

T-UES

1504

L961d

1992

Ej.2

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA



DESARROLLO DE UN ALGORITMO PARA LA OPTIMIZACION DE LOS NIVELES DE VOLTAJE EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

TRABAJO DE GRADUACION PRESENTADO POR:

ELDER IVONNE LUNA SANCHEZ

JUAN MANUEL MARCELINO REINOSA RIVERA

15101311

15101311

PARA OPTAR AL TITULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

ABRIL 1992



SAN SALVADOR, EL SALVADOR, CENTRO AMERICA

Revisado, 6/abril/92

REPUBLIC OF PANAMA

MINISTRY OF THE INTERIOR
SECRETARIAT OF THE INTERIOR



DECLARATION OF THE NATIONAL ASSEMBLY
ON THE PROVISIONS OF THE CONSTITUTION
RELATIVE TO THE RIGHTS OF CITIZENSHIP

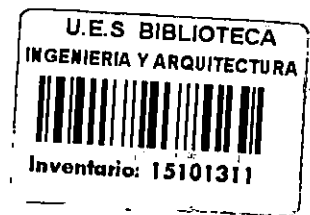
THE NATIONAL ASSEMBLY, IN ACCORDANCE
WITH THE PROVISIONS OF THE CONSTITUTION,
HAS DECIDED TO ADOPT THE FOLLOWING

DECLARATION OF THE NATIONAL ASSEMBLY
ON THE PROVISIONS OF THE CONSTITUTION

1972

1972

DECLARATION OF THE NATIONAL ASSEMBLY



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

DR. FABIO CASTILLO FIGUEROA

SECRETARIO GENERAL:

LIC. MIGUEL ANGEL AZUCENA

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. JUAN JESUS SANCHEZ SALAZAR

SECRETARIO:

ING. JOSE RIGOBERTO MURILLO CAMPOS

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

DIRECTOR:

ING. RICARDO CORTEZ

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

Trabajo de Graduación previo al grado de:
Ingeniero Electricista

Título:

Desarrollo de un algoritmo para la optimización de
los niveles de voltaje en Sistemas
Eléctricos de Potencia

Presentado por:

Elder Ivonne Luna Sánchez

Juan Manuel Marcelino Reinoso Rivera

Trabajo de Graduación aprobado por:

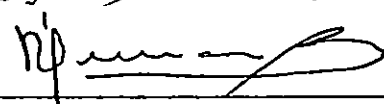
Coordinador y Asesor:


Ing. Arnaldo Cruz Parada


Asesor:


Ing. Luis González

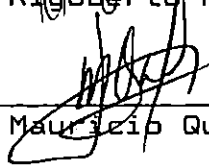
Asesor:


Ing. Nelson Luna

Asesor:


Ing. Rigoberto Murillo

Asesor:

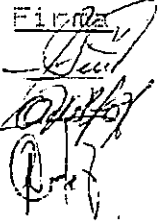

Ing. Mauricio Quiñónez

San Salvador, Marzo de 1992

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

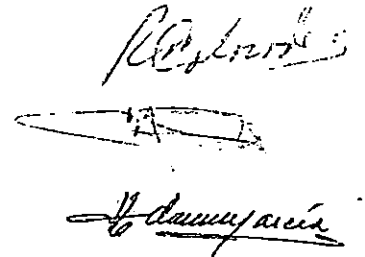
En esta fecha, 24 de Marzo de 1992
en el local de Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica
a las 8:00 horas, con la presencia de las siguientes autoridades de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

- 1- Ing. Salvador de Jesús German
Director E.I.E.
- 2- Ing. Osbaldo Adolfo Campos
Secretario E.I.E.
- 3- Ing. Ricardo Ernesto Cortez
Director de Investigaciones E.I.E.

Firma


Y con el Honorable Jurado de evaluación integrado por las personas
siguientes:

- 1- Ing. Ricardo Colorado
- 2- Ing. Carlos Agustín Cristóbal Ferreiro
- 3- Ing. Jorge Alberto Galdámez
- 4- _____
- 5- _____
- 6- _____



Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de
Graduación: "DESARROLLO DE UN ALGORITMO PARA LA OPTIMIZACION DE LOS NIVELES DE VOLTAJE
EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA"

a cargo del (los) Br(es): Elder Ivonne Luna Sánchez y
Juan Manuel Marcelino Reinoso Rivera

Habiendo obtenido el presente trabajo una nota final, global de 8.4
(Ocho Punto Cuatro. —)

TRABAJO DEDICADO A:

DIOS TODOPODEROSO:

Por estar siempre a mi lado para guiarme en el camino de la vida, por darme el privilegio de hacer realidad mis sueños y permitirme compartírselos con mi familia.

