventajas en los servicios de suministro a cargas donde se demande una alta confiabilidad; de acuerdo a la gráfica cabe mencionar que los circuitos laterales ubicados junto al alimentador principal se utilizan para sistemas subterráneos.

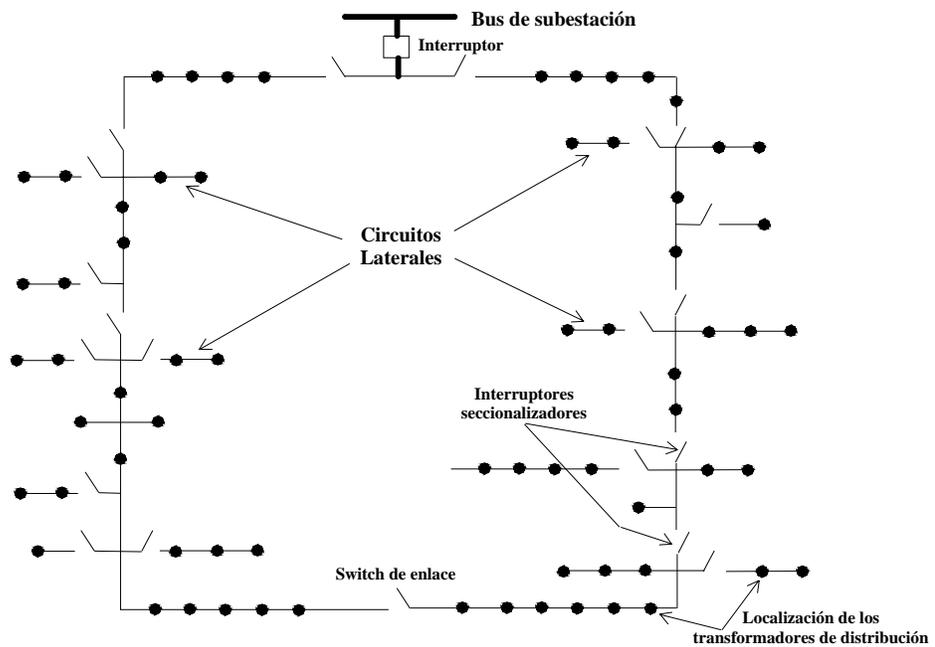


Figura B.4 Diagrama de un alimentador primario en anillo

B.3 ALIMENTADORES SECUNDARIOS

El alimentador secundario o sistema secundario, se considera como aquella parte de la red de distribución entre el alimentador primario y el lugar de consumo por parte de los

usuarios. El sistema secundario incluye transformadores de distribución, circuitos secundarios (secundarios principales), servicio a usuarios, y los equipos de medición. Generalmente, los sistemas de distribución secundarios son diseñados monofásicos para zonas residenciales y trifásicos para consumidores del tipo industrial o comercial con gran densidad de carga. En la figura B.5 se tiene el diagrama unifilar de un sistema secundario radial, presenta las características de bajo costo y de simple operación.

Generalmente la mayoría de los alimentadores secundarios son radiales, excepto para áreas de servicio específicas (como instalaciones militares, hospitales), donde la confiabilidad y la continuidad del servicio son mas importantes que las consideraciones de costo de la red, por lo que en estos lugares se configura la red en forma de malla, pudiendo ser subterránea para evitar el congestionamiento y proporcionar mayor confiabilidad en el servicio, aunque el problema que se presenta es su costo, el cual es mayor que el tipo aéreo.

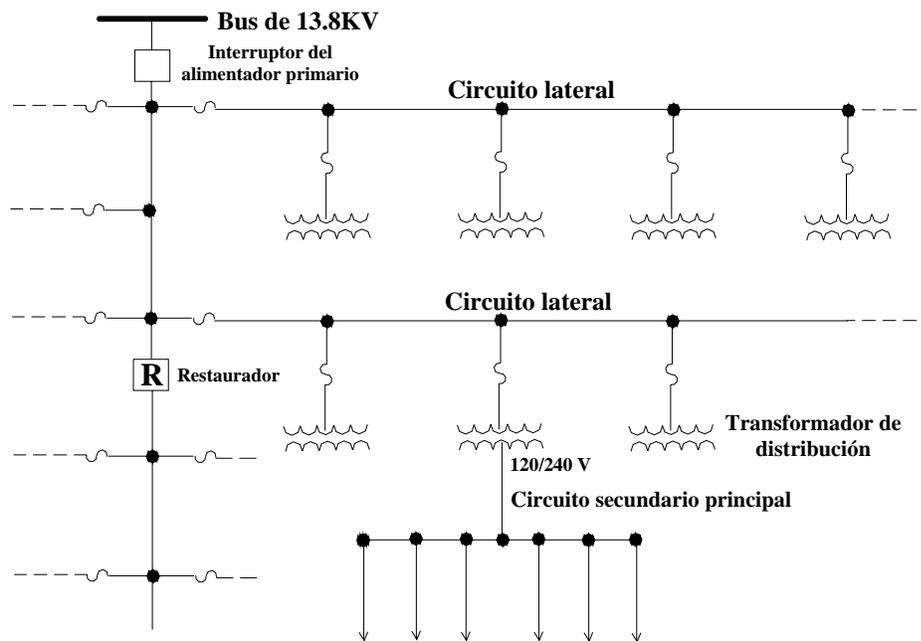


Figura B.5 Diagrama de un alimentador secundario radial

B.4 TIPOS DE CARGA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

En una red de distribución existen principalmente tres grupos de cargas que se clasifican de acuerdo al tipo de usuario y estas son: cargas residenciales, cargas comerciales y cargas industriales[14].

Las cargas residenciales, comerciales e industriales, poseen diferentes curvas de cargas en períodos de tiempo diferentes, como consecuencia de esto los picos de carga en los transformadores, en los alimentadores o en las secciones de estos alimentadores ocurren en variados momentos, teniendo así un factor de diversidad de carga para un alimentador o para la red completa.

La información respecto a las características de las cargas de los consumidores son un requisito para:

- a) Diseño de sistemas eléctricos
- b) Análisis de costos de operación para diferentes clases de usuarios y tipos de servicio
- c) Desarrollo de relación de estructuras

APÉNDICE A

MÉTODOS DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

A.1 INTRODUCCIÓN

Para entender mejor la compensación de potencia reactiva, es necesario tener un panorama general acerca de lo que implica; por lo que a continuación se desarrollan algunos puntos relacionados con las cargas en las redes de distribución.

El análisis del tipo de carga en una red de distribución es importante debido a su relación con la potencia reactiva; dependiendo del tipo de carga y de su factor de potencia es el efecto en la cantidad de potencia reactiva; a continuación se describen los tipos de cargas que se tienen en un sistema de distribución considerando su factor de potencia y en que forma interactúan con la potencia reactiva del sistema.

A.2 TIPOS DE CARGA

Para las redes eléctricas se consideran 2 tipos:

- Cargas Ohmicas
- Cargas Reactivas

Es importante señalar que en las redes de distribución, la mayoría de las cargas son reactivas.

A.2.1 CARGAS ÓHMICAS

Son aquellas que toman corrientes que se encuentran en fase con la tensión aplicada a las mismas, debido a esto la energía eléctrica que consumen es transformada en trabajo mecánico, calor u otra forma de energía no retornable directamente a la red eléctrica.

