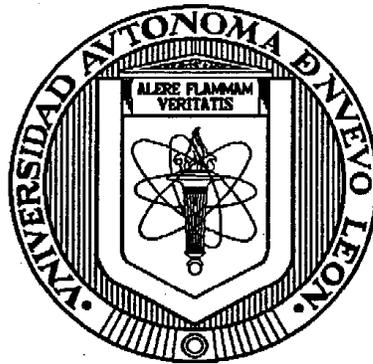


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



**ANÁLISIS PARA LA COMPENSACIÓN REACTIVA EN LA RED
DE DISTRIBUCIÓN**

TESIS

**EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA CON
ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

PRESENTA

ING. ROBERTO ALEJANDRO GARZA JIMÉNEZ

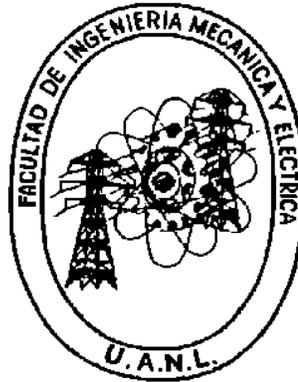
SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, N.L.

08 DE DICIEMBRE DEL 2006

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



**ANÁLISIS PARA LA COMPENSACIÓN REACTIVA EN LA RED
DE DISTRIBUCIÓN**

TESIS

**EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA CON
ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

PRESENTA

ING. ROBERTO ALEJANDRO GARZA JIMÉNEZ

SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, N.L.

08 DE DICIEMBRE DEL 2006

DEDICATORIA

Este trabajo de tesis es el resultado de mucho esfuerzo de mi esposa é hijos.

Laura Marcela Guía Guijarro
Marcela Alejandra Garza Guía
Cinthya Gabriela Garza Guía
Erika Maria Garza Guía
Roberto Carlos Garza Guía

A mis padres Roberto Garza Pérez y Sofía Jiménez Guajardo

Por su paciencia y comprensión quienes indudablemente han sido el pilar fundamental para que me supere en esta vida.

AGRADECIMIENTO

Expreso mí mas profunda gratitud a las siguientes personas al Dr. Salvador Acha Daza quien coordina la Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia en la Universidad Autónoma de Nuevo León.

A los Maestros Dra. Ada Álvarez Socarrás, Dr. Ernesto Vázquez Martínez, Dr. Salvador Acha Daza, Dr. Fernando Sánchez Tello, MC. Juan José Guerrero Garza, MC Omar Méndez Zamora, MC. Roberto Villarreal Garza por venir a compartir sus conocimientos con nosotros, y muy especialmente al Dr. Rogelio Ramírez Barradas por asesorarme para realizar este trabajo.

ÍNDICE

1.- INTRODUCCIÓN	1
1.1.- Antecedentes del Problema.	1
1.2.- Importancia del Tema.	1
2.- FUNDAMENTOS DE LA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA	4
2.1.- Corrientes Activas y Corrientes Reactivas.	4
2.2.- Potencia Eléctrica y Factor de Potencia.	7
2.3.- Métodos de Compensación de Potencia Reactiva.	10
2.4.- Aplicación de Bancos de Capacitores en los Sistemas Eléctricos.	12
3.- CONCEPTOS DE CONTROL DE VOLTAJE	20
3.1.- Introducción.	20
3.2.- Flujos de Reactivos – Control de voltaje.	21
3.2.1.- Ecuaciones del Flujo de Potencia Reactiva.	26
3.3.- Control de Voltaje Local.	29
3.4.- Balance de Potencia Reactiva.	31
3.4.1.- Inyecciones de Potencia Reactiva.	37
3.5.- Control de Voltaje Mediante Transformadores.	38
3.5.1.- Análisis en un Caso sin Carga.	38
3.5.2.- Análisis del Caso con Carga.	40
3.6.- Margen de Potencia Reactiva.	44
4.- ANÁLISIS DE SENSITIVIDAD	46
4.1.- Introducción.	46
4.2.- Conceptos Fundamentales.	47
4.3.- Coeficientes de Sensitividad del Modelo de Potencia Reactiva.	49
4.3.1.- Estructura de la Matriz $[B_Q]$	51

4.3.2.-	Nodos de Voltaje Controlado.	54
4.3.3.-	Influencia de la Carga Reactiva.	55
4.3.4.-	Influencia de los Voltajes de Generación.	57
4.3.5.-	Influencia de los Cambios de Tap en Transformadores.	61
5.-	ANÁLISIS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA.	65
5.1.-	Introducción.	65
5.2.-	Alternativas para el Control de Voltaje.	67
5.3.-	Casos en Diferentes Condiciones de Demandas.	68
5.3.1.-	Análisis en Demanda Máxima.	69
5.3.2.-	Análisis en Demanda Promedio.	74
5.3.3.-	Análisis en Demanda Mínima.	79
5.4.-	Resultados.	84
5.5.-	Interpretación de Resultados.	85
6.-	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	88
8.-	BIBLIOGRAFÍAS	90
	ÍNDICE DE FIGURAS	91
	ÍNDICE DE TABLAS	93

ANÁLISIS PARA LA COMPENSACIÓN REACTIVA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Roberto Alejandro Garza Jiménez, Ing.
Profesor Asesor: Dr. Rogelio Ramírez Barradas.

RESUMEN

En el desarrollo inicial de los sistemas eléctricos, los centros de generación se ubicaron cerca de los principales centros de consumo; por este motivo no fue necesario transferir grandes cantidades de potencia reactiva y, por lo tanto, de instalar esquemas de compensación reactiva. A medida que los sistemas eléctricos fueron creciendo, fue necesario compensar la carga, principalmente con capacitores en derivación.

Mientras que la potencia activa debe transmitirse desde los generadores a las cargas, la potencia reactiva, como una cosa de principio, no debería circular a través de largas distancias, ya que ello implica mayores caídas de voltaje, con lo cual se complica el control del mismo; mayores pérdidas, debido a corrientes más altas, lo que significa mayores costos y utilización innecesaria de la capacidad térmica de los equipos, principalmente transformadores y conductores. Para evitar la circulación de potencia reactiva y controlar mejor el voltaje se utilizan equipos de compensación reactiva.

El balance de la potencia reactiva debe lograrse “idealmente” dentro de cada región de un sistema de potencia, en cada subsistema de transmisión y en cada zona de distribución. Sin embargo, en la práctica esto no siempre se logra por una u otra razón.

Como es conocido, los elementos de transmisión que consumen o generan reactivos son los transformadores, las líneas de transmisión, los cables subterráneos y los dispositivos de compensación. Los transformadores siempre consumen potencia reactiva mientras que las líneas de transmisión la generan y consumen. Los reactivos generados por la capacitancia de la línea son prácticamente independientes de la carga transmitida; la potencia reactiva consumida por la inductancia de la línea varía con la carga transferida.

Los generadores se utilizan para controlar el voltaje en las terminales de transmisión en las que se conectan; absorben o generan reactivos en función de las condiciones de carga. El envío de reactivos de generadores remotos usualmente se evita en condiciones normales; sin embargo, son fuentes de reactivos muy importantes que también deben considerarse como reservas, especialmente en contingencias que impliquen pérdida de generación o de secciones importantes de líneas de transmisión. Adicionalmente, la operación de generadores como condensadores síncronos representa un recurso muy atractivo para el control de reactivos.

Una de las funciones mas importantes que se realiza en la operación de un sistema eléctrico de potencia es el control de voltaje. Para el análisis de esta problemática se relaciona el flujo de potencia reactiva con el perfil de voltaje de un sistema eléctrico de potencia. Siendo muy importante la localización de fuentes de potencia reactiva y la estructura del sistema de transmisión

Debido a lo anterior, se hace necesaria la realización de estudios de simulación para diseñar estrategias operativas para optimizar las reservas de potencia reactiva para lograr un control efectivo del voltaje. El objetivo de este control es ajustar todos los voltajes nodales dentro de una banda operativa. Esto hace que la solución del problema sea compleja, ya que en estado estable todos los voltajes nodales puedan ser diferentes y mas aun cuando se requiere el control de voltaje en redes eléctricas débiles.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1.- ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.

En el desarrollo inicial de los sistemas eléctricos, los centros de generación se ubicaron cerca de los principales centros de consumo; por este motivo no fue necesario transferir grandes cantidades de potencia reactiva y, por lo tanto, de instalar esquemas de compensación reactiva. A medida que los sistemas eléctricos fueron creciendo, fue necesario compensar la carga, principalmente con capacitores en derivación.

Con el desarrollo de grandes proyectos de generación hidroeléctrica alejados de los centros de consumo, así como debido al empleo de niveles de tensión más elevados, fue necesario, para balancear la potencia reactiva, agregar reactores en derivación en las líneas e instalar condensadores síncronos.

1.2.- IMPORTANCIA DEL TEMA.

Mientras que la potencia activa debe transmitirse desde los generadores a las cargas, la potencia reactiva, como una cosa de principio, no debería circular a través de largas distancias, ya que ello implica mayores caídas de voltaje, con lo cual se complica el control del mismo; mayores pérdidas, debido a corrientes más altas, lo que significa mayores costos y utilización innecesaria de la capacidad térmica de los equipos, principalmente transformadores y conductores. Para evitar la circulación de potencia reactiva y controlar mejor el voltaje, se utilizan equipos de compensación reactiva.

El balance ideal de potencia reactiva debe lograrse dentro de cada región de un sistema de potencia, en cada subsistema de transmisión y en cada zona de distribución. Sin embargo, en la práctica, esto no siempre se logra por una u otra razón.

Los elementos de transmisión que tienen mayor intercambio de reactivos son los transformadores, las líneas de transmisión, los cables subterráneos y los dispositivos de compensación. Los transformadores siempre requieren potencia reactiva mientras que las líneas de transmisión tienen requerimientos variables (inductivo o capacitivo). Los reactivos generados por la capacitancia de la línea son prácticamente independientes de la carga transmitida; la potencia reactiva requerida por la inductancia de la línea varía con la carga transferida.

Los generadores se utilizan para controlar el voltaje en las terminales de transmisión en las que se conectan; intercambian reactivos en función de las condiciones de carga. El envío de reactivos de generadores remotos usualmente se evita en condiciones normales; sin embargo, son fuentes de reactivos muy importantes que también deben considerarse como reservas, especialmente en contingencias que impliquen pérdidas de generación o de secciones importantes de líneas de transmisión. La capacidad de sobre carga de corto tiempo de los generadores puede resultar muy valiosa en tales ocasiones. Adicionalmente, la operación de generadores como condensadores es muy útil en periodos de bajo consumo.

En la operación de sistemas de potencia el control de voltaje es una función prioritaria. El objetivo de este control es ajustar todos los voltajes nodales dentro de una banda operativa. Esto hace que la solución del problema sea más compleja, comparada con el control de frecuencia, ya que se tiene un problema multivariable. Se debe recordar que en estado estable se tiene un valor de frecuencia único en el sistema, en cambio todos los voltajes nodales

pueden ser diferentes.

En el análisis de control de voltaje se relaciona el flujo de potencia reactiva con el perfil de voltaje del sistema, siendo muy importante la localización de fuentes de potencia reactiva y la estructura del sistema de transmisión, otra característica interesante del problema, que agrega complejidad a la solución, es el requerimiento variable de potencia reactiva en elementos de transmisión y transformación.

El objetivo de esta tesis es proponer criterios o lineamientos para definir las necesidades y características de los esquemas de compensación reactiva en la Zona de Distribución Piedras Negras para diferentes condiciones de demanda. Evitando con ello la transmisión de potencia reactiva de un nivel de voltaje a otro, para disminuir las pérdidas y mejorar el perfil de voltaje de la red de distribución, utilizando eficientemente las fuentes de potencia reactiva.

Esto se logra mediante la utilización de los coeficientes de sensibilidad para diferentes condiciones de carga, ya que permiten evaluar la efectividad del cambio en la corrección del problema. De esta manera es posible seleccionar las estrategias más adecuadas para resolver el problema de control de voltaje.

CAPITULO 2

FUNDAMENTOS DE LA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA.

2.1.- CORRIENTES ACTIVAS Y CORRIENTES REACTIVAS.

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

Una carga real siempre puede considerarse como compuesta por una parte puramente resistiva, dispuesta en paralelo con otra parte reactiva ideal. En cargas eminentemente resistivas, como lámparas incandescentes y aparatos de calefacción, la parte de la carga reactiva puede considerarse prácticamente nula, en especial a las bajas frecuencias que son normales en las redes eléctricas industriales (50 ó 60 Hz.); por consiguiente, las corrientes que toman son corrientes activas. Sin embargo, en las cargas representadas

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

En el caso particular de las redes de distribución, la corriente reactiva necesaria para energizar los circuitos eléctricos de los transformadores es de carácter inductivo; es decir, esta desfasada 90° en atraso respecto a la tensión. En la figura 2.1 Se muestra el diagrama unifilar de un sistema eléctrico compuesto por un sistema de generación uno de transmisión y otro de distribución. La carga que alimentan los generados está compuesta por una parte resistiva y otra reactiva. La parte resistiva demanda una corriente I_R (corriente activa) y la reactiva una corriente I_L (corriente inductiva). La corriente total, que es la suma de las dos, se designa con el subíndice A. (Véase Figura 2.2)

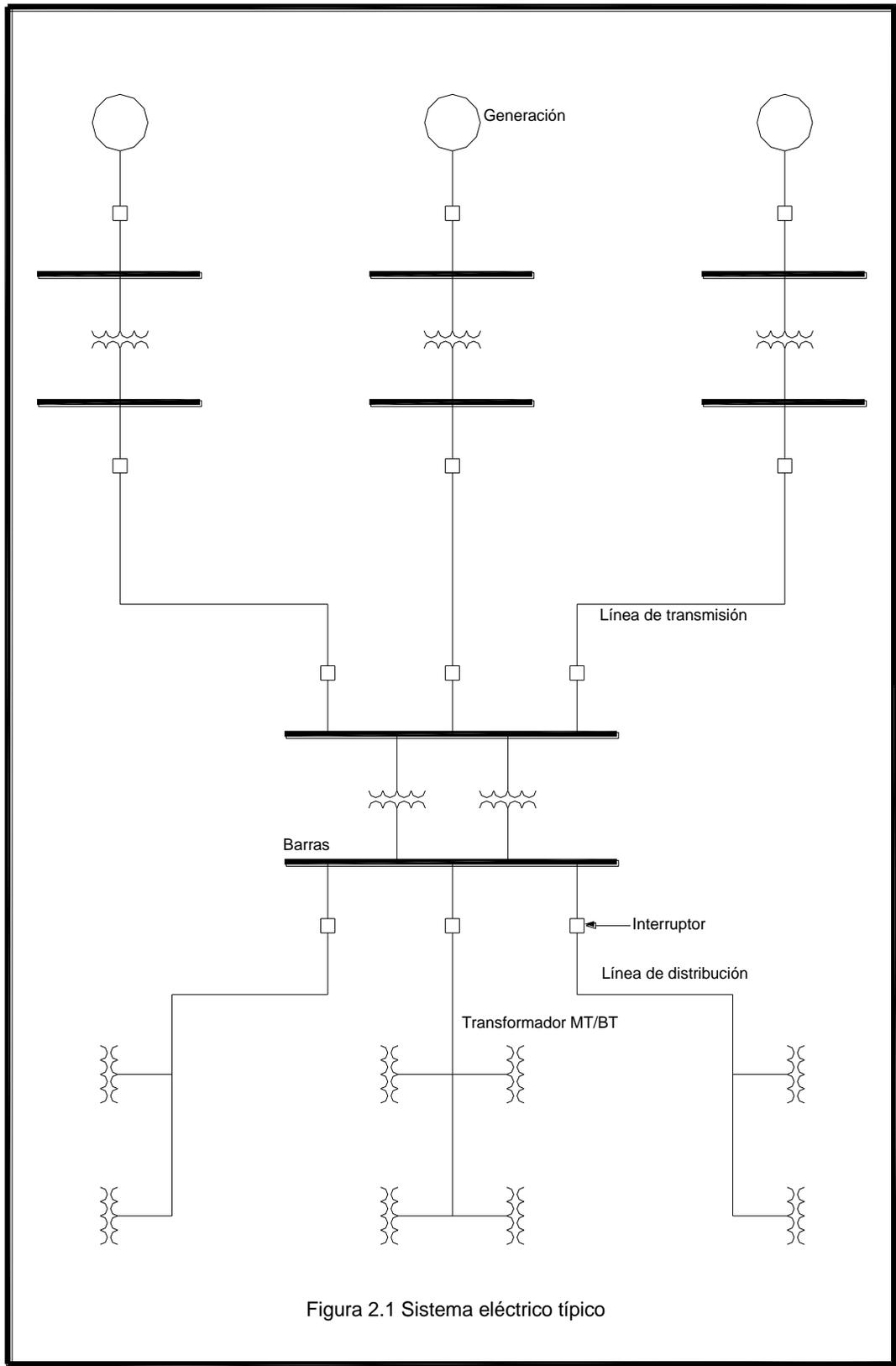


Figura 2.1 Sistema eléctrico típico

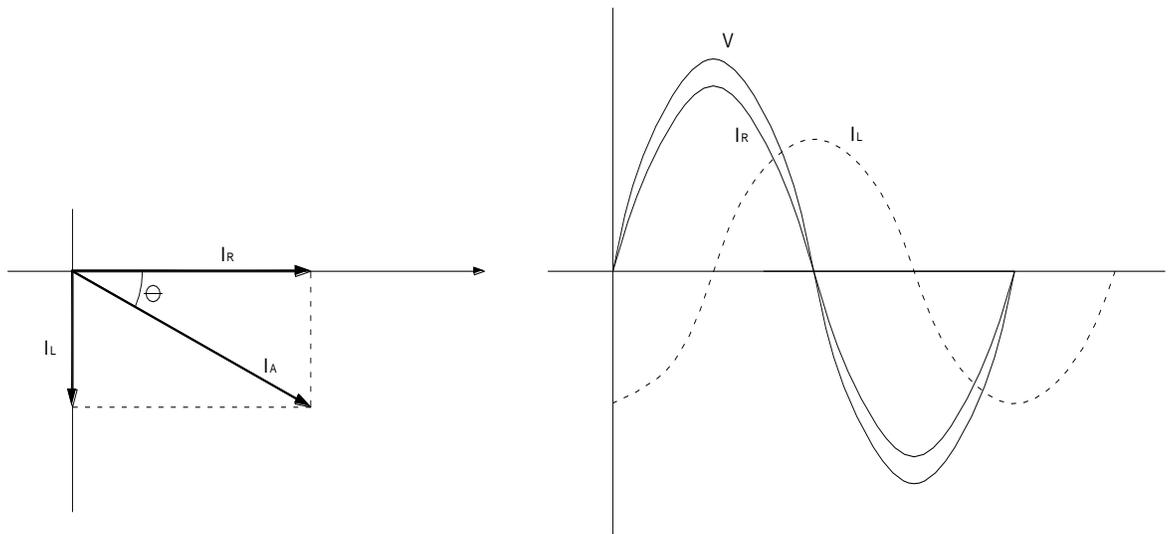


Figura 2.2 Diagrama fasorial y ondas senoidales de tensión y corrientes de un circuito R - L

2.2.- POTENCIA ELECTRICA Y FACTOR DE POTENCIA

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

$$p(t) = v(t)i(t) \quad (2.1)$$

Que permite conocer el valor instantáneo de la potencia que demanda la carga de un circuito de corriente alterna; sin embargo en la práctica se trabaja con valores eficaces de tensión, corriente y potencia. A la potencia demandada por la componente resistiva de un circuito de corriente alterna se le conoce como potencia activa; a la demandada por la componente reactiva, como

potencia reactiva, y a la suma vectorial de las dos, como potencia aparente. Debe tenerse presente que estas componentes no existen como entidades separadas, pero para fines de análisis es conveniente suponerlas así.

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

$$P = VI_A \cos\theta = RI^2 = V_R^2 / R \quad \text{en watts} \quad (2.2)$$

$$Q = VI_A \text{sen}\theta = XI^2 \quad \text{en var s} \quad (2.3)$$

$$S = VI = ZI^2 = V^2 / Z \quad \text{en VA} \quad (2.4)$$

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

$$F.P. = \cos\theta = R/Z = P/S \quad (2.5)$$

En la práctica, suelen multiplicarse por 100 al $\cos\theta$, y el factor de potencia queda expresado en tanto por ciento. El factor de potencia se define como la relación de la potencia real con la potencia aparente.