LA SANTISIMA VIRGEN MARIA:

Reina y Madre de misericordia por todo lo que he recibido de Dios a través de ella.

MIS PADRES:

Miguel Angel Luna y Blanca Elder Sánchez por su amor, apoyo y comprensión que me han dado toda la vida, porque aún con limitaciones y sacrificios me brindaron la oportunidad de superarme. Que Dios los bendiga.

MIS HERMANOS:

Consuelo del Rosario y Miguel Angel por su apoyo y ayuda. Por los momentos felices y los difíciles que hemos compartido y nos han servido para estar más unidos.

MI ABUELITA:

Rosario Sánchez por su infinito amor de madre.

MIS FAMILIARES:

Que me han ayudado a la realización de mis objetivos a través de sus consejos, respaldo moral y verdadero cariño.

MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS:

Por su amistad sincera, cada uno significa algo especial para mí.

Elder Ivonne Luna Sánchez

TRABAJO DEDICADO A:

DIOS, NUESTRO SEÑOR:

Creador de todo lo que nos rodea, fuente del conocimiento y luz en nuestro camino, quien me sostuvo en todos los momentos de mi carrera y me guió hasta su culminación.

MARIA, LA VIRGEN SANTISIMA:

Nuestra madre espiritual, que me apoyó y ayudó en los momentos más difíciles de mi vida, aún sin darme cuenta de ello.

MIS PADRES:

Adán y Margarita(Q.D.D.G.), por sus consejos, amor, dedicación, sacrificios y alegrías que han marcado nuestra existencia y nos han ayudado a acercarnos mucho más, tanto física como espiritualmente. En especial a mi padre por su paciencia y consideración durante los días más duros del camino.

MIS HERMANOS:

Ricardo y Adán, por su sincero apoyo y valiosos consejos que han tenido para su hermano menor.

ROSARIO:

Quién ha contribuido de muchas maneras, brindandome una colaboración inapreciable y sincera para el logro de mis objetivos.

MI FAMILIA:

Quienes han estado a la expectativa de mis avances, me brindaron su apoyo moral y viven este momento junto a mis padres y hermanos.

MIS AMIGOS:

A cada uno de los que en forma veraz y sin egoísmos me han ofrecido su confianza, su ayuda, sus oraciones y sus mejores deseos.

Juan Manuel Marcelino Reinoso Rivera

AGRADECIMIENTOS

Ing. Nelson Luna:

Por su confianza y valiosa colaboración, brindada durante el desarrollo de nuestro trabajo, quien a través de sus ideas, sugerencias y orientaciones nos ayudó a realizar nuestros objetivos.

Ing. Luis González .

Ing. Arnoldo Cruz :

Por la orientación brindada y el interés demostrado a lo largo de nuestro trabajo.

Ing. Adán Reinoso:

Por el tiempo y la colaboración en la recopilación de la valiosa información que nos proporcionó, sin la cual el contenido del trabajo no hubiese alcanzado los objetivos propuestos.

Concepción Roldán:

Por su ayuda desinteresada en la elaboración de las figuras presentadas en nuestro documento.

Finalmente, deseamos agradecer a cada uno de los amigos, compañeros y personas que de una manera sincera y espontánea nos apoyaron en diferentes etapas del desarrollo de nuestra tesis.

Elder Ivonne Luna Sánchez

Juan Manuel Marcelino Reinoso Rivera

PREFACIO

Dentro del contexto de la generación de energía eléctrica existe una gama de factores que inciden en la calidad del servicio que se suministra, lo cual se traduce en costos tanto para las compañías generadoras, como para los usuarios del sistema eléctrico. Uno de éstos factores es el flujo de potencia reactiva, el cual afecta la transmisión de potencia real (a través de las pérdidas de potencia en las líneas), el voltaje del sistema, la expansión de la red, etc. Lo cual reduce la eficiencia del sistema, obligando a la compañía y los usuarios a incurrir en más gastos.