A.2.2 CARGAS REACTIVAS

Son aquellas que toman corrientes que se encuentran defasadas 90° con respecto a la tensión aplicada a las mismas, por lo tanto, la energía eléctrica que les llega no la consumen sino que se almacena en forma de campo eléctrico o magnético durante un cuarto de ciclo (0.041seg.) y regresa a la red en un tiempo idéntico al que tardó en almacenarse; las corrientes que regresan a la red son conocidas como corrientes reactivas.

Hay 2 tipos de cargas reactivas:

- Cargas Capacitivas
- Cargas Inductivas

Cargas Capacitivas

Estas cargas toman corrientes que están 90° adelantadas respecto a su voltaje; dentro de un sistema proveen mejoramiento en el consumo de la potencia reactiva e intervienen directamente para optimizar el factor de potencia y evitar así pérdidas por I^2X , un ejemplo de estas cargas son los motores síncronos.

Cargas Inductivas

Estas cargas toman corrientes atrasadas 90° con respecto al voltaje de las mismas, que afecta directamente en el valor de la energía utilizada y el valor de la energía demandada que se conoce como factor de potencia.

Las cargas inductivas más comunes dentro de un sistema de distribución son:

- **Alumbrado de descarga**
- **Motores de inducción**
- **Aire acondicionado**

Alumbrado de descarga:

La mayoría del alumbrado comercial e industrial es alumbrado fluorescente u otro tipo de alumbrado de descarga (vapor de Sodio, vapor de Mercurio, etc.).

Este tipo de alumbrado utiliza reactores para su operación, por lo que son fuertes demandantes de potencia reactiva del sistema e inciden directamente en el bajo factor de potencia.

Motores de inducción:

Aproximadamente el 70% de la energía del sector industrial es consumida por motores de inducción, 37% por el sector residencial y 43% por el comercial. Debido a esto, los motores de inducción son la fuente más grande de consumo de potencia reactiva en los sistemas de distribución.

La mayoría de los motores existentes en el sector residencial y comercial son empleados en el aire acondicionado y refrigeración. Bombas, fundidoras, ventiladores y compresores representan mas de la mitad del uso de motores en la industria.

Un aspecto importante es que comúnmente los motores utilizados son sobre diseñados, ya que la mitad de los motores en la industria trabajan a un 60% de su valor de carga.

Aire acondicionado:

El uso de aire acondicionado produce grandes niveles de carga cuando se presentan temperaturas altas. En el verano la mayor parte de las cargas pueden ser del tipo aire acondicionado. Este tipo de carga utiliza motores para la compresión del aire, a diferencia de la calefacción la cual se puede considerar como carga óhmica pura.

A.3 POTENCIA ACTIVA

Esta energía corresponde a una energía útil, que como su nombre lo indica es potencia activa (P) o simplemente potencia, similar a la energía consumida por una resistencia.

El voltaje efectivo y la corriente son designados como E e I. En un circuito puramente resistivo el voltaje y la corriente se encuentran en fase; I se conoce como corriente activa, por lo tanto en un circuito resistivo se tiene que la potencia real o activa está determinada por la expresión: $P = E \times I$; en Watts.

La relación entre E, I y P se aprecia mejor en la figura A.1

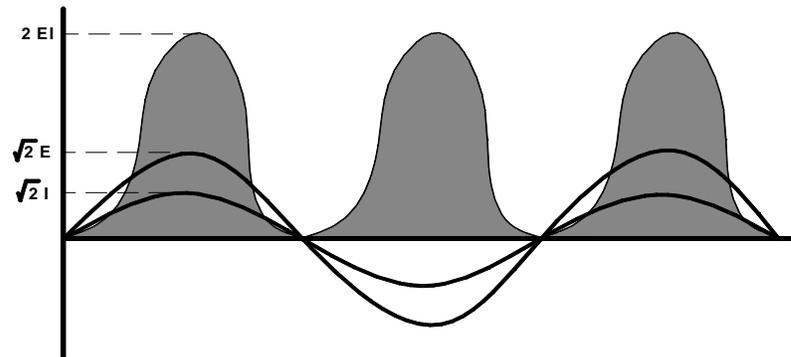


Figura A.1 Potencia en un circuito puramente resistivo

E e I son valores efectivos, por lo que el valor pico de ellos es $\sqrt{2}E$ y $\sqrt{2}I$; se observa que la señal de potencia es a doble frecuencia (120 Hz).

Para este circuito se tiene que la potencia real o activa es:

$$P = \text{Potencia pico} / 2 = (\sqrt{2})(\sqrt{2})(EI / 2) = EI \quad (\text{A.3.1})$$

A.4 POTENCIA REACTIVA

Es la energía o potencia utilizada para formar el campo magnético mediante la corriente de magnetización, para que las cargas inductivas tales como los transformadores, motores de inducción, hornos de arco y en general todos los dispositivos eléctricos que hacen uso de un campo electromagnético funcionen adecuadamente, ya que estas cargas requieren de dos clases de corriente para su operación, que son la corriente de magnetización o reactiva y la corriente activa. La corriente reactiva proporciona el flujo para los campos magnéticos en los dispositivos de inducción, esto quiere decir que sin la corriente de magnetización, la energía eléctrica no podría fluir a través del núcleo de los transformadores o en el entrehierro de los motores de inducción.

Complementando lo anterior, estas cargas requieren de potencia activa para efectuar un trabajo útil, mientras que la potencia reactiva la utilizan para la generación del campo magnético. La potencia reactiva es medida en volts-amperes-reactivos (VAR's).

La resultante de la suma vectorial de estas potencias, la activa y la reactiva, produce la potencia aparente que se mide en volts-amperes (VA's), también definida como el producto de la corriente y el voltaje.

De la relación entre la potencia activa y reactiva resulta el factor de potencia que se describe a continuación.

A.5 FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia (FP) es la relación entre la potencia activa P en KW y la potencia aparente S dada en KVA [3], expresado en la fórmula A.5.1:

$$\text{Factor de potencia} = \frac{KW}{KVA} \quad (A.5.1)$$

También se considera el factor de potencia como el valor del coseno del ángulo entre la corriente y el voltaje de envío, esto es producido por la diferencia debida al atraso o adelanto del fasor de corriente con respecto al fasor de voltaje.

Al relacionar los resultados de la multiplicación de las componentes de la corriente I, (I_R e I_X) por el valor del voltaje de llegada V_R , forman el triángulo de potencias, figura A.2 a).

El factor de potencia es un indicativo de la eficiencia con que se está utilizando la energía eléctrica para producir un trabajo útil, esto es, el factor de potencia mide que tan efectivamente esta siendo empleada la potencia eléctrica.

Un alto factor de potencia significa que la potencia eléctrica esta siendo usada efectivamente, mientras que un bajo factor de potencia indica una pobre utilización.

El bajo factor de potencia es un problema frecuente en los sistemas de distribución, el origen del mismo es que muchas de las cargas en tales sistemas son inductivas.