En la figura 2.3 puede verse que cuanto sea mayor la corriente reactiva I_L mayor es el ángulo θ y, por consiguiente, más bajo el factor de potencia. Un factor de potencia bajo en una instalación eléctrica implica un consumo alto de corrientes reactivas y, por lo tanto, el riesgo de incurrir en pérdidas excesivas y sobre cargas en los equipos eléctricos y en las líneas de transmisión y distribución. Desde el punto de vista económico esto puede traducirse en la necesidad de cables de transporte de energía de mayor calibre y por consiguiente más caros, e incluso en la necesidad de invertir en nuevos equipos de generación y transformación si la potencia demandada llega a sobre pasar la capacidad de los equipos existentes. Por esto las compañías eléctricas de distribución tienen una cláusula en su estructura de tarifas, que reconoce un

cargo por el factor de potencia bajo, además de los cargos usuales por la utilización y demanda máxima de energía. Un valor típico mínimo de factor de potencia en muchas compañías es de 0.90.

La relación del factor de potencia especificado con el factor de potencia medido es un factor usado para modificar la demanda medida en KW de la carga, a fin de obtener la demanda de facturación; esto se representa con la siguiente ecuación:

$$\text{Demanda de facturación} = \frac{F.P. \text{ especificado}}{F.P. \text{ medido}} \times \text{demanda medida} \quad (2.6)$$

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

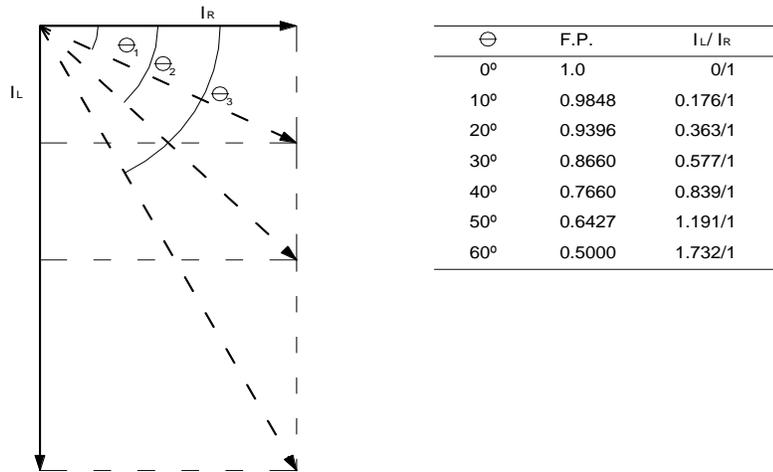


Figura 2.3 Relación de corriente reactiva y corriente activa para diferentes factores de potencia.

2.3.- MÉTODOS DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

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

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

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

Los capacitores síncronos son motores diseñados para controlar el factor de potencia nada más. Suelen ser de gran tamaño y capaces de proporcionar una cantidad elevada de potencia reactiva, tanto de carácter capacitivo como

inductivo, según sea necesario; también mejoran la estabilidad de las líneas de transmisión en los regímenes transitorios. Sin embargo, son equipos cuyo uso implica una fuerte inversión inicial y un mantenimiento bastante costoso.

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

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

Al instalar un banco de capacitores en un circuito de corriente alterna compuesto por elemento resistivos e inductivos, se tiene un circuito RLC, en el cual se ve disminuida la corriente reactiva inductiva I_L por la corriente reactiva capacitiva del banco, la corriente está adelantada 90° del vector tensión. Esto origina que el valor del ángulo θ disminuya reduciéndose el valor de la corriente del circuito I_A y las pérdidas RI^2 en las líneas y se libera una cierta capacidad; además, al disminuir la corriente se mejora la tensión en la carga. El efecto de la corriente capacitiva sobre la inductiva se muestra gráficamente en la figura 2.4.

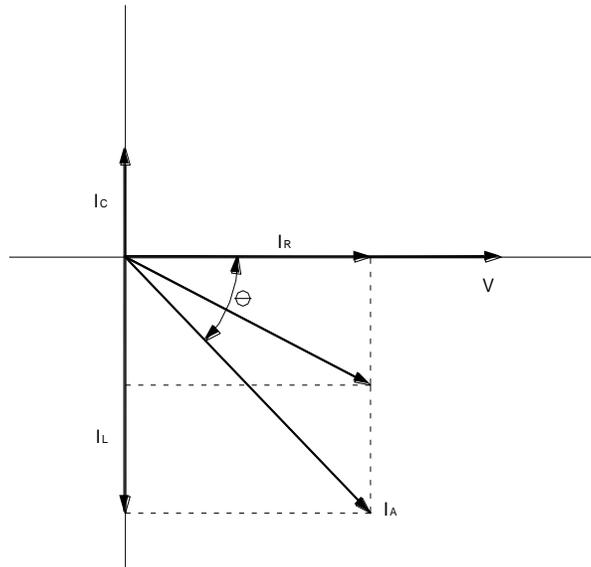


Figura 2.4 Efecto de una corriente capacitiva sobre una corriente inductiva.

2.4 APLICACIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.

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

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

Liberación de capacidad

R.F. Cook estableció la definición de “Capacidad liberada” en un circuito eléctrico cuando se instala un banco de capacitores para mejorar el factor de potencia de la siguiente manera: capacidad liberada es la cantidad de carga (en KVA) que se puede agregar con el factor de potencia original de manera que la

magnitud de la carga (en KVA) sea la misma antes y después de agregar los capacitores. Esto se aprecia en la figura 2.5. La ecuación que calcula la capacidad liberada es la siguiente:

$$\Delta KVA = KVA_1 \left[-\cos\theta_1(\cos\theta_1 + \text{sen}\theta_1 \tan\theta_2) + \cos^2\theta_1 \sqrt{1 + 2\tan\theta_1 \tan\theta_2 - \tan^2\theta_1 / \cos^2\theta_1} \right] \quad (2.7)$$

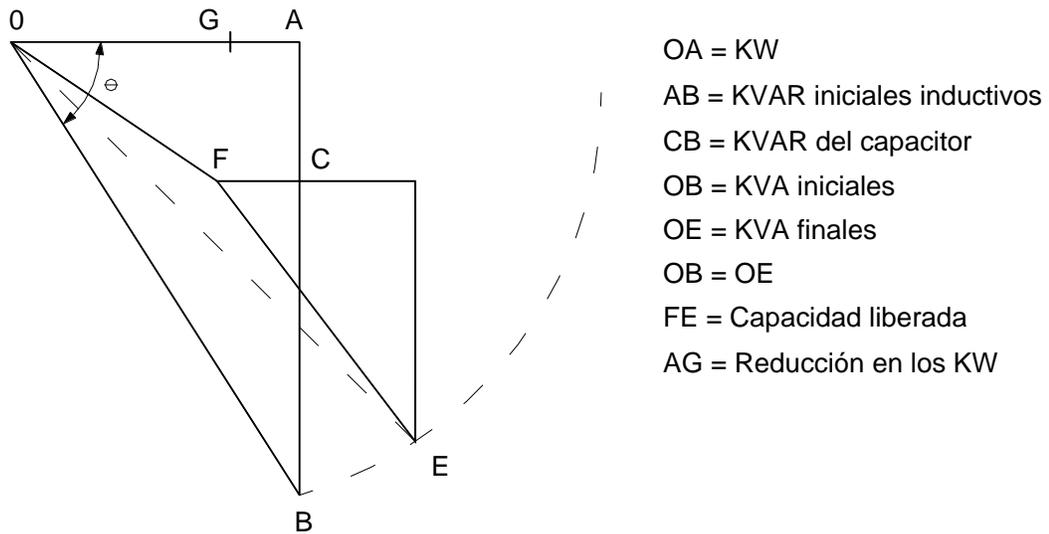


Figura 2.5 Diagrama fasorial de potencia que ilustra el concepto de capacidad liberada.

Reducción de pérdidas

La reducción de las pérdidas por efecto joule en las líneas que van desde la fuente hasta el punto donde se desea compensar la potencia reactiva, se debe a la cancelación de una parte de la componente de la corriente inductiva I_L por la corriente capacitiva I_c de los capacitores. En el circuito de la figura 2.6 se muestran estas variables.

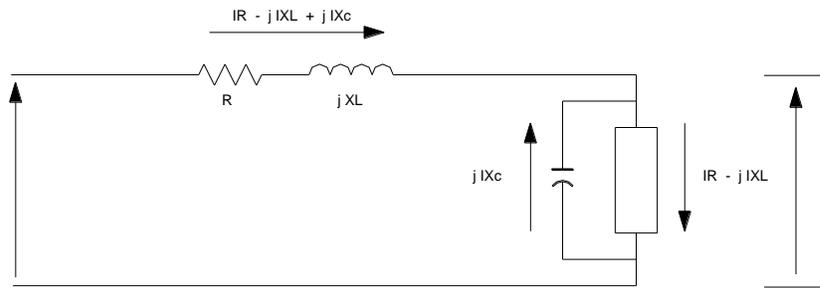


Figura 2.6 Corrientes en una línea corta con capacitores y carga R-L en sus extremos.

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

$$R_{pp} = 3RI_1^2 - 3RI_2^2 \quad (2.8)$$

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

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

$$R_{pe} = 3RI_1^2 T F_{per} - 3RI_2^2 T F_{per} \quad (2.9)$$

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

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

En la figura 2.8 se ilustra la diferencia entre la reducción de las pérdidas de potencia y la reducción de las pérdidas de energía.

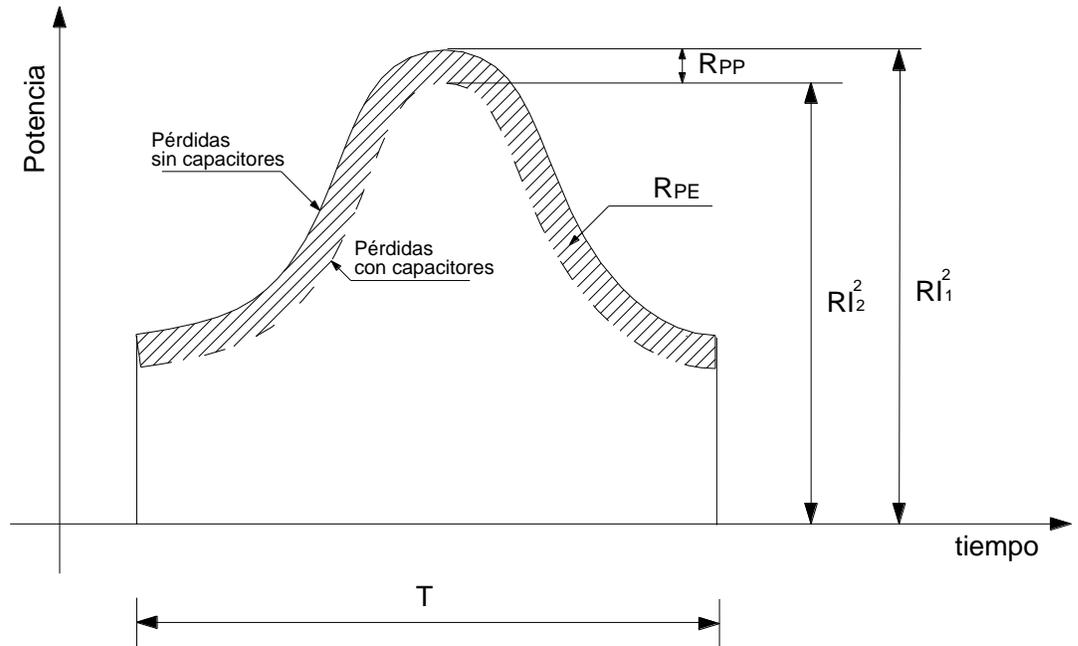


Figura 2.8 Pérdidas de potencia y energía con una línea con carga variable.

Elevación de Tensión.

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

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

$$V = RI \cos\theta + XI \operatorname{sen}\theta \quad (2.12)$$

En donde:

R = Resistencia de la línea, en ohms.

X = Reactancia de la línea, en ohms.

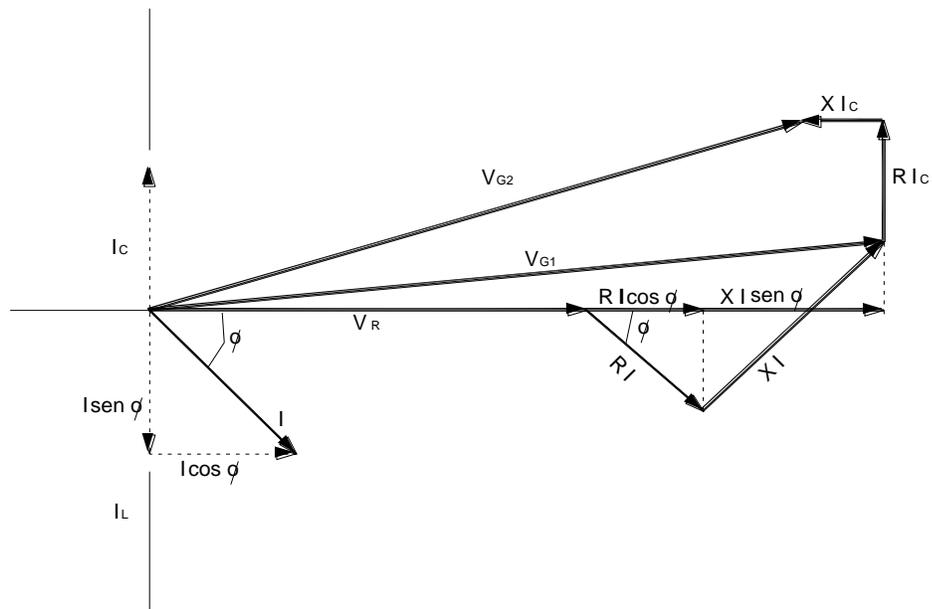
$I \cos \theta$ = componente activa del vector corriente (en fase con el vector tensión V_r), en amperes.

$I \sin \theta$ = componente reactiva del vector corriente (atrasada 90° del vector tensión V_r), en amperes.

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

$$V = RI \cos \theta + XI \sin \theta - XI_c \quad 2.13$$

El diagrama vectorial que ilustra estas relaciones se muestra en la figura 2.9, como el vector $XI \sin \theta$ esta en fase con el vector XI_c la ecuación (2.13) es una buena aproximación de la caída de tensión en la línea al conectar los capacitores. Además esta expresión muestra que la caída de tensión disminuye al compensar la potencia reactiva.



- I = Corriente en línea.
- V_R = Tensión en las terminales de la carga.
- V_{G1} = Tensión en la fuente (sin capacitores).
- V_{G2} = Tensión en la fuente (con capacitores).
- $R I \cos \phi$ = Caída en la resistencia de la línea por la componente activa de corriente.
- $R I \sin \phi$ = Caída en la reactancia por la componente reactiva de corriente.
- $R I_c$ = Caída en la resistencia de la línea por la corriente de los capacitores.
- $X I_c$ = Caída en la reactancia de la línea por la corriente de los capacitores.

Figura 2.9 Relaciones vectoriales de una línea corta con capacitores en la carga.

Entonces, la elevación de tensión, en las terminales de la carga, es la diferencia entre las ecuaciones (2.12) y (2.13):

$$V = X I_c \tag{2.14}$$

Que expresada en por ciento de la tensión de fase a neutro, en Volts:

$$\% V = \frac{X I_c}{V_n} \times 100 \quad (2.15)$$

Cuando la tensión al neutro se da en kilovolts.

$$\% V = \frac{X I_c}{10 KV_n} \quad (2.16)$$

Como $KV_f = \sqrt{3KV_n}$ e $I_c = KVAR / \sqrt{3} KV_f$ la ecuación (2.16) queda:

$$\% V = \frac{X KVAR}{10 (KV_n)^2} \quad (2.17)$$

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

CAPITULO 3

CONCEPTOS DE CONTROL DE VOLTAJE

3.1 INTRODUCCIÓN

En la operación de sistemas de potencia el control de voltaje es una función prioritaria. El objetivo de este control es ajustar todos los voltajes nodales dentro de una banda operativa. Esto hace que la solución del problema sea más compleja, comparada con el control de frecuencia, ya que se tiene un problema multivariable. Se debe recordar que en estado estable se tiene un valor de frecuencia único en el sistema, en cambio todos los voltajes nodales pueden ser diferentes.

En el análisis de este tema se relaciona el flujo de potencia reactiva con el perfil de voltaje del sistema, siendo muy importante la localización de fuentes de potencia reactiva y la estructura del sistema de transmisión. Otra característica interesante del problema, que agrega complejidad a la solución, es el requerimiento variable de potencia reactiva en elementos de transmisión y transformación.

En esta sección se presentan conceptos básicos que ayudan a comprender mejor el comportamiento del voltaje en redes eléctricas de potencia. Se incluyen ejemplos ilustrativos que muestran el efecto de cambios en variables de control en el perfil de voltaje del sistema. También se presentan ideas conceptuales para lograr una coordinación en el uso de fuentes de reactivos, mediante la asignación de voltajes de referencia en dichas fuentes.

3.2 FLUJO DE REACTIVOS - CONTROL DE VOLTAJE

Es común en la literatura asociar el problema de voltaje con la circulación de potencia reactiva. Esto se puede mostrar analizando el circuito de la figura 3.1.

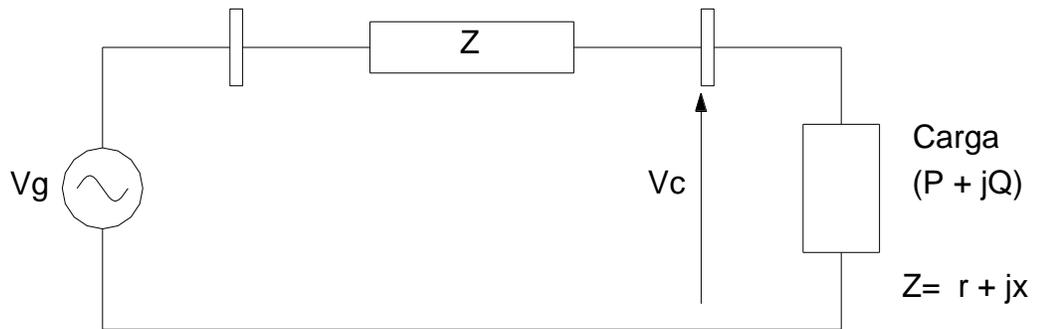


Figura 3.1 Circuito básico

Si en la figura 3.1 se considera que la carga consume sólo potencia activa, entonces el diagrama fasorial que relaciona el voltaje de generación (V_g) y el de carga (V_c) es el mostrado en la figura 3.2.

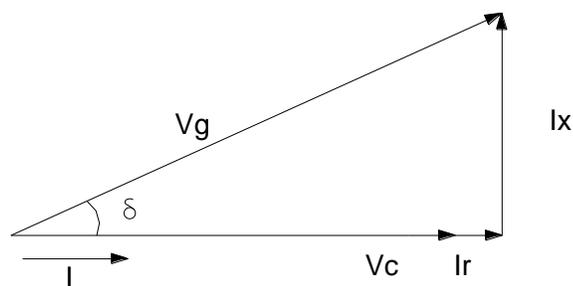


Figura 3.2 Diagrama fasorial del circuito de la figura 3.1

La relación entre la corriente y la potencia de carga se expresa en la Ecuación (3.1). En todos los desarrollos se utilizan magnitudes de corrientes y voltajes.

$$I = \frac{P}{V_c} \quad (3.1)$$

la relación entre voltajes se obtiene del diagrama fasorial de la figura 3.2

$$V_g^2 = (V_c + I_r)^2 + (I_x)^2 \quad (3.2)$$

substituyendo la ecuación (3.1) se obtiene:

$$V_g^2 = \left(V_c + \frac{P}{V_c} r \right)^2 + \left(\frac{P}{V_c} x \right)^2 \quad (3.3)$$

En (3.3) se observa que las caídas de voltaje en fase y en cuadratura con V_c dependen de los valores de resistencia y reactancia del elemento de transmisión. Como generalmente la relación r/x es baja en sistemas de transmisión, la componente en fase será pequeña. Por otro lado, la componente en cuadratura no cambia significativamente la magnitud de V_c , sólo causa el defasamiento entre voltajes. De esta forma;

$$\delta \cong \frac{P}{V_c V_g} x \quad (3.4)$$

y la caída de voltaje para ángulos pequeños es;

$$\Delta V \cong \frac{P}{V_c} r \quad (3.5)$$

El análisis de las ecuaciones (3.4) y (3.5) muestra:

- Que la carga activa afecta en mayor grado el defasamiento entre voltajes.
- El cambio en la magnitud del voltaje depende del valor de la carga, pero su efecto se reduce debido al valor de la resistencia.