En tal sentido cobra importancia el estudio del flujo de potencia reactiva, con miras a reducir sus efectos en el sistema. Para esto es necesario analizar los métodos y estrategias disponibles con el propósito de lograr tal reducción. Es de esta manera que se aborda el punto de vista de la compensación reactiva, desarrollandose los objetivos y métodos que pueden utilizarse para solucionar el problema del desbalance de potencia reactiva.

Por todo lo anterior se desarrolló un estudio sobre la potencia reactiva que describe los aspectos relacionados con ella como son: problemas de su desbalance, objetivos y beneficios de la compensación reactiva, descripción y características de los dispositivos utilizados como compensadores.

A la par de este estudio se formula una estrategia que busque coordinar los elementos compensadores de una red de tal forma que se obtenga la configuración óptima de todo el sistema bajo estudio. Se propone un algoritmo y se elabora su correspondiente programa para lograr dicho objetivo.

Finalmente como un primer acercamiento a la problemática de la generación de armónicos a nivel de transmisión se examinan las principales fuentes de distorsión, los métodos para eliminarla y su incidencia en la red.

RESUMEN DEL TRABAJO

En el presente documento, se desarrolla un estudio sobre compensación de potencia reactiva. Lo cual no es más que la utilización eficiente de los dispositivos que poseen capacidad de generar reactivos de tal forma que las pérdidas de potencia real en el sistema de transmisión disminuyan y a su vez el perfil de voltaje permanezca en el rango de operación especificado.

En el capítulo 1, se plantean algunos conceptos sobre la operación de los sistemas de potencia enfocando principalmente la potencia reactiva y los efectos producidos por su desbalance; se analiza su compensación tanto a nivel de carga como a nivel de transmisión; haciendo énfasis en este último. Se describen los diferentes elementos de compensadores comúnmente existentes en los sistemas de potencia así como sus características de operación; se discute además un elemento de compensación relativamente nuevo como es el compensador estático de VARs, sus principales configuraciones, comportamiento básico, ventajas, desventajas y aplicaciones.

El capítulo dos es un enfoque de la distorsión armónica a nivel de transmisión, causas y efectos, se describen las posibles soluciones para eliminar armónicos en máquinas sincronas y transformadores. Se analizan los filtros sintonizados los cuales son una alternativa para el control de armónicos en el sistema de potencia.

En el tercer capítulo se desarrolla el proceso de optimización reactiva basado en la técnica del gradiente la cual se describe con un ejemplo. Se explican detalladamente los métodos de Gauss-Seidel y Newton-Raphson para flujos de carga; se plantea el modelo y las restricciones de los componentes del sistema para finalmente presentar el algoritmo de solución. El anexo A muestra otras técnicas estudiadas y el anexo B resume los diagramas de flujo para los métodos de Gauss-Seidel, Newton-Raphson y el proceso de optimización.

Finalmente en el capítulo cuatro, se presenta un ejemplo para mostrar el uso de la técnica propuesta.

TABLA DE CONTENIDOS

Capítulo	Página
I. SISTEMAS DE POTENCIA: COMPENSACION REACTIVA.....	1
Introducción.....	1
1.0 El concepto de potencia compleja.....	1
1.1 Influencia de la potencia reactiva en los sistemas de transmisión.....	3
1.1.1 Estructura de los sistemas de potencia.....	3
1.1.2 Efectos del balance de potencia.....	6
1.1.2.1 Balance de potencia real.....	6
1.1.2.2 Balance de potencia reactiva.....	6
1.2 Teoría de control de potencia reactiva.....	9
1.2.1 Compensación de carga.....	10
1.2.2 Control de potencia reactiva en sistemas de transmisión.....	12
1.2.2.1 Requerimientos para la transmisión de potencia.....	12
1.2.2.2 La línea de transmisión sin compensar.....	14
1.2.2.3 Compensación a nivel de transmisión.....	17
1.2.3 Administración de la potencia reactiva.....	20
1.3 Dispositivos compensadores: características de operación.....	21
1.3.1 Condensadores en paralelo o derivación.....	21
1.3.1.1 Ubicación.....	25
1.3.1.2 Protección.....	27
1.3.1.3 Control de los condensadores en derivación.....	29
1.3.2 Condensadores en serie.....	30
1.3.2.1 Regulación de voltaje.....	31
1.3.2.2 Transferencia de potencia real.....	34
1.3.2.3 Flicker.....	35
1.3.2.4 Distribución de la carga de líneas en paralelo.....	36
1.3.2.5 Protección de los condensadores serie.....	36