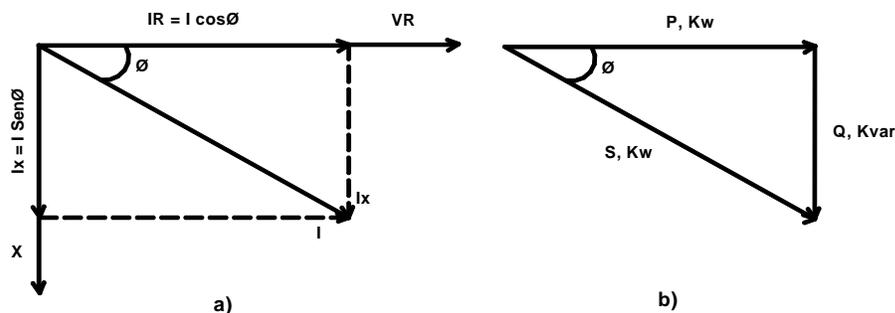


Figura A.2 a) Diagrama fasorial y b) Triángulo de potencias para una carga típica de distribución

Un bajo factor de potencia limita la capacidad de los equipos con el riesgo de incurrir en sobrecargas peligrosas y pérdidas excesivas.

A.5.1 EL EFECTO DEL FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA

La figura A.2b) señala la relación entre la potencia activa P, reactiva Q y aparente S en una carga de distribución, al cambiar el valor de Q cambia el valor de S de modo que puede ser mayor o menor; la disminución de Q se logra teniendo un buen factor de potencia en las cargas o utilizando capacitores, de acuerdo a lo anterior el factor de potencia se ve reflejado en el nivel de la potencia reactiva Q de la carga; para visualizarlo mejor se presenta la figura A.3.

Se observa el efecto que tiene el cambio del FP de la carga en intervalos de 10%, cuando existe un FP de 0.80 se presenta un aumento en la potencia aparente de la línea en 25%, esto es 125KVA y para corregir el problema se requiere de un banco de capacitores de 75 KVAR que suprima el efecto de la componente de potencia reactiva demandada por la carga. Es importante considerar esto porque en cargas típicas para redes de distribución el valor del factor de potencia presente es de 0.80 [2].

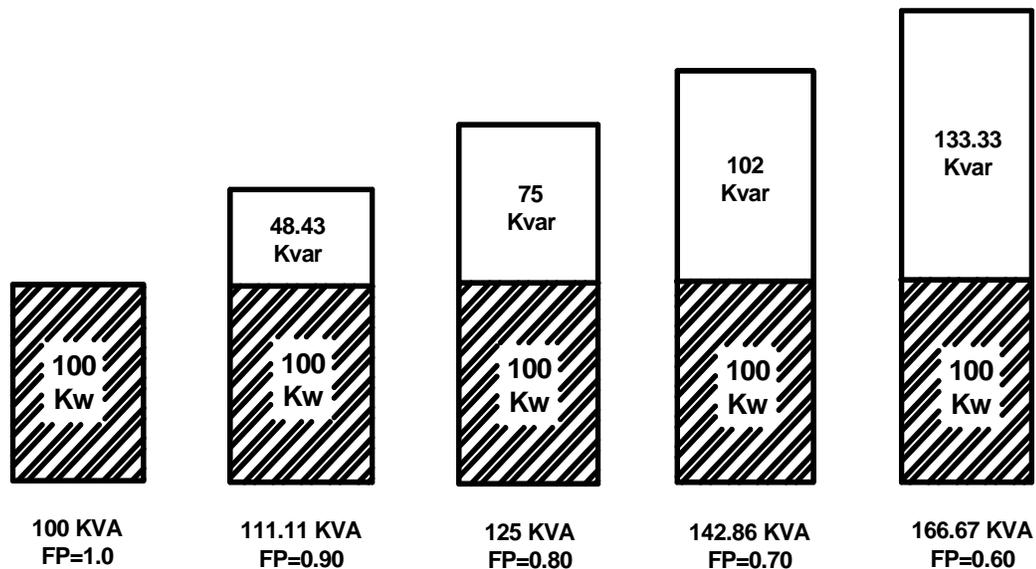


Figura A.3 Cambio en la potencia aparente y reactiva en función del factor de potencia de la carga, manteniendo la potencia real constante.

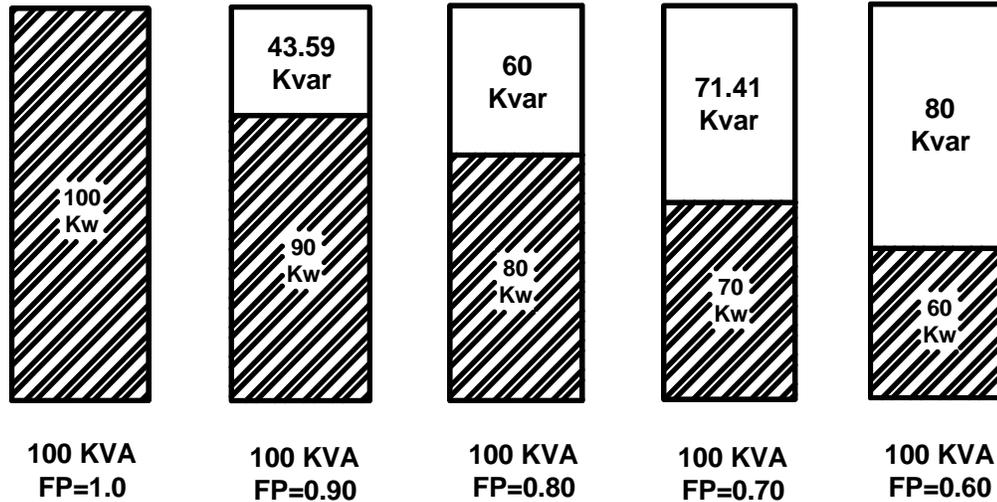


Figura A.4 Cambio en la potencia activa y reactiva en función del factor de potencia de la carga, manteniendo la potencia aparente constante.

A.6 MÉTODOS DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

A.6.1 BANCOS DE CAPACITORES

La mayoría de las cargas en los sistemas de distribución no llegan a tener un factor de potencia unitario o del 100%, debido a su consumo de potencia reactiva KVAR tal como lo hacen con la potencia activa en KW. Se consideran dos tipos de KVAR: KVAR atrasados y KVAR adelantados; prácticamente la mayoría de las cargas son del tipo KVAR atrasados por el consumo de las corrientes de magnetización.

Los capacitores proporcionan KVAR en adelanto para compensar los KVAR de atraso demandados por la carga, en otras palabras los capacitores son generadores de potencia reactiva, esto es, la proporcionan a la red en lugar de absorberla.

La función principal de los capacitores es regular el voltaje y el flujo de potencia reactiva en el punto donde son instalados [2].

La instalación de capacitores mejora la eficiencia de los sistemas de distribución en dos maneras [3]:

- Reduciendo las corrientes de línea al mejorar el factor de potencia a un valor cercano al 100%

- Mejorando el voltaje de línea, que influye en menores pérdidas sobre las líneas y transformadores del sistema.

Por lo general, los capacitores instalados en el circuito alimentador de una red de distribución están colocados en grupos denominados bancos de capacitores, con sus respectivos fusibles, que a su vez restringen el tamaño del banco, por lo que las máximas capacidades de los bancos utilizados son de 1800 KVAR a 15KV y 3600 KVAR a mayores niveles de voltaje.

Los capacitores utilizados en los sistemas de distribución pueden ser básicamente de dos tipos: capacitores serie y capacitores paralelo.

A.6.1.1 CAPACITORES SERIE

Los capacitores serie se denominan así porque están conectados en serie con las líneas; la función del capacitor serie es contrarrestar el efecto de la reactancia inductiva presente en una línea, dicho de otro modo, el capacitor serie es una reactancia negativa (capacitiva) en serie con la reactancia positiva del circuito (inductiva) para compensar su efecto en forma parcial o total.