Otro aspecto importante que se debe observar es que aún cuando la carga no requiere potencia reactiva, el generador si está aportando reactivos al sistema. Esto se observa del diagrama de la figura 3.2, con el voltaje V_g adelantado respecto a la corriente de carga. Aquí, la potencia reactiva que se inyecta en el extremo de envío interactúa la reactancia del sistema de transmisión, causando una caída de voltaje (I_x) en cuadratura con el voltaje de carga.

Un caso que ilustra el efecto del flujo de reactivos se tiene cuando la carga demanda potencia reactiva inductiva (factor de potencia atrasado). El diagrama fasorial para este caso se muestra en la figura 3.3.

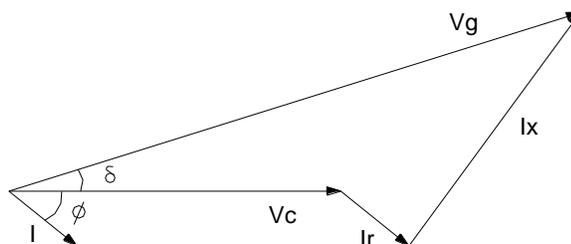


Figura 3.3 Diagrama fasorial para carga con factor de potencia atrasado

La relación entre voltaje y corriente en la carga es la siguiente;

$$\frac{P}{V_c} = I \cos \phi \quad (3.6)$$

$$\frac{Q}{V_c} = I \text{ sen} \phi \quad (3.7)$$

del diagrama fasorial de la figura 3.3 se obtiene la relación entre voltajes.

$$V_g = \{V_c + (I \cos \phi) r + (I \text{ sen} \phi) x\}^2 + \{(I \cos \phi) x - (I \text{ sen} \phi) r\}^2$$

la expresión final se determina utilizando (3.6) y (3.7)

$$V_g^2 = \left(V_c + \frac{P}{V_c} r + \frac{Q}{V_c} x \right)^2 + \left(\frac{P}{V_c} x - \frac{Q}{V_c} r \right)^2 \quad (3.8)$$

Al analizar la ecuación (3.8) y la figura 3.3 se concluye que la componente en fase con el voltaje de carga es la que tiene mayor efecto en la caída de voltaje del punto de generación a la carga.

$$\Delta V \cong \frac{P}{V_c} r + \frac{Q}{V_c} x \quad (3.9)$$

en (3.9) se observa a su vez que la demanda de potencia reactiva tiene mayor efecto en el cálculo de ΔV debido a que está multiplicada por la reactancia del elemento de transmisión.

Comparando los términos en (3.9) se obtiene;

$$\alpha = \frac{\frac{Q}{V_c} x}{\frac{P}{V_c} r} = \frac{Q}{P} \left(\frac{x}{r} \right) \quad (3.10)$$

De aquí que a medida que la relación x/r aumenta (sistemas de transmisión en alta tensión) y que el factor de potencia difiere más de la unidad, el efecto de la corriente reactiva es mayor en el cambio de voltaje.

Analizando el diagrama de la figura 3.3 se observa que el ángulo entre el voltaje de generación y la corriente es $(\phi + \delta)$, lo cual indica que el generador opera con un factor de potencia más atrasado que el de la carga. En este caso se debe generar y transmitir la potencia reactiva de la carga y la potencia reactiva que requiere el sistema de transmisión.

Otra condición operativa de interés se tiene cuando la carga en la figura 3.1 sólo demanda potencia reactiva inductiva. La relación fasorial para este caso se muestra en la figura 3.4.

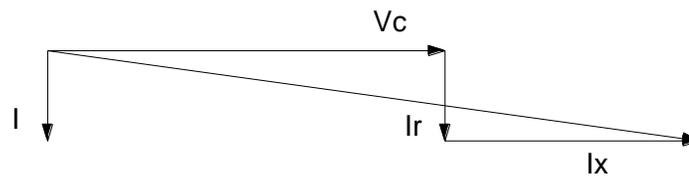


Figura 3.4 Diagrama fasorial para carga reactiva inductiva

Del análisis de las condiciones mostradas en la figura 3.4 se obtiene;

$$\Delta V \cong \frac{Q}{V_c} x \quad (3.11)$$

donde se aprecia el gran impacto de la corriente reactiva en la caída de voltaje, en este caso prácticamente en fase con el voltaje V_c .

Comparando las ecuaciones (3.5) y (3.11), que representan los casos extremos de tener una inyección activa y reactiva respectivamente, se observa que el mayor impacto de la inyección reactiva (3.11) es debido a la reactancia del elemento de transmisión, de esta forma la ecuación (3.11) es el término dominante en la caída de voltaje. En el caso general la ecuación (3.9) define las contribuciones de cada componente de la carga.

3.2.1 ECUACIONES DEL FLUJO DE POTENCIA REACTIVA

Si se consideran dos nodos unidos por una reactancia, figura 3.5, el flujo de potencia reactiva se puede expresar en función de las magnitudes de voltaje y la diferencia angular.

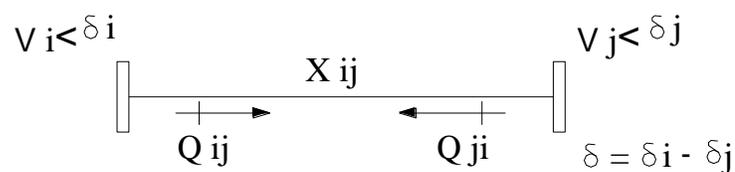


Figura 3.5 Conexión de nodos a través de una reactancia

La expresión resultante para el flujo de i a j es la siguiente

$$Q_{ij} = \frac{V_i}{x_{ij}} (V_i - V_j \cos \delta) \quad (3.12)$$

En (3.12) se observa que el flujo de potencia reactiva depende del signo del término entre paréntesis. Es decir, de la diferencia de las magnitudes de voltaje entre los extremos del elemento. De esta manera, para diferencias angulares pequeñas, la potencia reactiva tenderá a circular del voltaje mayor al voltaje menor.

El requerimiento de potencia reactiva en el elemento de transmisión se obtiene sumando los flujos en direcciones opuestas

$$Q_p = Q_{ij} + Q_{ji}$$

De acuerdo a (3.12) se obtiene

$$Q_p = \frac{V_i^2}{x_{ij}} + \frac{V_j^2}{x_{ij}} + \frac{2V_iV_j}{x_{ij}} \cos \delta \quad (3.13)$$

Las pérdidas reactivas en (3.13) dependen en forma aproximada de la diferencia de voltajes al cuadrado. De esta forma, el requerimiento de reactivos en la reactancia tiene un comportamiento no-lineal, incrementándose a medida que se tiene una diferencia de voltaje mayor. Para ilustrar en forma esquemática el flujo de potencia reactiva se presentan los casos de la figura 3.6

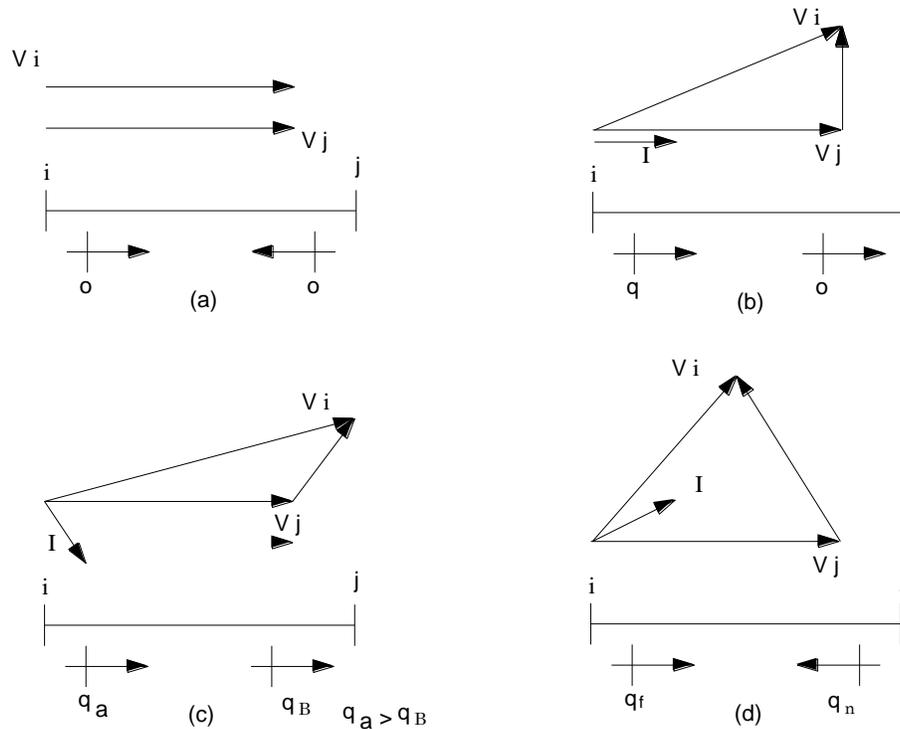


Figura 3.6 Diagramas fasoriales para diferentes condiciones de operación.

Del análisis de las ecuaciones del flujo de reactivos y de los diagramas fasoriales se puede resumir lo siguiente:

- El flujo de reactivos produce una caída de voltaje que depende de la reactancia del elemento de transmisión.
- La diferencia de voltajes incrementa el requerimiento de potencia reactiva en la reactancia del elemento.
- Las pérdidas reactivas tienen un comportamiento no-lineal, con cambios crecientes al tener una diferencia de voltaje mayor.
- La distribución de flujos reactivos en los extremos de la línea depende de la corriente de carga y del requerimiento de reactivos en la reactancia de transmisión.

3.3 CONTROL DE VOLTAJE LOCAL

De acuerdo a los conceptos básicos presentados se puede decir que el problema básico para evitar la degradación del perfil de voltaje es eliminar o reducir el flujo de potencia reactiva en el sistema. Sin embargo, en sistemas reales las fuentes de reactivos no necesariamente están cerca de la carga, de ahí que se requiere cierto transporte de potencia reactiva.

La primera fase en el control de voltaje es tener nodos de voltaje controlado que definan en forma general el perfil de voltaje del sistema. Este control de voltaje es de tipo local y trata de mantener el voltaje de un nodo en un valor especificado. Esto se logra a través de cambios en la inyección de potencia reactiva, mediante la acción del sistema de excitación de generadores o la conexión continua de reactores o capacitores, en el caso de compensadores estáticos de vars.

En la figura 2.7 se presenta un esquema de control local típico

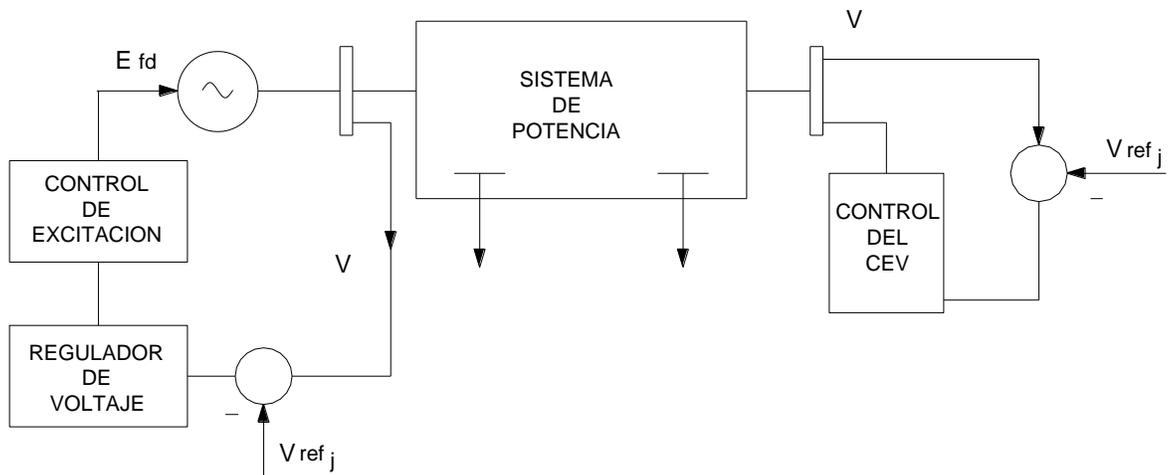


Figura 3.7 Control de voltaje local.

Si el esquema de control mostrado en la figura 3.7 se aplica en diversos puntos del sistema se tendrá la estructura básica que definirá el flujo de reactivos en la red. En forma esquemática la figura 3.8 muestra como los nodos de voltaje controlado sirven de referencia (soporte) al perfil de voltaje del sistema.

Es importante señalar que en estado estable los controles mantendrán el voltaje del nodo controlado en el valor especificado. En cambio, ante perturbaciones, se tendrán cambios en los voltajes y el regreso a los valores de referencia dependerá de la respuesta dinámica del sistema de excitación, de la respuesta del control de CEV' s, y de la inercia electromagnética de generadores.

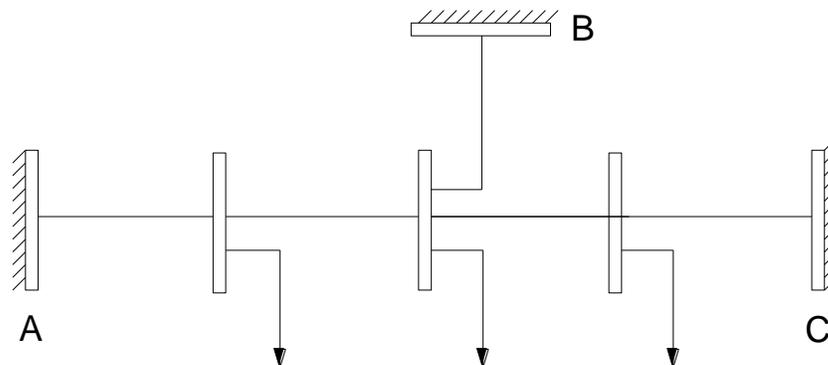


Figura 3.8 Soporte de voltaje mediante control de voltaje local.

En la figura 3.8 los nodos A, B y C son de voltaje controlado y mantienen el nivel de voltaje aportando la potencia reactiva requerida por las cargas y el sistema de transmisión.

En un caso real las fuentes de reactivos son limitadas y sólo podrán mantener el voltaje mientras los requerimientos de potencia reactiva del sistema estén dentro de la capacidad de la fuente. Si se llega a un límite, se pierde el

soporte de reactivos y el control de voltaje en la zona donde se localiza la fuente.

De esta manera, en un sistema de potencia es muy importante la localización de las fuentes de reactivos, el objetivo en la ubicación es tratar de lograr un soporte de voltaje adecuado y reducir la transmisión de potencia reactiva a los puntos de carga.

Si, por otro lado, se tienen pocas fuentes de potencia reactiva y están alejadas eléctricamente de la carga, entonces se tendrá la degradación del perfil de voltaje debido a la transmisión de reactivos a grandes distancias. Se debe resaltar que este es un problema acumulativo, ya que al tener mayores diferencias de voltaje también se incrementa el requerimiento de reactivos en los elementos de transmisión, lo que a su vez causa una caída de voltaje mayor.

3.4 BALANCE DE POTENCIA REACTIVA

En un sistema de potencia los nodos de voltaje controlado actúan como compensadores de potencia reactiva, suministrando los reactivos necesarios, de acuerdo a las variaciones de la demanda, de manera de mantener el voltaje especificado (referencia).

La aportación de reactivos de las fuentes dependerá del voltaje de referencia que se controla. Así, por ejemplo, si se incrementa el voltaje interno del generador, como resultado de un cambio en la corriente de campo, se tendrá un caso como el que se muestra en el diagrama fasorial de la figura 3.9

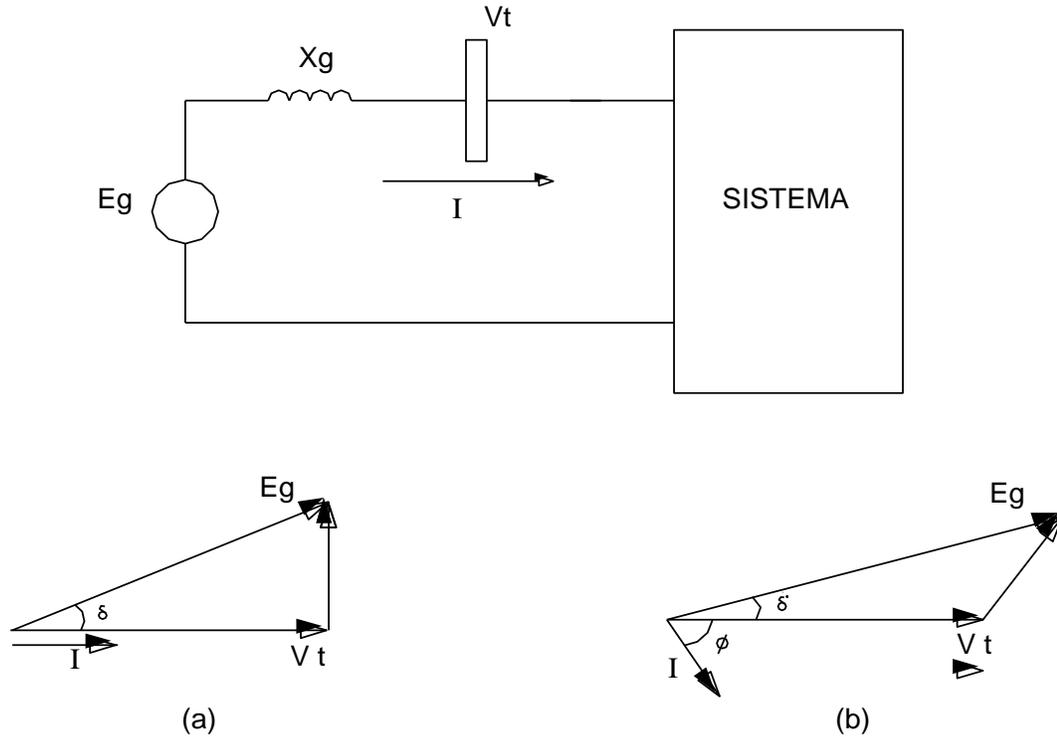


Figura 3.9 Cambio en la excitación del generador.

En la figura 3.9a se presenta la condición antes del cambio, se tiene un factor de potencia unitario en terminales, sin embargo, internamente se tiene una inyección de potencia reactiva (corriente I atrasada con respecto a E_g) que se requieren en la reactancia del generador. Esta es la condición que define el límite entre la sobre o sub-excitación de un generador.

En la figura 3.9b se presenta el diagrama fasorial después de un cambio en la demanda de reactivos en el sistema, se mantiene la potencia activa sin cambio y el voltaje terminal constante. En este caso, a través del sistema de excitación se incrementa la corriente de campo, y el voltaje interno de la máquina, y para mantener la potencia activa constante se ajusta el ángulo δ a δ' . Esta relación entre la corriente (I) y voltaje interno (E_g) es el mecanismo

compensador para la potencia reactiva.

En la figura 3.9b se observa que la inyección (interna) de potencia reactiva de la máquina parte se requiere en la reactancia del generador y parte se inyecta al sistema (corriente atrasada con respecto al voltaje terminal). En este caso la máquina está sobreexcitada, ya que suministra los requerimientos internos del generador y los del sistema.

Un análisis similar se puede realizar cuando se modifica el voltaje de referencia de un generador, manteniendo el resto de los generadores del sistema sin cambio. Para ilustrar este comportamiento se utiliza el sistema y el diagrama fasorial de la figura 3.10.

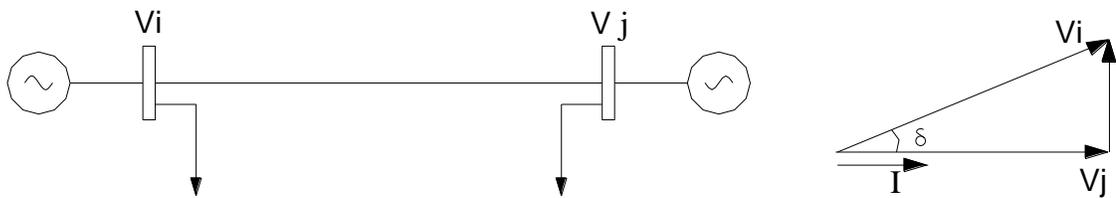


Figura 3.10 Sistema elemental para analizar el efecto de cambios en el voltaje de generación.

En el diagrama fasorial de la figura 3.10 se observa que la máquina i entrega potencia activa y reactiva al sistema, en cambio en el nodo j sólo se recibe potencia activa a través de la línea de transmisión.