1.3.3 Transformadores regulantes (TCUL).....37

1.3.4 Reactores.....38

 1.3.4.1 Conexión al sistema.....39

 1.3.4.2 Exigencias de linealidad.....40

1.3.5 Condensadores sincrónicos.....41

1.3.6 Generador síncrono.....42

1.3.7 Compensadores estáticos de VARs.....43

 1.3.7.1 Reactor controlado por tiristor.....44

 1.3.7.1.1 Esquema básico de regulación.....46

 1.3.7.1.2 Ventajas y desventajas.....49

 1.3.7.1.3 Aplicaciones prácticas.....51

 1.3.7.2 Condensador controlado por tiristor.....51

 1.3.7.2.1 Comportamiento básico.....52

 1.3.7.2.2 Ventajas y desventajas.....53

 1.3.7.2.3 Aplicaciones prácticas.....53

 1.3.7.3 Sistemas combinados.....54

 1.3.7.4 Elementos del sistema de control.....55

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPITULO I.....57

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....58

II. ARMONICOS A NIVEL DE TRANSMISION:
UNA PERSPECTIVA.....59

 Introducción.....59

 2.0 Efectos de los armónicos.....59

 2.1 Fuentes de armónicos.....61

 2.1.1 Máquinas síncronas.....61

 2.1.2 Transformadores.....63

 2.1.3 Motores de inducción.....66

 2.1.4 Capacitores en derivación.....67

 2.2 Filtros para sistemas de potencia.....67

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPITULO II.....72

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....73

III. FLUJO REACTIVO OPTIMO: PLANTEAMIENTO Y SOLUCION.....	74
Introducción.....	74
3.0 Problema del flujo de potencia óptimo.....	74
3.1 Optimización reactiva.....	75
3.1.1 Planteamiento general del problema.....	76
3.1.2 Ecuación de pérdidas.....	77
3.1.3 Método del gradiente.....	79
3.2 Componentes del sistema: modelos y restricciones.....	82
3.2.1 El transformador de potencia.....	83
3.2.2 Generador síncrono.....	83
3.2.3 Condensador síncrono.....	84
3.2.4 Condensadores en derivación.....	85
3.2.5 Compensadores estáticos de VARs.....	86
3.2.6 La línea de transmisión.....	86
3.2.7 Condensador serie.....	88
3.3 Cálculo inicial del flujo de carga.....	89
3.3.1 Método iterativo de Gauss-Seidel.....	90
3.3.2 Método de Newton-Raphson en coordenadas polares.....	91
3.4 Técnica de optimización.....	93
3.4.1 Ecuaciones y técnica de solución.....	94
3.4.2 Despacho de potencia reactiva.....	96
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPITULO III.....	101
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	103
IV. APLICACION DEL FLUJO DE POTENCIA OPTIMO.....	104
Introducción.....	104
4.0 Algoritmo del flujo de potencia óptimo.....	104
4.1 Sistema de seis buses.....	105
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPITULO IV.....	109
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	110

Capítulo	Página
CONCLUSIONES GENERALES Y RECOMENDACIONES.....	111
Anexo A. Técnicas de optimización reactiva.....	113
Anexo B. Diagramas de flujo de la técnica utilizada.....	118
Anexo C. Manual del usuario para el programa OPTVAR.....	123

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1.1 a)Representación de un circuito 3 ϕ b)V e I en una fase c)Diagrama fasorial de V e I.....	2
1.2 Estructura de un sistema eléctrico.....	4
1.3 Sistema de potencia sencillo.....	7
1.4 Efectos de a)P y b)Q en la magnitud de V_2	8
1.5 Requerimientos de potencia reactiva de la línea en función de su longitud y P.....	16
1.6 Circuito equivalente de la línea con capacitores.....	22
1.7 Reducción de las pérdidas debido a la conexión del capacitor en paralelo.....	23
1.8 Esquemas típicos para conexión de capacitores.....	26
1.9 Esquemas de protección para bancos de capacitores en estrella flotante.....	29
1.10 a)Línea sin compensación y b) con capacitor serie.....	31
1.11 Efecto de sobrecompensación cuando $X_c > X_L$	32
1.12 Caída de tensión: carga concentrada.....	33
1.13 Caída de tensión: cargas distribuidas.....	33
1.14 Compensación de 2/3 de la carga distribuida.....	34
1.15 Diagrama vectorial para una línea de transmisión despreciando R.....	34
1.16 Habilidad de transferencia de potencia de una línea: a)sin y b)con capacitor serie.....	35
1.17 Esquema de protección para capacitores serie.....	37
1.18 Transformador regulador para control de voltaje.....	38