Lo anterior se aprecia mejor en la figura A.5

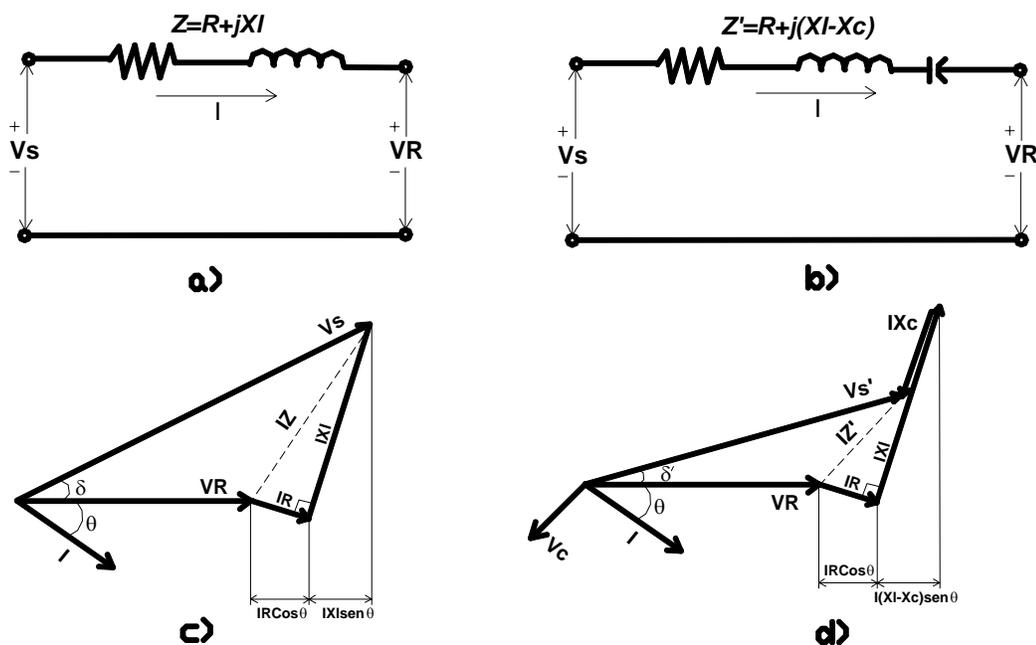


Figura A.5 Diagramas fasoriales de un circuito alimentador con factor de potencia atrasado a) y c) sin capacitores serie, b)y d) con capacitores serie

El principal efecto que se tiene con un capacitor serie es la minimización e inclusive la supresión de la caída de voltaje en un circuito provocada por su inductancia, debido a esto el capacitor serie es considerado como un regulador de voltaje debido a que contribuye a su aumento y que es proporcional a la magnitud y factor de potencia de la corriente que circula por el capacitor; además es importante mencionar que el voltaje se incrementa automáticamente e instantáneamente de acuerdo a la carga.

El capacitor serie da una mejor elevación en el nivel de voltaje que el capacitor paralelo a bajo factor de potencia, sin embargo el capacitor serie mejora en menor medida el factor de potencia del sistema a como lo realiza el capacitor paralelo, además de tener un pequeño efecto sobre la corriente de la fuente.

Volviendo al circuito del alimentador y su diagrama fasorial en la figura A.5, la caída de voltaje está dada por:

$$VD = IR\cos\theta + IXl\text{sen}\theta \quad (A.6.1)$$

Donde:

R = Resistencia del circuito alimentador

Xl = Reactancia inductiva del circuito alimentador

$\text{Cos}\theta$ = Factor de potencia

$\text{Sen}\theta$ = Seno del ángulo del factor de potencia

Cuando el capacitor serie es aplicado al circuito según la figura A.6 b) y d), la caída de voltaje resultante se calcula de acuerdo a:

$$VD = IRCos\theta + I(Xl-Xc)\text{Sen}\theta \quad (A.6.2)$$

Donde:

Xc = Reactancia capacitiva del capacitor serie

Los capacitores en serie se usan en redes radiales para alimentar cargas con un factor de potencia de atraso 0.70 a 0.95, son muy efectivos en este tipo de circuitos por los problemas de parpadeo presentes en el alumbrado, variaciones repetitivas de carga, disminuciones repentinas de voltaje ocasionadas por el arranque de motores, soldadoras eléctricas y hornos de arcos que se tienen. Una de las aplicaciones mas importantes de los capacitores en serie es en las líneas de alimentación a soldadoras eléctricas.

A.6.1.2 CAPACITORES PARALELO

Los capacitores paralelo se encuentran conectados como su nombre lo indica en paralelo con las líneas y son utilizados ampliamente en los sistemas de distribución. Los capacitores paralelo suplen la corriente o potencia reactiva que demanda una carga, mediante el efecto de contrarrestar la componente de corriente fuera de fase requerida por una carga inductiva. En la figura A.6 se presentan los diagramas fasoriales de un circuito alimentador empleando este tipo de capacitores.

La caída de voltaje es determinada por:

$$VD = I_R R + I_X X_L \tag{A.6.3}$$

Donde:

R = Resistencia total del circuito alimentador

X_L = Reactancia inductiva total del circuito alimentador

I_R = Corriente de la potencia activa o en fase

I_X = Corriente reactiva atrasada respecto al voltaje en 90°

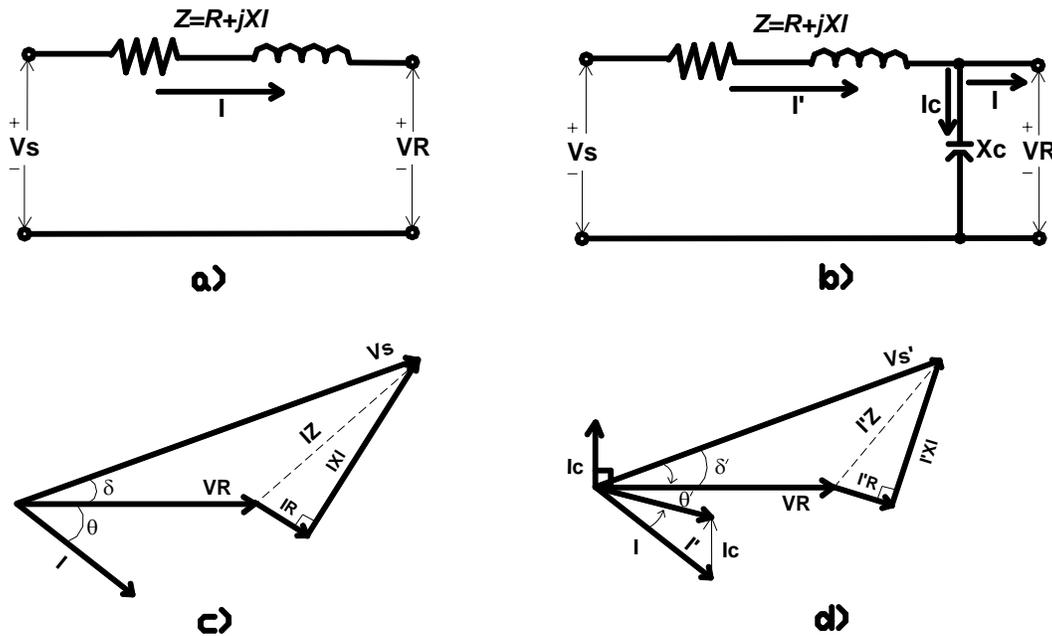


Figura A.6 Diagramas fasoriales de voltaje de un circuito alimentador con factor de potencia atrasado, a) y c) sin capacitores paralelo, b) y d) con capacitores paralelo.