Si se incrementa el voltaje V_i y se mantiene la potencia activa sin cambio, entonces se debe ajustar el ángulo δ para mantener la potencia activa (P).

$$P = \frac{V_i V_j}{x_{ij}} \text{sen} \delta' \quad (3.14)$$

$$\text{sen} \delta = \frac{Px_{ij}}{V_i V_j} \quad (3.15)$$

como el denominador en (3.15) crece, el ángulo δ' debe ser menor que δ . De esta manera, la corriente se debe ajustar en magnitud y fase para cumplir con la potencia activa transmitida y con la relación de voltajes. En este caso la componente de la corriente en fase con el voltaje V_j debe ser la misma que antes del cambio.

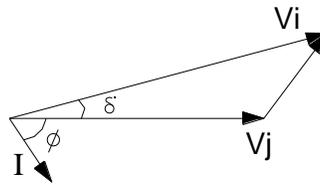


Figura 3.11 Diagrama fasorial para analizar el cambio en el voltaje de generación V_i .

En la figura 3. 11 se observa que la inyección de potencia reactiva en el nodo i aumenta, ya que crece la magnitud de V_i , la corriente I y el ángulo entre estos fasores. Por otro lado, en el nodo j se recibe potencia reactiva del sistema de transmisión, la cual se requiere en la carga o la debe absorber el generador en ese nodo.

El resultado de modificar el voltaje de generación es un cambio en el flujo de reactivos. Se tendrá un intercambio de potencia reactiva entre generadores,

y como consecuencia se altera el perfil de voltaje del sistema. La efectividad del cambio (mejoramiento del perfil de voltaje) dependerá de que se reduzca el flujo de reactivos en las trayectorias de mayor impedancia.

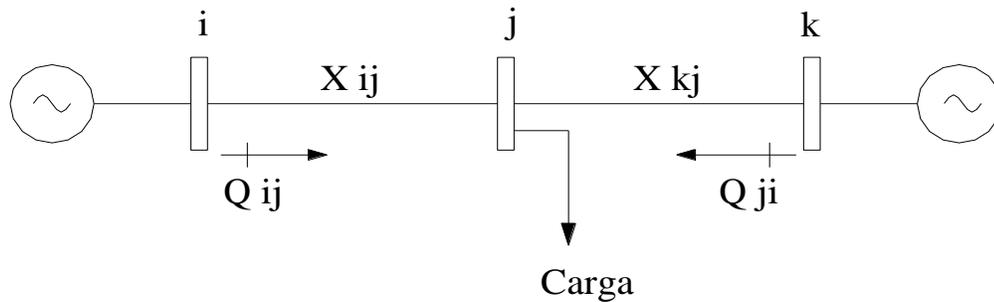


Figura 3.12 Sistema de potencia elemental

En forma natural se tiene la tendencia a suministrar la potencia reactiva requerida por la carga a través de las líneas con menor impedancia. Esto se puede mostrar utilizando las ecuaciones del flujo de potencia reactiva en el sistema de la figura 3.12.

$$Q_{ij} = \frac{V_i}{x_{ij}} (V_i - V_j \cos \delta_{ij}) \quad (3.16)$$

$$Q_{kj} = \frac{V_k}{x_{kj}} (V_k - V_j \cos \delta_{kj}) \quad (3.17)$$

Si se considera que los voltajes de generación ($V_i = V_k$) y las diferencias angulares ($\delta_{ij} = \delta_{kj}$) son iguales, entonces;

$$\frac{Q_{ij}}{Q_{kj}} = \frac{x_{kj}}{x_{ij}} \quad (3.18)$$

La ecuación (3.18) muestra que la relación de flujos reactivos dependerá de las reactancias de las ramas. Así, si $x_{kj} = 4x_{ij}$, el flujo Q_{ij} será 4 veces mayor que el flujo Q_{kj} .

De esta forma, a medida que la reactancia del elemento de transmisión es mayor, el flujo de reactivos disminuye. La distribución del flujo de reactivos trata de lograr el equilibrio de voltaje en el nodo j , la ecuación (3.18) también se puede escribir en forma aproximada como una caída de voltaje.

$$\Delta V = \frac{Q_{ij} x_{ij}}{V_i} = \frac{Q_{kj} x_{kj}}{V_k} \quad (3.19)$$

En forma alterna se puede decir, que al aumentar la demanda de potencia reactiva en el nodo j , ésta se obtendrá en mayor proporción de la fuente de reactivos más cercana eléctricamente a la carga, de manera de tener la menor desviación de voltaje en el nodo j .

Un análisis interesante es la evaluación del efecto de incrementar el voltaje en la fuente de reactivos más alejada de la carga. En este caso, el control es opuesto a la tendencia natural, ya que se estaría forzando un flujo de reactivos a través de una trayectoria de alta impedancia. La conclusión es que esta acción no es efectiva, ya que el incremento en la aportación de reactivos en la fuente se consumirá en la reactancia de la línea de transmisión.

La acción de control recomendada sería modificar el voltaje de la fuente de reactivos más cercana a la carga, de manera de aumentar el flujo por la trayectoria natural de carga y al mismo tiempo descargar las trayectorias de alta impedancia. El resultado es un efecto positivo en el control de voltaje en el nodo de carga.

3.4.1 INYECCIONES DE POTENCIA REACTIVA

Hasta el momento sólo se han considerado fuentes de reactivos como nodos de voltaje controlado. En algunos casos se pueden tener elementos pasivos que consumen o generan potencia reactiva en función del voltaje del punto donde se conectan. En cualquier situación la idea básica es la misma. La fuente variable de reactivos suministrará las necesidades de potencia reactiva en nodos cercanos. Tratando de evitar el viaje de potencia reactiva desde puntos alejados. Este es el caso de capacitores y reactores, que alteran el balance nodal de potencia reactiva y causan cambios en la distribución de flujos reactivos, en la generación de potencia reactiva en nodos de voltaje controlado y como consecuencia en el perfil de voltaje del sistema.

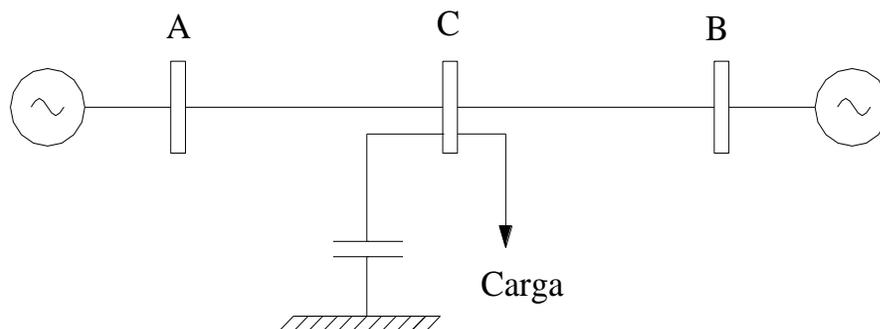


Figura 3.13 Inyección de potencia reactiva en nodo de carga.

En la figura 3.13 la demanda de reactivos de la carga será suministrada parcialmente por el capacitor en el punto de carga y sólo la diferencia, en su caso, deberá obtenerse de los generadores. De acuerdo a la ecuación (3.19), al reducirse el flujo de reactivos se mejorará el voltaje del nodo de carga.

El análisis anterior permite extrapolar el efecto de una inyección de reactivos, la cual trata en forma natural de evitar la circulación de potencia

reactiva. Si en cada punto del sistema se logra el balance de potencia reactiva (intercambio neto cero), se tendrá un perfil plano de voltaje, con pequeñas variaciones debidas a la caída por efecto de resistencia.

3.5 CONTROL DE VOLTAJE MEDIANTE TRANSFORMADORES

En el problema de control de voltaje es común cambiar la relación de transformación del transformador (tap) para modificar el voltaje en nodos de carga. El transformador no es una fuente de potencia reactiva, sin embargo, el cambio de tap altera la distribución del flujo de reactivos en el sistema, lo que permite obtener un cambio en el perfil de voltaje.

3.5.1. ANALISIS EN UN CASO SIN CARGA

Al analizar el circuito de la figura 3.14, se encuentra que la acción del cambio de tap es muy efectiva debido a que no hay corriente en el sistema.

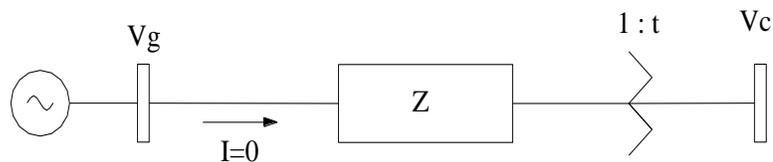


Figura 3.14 Efecto del cambio de tap. Caso sin carga.

El voltaje en el nodo de carga se obtiene del circuito de la figura 3.14 mediante

$$V_c = (V_g - zI)t$$

como $I = 0$, entonces

$$V_c = V_g t \quad (3.20)$$

El resultado en (3.20) indica que si se cambia el tap, el voltaje en la carga se modifica en la misma proporción.

Un análisis alterno, utilizando el circuito equivalente del transformador, permite establecer la relación entre voltajes en función del flujo (ficticio) de potencia reactiva. En este caso la corriente I_d circula en la malla indicada en la figura 3.15.

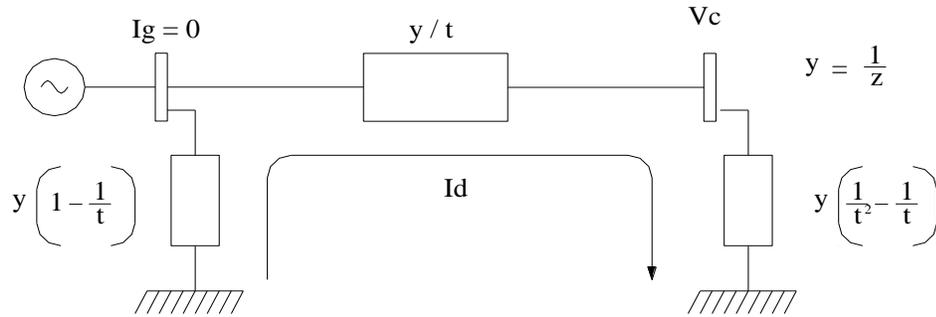


Figura 3.15 Circuito equivalente del transformador.

Si $t > 1$, se tendrá un capacitor equivalente en el nodo de carga que suministrará potencia reactiva a la reactancia del transformador y al reactor equivalente que aparece en el nodo de generación. Aquí lo interesante es la dirección del flujo de potencia reactiva, del nodo de carga al nodo de generación, que causa que el voltaje V_c suba con respecto a V_g .

En el caso opuesto, $t < 1$, el capacitor se tiene en el nodo de generación y el reactor en el nodo de carga, causando ahora un flujo de reactivos en dirección opuesta y la reducción de voltaje en el nodo de carga.

Para evaluar la efectividad del cambio se determina la corriente I_d en la figura 3.15

$$I_d = -V_g y \left(1 - \frac{1}{t}\right)$$

y el voltaje en el nodo de carga como;

$$V_c = V_g - \frac{I_d}{(y/t)}$$

substituyendo la expresión de I_d y simplificando se obtiene;

$$V_c = t V_g$$

este es el mismo resultado de (3.20), donde el cambio en el voltaje del nodo de carga depende directamente del tap del transformador.

3.5.2 ANALISIS DEL CASO CON CARGA

En el caso de tener un flujo de potencia activa y reactiva, el control de voltaje dependerá del valor del flujo y de la impedancia entre la fuente de reactivos y la carga.

En la figura 3.16 se presenta el diagrama del sistema que se utiliza para ilustrar este comportamiento, no se consideran resistencias en los elementos para simplificar las expresiones. El transformador entre los nodos x y c es ideal.

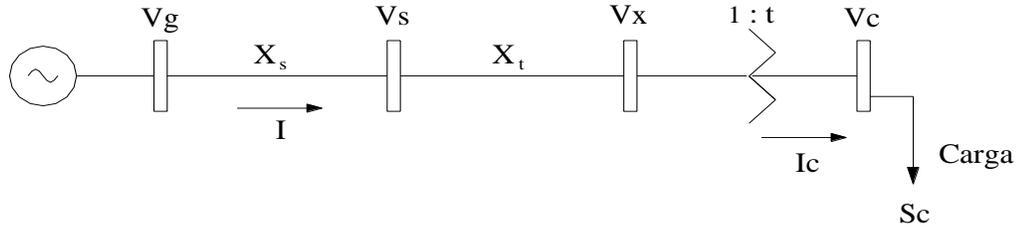


Figura 3.16 Efecto del cambio de tap. Caso con carga.

La relación entre los voltajes de la figura 3.16 es la siguiente;

$$V_x = V_g - j(x_s + x_t)I \quad (3.21)$$

En esta ecuación se observa el efecto de la corriente (I) en el voltaje, el cual depende de la reactancia total de la fuente a la carga ($x_s + x_t$). V_x es el voltaje en la carga con tap nominal.

Expresando la corriente en función de la potencia compleja de la carga (S_c)

$$I_c = \left(\frac{S_c}{V_c} \right)^* \quad (3.22)$$

y transformando la corriente por efecto del transformador

$$I = \left(\frac{S_c}{V_c} \right)^* t \quad (3.23)$$

la ecuación (3.21) se puede escribir en la forma siguiente;

$$V_x = V_g - j(x_s + x_t) \left(\frac{S_c}{t V_x} \right)^* t \quad (3.24)$$

si se multiplica la ecuación por t , se obtiene;

$$V_c = t \left\{ V_g - j(x_s + x_t) \left(\frac{S}{V_x} \right)^* \right\} \quad (3.25)$$

donde el término entre corchetes en el lado derecho de (3.25) es el voltaje en la carga con tap nominal (Ec. 3.21). La conclusión es que el cambio de tap es efectivo para corregir el voltaje V_x .

Si se desea evaluar la efectividad del cambio de tap considerando los nodos terminales del transformador, se debe obtener voltaje del nodo en forma similar a (3.24)

$$V_s = V_g - j x_s \left(\frac{S_c}{V_x} \right)^* \quad (3.26)$$

y el voltaje en la carga en función de V_s

$$V_c = t \left\{ V_s - j x_t \left(\frac{S_c}{V_x} \right)^* \right\} \quad (3.27)$$

en forma compacta la ecuación (3.27) se representa mediante

$$V_c = t(V_s - \Delta V_t) \quad (3.28)$$

arreglando términos en (3.28)

$$\frac{V_c}{V_s} = t \left(1 - \frac{\Delta V_t}{V_s} \right) \quad (3.29)$$

La ecuación (3.29) permite establecer la relación entre las magnitudes de voltajes de los nodos terminales, en función de la magnitud de la caída de voltaje en el transformador y la magnitud de voltaje V_s . Es importante notar, (Ec 3.26), que V_s depende a su vez de la reactancia del sistema (x_s) por lo que se establece la relación de reactancias en la evaluación del cambio.

En (3.28) se observa que la efectividad del cambio de tap dependerá de la caída de voltaje en el transformador (ΔV_t) comparada con el voltaje de la fuente y la caída de voltaje en la reactancia del sistema.

Si la caída ΔV_t es pequeña, la relación de voltajes en (3.29) tiende a t y se tendrá una acción efectiva del cambio de tap. En el caso general el valor de ΔV_t puede ser positivo o negativo, dependiendo del tipo de carga (inductiva o capacitiva), afectando la efectividad del cambio de tap.

También es importante observar a medida que cambia el factor de potencia de la carga se afecta el flujo de reactivos por el transformador y por consiguiente el valor de ΔV_t . Por esta razón, el efecto global puede en algunos casos ser opuesto al del cambio de tap.

3.6 MARGEN DE POTENCIA REACTIVA

Uno de los aspectos importantes a considerar cuando se realizan cambios en los voltajes de las fuentes de reactivos, es la reserva de potencia reactiva disponible en cada nodo controlado.

Aquí lo importante es tener siempre disponible potencia reactiva para contrarrestar los cambios normales de la carga o cambios en el sistema de transmisión ocasionados por contingencias. Si como resultado de las acciones de control, tratando de mejorar el perfil de voltaje, se reduce la reserva de reactivos en una zona, se corre el riesgo de perder el control de voltaje en esa parte del sistema al no disponer del soporte reactivo necesario ante posibles cambios.

De acuerdo a los principios presentados anteriormente, la potencia reactiva se debe tener disponible lo más cerca (eléctricamente) posible de la demanda, de esta forma el concepto de reserva sólo tiene significado en forma local. En el caso de una reserva de reactivos remota se tendrá la circulación de potencia reactiva en grandes distancias y en consecuencia la degradación del perfil de voltaje.

Se debe tener presente que la coordinación de voltajes en un sistema involucra criterios preventivos de seguridad, siempre será necesario estar adelante del sistema, de manera de anticipar cambios posibles en la distribución de reactivos.

Un caso típico se tiene cuando los generadores de un sistema empiezan a incrementar su aportación de reactivos como resultado de la entrada de carga a la hora pico, reduciendo el margen de reactivos disponible. Esta situación se puede anticipar efectuando cambios en los voltajes de referencia, de manera de descargar las fuentes de reactivos y esperar la hora de carga máxima. Un

aspecto interesante es que en algunos casos no será posible modificar el perfil de voltaje cuando la carga está en el máximo debido que muchos generadores están muy cerca del límite de reactivos.

CAPITULO 4

ANÁLISIS DE SENSITIVIDAD

4.1.- INTRODUCCIÓN

La sensibilidad se define como la razón $\Delta x / \Delta y$ que relaciona pequeños cambios de alguna variable dependiente (Δx), con pequeños cambios de alguna variable independiente o de control (Δy). El análisis de sensibilidad se puede realizar utilizando modelos matemáticos de simulación (estudios de flujos), donde ante un pequeño cambio de una variable de control se observa el cambio de otras variable. Los coeficientes de sensibilidad en este caso se obtienen mediante la relación:

$$S_{i j} = \frac{\Delta x_i}{\Delta y_j} \quad (4.1)$$

En los sistemas eléctricos de potencia pueden existir diversos tipos de relaciones de sensibilidad:

1.- las sensibilidad entre variables eléctricas; como la variación del voltaje en el nodo i para un cambio de la potencia reactiva en el nodo j ($\Delta V_i / \Delta Q_j$).

2.- la sensibilidad de costos de operación o inversión respecto a variables eléctricas. Por ejemplo, la variación del costo para un cambio en la generación del nodo j ($\Delta C / \Delta P_j$).

En este tema se trata únicamente el análisis del primer tipo de relación de sensibilidad. El segundo tipo de sensibilidad es importante en el análisis de costo de producción o en estudio de despacho económico.

El análisis de sensibilidad se puede realizar por medio de un estudio de flujos, o utilizar desarrollos y expresiones analíticas para obtener los coeficientes de sensibilidad. Las ecuaciones que definen el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia en estado estable son no-lineales, por lo tanto los coeficientes de sensibilidad dependerán del punto de operación y será necesario recalcularlos al tener cambios en la estructura de la red eléctrica o cambios en la generación.

En la operación de sistemas eléctricos de potencia los operadores de los centros de control llegan a conocer, a través del tiempo y de la experiencia, el efecto que produce en ciertas variables del sistema el hacer cambios en las generaciones o modificar las magnitudes de los voltajes de generación. En realidad, los operadores conocen en forma experimental ciertos coeficientes de sensibilidad. La aplicación de estos índices introduce una ayuda adicional para evaluar de manera rápida y sencilla los efectos de un cambio, además les permite a los operadores tener un conocimiento más completo del comportamiento de sistemas de potencia.