Se puede apreciar que la magnitud de la corriente de la fuente puede ser reducida, el factor de potencia puede ser mejorado y consecuentemente la caída de voltaje entre el punto de alimentación hasta la carga puede ser minimizada. Sin embargo los capacitores paralelo no afectan la corriente o el factor de potencia mas allá de su punto de aplicación, además como el suministro de potencia reactiva está directamente ligado al voltaje, al existir bajos niveles de voltaje en el sistema, el suministro de potencia reactiva disminuye.

De acuerdo a su instalación existen varios tipos de capacitores, tal como se muestra en la figura A.7 [3]

A.6.1.3 CAPACITORES FIJOS Y DESCONECTABLES

Según su instalación los capacitores pueden ser fijos o desconectables. Los capacitores fijos son aquellos que se encuentran conectados permanentemente a la línea, cuando se tiene determinada carga o consumo de KVAR constantes aún en condiciones de carga mínima; los capacitores desconectables son aquellos que entran en operación cuando es necesario el aumento o disminución de KVAR capacitivos, de acuerdo a las condiciones de demanda, teniendo presente que la carga es variable, además se denominan así debido a que poseen un interruptor el cual los acciona dependiendo de las condiciones de carga.

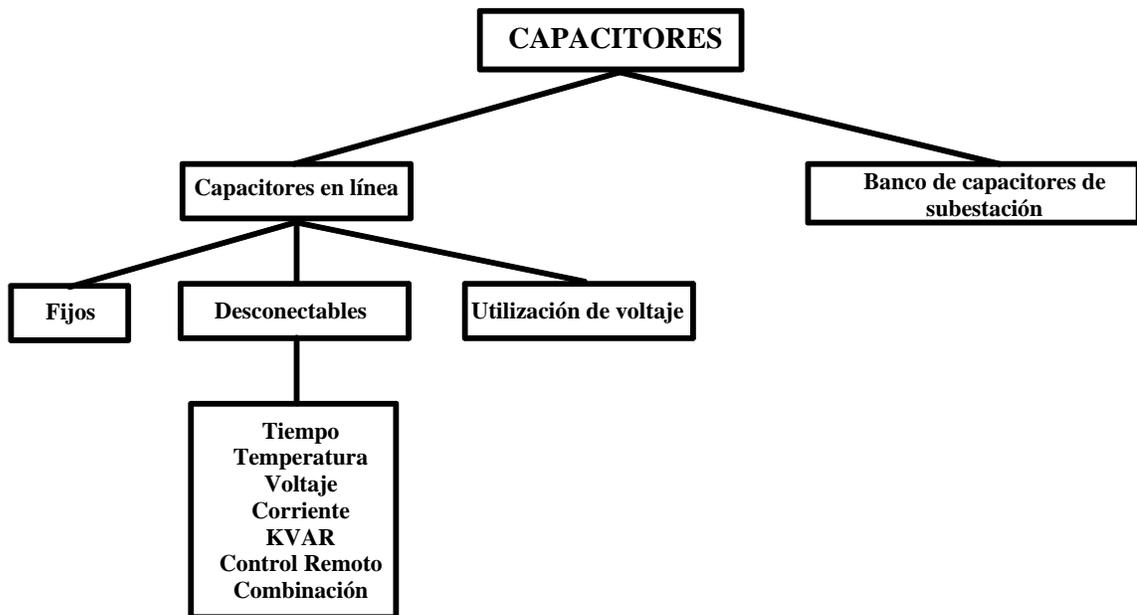


Figura A.7 Clasificación de los capacitores por su instalación

La figura A.8 ilustra el efecto de un capacitor fijo en el perfil de voltaje del circuito alimentador con carga uniformemente distribuida, en condiciones de máxima y mínima demanda de carga. Como puede verse, el usuario experimentará un excesivo factor de potencia y elevación de voltaje en ese alimentador.

En la figura A.9 se puede apreciar como algunos capacitores son instalados como bancos de capacitores desconectables, para que precisamente en los momentos de carga mínima sean desconectados y conectados en los momentos de demanda máxima. Estos capacitores pueden ser conectados en grupo o en pasos gradualmente según la demanda de reactivos por parte de la carga, partiendo de la condición de mínima hasta máxima demanda. Sin embargo, en la práctica, los pasos se seleccionan de tal modo que sean menores a los de la figura, debido a los costos en los equipos de control y accionamiento de los bancos.

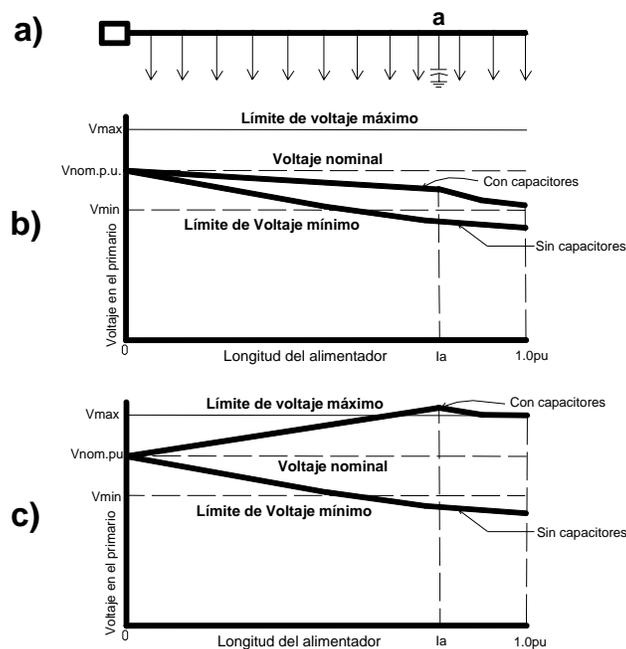


Figura A.8 Efectos de un capacitor fijo en el nivel de voltaje de a) Alimentador con carga uniformemente distribuida, b) a plena carga, c) a carga mínima

Para determinar el tipo de instalación de los bancos de capacitores, es necesario realizar un estudio previo de la red de distribución, que puede ser mediante algún programa de flujos de carga e inclusive hacerlo manualmente, con la finalidad de determinar los

requerimientos de potencia reactiva por parte de la carga para posteriormente graficar los resultados y obtener una curva como en la figura A.9

Esta curva se denomina *curva de duración de la carga reactiva* y es la suma de las cargas reactivas (lámparas fluorescentes, motores y equipos similares) por parte de los usuarios, así como también la suma de los requerimientos de potencia reactiva por parte del sistema (transformadores y reguladores). Una vez que la curva ha sido determinada, entonces por inspección en la misma se determina el tamaño del banco de capacitores fijo según los mínimos requerimientos de potencia reactiva. Por ejemplo, de acuerdo con la curva, el tamaño del banco de capacitores fijo debe ser de 600KVAR.

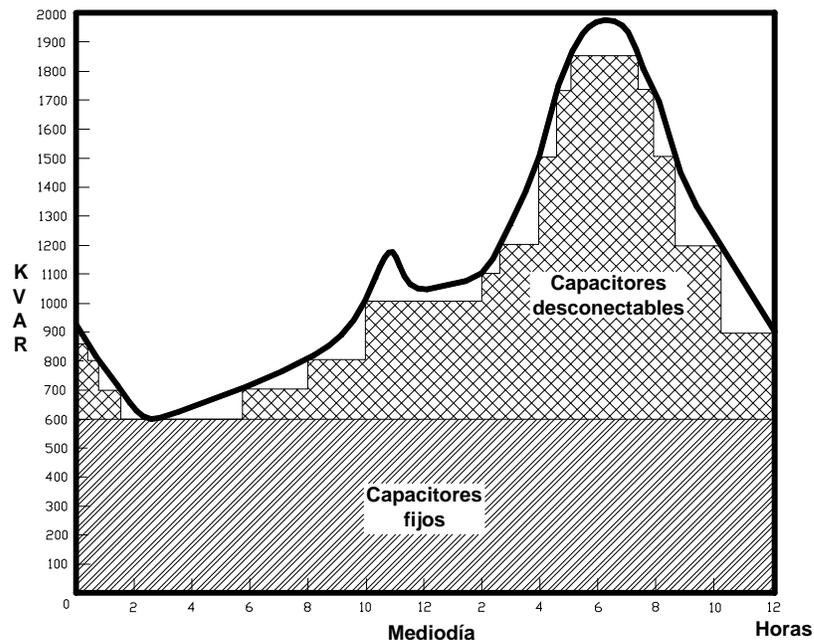


Figura A.9 Curva de duración de la carga reactiva

El resto de la demanda de potencia reactiva es suministrada por el generador o en este caso por el banco de capacitores desconectables, sin embargo el satisfacer la demanda de KVAR desde el generador hasta el punto de utilización implica costos elevados y problemas de estabilidad en el sistema, entonces se hace necesario el uso de capacitores desconectables.

La capacidad del banco puede ser determinada con la siguiente fórmula [2]:

$$\frac{KVAR \text{ a conectarse} + KVAR \text{ fijos}}{KVAR \text{ pico de carga en el circuito}} \geq 0.70 \quad (A.6.4)$$

TIPOS DE CONTROL EN CAPACITORES DESCONECTABLES

Hay varias formas de control para los capacitores desconectables y esto se logra mediante el accionamiento de un interruptor integrado al mismo, el cual puede ser activado de acuerdo con la figura A.7 por tiempo, temperatura, voltaje, corriente, KVAR, control remoto o por alguna combinación de los anteriores [3].

Control por tiempo

En este caso se utiliza un temporizador para accionar el capacitor a determinadas horas del día cuando se espera la carga máxima, y desconectarlo en condiciones de carga mínima. Este control se puede programar para que funcione durante fines de semana o en determinadas estaciones del año.

Control por temperatura

Este control depende de la temperatura ambiente ya que según sea alta o baja acciona el capacitor, y cuando las condiciones de temperatura ambiente son estables desconecta el capacitor.

Control por voltaje

Dependiendo del nivel de voltaje en la línea se controla el capacitor; cuando el voltaje en la línea es bajo entra en operación el capacitor, y cuando el voltaje de línea es alto se desconecta el capacitor.

Control por corriente

Es algo similar al control por voltaje, de acuerdo al nivel de corriente de línea se controla el capacitor, cuando la corriente de línea es baja se conecta el capacitor y cuando la corriente es alta se desconecta.

Control por factor de potencia

El control del capacitor va a depender del factor de potencia en la red, si se tiene un factor de potencia bajo opera el capacitor, y deja de operar al tener un alto factor de potencia en la línea.

Control por KVAR

Los KVAR de la carga en este tipo de control determinan el accionamiento del capacitor, si los KVAR consumidos por la carga son altos entonces se acciona el capacitor, en caso contrario de que los KVAR demandados por la carga sean mínimos se desconecta el capacitor.

Control remoto

Conecta o desconecta de la línea al capacitor dependiendo del tipo de señal emitida por un centro de control.

Combinación de los anteriores

Esta forma de control se consigue combinando dos o mas de los tipos de control descritos anteriormente, lo que permite conectar o desconectar el capacitor con dos o mas tipos de señales de entrada, aprovechando las ventajas que presenta cada tipo de control, a fin de eliminar algunas de sus desventajas. La combinación mas frecuente es la que utiliza por una parte el control por voltaje y por otra parte el control por: temperatura, corriente, KVAR o por un temporizador.

A.6.1.4 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD Y LOCALIZACIÓN DE LOS CAPACITORES

La localización de los capacitores en la red de distribución es muy importante considerando los efectos de su instalación, por ejemplo, si se colocan en la subestación, no influyen de manera efectiva en las pérdidas de las líneas que colocándolos en otro lugar, debido a que los KVAR reactivos tienen que ser llevados a través de los conductores de línea desde la subestación a la carga, no obteniendo con esto un buen resultado en la minimización de pérdidas; lo anterior se puede apreciar en la figura A.10

Para la condición mostrada, la localización de los capacitores es obviamente cerca de la carga, sin embargo el problema a resolver es que tan cerca de la carga deben colocarse.

En general la mejor localización puede ser determinada de acuerdo a la minimización de pérdidas y la regulación de voltaje, por lo tanto es necesario un estudio del perfil del voltaje en el circuito alimentador, con la finalidad de garantizar la mejor ubicación.

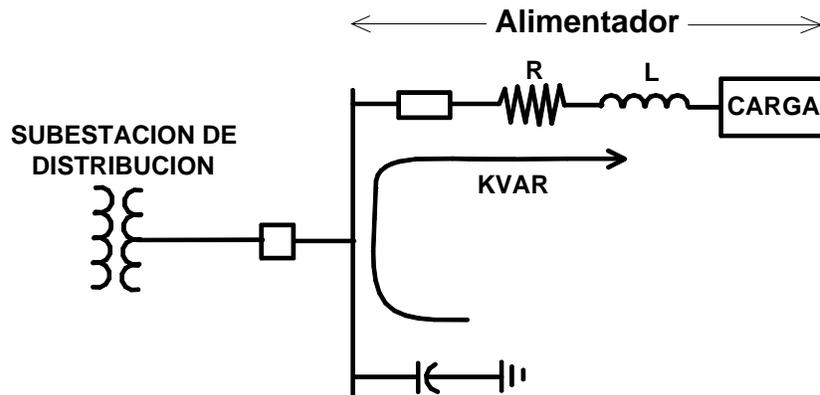


Figura A.10 Localización de capacitores en la subestación

Procedimiento práctico para la localización de capacitores [2]:

El procedimiento se puede resumir en los siguientes pasos:

1. Reunir la siguiente información del circuito y de la carga:
 - a) Dos de los siguientes parámetros en la carga: KVA, KVAR, KW y el factor de potencia
 - b) El factor de potencia deseado en la red
 - c) El voltaje en el circuito alimentador
 - d) Un diagrama de la red en la que se indique la ubicación de la carga y de los capacitores existentes en la red.

2. Determinar los KW de carga y el factor de potencia en el circuito alimentador.

3. Determinar los KVAR y KW de carga necesarios para corregir el factor de potencia del circuito alimentador al valor deseado, utilizando un factor de corrección ubicado en tablas. Para determinar los KVAR capacitivos requeridos se multiplica el factor de corrección por los KW totales del circuito alimentador.