4.2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES

De la formulación del método de Newton – Raphson para flujos de potencia, se tiene que las ecuaciones que relacionan las inyecciones nodales y los voltajes y ángulos nodales de la red eléctrica, en estado estable, son:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V' \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Donde:

$$\Delta V' = \Delta V / V$$

$$[H] = \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right]$$

$$[N] = \left[\frac{\partial P}{\partial V'} \right]$$

$$[J] = \left[\frac{\partial Q}{\partial \delta} \right]$$

$$[L] = \left[\frac{\partial Q}{\partial V'} \right]$$

Efectuando consideraciones prácticas que desacoplan al conjunto de ecuaciones se obtienen:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & \\ & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V' \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

La ecuación (4.3) es el modelo desacoplado de las potencias nodales, en función de los ángulos de fase y magnitudes de voltaje. De la relación inversa se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \\ & \frac{\partial Q}{\partial V'} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Los elementos del Jacobiano (submatrices H y L) son coeficientes que relacionan las variables de control (P, Q) con las variables dependientes (δ , V). Efectuado el desacoplamiento, (4.4) quedará:

$$[\Delta\delta] = \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right]^{-1} [\Delta P] \quad (4.5)$$

$$[\Delta V'] = \left[\frac{\partial Q}{\partial V'} \right]^{-1} [\Delta Q]$$

Comparando las ecuaciones (4.5) con (4.1), se observa que los elementos de la matriz inversa representan los coeficientes de sensibilidad de las variables dependientes respecto a las variables de control.

$$[S_{\delta-P}] = \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right]^{-1} \quad (4.6)$$

$$[S_{V-Q}] = \left[\frac{\partial Q}{\partial V'} \right]^{-1}$$

4.3 COEFICIENTES DE SENSITIVIDAD DEL MODELO DE POTENCIA REACTIVA.

A partir del modelo de potencia reactiva es posible encontrar coeficientes de sensibilidad que relacionen la potencia reactiva con los voltajes, (4.7).

$$[\Delta V'] = \left[\frac{\partial Q}{\partial V'} \right]^{-1} [\Delta Q] \quad (4.7)$$

Los elementos de Jacobiano son:

$$\frac{\partial Q_K}{\partial |V_m|} |V_m| = |V_K| |V_m| (G_{Km} \text{Sen } \delta_{Km} - B_{Km} \text{Cos } \delta_{Km}) \quad (4.8)$$

$$\frac{\partial Q_K}{\partial |V_K|} |V_K| = -B_{KK} |V_K|^2 + Q_K \quad (4.9)$$

De acuerdo a las suposiciones en sistemas de alta tensión quedan:

$$\frac{\partial Q_K}{\partial |V_m|} |V_m| = -|V_K| |V_m| + B_{Km} \quad (4.10)$$

$$\frac{\partial Q_K}{\partial |V_K|} |V_K| = -|V_K|^2 B_{KK} \quad (4.11)$$

donde B_{Km} y B_{KK} son elementos de la matriz nodal de admitancias nodales.

El cambio de potencia reactiva en el nodo k, esta dado por la relación (4.12), a partir de las ecuaciones (4.10) y (4.11).

$$\Delta Q_K = \sum_{\substack{m \\ m \neq K}} (-|V_K| |V_m| B_{Km} \Delta V'_m) + -|V_K|^2 B_{KK} \Delta V'_K \quad (4.12)$$

Recordando que $\Delta V' = \Delta |V| / |V|$ y dividiendo (4.12) entre $|V_K|$, se tiene:

$$\frac{\Delta Q_K}{|V_K|} = \sum_{\substack{m \\ m \neq K}} (-B_{Km} \Delta V_m) - B_{KK} \Delta V_K \quad (4.13)$$

En forma matricial para un sistema multinodos, el modelo de potencia reactiva desacoplado será:

$$\left[\frac{\Delta Q}{V} \right] = [B_Q] \Delta V \quad (4.14)$$

donde, $[B_Q] = [-B]$ o sea el negativo de la matriz de susceptancias nodales.

Los coeficientes de (4.14) son constantes e independientes de la condición de operación, lo cual es cierto solo para cambios pequeños.

4.3.1 ESTRUCTURA DE LA MATRIZ $[B_Q]$

La matriz $[B_Q]$ es una matriz de susceptancias de la red y está definida exclusivamente para nodos de voltaje no controlado. Se puede considerar que los nodos de voltaje controlado están al final del conjunto de ecuaciones.

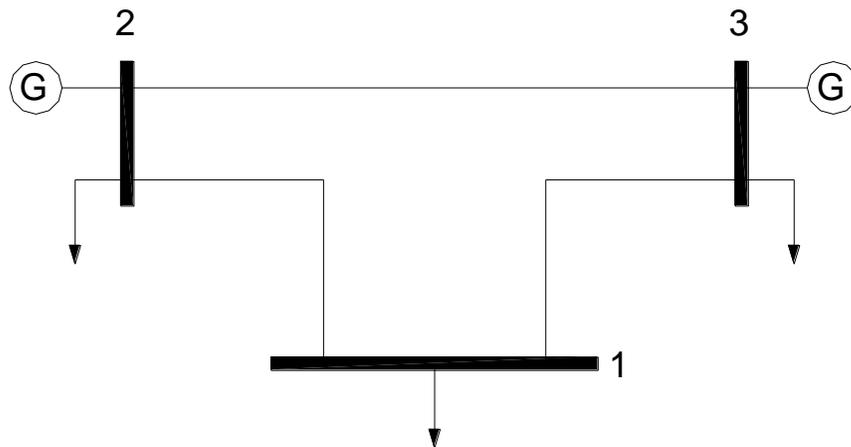


Figura 4.1 Red eléctrica elemental.

La estructura de la matriz B_Q para el sistema de la figura 3.1 será la siguiente:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q'_1 \\ \Delta Q'_2 \\ \Delta Q'_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{Q11} & B_{Q12} & B_{Q13} \\ B_{Q21} & B_{Q22} & B_{Q23} \\ B_{Q31} & B_{Q32} & B_{Q33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

donde: $\Delta V_2 = \Delta V_3 = 0$ por ser nodos de voltaje controlado. De la ecuación (4.15) se obtienen los coeficientes que miden el cambio de voltaje al tener un cambio de potencia reactiva en un nodo.

De la primera ecuación en (4.15) se tiene:

$$\Delta Q'_1 = B_{Q11} \Delta V_1 \quad (4.16)$$

de donde se obtiene el coeficiente de sensibilidad.

$$\left[\frac{\Delta V_1}{\Delta Q'_1} \right] = B_{Q11}^{-1}$$

En este caso la inversión de la matriz de la ecuación (4.15) es trivial, ya que es un solo elemento. Si se analiza el elemento B_{Q11} es posible obtener un equivalente como se muestra en la figura 4.2.

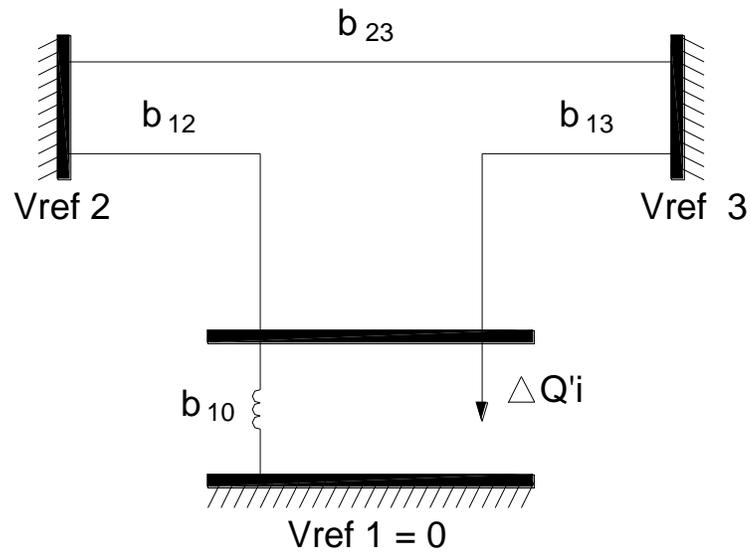


Figura 4.2 Equivalente de la red eléctrica elemental.

El valor del elemento $B_{Q_{11}}$ esta dado por (4.17):

$$B_{Q_{11}} = -(b_{12} + b_{13} + b_{10}) \quad (4.17)$$

en el caso más general el tener un sistema multinodos se puede llegar a una situación similar a la de (4.15), realizando un proceso de triangularización y de eliminación de todos los nodos de carga, dejando únicamente el último nodo (n) sin eliminar. Así, se tendrán las siguientes ecuaciones:

$$[\Delta V] = [B_Q]^{-1} [\Delta Q']$$

o bien la ecuación

$$[B_Q][\Delta V] = [\Delta Q']$$

triangularizando.

$$\begin{bmatrix} 1 & & & \\ & B_{Q_{nn}} & & \\ & & & B_{Q_g} \\ 0 & & & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta V'_n \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta Q'_1 \\ \vdots \\ \Delta Q'_n \\ \vdots \\ \Delta Q'_q \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

Esta ecuación tiene la misma estructura que (4.15) y es posible obtener un circuito equivalente, visto desde el punto donde se efectúa el cambio (figura 4.3.).

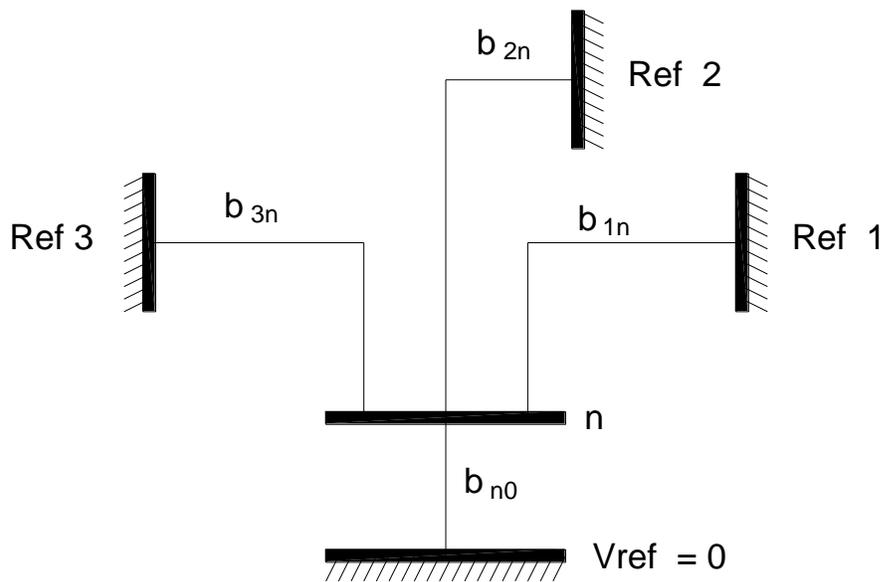


Figura 4.3 Circuito equivalente.

4.3.2 NODOS DE VOLTAJE CONTROLADO

Los nodos de voltaje controlado son nodos de referencia para el voltaje de la red, tal como se muestra en la figura 4.4. Estos nodos tienen la restricción de generación de potencia reactiva (4.19).

$$\frac{\Delta V_n}{\Delta Q_n} = \frac{1}{B_{Qnn}} = S_{Qnn} \quad (4.16)$$

De la figura 4.3. se deduce que el coeficiente S_{Qnn} depende del equivalente del sistema visto desde el nodo n. Así, para valores grandes de S_{Qnn} se tendrá gran sensibilidad del voltaje al cambio en la potencia reactiva (nodo débil). Por otro lado, un valor bajo de S_{Qnn} indica la robustez del sistema al tener un cambio pequeño del voltaje respecto al cambio en la inyección reactiva.

El coeficiente de la ecuación (4.16) es de gran utilidad en la operación de sistemas para identificar nodos con problema de control de voltaje. El coeficiente generalmente se expresará en (KV/MVARS) o (MVARS/KV). Se puede decir que este coeficiente depende de la distancia eléctrica a los nodos de voltaje controlado. Así, al tener nodos de voltaje controlado muy cercano eléctricamente se requerirán cambios muy grandes en la potencia reactiva para cambiar el voltaje del nodo. Por otro lado, al tener los nodos de voltaje controlado muy alejados eléctricamente, pequeños cambios en la inyección de potencia reactiva cambiarán sensiblemente el voltaje.

Otro coeficiente útil, debido al cambio de carga reactiva, es el que mide el impacto en la generación reactiva del nodo i . El cambio se puede expresar como:

$$\Delta Q'_{gi} = \left[\frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_n} \right] \Delta V_n + \sum_{k=1}^{ng} \left[\frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_{gk}} \right] \Delta V_{gk} \quad (4.20)$$

donde ng es el número de nodos generadores. Como $\Delta V_{gk} = 0$ (nodos de voltaje controlado), se obtiene:

$$\Delta Q'_{gi} = \left[\frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_n} \right] \Delta V_n$$

A su vez ΔV_n se puede expresar en función del cambio ΔQ_n , de acuerdo a

$$\Delta Q'_{gi} = \left[\frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_n} \right] \left[\frac{\partial Q'_n}{B_{Q_{nn}}} \right] \quad (4.21).$$

Sustituyendo el equivalente después de triangularizar como en (4.18).

$$\frac{\Delta Q'_{gi}}{\Delta Q'_n} = \frac{b_{in}}{B_{Q_{nn}}} \quad (4.22)$$

La ecuación (4.22) muestra la contribución de potencia reactiva del generador i respecto a un cambio en la inyección de potencia reactiva en el nodo n . La contribución depende directamente de la distancia eléctrica entre el nodo de voltaje controlado y el nodo con cambio (b_{in}).

Si el generador se encuentra muy alejado ($b_{in} \approx 0$), la contribución será nula.

4.3.4 INFLUENCIA DE LOS VOLTAJES DE GENERACIÓN.

Otro coeficiente importante y estrechamente relacionado con los anteriores, es obtener los cambios en el voltaje del nodo n al tener un cambio en un voltaje de generación.

Del balance nodal en el nodo n se tiene:

$$\sum_{k=1}^{ng} Q_{nk}' = Q_n'$$

si no existe cambio en la inyección del nodo n , se cumple, $\Delta Q_n' = 0$.

Desarrollando la expresión en función de los voltajes resulta

$$\Delta Q_n' = \left[\frac{\partial Q_n'}{\partial V_{gi}} \right] \Delta V_{gi} + \left[\frac{\partial Q_n'}{\partial V_n} \right] \Delta V_n \quad (4.23)$$

En (4.23) se supone que solo se tendrá un cambio en el generador i , el cual produce un cambio ΔV_n . Considerando el balance nodal se obtiene de (4.23)

$$\begin{bmatrix} \Delta V_n \\ \Delta V_{gi} \end{bmatrix} = - \left[\frac{\partial Q_n'}{\partial V_n} \right]^{-1} \left[\frac{\partial Q_n'}{\partial V_{gi}} \right] \quad (4.24)$$

El cambio en Q_n' al tener exclusivamente un cambio en V_{gi} se obtiene mediante la expresión.

$$\Delta Q_n' = -b_{in} (\Delta V_n - \Delta V_{gi}) - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{ng} b_{kn} (\Delta V_n - \Delta V_{gk}) - b_s \Delta V_n$$

como $\Delta V_n = 0$ y $\Delta V_{gk} = 0$, se obtiene:

$$\frac{\Delta Q_n'}{\Delta V_{gi}} = b_{in} \quad (4.25)$$

sustituyendo en (4.24) resulta finalmente:

$$\frac{\Delta V_n}{\Delta V_{gi}} = -\frac{b_{in}}{B_{Qnn}} \quad (4.26)$$

La ecuación (4.26) es similar a (4.22) pero con signo contrario. De aquí se obtiene que si un generador está alejado eléctricamente del nodo n , no se afectará el voltaje de este nodo al tener cambios en el voltaje de generación.

En algunas ocasiones se desea evaluar el efecto de cambiar el voltaje de generación en la inyección de potencia reactiva de generadores. Esto es especialmente útil para mantener los márgenes de reserva de generadores y lograr mejor distribución de la generación de potencia reactiva.

Se analiza el caso de variar el voltaje en el nodo k y obtener el cambio en el generador i . Debe recordarse que en el resto de los generadores no se cambia su voltaje. Así se obtiene:

$$\Delta Q'_{gi} = \left[\frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_{gk}} \right] \Delta V_{gk} + \left[\frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_n} \right] \Delta V_n \quad (4.27)$$

Utilizando

$$\Delta V_n = \left[\frac{\partial V_n}{\partial V_{gk}} \right] \Delta V_{gk}$$

de donde

$$\Delta Q'_{gi} = \left[\frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_{gk}} + \frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_n} \frac{\partial V_n}{\partial V_{gk}} \right] \Delta V_{gk} \quad (4.28)$$

rearrreglando

$$\frac{\Delta Q'_{gi}}{\Delta V_{gk}} = \frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_{gk}} + \frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_n} \frac{\partial V_n}{\partial V_{gk}}$$

evaluando las derivadas en términos del circuito equivalente triangularizado.

$$\frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_{gk}} = b_{ik}$$

$$\frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_n} = b_{in}$$

$$\frac{\partial V_n}{\partial V_{gk}} = \frac{-b_{kn}}{B_{Qnn}}$$

Se obtiene finalmente el coeficiente

$$\frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_{gk}} = b_{ik} + b_{in} \left[\frac{-b_{kn}}{B_{Qnn}} \right] \quad (4.29)$$

Es importante notar que los términos del lado derecho corresponden a la susceptancia equivalente entre los nodos i y k , después de eliminar el nodo n . La ecuación (4.29) ilustra el efecto de la distancia eléctrica en la generación de reactivos al mover los voltajes de generación. Al aplicar este coeficiente se llega a reducir la red, de tal forma que queden conectados los nodos generadores i y k y en función del nodo n (figura 4.5)

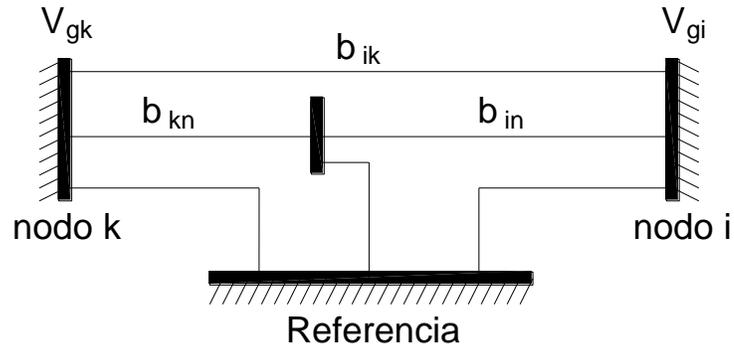


Figura 4.5 Reducción del sistema a los nodos generadores.

En el caso de evaluar el impacto de un cambio en el mismo nodo, se obtiene:

$$\frac{\Delta Q_{gi}}{\Delta V_{gi}} = -b_{in} - \sum_{k=1}^{ng} b_{ik} - b_{si} + b_{in} \left[\frac{-b_{in}}{B_{Qnn}} \right] \quad (4.30)$$

donde la sumatoria incluye todos los nodos de generación y b_{si} incluye las susceptancias a tierra del nodo i .

4.3.5 INFLUENCIA DE LOS CAMBIOS DE TAP EN TRANSFORMADORES.

Una de las acciones utilizadas para el control de voltaje es el cambio de tap en transformadores. Los cambios en las variables dependientes al variar los taps de los transformadores, pueden ser evaluados de manera similar a la usada para otros tipos de cambios. Para el análisis se usará el circuito equivalente de la figura 4.6.

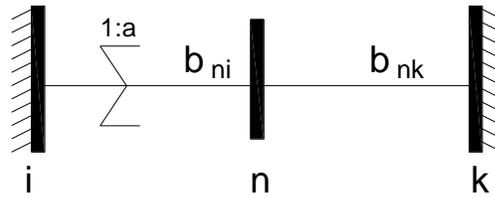


Figura 4.6 Circuito equivalente del transformador.

En la figura 4.6 se considera que el nodo n esta conectado al resto del sistema a través de la línea $n-k$. En el caso general se retendrán todos los nodos de voltaje controlado y se eliminarán los nodos de carga, solo se retiene el nodo n .

Las ecuaciones correspondientes para el nodo n son:

$$Q_n' = a b_{ni} V_{gi} - (b_{ni} + b_{nk}) V_n + b_{nk} V_{gk}$$

Si se considera un cambio en el tap sin alterar la inyección en el nodo se obtiene:

$$\frac{\partial Q_n'}{\partial t} \Delta a + \frac{\partial Q_n'}{\partial V_n} \Delta V_n = 0 \quad (4.31)$$

de donde;

$$\frac{\Delta V_n}{\Delta a} = - \left[\frac{\partial Q_n'}{\partial V_n} \right]^{-1} \left[\frac{\partial Q_n'}{\partial a} \right]$$

Evaluando las derivadas parciales de (4.31):

$$\frac{\partial Q'_n}{\partial a} = b_{ni} V_{gi}$$

$$\frac{\partial Q'_n}{\partial V_n} = -(b_{ni} + b_{nk})$$

Se obtiene:

$$\frac{\Delta V_n}{\Delta a} = \frac{b_{ni}}{b_{ni} + b_{nk}} V_{gi} \quad (4.32)$$

Este coeficiente mide la efectividad del cambio de tap en el control de voltaje del nodo n . El análisis de (4.32) indica que el cambio de tap solo será efectivo si la rama del transformador esta conectada a un nodo de voltaje controlado a través de una impedancia pequeña (b_{ni} grande), comparada con los valores de otras ramas conectadas al nodo n .