4. Determinar los KVAR individuales y el factor de potencia para cada carga o grupos de carga.

5. Para determinar los KVAR de la línea, se multiplica cada carga o grupos de carga por sus respectivos factores de corrección reactivos dados en tablas.

6. Desarrollar un diagrama para determinar las pérdidas en las líneas en Watts por metro, debidas a las cargas inductivas tabuladas en los pasos 4 y 5, posteriormente se multiplican estas pérdidas por sus respectivas longitudes de línea en metros. Se repite el proceso para todas las cargas y secciones de línea y después hay que sumarlas para encontrar las pérdidas inductivas totales en las líneas.

7. En el caso de tener capacitores en el circuito alimentador, se realizan los mismo cálculos del paso 6, sin embargo en esta ocasión se restan las pérdidas capacitivas de las pérdidas totales inductivas de la línea. Se utiliza el capacitor calculado en el paso 3 y el diagrama del paso 6 y se encuentran las pérdidas en cada sección de línea debidas a la instalación del capacitor.

8. Para determinar la distancia de localización del capacitor en la red, se dividen las pérdidas totales inductivas entre las pérdidas capacitivas de la línea por metro.

Si el cociente es mayor que la longitud de sección de línea:

- a) Se divide el residuo o la pérdida inductiva de la línea entre la pérdida capacitiva de la línea en la siguiente sección de línea, para poder determinar la localización del capacitor.
- b) Si el cociente es aún mayor que la longitud de sección de línea, se repite el paso 8.a

9. Finalmente se prepara el perfil de voltaje manualmente o utilizando un programa de flujos de carga para determinar los niveles de voltaje del circuito. Si el estudio muestra que los voltajes están dentro de los límites establecidos, entonces los capacitores son instalados en el lugar de mínimas pérdidas, en caso contrario se busca alguna otra ubicación que permita el mayor control en el voltaje.

A.7 LA IMPEDANCIA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

En las subestaciones de distribución, normalmente se reduce el nivel de tensión de la transmisión o subtransmisión al nivel de distribución primaria, que para México son: 4.5, 6, 13.8 y 23 KV, esto se hace por medio de los transformadores para el sistema de distribución. Cabe mencionar que estas nos son las únicas reducciones de nivel de tensión ya que existen otras como: 480, 440, 220 y 127 Volts [17]

Las características generales de los transformadores que se conectan de la red primaria a las subestaciones varían, dependiendo del tamaño de la subestación (medido en MVA o KVA), pero por lo regular presentan la siguiente información [17]:

TENSIÓN PRIMARIA: 110 ó 115 KV
TENSIÓN SECUNDARIA: 13.8KV, 23KV, 34.5KV
CAPACIDAD: 20MVA, 50MVA, 100MVA
CONEXIÓN: delta – estrella aterrizada
TIPO DE ENFRIAMIENTO: OA/FA, también OA/FA/FA
IMPEDANCIA: $9\% \leq Z \leq 12\%$

Las subestaciones de distribución utilizan normalmente transformadores trifásicos en lugar de bancos trifásicos con transformadores monofásicos, esto debido a que los transformadores trifásicos son suficientemente confiables, ocupan menos espacio que tres transformadores monofásicos y tienen menor costo.

El tipo de enfriamiento como en este caso el OA, lo determina la capacidad base del transformador y cada paso de enfriamiento con circulación de aire forzado o tipo FA la incrementa un 25% aproximadamente, este enfriamiento se usa por lo regular para cubrir los picos de la carga y puede exceder a la potencia nominal a la base OA por ciertos periodos de tiempo.

Existe otro tipo de enfriamiento el FOA, esto es por circulación forzada de aceite y enfriamiento por aire, este tipo de enfriamiento aumenta hasta un 33.3% la capacidad base del transformador; en algunos casos se utilizan transformadores de distribución con enfriamiento tipo FOA.

Dentro de las especificaciones de los transformadores de distribución hay un parámetro que es importante tomar en cuenta y es el valor de la impedancia, que está dada en porcentaje (%); al variar este valor se presentan cambios en los niveles de potencia reactiva en el sistema de distribución.

Cuando el valor de la impedancia del transformador se reduce, el nivel de potencia reactiva también se reduce, con lo cual se tiene un buen nivel de voltaje, de factor de potencia y también minimización de pérdidas en KW, esto quiere decir que la variación en la impedancia del transformador es una forma de compensar reactivos, no tan directa quizá como los capacitores, reguladores de voltaje u otros equipos utilizados para tal propósito, pero finalmente produce resultados similares.

A continuación se mencionan algunos tipos de pérdidas en los transformadores de distribución, relacionados principalmente a su funcionamiento y que también influyen en las pérdidas de un sistema de distribución.

A.7.1 PÉRDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Gran parte de las pérdidas en un sistema de distribución ocurren en los transformadores, esto se debe a que varios transformadores de distribución utilizan grandes niveles de corriente en los diferentes niveles de voltaje existentes, aunado a que todavía existen transformadores viejos instalados y que no deberían de estar en operación con la finalidad de evitar pérdidas; el problema se complica porque hay numerosas unidades en diferentes áreas de servicio que sin embargo son necesarias para el suministro de energía eléctrica a los usuarios, por lo tanto es importante estudiar este tipo de pérdidas que definitivamente influyen en la potencia reactiva, ya que también son provocadas por el principio de funcionamiento del transformador, el cual demanda corriente de magnetización para operar, teniendo presente que ningún tipo de transformador es 100% eficiente, además de que las pérdidas en los transformadores de la subestación involucran costos continuos a la compañía suministradora del servicio.

Las pérdidas en los transformadores están relacionadas con su resistencia según la fórmula I^2R , pero aunque los transformadores exhiben este tipo de pérdidas, se consideran dos clases diferentes que son:

- Pérdidas en el bobinado (Cobre)
- Pérdidas en el entrehierro (Núcleo)

A.7.1.1 PÉRDIDAS EN EL BOBINADO

Este tipo de pérdidas se denominan así porque precisamente ocurren en las bobinas o arrollamientos del transformador; un término antiguo utilizado para esto era pérdidas por Cobre, pero actualmente este término es poco utilizado porque existen transformadores que en lugar de Cobre utilizan Aluminio en sus arrollamientos.

Estas pérdidas en los transformadores representadas por la fórmula I^2R son conocidas también como pérdidas por carga, debido a que varían con el cuadrado de la corriente de carga I . La mayoría de las pérdidas presentes en los transformadores son de este tipo, por lo que su análisis es muy importante en cualquier estudio aplicado a un sistema de distribución.

A.7.1.2 PÉRDIDAS EN EL ENTREHIERRO (NÚCLEO)

Estas pérdidas son provocadas por las corrientes eléctricas y por los campos magnéticos necesarios para magnetizar el núcleo del transformador y están presentes en cualquier transformador energizado no importando su tipo. El valor de éstas pérdidas se mantiene constante (a un voltaje constante) independientemente de la carga conectada al transformador.

Por ejemplo si un transformador de distribución tiene 50KW de pérdidas en el núcleo entonces la fuente debe suministrar 50KW cada vez que el transformador sea energizado aún si los interruptores en el lado de baja del transformador se encuentren abiertos, lo cual quiere decir que las pérdidas en el núcleo corresponden aproximadamente a la potencia disipada en el transformador bajo condiciones sin carga.

A.7.1.3 PERDIDAS AUXILIARES

El tercer tipo de pérdidas es aplicable únicamente a los transformadores de subestación o a transformadores de mayor capacidad, arriba de 5000KVA. Estas pérdidas son conocidas como pérdidas auxiliares y representa la carga eléctrica en los elementos auxiliares del transformador en conjunción con las pérdidas de su arrollamiento descritas anteriormente.

Las pérdidas totales anuales debidas a los equipos auxiliares se evalúan de acuerdo a las horas al año en que los equipos auxiliares están en operación.

A.8 LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN EN LA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

La evaluación y reducción de pérdidas en las líneas de distribución es algo detallado y complejo, debido a la gran variedad de configuraciones de líneas, así como de las diferentes condiciones de carga presentes en ellas, sin embargo, la evaluación de las pérdidas en las líneas puede producir ahorros cuando es considerado en planes de mejoramiento y construcción de redes de distribución. Las características especiales de eficiencia en las líneas de distribución primaria así como en las secundarias son de interés para efectuar un buen análisis y ahorro en las pérdidas. Se hace mención de todo esto por la relación entre las pérdidas y la potencia reactiva, ya que las pérdidas en las líneas se calculan de acuerdo a la fórmula I^2R que como se ha mencionado en la sección de capacitores, este tipo de pérdidas

esta relacionado con la corriente fuera de fase que circula por los conductores y elementos de la red de distribución, así que cualquier procedimiento para la minimización de pérdidas está relacionado con la minimización en la cantidad de potencia reactiva.

Por lo tanto la minimización de pérdidas debe incluir la reducción en el flujo de la corriente de línea.

El modo mas efectivo de lograr lo anterior puede ser: operando las líneas de distribución a su mas alto nivel de voltaje y cambiando el calibre y tipo de conductores, aspectos que a continuación se describen brevemente [3].

A.8.1 CONVERSIÓN DE VOLTAJE

En general, el efecto sobre las pérdidas al cambiar líneas de distribución está determinado por la siguiente expresión [3]:

$$\text{Efecto en pérdidas} = \left(\frac{\text{Voltaje menor}}{\text{Voltaje mayor}} \right)^2 \times \left(\text{Pérdidas en KW en el} \right. \\ \left. \text{circuito de voltaje menor} \right) \quad (A.8.1)$$

Aunque los ahorros en pérdidas pueden ser obtenidos por la conversión de voltaje, el capital requerido para lograr lo anterior es frecuentemente alto, debido a la necesidad de instalación de nuevos transformadores de distribución y por lo tanto nuevas subestaciones para alimentarlos, además de otras modificaciones en las líneas.

La justificación económica para tal proyecto de conversión de voltaje está determinada por la comparación entre el ahorro anual por concepto de pérdidas y los costos o cargos anuales debidos a la inversión del capital requerido para realizar la conversión de voltaje [3].

El análisis económico para la conversión de voltaje en un sistema de distribución debe incluir una evaluación de costos en los siguientes puntos:

- La disponibilidad de las nuevas subestaciones para suministrar un nivel de voltaje mayor.
- El abastecimiento de voltaje mayor a los transformadores de distribución y cables subterráneos.

- La posible necesidad de tener mas restauradores y apartarrayos para prevenir el deterioro en la confiabilidad de las líneas asociada a niveles de voltaje elevados.
- La adquisición de nuevo equipo para trabajar con voltaje mas alto.
- La capacitación del personal para operar un voltaje mayor
- Costos de ingeniería asociados al tener dos niveles de voltaje diferentes en el sistema de distribución.

A.8.2 CAMBIO EN EL CALIBRE DE LOS CONDUCTORES

El calibre de los conductores utilizados en los sistemas de distribución tiene efectos considerables en la eficiencia de las líneas. Como las pérdidas están determinadas por la fórmula I^2R , al tener un conductor de grueso calibre, la resistencia que presenta es menor comparada con la resistencia de otro conductor de calibre inferior, por lo tanto las pérdidas derivadas de I^2R son menores teniendo presente que esto se ve reflejado en los niveles de potencia reactiva; además, no solo influye el cambio en el calibre sino que también el cambio en el tipo de conductor, esto es de aéreo a subterráneo, que mas adelante se menciona.

Continuando con el calibre de los conductores, se puede apreciar la diferencia al comparar dos conductores, por ejemplo, las pérdidas en un conductor ACSR 4/0 son aproximadamente la mitad de las que ocurren en un conductor ACSR 1/0 al mismo nivel de carga y en un conductor ACSR 336 mcm es una tercera parte de las pérdidas del ACSR 1/0. Los valores de resistencia se encuentran en tablas proporcionadas por el fabricante, que son útiles para el cálculo de parámetros de línea y para la evaluación de pérdidas.

A.9 CONDUCTORES SUBTERRÁNEOS

Las consideraciones hechas anteriormente para conductores aéreos también son aplicables a los conductores subterráneos, específicamente en lo relacionado con el análisis de pérdidas, sin embargo el alto costo en la modificación de los sistemas subterráneos afecta los resultados en los estudios que comparan: los ahorros provenientes de la reducción de pérdidas y los costos al cambiar los sistemas existentes; por ejemplo, el precio de los conductores subterráneos es mayor comparado con los conductores aéreos, principalmente por su diseño, el cual requiere de varias capas de aislamiento y protección, por lo tanto el reemplazarlos involucra un aumento en los costos, que no se justifica por el simple hecho de reducir pérdidas

en el sistema, a menos que se tengan que realizar por el deterioro en los materiales del conductor o por un alto índice de fallas en la red provenientes de los conductores subterráneos.

En el diseño de nuevos sistemas subterráneos, un análisis de pérdidas siempre debe ser parte fundamental para determinar la configuración y el calibre de los conductores primarios. Debido a la reducida ampacidad de los conductores subterráneos comparados con los aéreos y por la necesidad de conductores adecuados para enfrentar el crecimiento de la carga, la elección de un conductor basada en la optimización de pérdidas y en criterios generales de planeación son frecuentemente similares.

A.9.1 LA CAPACITANCIA EN LOS CONDUCTORES SUBTERRÁNEOS

Una de la ventajas que por su diseño presentan los conductores subterráneos es su alta capacitancia, lo que reduce la necesidad de instalar bancos de capacitores en la red de distribución. Como referencia para sistemas de 15KV, dependiendo del calibre del conductor, el rango de capacitancia en el conductor va desde 5KVAR por fase por milla hasta niveles mayores de 10KVAR por milla. Para sistemas de 25KV, el rango de capacitancia va desde 17KVAR por fase por milla hasta mas de 30KVAR por milla [3].

A.9.2 PERDIDAS DIELECTRICAS

Son un tipo especial de pérdidas asociadas a los conductores subterráneos y comparadas con otro tipo de pérdidas en un sistema eléctrico de potencia son pequeñas y por lo tanto, frecuentemente ignoradas. Como ejemplo, el valor típico de este tipo de pérdidas en un cable de 1609 metros de longitud, monofásico a 25KV es de 15W. Ahora comparando pérdidas, si este cable de la misma longitud conduce 100 amperes, las pérdidas debidas a su resistencia serán aproximadamente 1600W [3].

Sin embargo, si grandes cantidades de cables subterráneos tienen que ser instalados, las pérdidas dieléctricas asociadas a los diferentes materiales de aislamiento provenientes de cada cable pueden llegar a ser considerables. El otro tipo de pérdidas relativamente pequeñas que están relacionadas a lo anterior son las provocadas por la capa metálica que envuelve al conductor.