La aportación de potencia reactiva debido al cambio de tap se puede obtener mediante el desarrollo de la ecuación de potencia reactiva para el nodo i .

$$Q_{gi}' = b_{ni} a V_n - b_{ni} a^2 V_{gi} \quad (4.33)$$

considerando el cambio de tap

$$\frac{\Delta Q'_{gi}}{\Delta a} = \frac{\partial Q'_{gi}}{\partial a} + \frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_n} \frac{\partial V_n}{\partial a} \quad (4.34)$$

evaluando las derivadas a partir de (4.33)

$$\frac{\partial Q'_{gi}}{\partial a} = b_{ni} V_n - 2b_{ni} a V_{gi}$$

$$\frac{\partial Q'_{gi}}{\partial V_n} = b_{ni} a$$

se obtiene finalmente

$$\frac{\Delta Q'_{gi}}{\Delta a} = b_{ni} V_n - b_{ni} a V_{gi} \left[\frac{b_{ni} + 2b_{nk}}{b_{ni} + b_{nk}} \right] \quad (4.35)$$

En el caso del generador k las expresiones finales son:

$$\frac{\Delta Q'_{gk}}{\Delta a} = (b_{nk} b_{ni} V_{gi}) / (b_{ni} + b_{nk})$$

Resultados de simulaciones muestran que el efecto de un cambio de tap será mayor, en cuanto a modificar el voltaje y las variaciones de potencia reactiva, entre más cerca estén (eléctricamente) los nodos de interés de los nodos de voltaje controlado donde se tiene el cambio de tap.

CAPITULO 5

ANÁLISIS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA.

5.1.- INTRODUCCIÓN.

El enfoque de esta tesis es hacia el sistema eléctrico de potencia de la Zona de Distribución Nuevo Laredo, que por su topología se representa como una red eléctrica débil, donde los centros de generación se encuentran eléctricamente distantes de los grandes centros de consumo.

Esta Zona de Distribución esta en constante crecimiento por ser una ciudad fronteriza con estados unidos, cuenta con una gran cantidad de usuarios los cuales suman a la fecha un total de 151,292 entre ellos están los del ramo de la industria maquiladora.

En la Zona de Distribución Nuevo Laredo el comportamiento horario de la demanda de la energía eléctrica es como el que se ilustra en la figura 5.1, donde se observa una diferencia importante entre las condiciones de demanda mínima y de demanda máxima. Para el caso de la figura 5.1 que representa la demanda de un día hábil, la diferencia es del orden de los 76 MWH/H.

❖ Demanda Máxima	= 225 MWH/H
❖ Demanda Mínima	= 149 MWH/H
❖ Diferencia	= 76 MWH/H

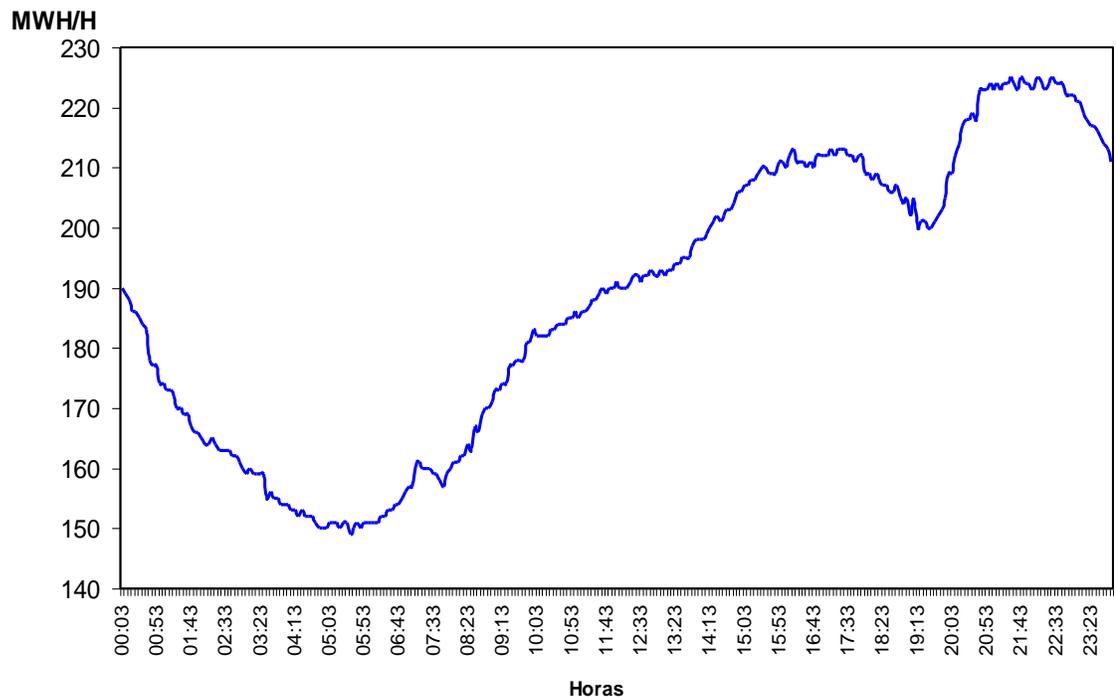


Figura 5.1 Comportamiento horario de la demanda (día típico).

Debido a este comportamiento de la carga la red de transmisión se opera en dos condiciones extremas: con baja carga y un excedente de potencia reactiva para demanda mínima, y con muy alta carga y un alto consumo de potencia reactiva en la condición de demanda máxima. Esto origina dos problemas fundamentales que son:

- ❖ Altos voltajes en demanda mínima.
- ❖ Reducción de la capacidad de transmisión por problemas de bajo voltaje en demanda máxima.

Para contrarrestar estos problemas en la Zona de Distribución Nuevo Laredo, se cuenta con algunos recursos para controlar el voltaje y el flujo de potencia reactiva, faltando una metodología para la optimización de los mismos, ya que de igual forma, ante condiciones de contingencia es importante contar

con los requerimientos de potencia reactiva para que mantengan los voltajes cerca de su valor nominal.

5.2.- ALTERNATIVAS PARA EL CONTROL DE VOLTAJE.

Las alternativas que se tienen en la Zona de Distribución Nuevo Laredo para el control de voltaje son:

- ❖ Movimiento de voltaje de generación: La Central Termoeléctrica José López Portillo esta ubicada eléctricamente a 175 Km. y La Central Hidroeléctrica Falcón esta ubicada eléctricamente a 110 Km.
- ❖ Movimientos de cambiadores de tap bajo carga: La Subestación Ciudad Industrial cuenta con un transformador de 225 MVA de 230/138 Kv. Con cambiadores de tap bajo carga. y La Subestación Arroyo del Coyote cuenta con dos transformadores de 100 MVA cada uno de 230/138 Kv. Con cambiadores de tap bajo carga.
- ❖ Conexión y desconexión de reactores en derivación: La Subestación Arroyo del Coyote cuenta con reactor de 18 MVAR en 230 Kv.
- ❖ Conexión y desconexión de capacitores en derivación: La Subestación Arroyo del Coyote cuenta con banco de capacitores con capacidad de 30 MVAR, en 138 Kv., La Subestación Ciudad Industrial cuenta con banco de capacitores con capacidad de 27 MVAR, en 138 Kv. y La Subestación Nuevo Laredo cuenta con banco de capacitores con capacidad de 16.8 MVAR, en 138 Kv.
- ❖ Operación de generadores como condensadores síncronos: La Central Hidroeléctrica Falcón cuenta con tres generadores que pueden operar como condensadores síncronos con una capacidad de ± 7 MVAR.

- ❖ Conexión y desconexión de líneas de transmisión: Línea de transmisión en 230 Kv que conecta a la Subestación Río Escondido y Arroyo del Coyote calibre 900 MCM y longitud de 170 Km. y Línea de transmisión en 138 Kv que conecta a la Subestación Falcón y Arroyo del Coyote calibre 477 MCM y longitud de 107 Km.
- ❖ Cortes de Carga: En la Subestación Ojo Caliente se encuentra instalado un medidor habilitado para tiro de carga por bajo voltaje en los circuitos OJC-T1 dispara a 130 Kv y OJC-T2 dispara a 97 Kv.

Por lo anterior es importante diseñar estrategias operativas para optimizar las reservas de potencia reactiva para lograr un control efectivo del voltaje.

En este capítulo se presentan diferentes estrategias operativas que permitan contrarrestar el efecto de la demanda y de contingencias, su aplicación se ilustra mediante resultados obtenidos de simulaciones.

5.3.- CASOS EN DIFERENTES CONDICIONES DE DEMANDAS.

Para efectuar los estudio se utiliza la herramienta Simulador de Sistemas de Potencia "PSS/E" (Power System Simulator / Engineering), es un paquete de programas para estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia y del comportamiento de la generación tanto en estado estable como en estado dinámico.

El PSS/E tiene capacidad para realizar estudios de flujos de potencia en estado estable, análisis de fallas, simulaciones dinámicas, simulaciones análisis de precios de generación y transmisión, análisis de límites de transferencia y construcción de equivalentes de redes.

5.3.1.- ANÁLISIS EN DEMANDA MÁXIMA.

Bajo condiciones de demanda máxima es muy factible la operación con bajos voltajes en diversos nodos de la red, las acciones de control deben tratar de evitar bajas tensiones que puedan afectar al equipo y a los usuarios.

Cuando el nivel de transmisión es mayor es necesario contar con un buen perfil de voltaje para soportar contingencias que provoquen un desbalance de potencia reactiva cuya consecuencia es el abatimiento del perfil de voltaje de la red.

En la Zona de Distribución Nuevo Laredo la demanda máxima se presenta cada año en el periodo de verano siendo del orden de los 272 MWH/H, para realizar análisis en estas condiciones de demanda se recopilan los datos históricos de la demanda de cada nodo de la red, creado una base de datos con las cargas y el modelado de todos los elementos que intervienen en la red troncal entre ellos están:

- Generadores.
- Líneas de transmisión.
- Autotransformadores.
- Transformadores.
- Capacitores en derivación.
- Reactores en derivación.

El comportamiento horario de la demanda de la energía eléctrica es como el que se ilustra en la figura 5.2.

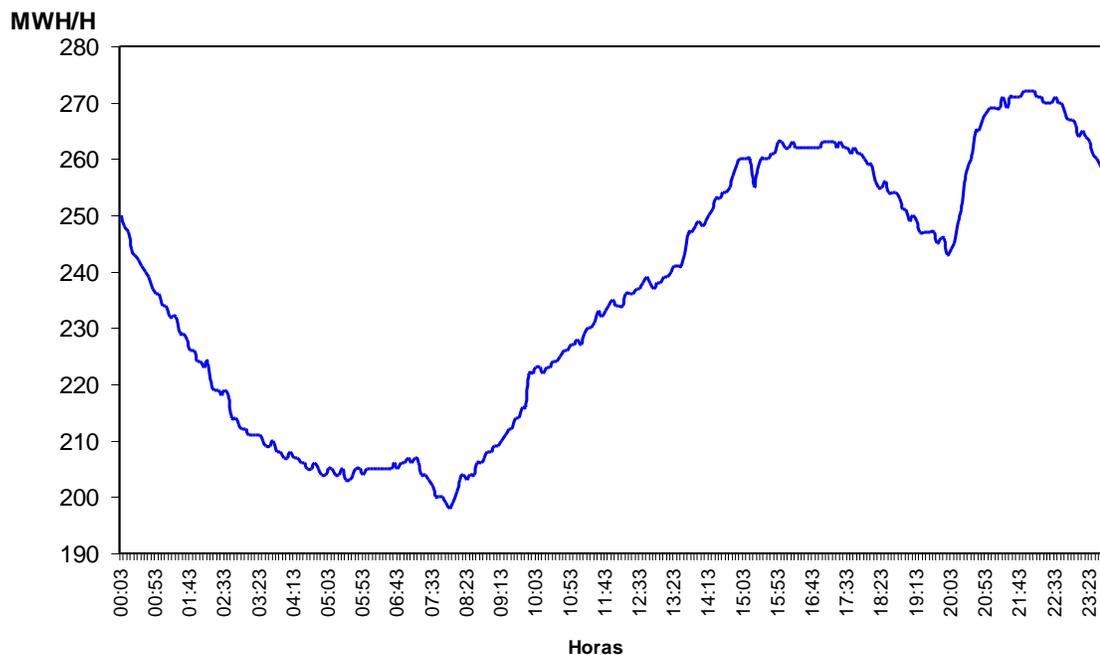


Figura 5.2 Comportamiento horario de la demanda Máxima en verano.

En la figura 5.2 se observa que en un día típico de verano el comportamiento de la demanda es variable, es por eso que se escogen tres escenarios distintos a analizar para diseñar estrategias operativas para optimizar las reservas de potencia reactiva para lograr un control efectivo del voltaje.

Los casos a analizar son los siguientes:

- Caso 1 demanda máxima = 272 MWH/H
- Caso 2 demanda promedio = 236 MWH/H
- Caso 3 demanda mínima = 198 MWH/H

Caso 1

Simulación para una demanda máxima la cual se presenta por lo general en horario de 14:00 a 19:00 hrs. y de 20:00 a 24:00 horas en temporada de verano.

La figura 5.3 muestra la simulación del caso 1 así como el comportamiento de flujos y voltajes en la red eléctrica de la Zona de Distribución Nuevo Laredo en el horario de la demanda máxima.

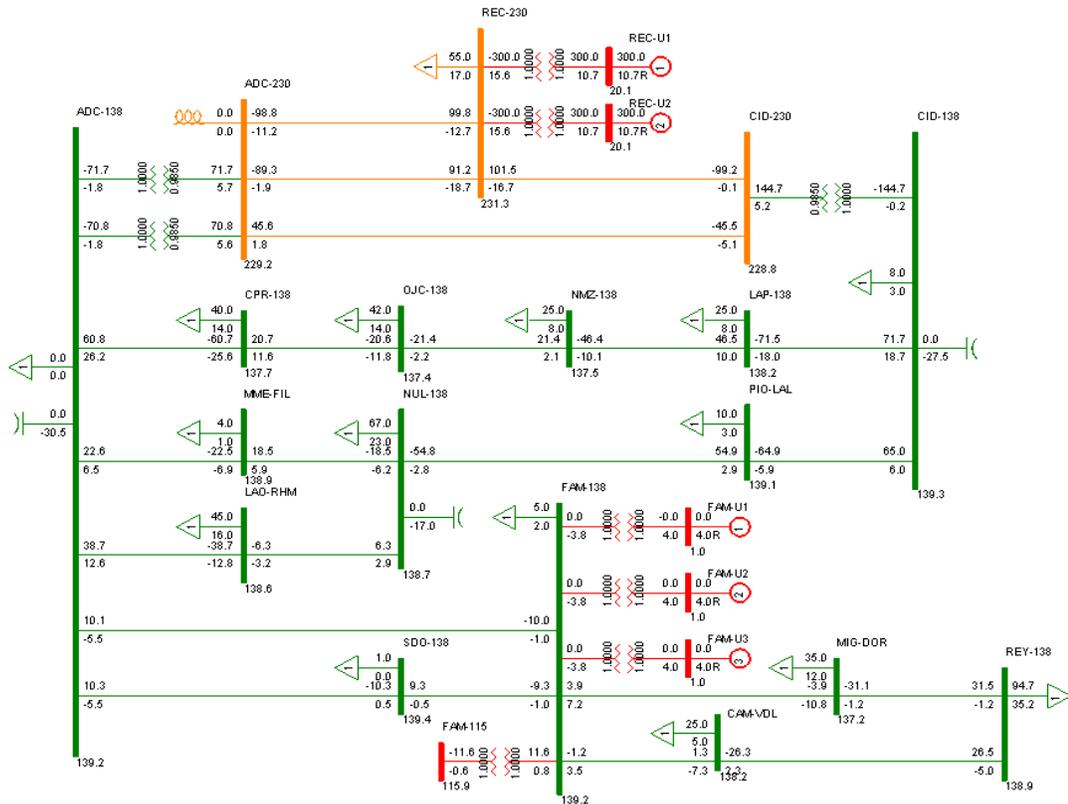


Figura 5.3 Diagrama de flujos en demanda máxima en verano.

Los resultados de la simulación muestran la necesidad de contar con 90.8 MVAR como soporte de reactivos en la red de 138 Kv. para lograr un control efectivo del voltaje.

Caso 2

Simulación para una demanda promedio la cual se presenta por lo general en horario de 00:00 a 03:00 hrs. y de 10:00 a 14:00 horas en temporada de verano.

La figura 5.4 muestra la simulación del caso 2 así como el comportamiento de flujos y voltajes en la red eléctrica de la Zona de Distribución Nuevo Laredo en el horario de la demanda promedio.

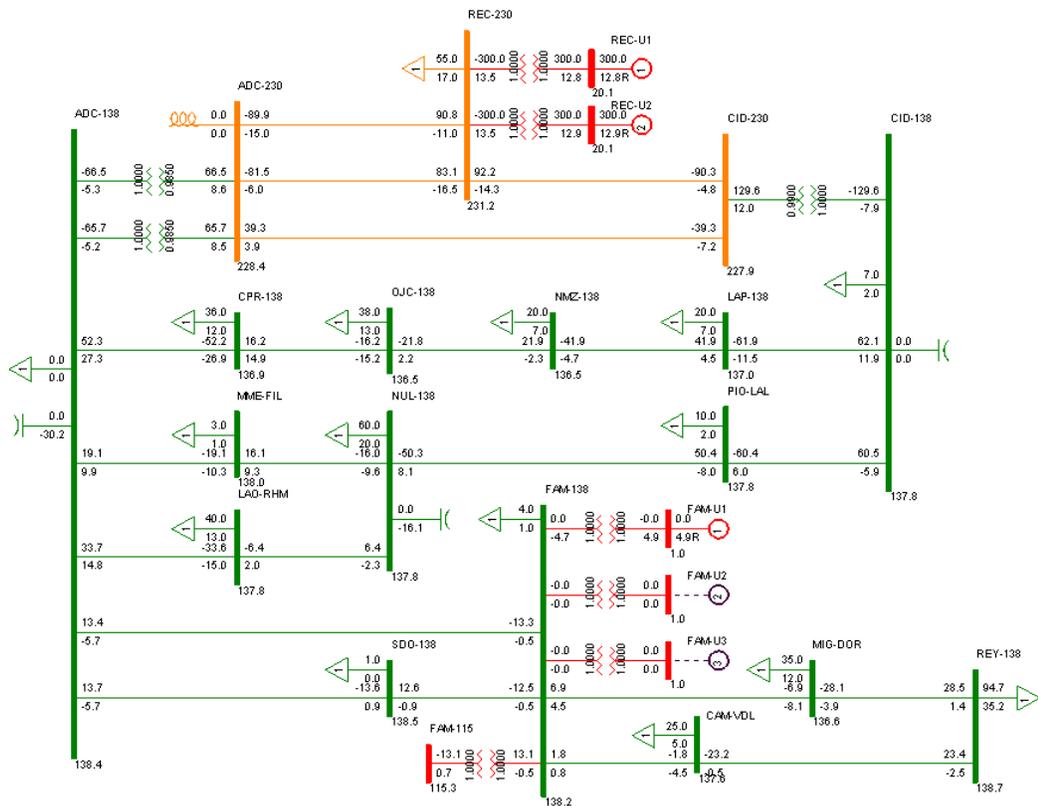


Figura 5.4 Diagrama de flujos en demanda promedio en verano.

Los resultados de la simulación muestran la necesidad de contar con 90.8 MVAR como soporte de reactivos en la red de 138 Kv. para lograr un control efectivo del voltaje.

Caso 3

Simulación para una demanda mínima la cual se presenta por lo general en horario de 03:00 a 10:00 horas en temporada de verano.

La figura 5.5 muestra la simulación del caso 3 así como el comportamiento de flujos y voltajes en la red eléctrica de la Zona de Distribución Nuevo Laredo en el horario de la demanda mínima.

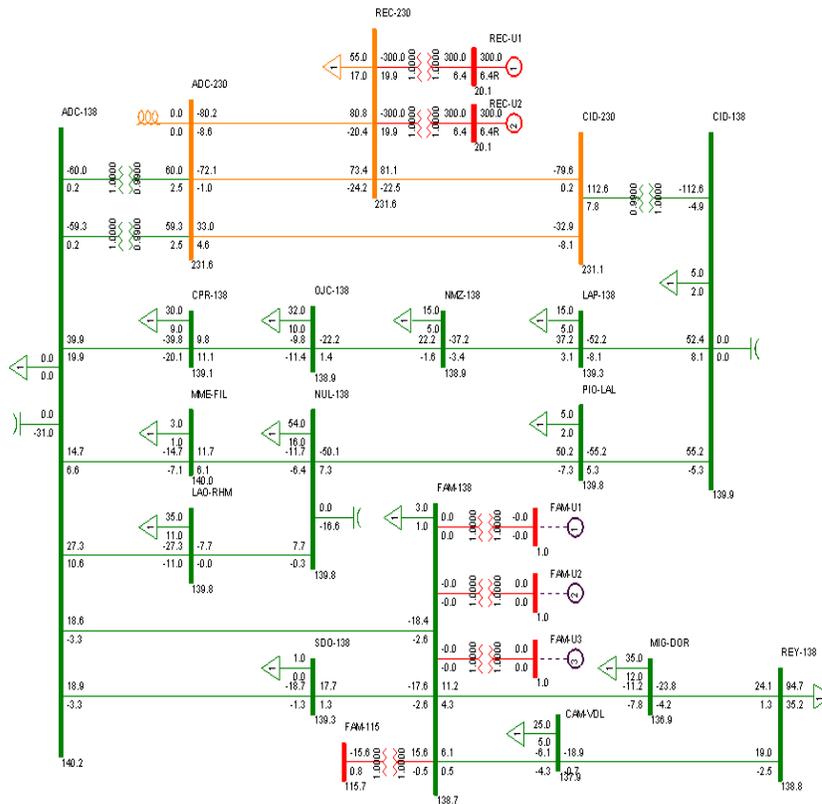


Figura 5.5 Diagrama de flujos en demanda mínima en verano.

Los resultados de la simulación muestran la necesidad de contar con 52.1 MVAR como soporte de reactivos en la red de 138 Kv. para lograr un control efectivo del voltaje.

5.3.2.- ANÁLISIS EN DEMANDA PROMEDIO.

Bajo condiciones de demanda promedio (día típico) es muy factible la operación con bajos voltajes en diversos nodos de la red en el horario punta, las acciones de control deben tratar de evitar bajas tensiones que puedan afectar al equipo y a los usuarios.

Cuando el nivel de transmisión es mayor es necesario contar con un buen perfil de voltaje para soportar contingencias que provoquen un desbalance de potencia reactiva cuya consecuencia es el abatimiento del perfil de voltaje de la red.

En la Zona de Distribución Nuevo Laredo la demanda promedio se presenta a lo largo del año en el periodo de primavera y otoño siendo del orden de los 225 MWH/H, para realizar análisis en estas condiciones de demanda se recopilan los datos históricos de la demanda de cada nodo de la red, creado una base de datos con las cargas y el modelado de todos los elementos que intervienen en la red troncal entre ellos están:

- Generadores.
- Líneas de transmisión.
- Autotransformadores.
- Transformadores.
- Capacitores en derivación.
- Reactores en derivación.

El comportamiento horario de la demanda de la energía eléctrica es como el que se ilustra en la figura 5.6.

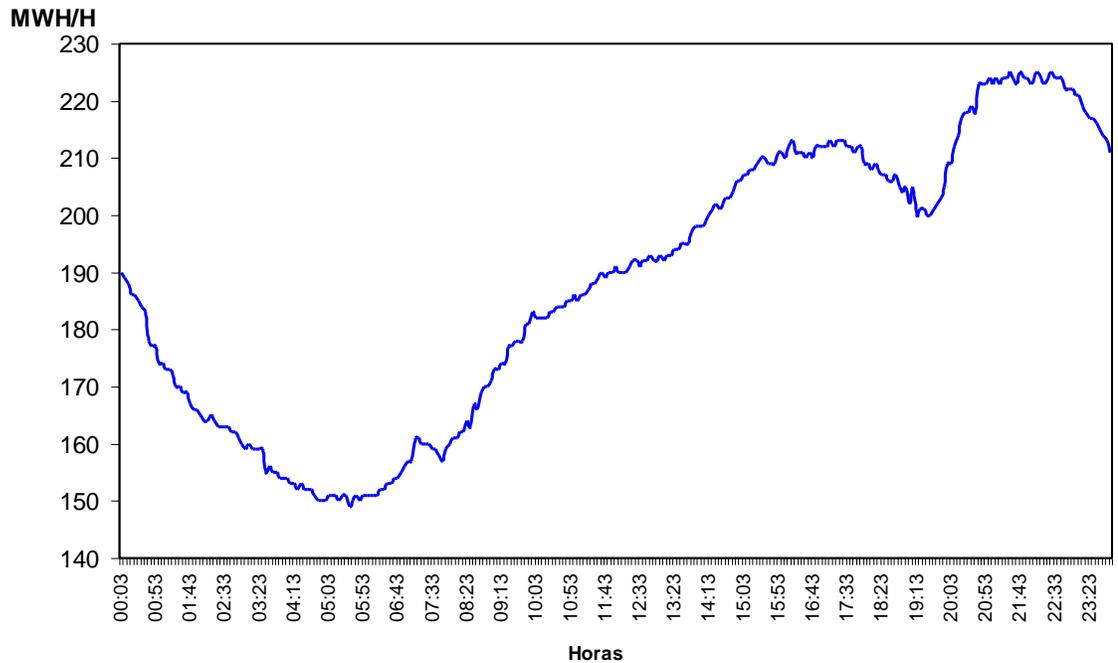


Figura 5.6 Comportamiento horario de la demanda promedio en primavera y otoño.

En la figura 5.6 se observa que en un día típico de primavera y otoño el comportamiento de la demanda es variable, es por eso que se escogen tres escenarios distintos a analizar para diseñar estrategias operativas para optimizar las reservas de potencia reactiva para lograr un control efectivo del voltaje.

Los casos a analizar son los siguientes:

- Caso 4 demanda máxima = 225 MWH/H
- Caso 5 demanda promedio = 188 MWH/H
- Caso 6 demanda mínima = 149 MWH/H

Caso 4

Simulación para una demanda máxima la cual se presenta por lo general en horario de 14:00 a 24:00 horas en temporada de primavera y otoño.

La figura 5.7 muestra la simulación del caso 4 así como el comportamiento de flujos y voltajes en la red eléctrica de la Zona de Distribución Nuevo Laredo en el horario de la demanda máxima.

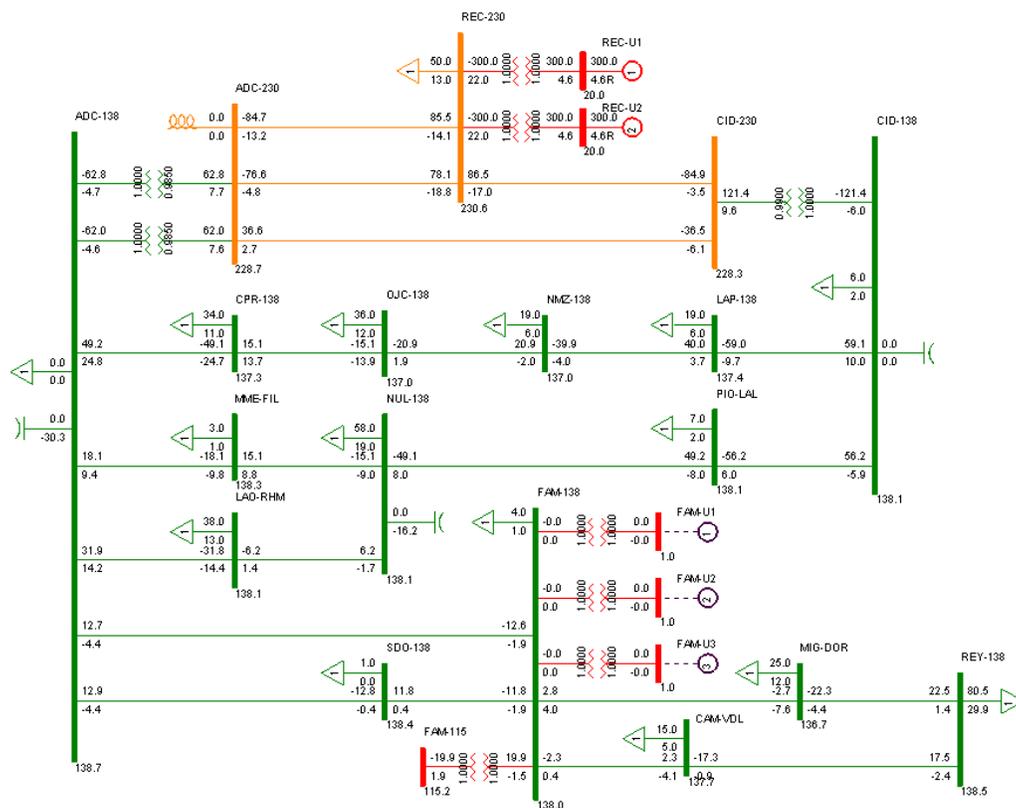


Figura 5.7 Diagrama de flujos en demanda máxima en primavera y otoño.

Los resultados de la simulación muestran la necesidad de contar con 61.8 MVAR como soporte de reactivos en la red de 138 Kv. para lograr un control efectivo del voltaje.

Caso 5

Simulación para una demanda promedio la cual se presenta por lo general en horario de 00:00 a 03:00 hrs. y de 08:00 a 14:00 horas en temporada de primavera y otoño.

La figura 5.8 muestra la simulación del caso 5 así como el comportamiento de flujos y voltajes en la red eléctrica de la Zona de Distribución Nuevo Laredo en el horario de la demanda promedio.

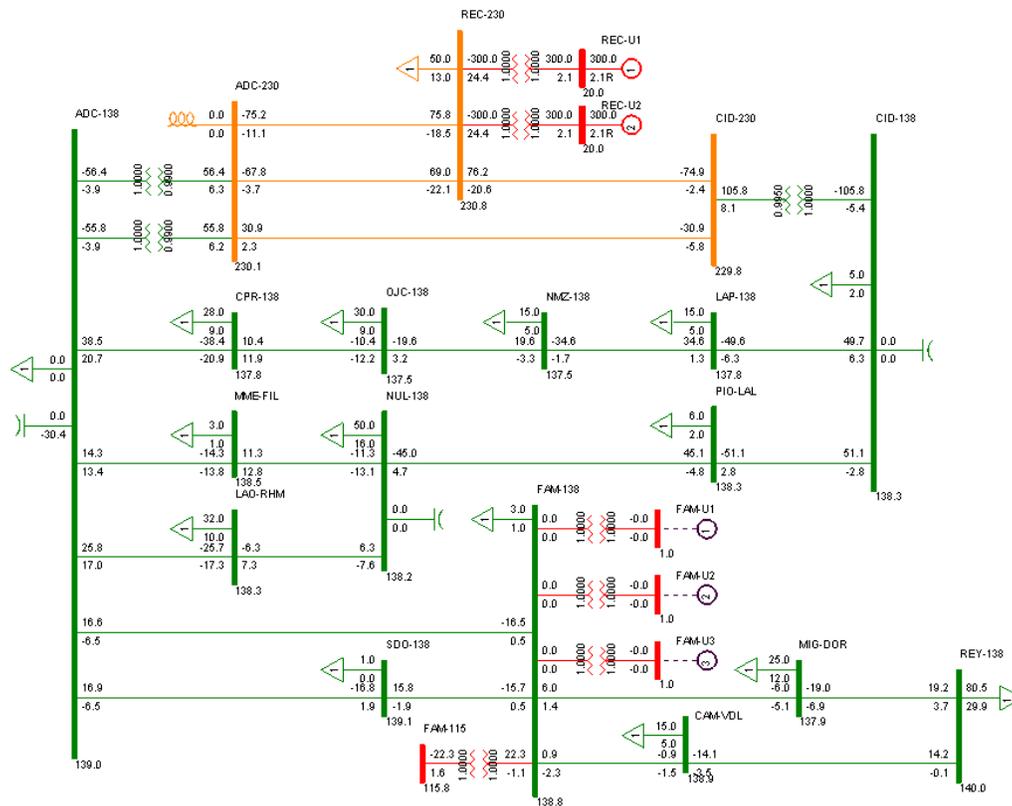


Figura 5.8 Diagrama de flujos en demanda promedio en primavera y otoño.

Los resultados de la simulación muestran la necesidad de contar con 43.6 MVAR como soporte de reactivos en la red de 138 Kv. para lograr un control efectivo del voltaje.

Caso 6

Simulación para una demanda mínima la cual se presenta por lo general en horario de 03:00 a 08:00 horas en temporada de primavera y otoño.

La figura 5.9 muestra la simulación del caso 6 así como el comportamiento de flujos y voltajes en la red eléctrica de la Zona de Distribución Nuevo Laredo en el horario de la demanda mínima.

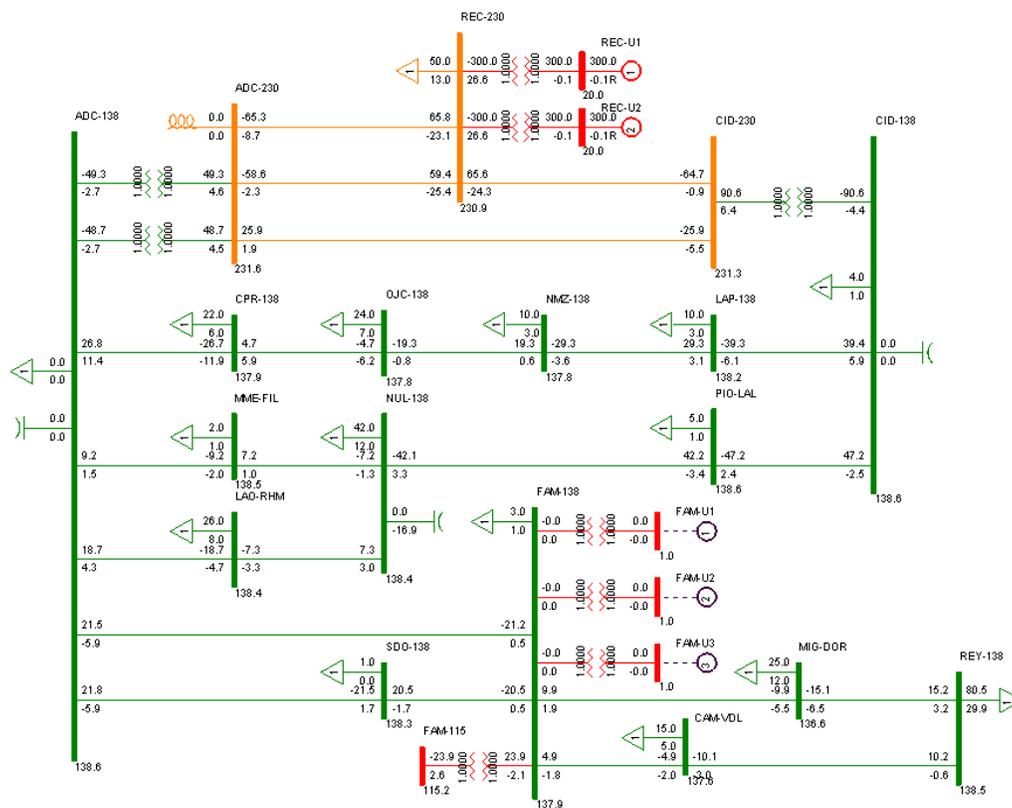


Figura 5.9 Diagrama de flujos en demanda mínima en primavera y otoño.

Los resultados de la simulación muestran la necesidad de contar con 26.7 MVAR como soporte de reactivos en la red de 138 Kv. para lograr un control efectivo del voltaje.

5.3.3.- ANÁLISIS EN DEMANDA MÍNIMA.

Bajo condiciones de demanda mínima es muy factible la operación con altos voltajes en diversos nodos de la red en el horario punta, las acciones de control deben tratar de evitar sobretensiones que puedan afectar al equipo y a los usuarios.

En este nivel de demanda la red eléctrica debe estar preparada para contrarrestar el efecto de perder algún elemento de control de voltaje o de absorción de potencia reactiva cuya consecuencia es el incremento del perfil de voltaje de la red.

En la Zona de Distribución Nuevo Laredo la demanda mínima se presenta a lo largo del año en el periodo de invierno siendo del orden de los 65 MWH/H, para realizar análisis en estas condiciones de demanda se recopilan los datos históricos de la demanda de cada nodo de la red, creado una base de datos con las cargas y el modelado de todos los elementos que intervienen en la red troncal entre ellos están:

- Generadores.
- Líneas de transmisión.
- Autotransformadores.
- Transformadores.
- Capacitores en derivación.
- Reactores en derivación.

El comportamiento horario de la demanda de la energía eléctrica es como el que se ilustra en la figura 5.10.

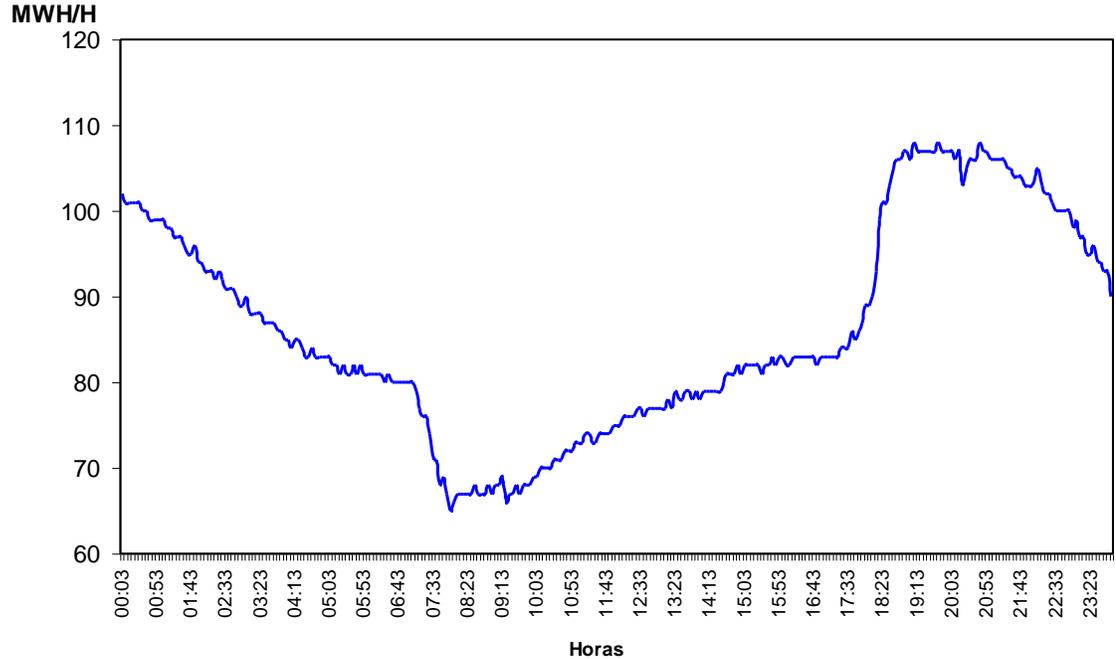


Figura 5.10 Comportamiento horario de la demanda mínima en invierno.

En la figura 5.10 se observa que en invierno el comportamiento de la demanda es variable, es por eso que se escogen tres escenarios distintos a analizar para diseñar estrategias operativas para optimizar las reservas de potencia reactiva para lograr un control efectivo del voltaje.

Los casos a analizar son los siguientes:

- Caso 7 demanda máxima = 108 MWH/H
- Caso 5 demanda promedio = 86 MWH/H
- Caso 6 demanda mínima = 65 MWH/H

Caso 7

Simulación para una demanda máxima la cual se presenta por lo general en horario de 18:00 a 02:00 horas en temporada de invierno.

La figura 5.11 muestra la simulación del caso 7 así como el comportamiento de flujos y voltajes en la red eléctrica de la Zona de Distribución Nuevo Laredo en el horario de la demanda máxima.

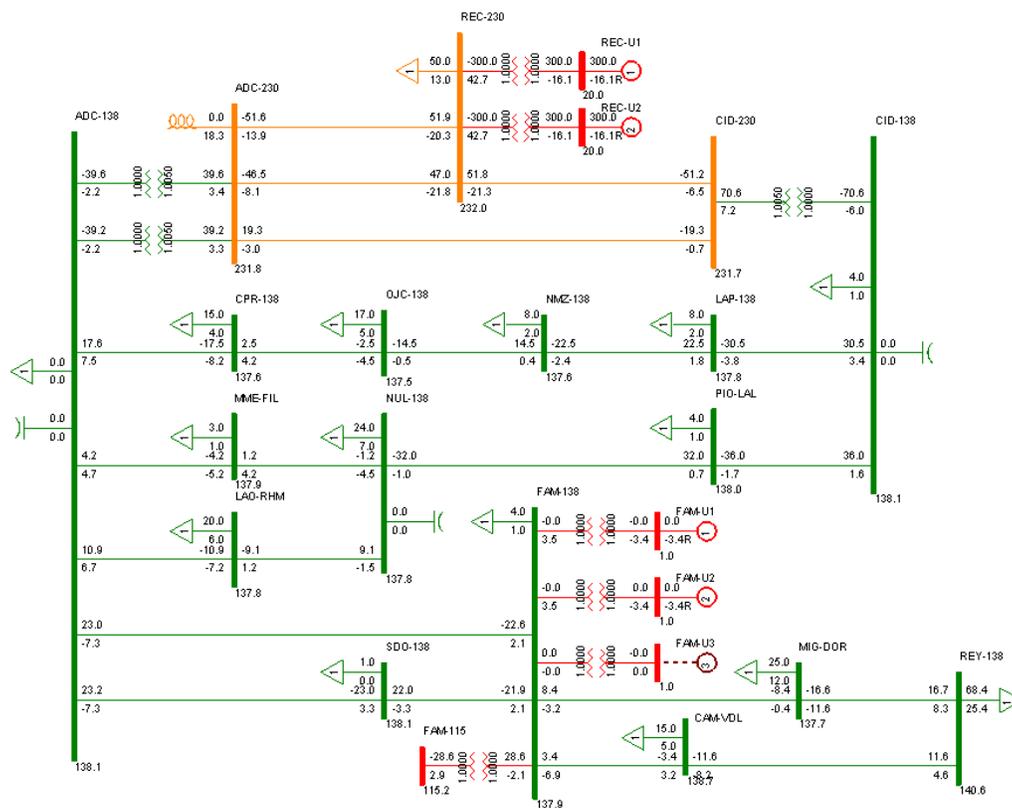


Figura 5.11 Diagrama de flujos en demanda máxima en invierno.

Los resultados de la simulación muestran la necesidad de contar con 25.0 MVAR como soporte de reactivos en la red de 138 Kv. para lograr un control efectivo del voltaje.

Caso 8

Simulación para una demanda promedio la cual se presenta por lo general en horario de 02:00 a 07:00 hrs. y de 12:00 a 18:00 horas en temporada de invierno.

La figura 5.12 muestra la simulación del caso 8 así como el comportamiento de flujos y voltajes en la red eléctrica de la Zona de Distribución Nuevo Laredo en el horario de la demanda promedio.

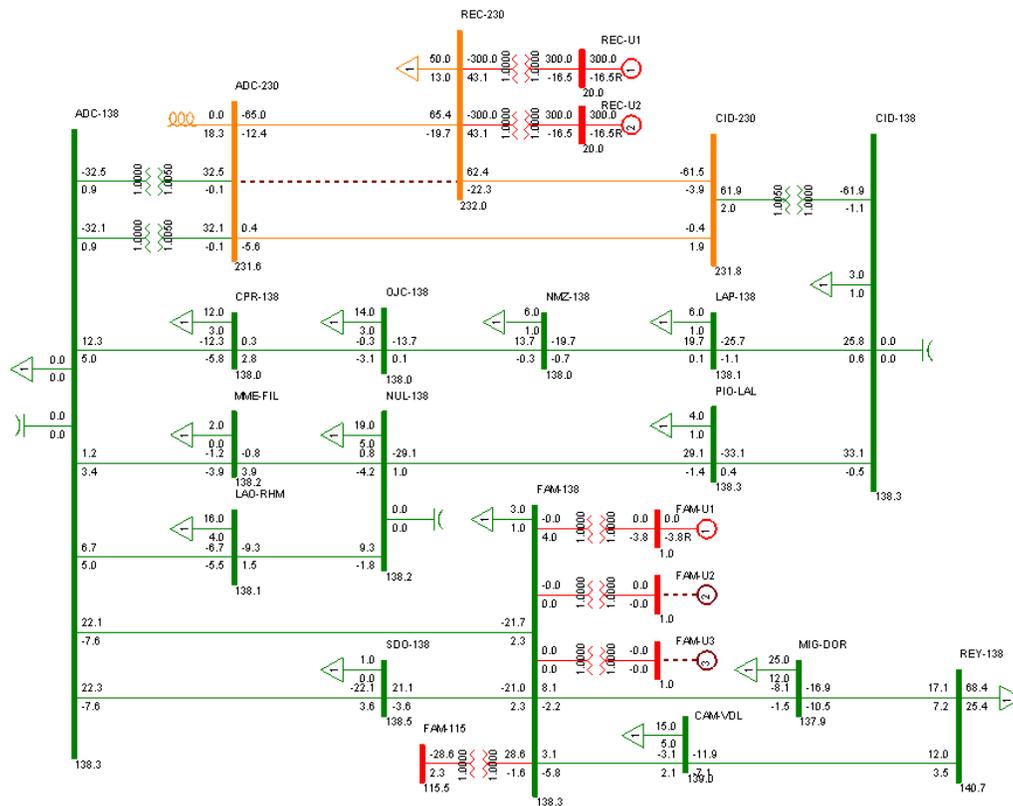


Figura 5.12 Diagrama de flujos en demanda promedio en invierno.

Los resultados de la simulación muestran la necesidad de contar con 14.5 MVAR como soporte de reactivos en la red de 138 Kv. para lograr un control efectivo del voltaje.

Caso 9

Simulación para una demanda mínima la cual se presenta por lo general en horario de 07:00 a 12:00 horas en temporada de invierno.

La figura 5.13 muestra la simulación del caso 9 así como el comportamiento de flujos y voltajes en la red eléctrica de la Zona de Distribución Nuevo Laredo en el horario de la demanda mínima.

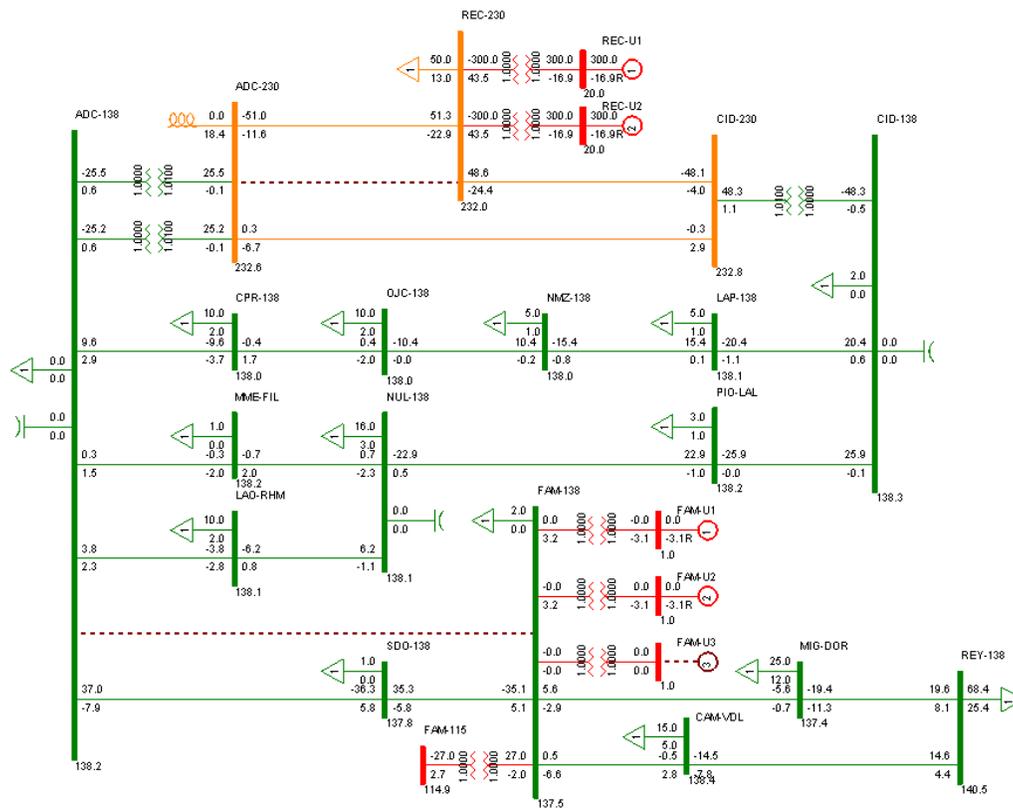


Figura 5.13 Diagrama de flujos en demanda mínima en invierno.

Los resultados de la simulación muestran la necesidad de contar con 7.2 MVAR como soporte de reactivos en la red de 138 Kv. para lograr un control efectivo del voltaje.

5.4.- RESULTADOS.

El análisis y el estudio de simulación tratados en este capítulo nos muestran como debe ser la utilización coordinada de los recursos de potencia reactiva para el control de voltaje en la operación de la red eléctrica en la Zona de Distribución Nuevo Laredo.

Este despacho de potencia reactiva presenta beneficios en aspectos de seguridad y economía ayudando al personal de operación a un uso más eficiente de las fuentes de reactivos.

La coordinación operativa de los recursos para el control de potencia reactiva y voltaje se refiere a los siguientes criterios que se deben tomar para el aprovechamiento más efectivo de dichos recursos:

1. Conexión y desconexión de elementos de compensación. (reactores y Capacitores).
2. Movimientos de tap de transformadores.
3. Control de voltaje de generación.
4. Apertura y cierre de líneas de transmisión.

La figura 14 presenta un despacho de potencia reactiva donde se muestra la coordinación de recursos para condiciones de operación a lo largo del año en demanda máxima, promedio y mínima. Todo esto con la finalidad de que se contemplen los tres horizontes de tiempo siguientes.

- ❖ Plantación de potencia reactiva
- ❖ Plantación de la operación de potencia reactiva
- ❖ Control y despacho de potencia reactiva.

Equipos \ Casos	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9
	272 Mw.	236 Mw.	198 Mw.	225 Mw.	188 Mw.	149 Mw.	108 Mw.	86 Mw.	65 Mw.
ADC-R1	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Dentro	Dentro	Dentro
ADC-C1	Dentro	Dentro	Dentro	Dentro	Dentro	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera
CID-C1	Dentro	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera
NUL-C1	Dentro	Dentro	Dentro	Dentro	Fuera	Dentro	Fuera	Fuera	Fuera
CID-TAP1	Reg.	Reg.	Reg.	Reg.	Reg.	Nominal	Reg.	Reg.	Reg.
ADC-TAP1	Reg.	Reg.	Reg.	Reg.	Reg.	Nominal	Reg.	Reg.	Reg.
ADC-TAP2	Reg.	Reg.	Reg.	Reg.	Reg.	Nominal	Reg.	Reg.	Reg.
REC-U1	Reg.	Reg.	Reg.						
REC-U2	Reg.	Reg.	Reg.						
FAM-U1	Reg.	Reg.	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Reg.	Reg.	Reg.
FAM-U2	Reg.	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Reg.	Fuera	Reg.
FAM-U3	Reg.	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera	Fuera
LT REC-ADC	Dentro	Fuera	Fuera						
LT ADC-FAM	Dentro	Dentro	Fuera						

Tabla 5.1 Despacho de potencia reactiva en la Zona Nuevo Laredo.

5.5.- INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.

Caso 1:

Para esta condición de demanda es necesario que estén en operación los capacitores ADC-C1, CID-C1 y NUL-C1, el cambiador de tap bajo carga situado en alta tensión de los autotransformadores CID-TAP1, ADC-TAP1 y ADC-TAP2 estén 1.5 % abajo del nominal, las unidades generadores REC-U1 y REC-U2 estén en operación sobreexcitadas y las unidades generadoras FAM-U1, FAM-U2 y FAM-U3 estén en operación sobreexcitadas operando como condensadores síncronos.

Caso 2:

Para esta condición de demanda es necesario que estén en operación los capacitores ADC-C1 y NUL-C1, el cambiador de tap bajo carga situado en alta tensión de los autotransformadores CID-TAP1 estén 1.0 % abajo del nominal, ADC-TAP1 y ADC-TAP2 estén 1.5 % abajo del nominal, las unidades

generadoras REC-U1 y REC-U2 estén en operación sobreexcitadas y la unidad generadora FAM-U1 esté en operación sobreexcitada operando como condensador síncrono.

Caso 3:

Para esta condición de demanda es necesario que estén en operación los capacitores ADC-C1 y NUL-C1, el cambiador de tap bajo carga situado en alta tensión de los autotransformadores CID-TAP1, ADC-TAP1 y ADC-TAP2 estén 1.0 % abajo del nominal, las unidades generadoras REC-U1 y REC-U2 estén en operación sobreexcitadas.

Caso 4:

Para esta condición de demanda es necesario que estén en operación los capacitores ADC-C1 y NUL-C1, el cambiador de tap bajo carga situado en alta tensión de los autotransformadores CID-TAP1 estén 1.0 % abajo del nominal, ADC-TAP1 y ADC-TAP2 estén 1.5 % abajo del nominal, las unidades generadoras REC-U1 y REC-U2 estén en operación sobreexcitadas.

Caso 5:

Para esta condición de demanda es necesario que esté en operación el capacitor ADC-C1, el cambiador de tap bajo carga situado en alta tensión de los autotransformadores CID-TAP1 estén 0.5 % abajo del nominal, ADC-TAP1 y ADC-TAP2 estén 1.0 % abajo del nominal, las unidades generadoras REC-U1 y REC-U2 estén en operación sobreexcitadas.

Caso 6:

Para esta condición de demanda es necesario que esté en operación el capacitor NUL-C1, el cambiador de tap bajo carga situado en alta tensión de los autotransformadores CID-TAP1, ADC-TAP1 y ADC-TAP2 estén en el nominal, las unidades generadoras REC-U1 y REC-U2 estén en operación subexcitadas.

Caso 7:

Para esta condición de demanda es necesario que esté el cambiador de tap bajo carga situado en alta tensión de los autotransformadores CID-TAP1, ADC-TAP1 y ADC-TAP2 estén 0.5 % arriba del nominal, las unidades generadoras REC-U1 y REC-U2 estén en operación subexcitadas y las unidades generadoras FAM-U1 y FAM-U2 estén en operación sobreexcitadas operando como condensadores síncronos.

Caso 8:

Para esta condición de demanda es necesario que esté el cambiador de tap bajo carga situado en alta tensión de los autotransformadores CID-TAP1, ADC-TAP1 y ADC-TAP2 estén 0.5 % arriba del nominal, las unidades generadoras REC-U1 y REC-U2 estén en operación subexcitadas y la unidad generadora FAM-U1 esté en operación sobreexcitada operando como condensador síncrono, una de las líneas de transmisión en 230 Kv. que conectan las subestaciones Rió Escondido con Arroyo del Coyote este abierta.

Caso 9:

Para esta condición de demanda es necesario que esté el cambiador de tap bajo carga situado en alta tensión de los autotransformadores CID-TAP1, ADC-TAP1 y ADC-TAP2 estén 1.0 % arriba del nominal, las unidades generadoras REC-U1 y REC-U2 estén en operación subexcitadas y las unidades generadoras FAM-U1 y FAM-U2 estén en operación sobreexcitadas operando como condensador síncrono, una de las líneas de transmisión en 230 Kv. que conectan las subestaciones Rió Escondido con Arroyo del Coyote este abierta y la línea de transmisión que conecta a la subestación Arroyo del Coyote con Falcón este abierta.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La implementación de procedimientos operativos para la utilización coordinada y eficiente de los recursos de reactivos, presenta muchos beneficios en la red eléctrica de la Zona de distribución Nuevo Laredo. A continuación se describen los mas importantes.

- a) Se mejora la seguridad operativa a través de la mejor utilización de recursos de reactivos, obteniendo mayores márgenes de reserva de potencia reactiva para el soporte de contingencias.
- b) Se mejora el perfil de voltaje al controlarlo de una manera más uniforme y cercana a su valor nominal.
- c) Se mejora la cargabilidad al evitar el flujo de reactivos en los autotransformadores se libera su capacidad para aprovecharse mas eficientemente, disminuyendo costos por pérdidas y la instalación de nuevos equipos.
- d) Ahorros económicos al reducir las pérdidas de energía al disminuir la circulación de potencia reactiva.
- e) Mejora la actuación del operador de sistema al disponer de lineamientos operativos para el uso coordinado de los recursos de potencia reactiva.

El análisis para la compensación reactiva en la red de distribución es con la finalidad de proporcionar procedimientos operativos que servirán de guía para supervisar flujos de potencia reactiva, reserva de potencia reactiva y voltajes en los nodos de la red. Mediante esta información se pueden detectar situaciones vulnerables del sistema y tomar medidas correctivas para prevenir efectos ante contingencias.

Se recomienda estar monitoreando el factor de potencia de forma continuamente en cada uno de los circuitos de distribución para detectar la necesidad de potencia reactiva y compensarla en forma local.

Como recomendación para trabajos futuros se propone el estudio de los efectos en la calidad de la energía por el uso de los elementos de compensación reactiva.

Otro tema recomendado es el estudio de los ajustes del esquema de protección empleado en los bancos de capacitores para minimizar la incorrecta operación de los relevadores al presentarse variaciones en la red de distribución.

BIBLIOGRAFÍA

1. F. Aboytes, Ed.
Control de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia
CFE-FIME-UANL, 1991
2. Yebra Morón
Compensación de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos
Mc Graw Hill
3. F. Aboytes, Ed.
Análisis de Sistemas de Potencia
CFE-FIME-UANL, 1990
4. William D. Stevenson
Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia
Mc Graw Hill
5. Copyright © 1976-2005 Siemens Power Technologies Internacional
PSS/E™ (Power System Simulator / Engineering)
Versión 30.1.0 Abril 1,2005

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura		Página
2.1	Sistema eléctrico típico	6
2.2	Diagrama fasorial y ondas senoidales de tensión y corrientes de un circuito R - L	7
2.3	Relación de corriente reactiva y corriente activa para diferentes factores de potencia	10
2.4	Efecto de una corriente capacitiva sobre una corriente inductiva	12
2.5	Diagrama fasorial de potencia que ilustra el concepto de capacidad liberada	13
2.6	Corrientes en una línea corta con capacitores y carga R - L En sus extremos	14
2.7	Ciclo $i^2(t)$	15
2.8	Pérdidas de potencia y energía con una línea con carga variable	16
2.9	Relaciones vectoriales de una línea corta con capacitores en la carga	18
3.1	Circuito básico	21
3.2	Diagrama fasorial del circuito de la figura 3.1	21
3.3	Diagrama fasorial para carga con factor de potencia atrasado	23
3.4	Diagrama fasorial para carga reactiva inductiva generador	25
3.5	Conexión de nodos a través de una reactancia	26
3.6	Diagrama fasorial para diferentes condiciones de operación	28
3.7	Control de voltaje local	29
3.8	Soporte de voltaje mediante control de voltaje local	30
3.9	Cambio en la excitación del generador	32
3.10	Sistema elemental para analizar el efecto de cambios en el voltaje de generación	33
3.11	Diagrama fasorial para analizar el cambio en el voltaje de generación V_i	34
3.12	Sistema de potencia elemental	35
3.13	Inyección de potencia reactiva en nodo de carga	37
3.14	Efecto del cambio de tap. Caso sin carga	38
3.15	Circuito equivalente del transformador	39
3.16	Efecto del cambiador de tap. Caso con carga	41
4.1	Red eléctrica elemental	51
4.2	Equivalente de la red eléctrica elemental	53
4.3	Circuito equivalente	54
4.4	Nodos de voltaje controlado como referencia	55
4.5	Reducción del sistema a los nodos generadores	61
4.6	Circuito equivalente del transformador	62

ÍNDICE DE FIGURAS (Continuación)

Figura		Página
5.1	Comportamiento horario de la demanda (día típico)	67
5.2	Comportamiento horario de la demanda Máxima en verano	71
5.3	Diagrama de flujos en demanda máxima en verano	72
5.4	Diagrama de flujos en demanda promedio en verano	73
5.5	Diagrama de flujos en demanda mínima en verano	74
5.6	Comportamiento horario de la demanda promedio en primavera y otoño	76
5.7	Diagrama de flujos en demanda máxima en primavera y otoño	77
5.8	Diagrama de flujos en demanda promedio en primavera y otoño	78
5.9	Diagrama de flujos en demanda mínima en primavera y otoño	79
5.10	Comportamiento horario de la demanda mínima en invierno	81
5.11	Diagrama de flujos en demanda máxima en invierno	82
5.12	Diagrama de flujos en demanda promedio en invierno	83
5.13	Diagrama de flujos en demanda mínima en invierno	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla		Página
5.1	Despacho de potencia reactiva en la Zona Nuevo Laredo	86