Figura	Página
1.19 Conexiones más comunes de los reactores en derivación al sistema.....	40
1.20 Conexiones frecuentes del condensador síncrono.....	42
1.21 CEV a base de reactor controlado por tiristores conectados en antiparalelo.....	45
1.22 Tensión aplicada y corriente del TCR controlado por el ángulo σ	45
1.23 Funcionamiento básico del CEV-TCR.....	46
1.24 Esquema típico de un CEV-TCR.....	46
1.25 Esquema unifilar del CEV a base de transformador controlado por tiristor.....	47
1.26 V e I en el lado secundario del transformador reactor.....	48
1.27 Esquema unifilar de un CEV a base de condensador controlado por tiristor.....	51
1.28 Principio de operación del CEV a base de condensador controlado por tiristor.....	52
1.29 Esquema unifilar de un CEV combinado.....	54
1.30 Diagrama esquemático del sistema de control del CEV.....	55
2.1 I de magnetización del transformador despreciando la I de pérdidas.....	63
2.2 Conexiones entre un banco de transformadores y una fuente.....	64
2.3 Filtros sintonizados y características Z-f para diferentes valores de Q.....	68
2.4 Diagrama esquemático de un filtro bloqueador para corrientes de 3er armónico.....	69
3.1 Algoritmo para flujo de potencia óptimo.....	76
3.2 Modelo equivalente π del transformador.....	83
3.3 Modelo equivalente del generador síncrono.....	84
3.4 a)Modelo equivalente del condensador síncrono b)diagrama fasorial.....	84
3.5 a)Capacitor en paralelo con equivalente Thévenin de la línea b)efecto del capacitor en el voltaje.....	85
3.6 Característica estática del CEV.....	86
3.7 Modelo diferencial de la línea de transmisión.....	87
3.8 Modelo equivalente π de la línea de transmisión.....	88
4.1 Sistema de 6 buses, ejemplo 4.1.....	106

LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
1.1 Clasificación de los compensadores reactivos.....	19
1.2 Conexiones adecuadas de los devanados del transformador.....	49
2.1 Influencia de las conexiones del transformador en voltajes y corrientes de 3 ^{er} armónico.....	65
4.1 Datos de líneas del sistema de 6 buses base 100 MVA.....	106
4.2 Datos de generación y carga.....	107
4.3 Límites de variables del ejemplo 4.1.....	107
4.4 Resultados finales para el sistema del ejemplo 4.1.....	108

CAPITULO I

SISTEMAS DE POTENCIA: COMPENSACION REACTIVA.

Introducción.

El aumento experimentado en la demanda de energía eléctrica, así como la necesidad de transmitirla a grandes distancias, manteniendo la estabilidad y características del sistema dentro de los márgenes de confiabilidad y seguridad, han generado el interés por parte de los ingenieros de redes en buscar los mecanismos necesarios para llevar a cabo este objetivo. En tal sentido se ha enfocado la atención al manejo de la potencia reactiva con el fin de aumentar la capacidad de transmisión.

El control de reactivos se realiza por medio de dispositivos compensadores de acuerdo a las necesidades y características particulares del sistema tales como perfil de voltaje, transmisión de potencia, etc. Muchos de ellos ampliamente conocidos y utilizados desde hace varios años, mientras que otros se han beneficiado de los adelantos en el área de la electrónica de potencia y la teoría de control.

1.0. El concepto de Potencia Compleja.

Partiendo de las expresiones vectoriales para el voltaje y la corriente, pueden calcularse la potencia real y reactiva de forma compleja. Considerando el circuito de la figura 1.1(b), el que representa una fase del circuito trifásico de la figura 1.1(a), y si el voltaje y la corriente a través de la carga se expresan por:

$$V = |V|e^{j\angle V} \quad (1.1a)$$

$$I = |I|e^{j\angle I} \quad (1.1b)$$

introduciendo el conjugado de la corriente definido por:

$$I^* = |I|e^{-j\angle I}$$

con el cual se forma el producto del voltaje por el conjugado de la corriente:

$$S = V I^* = |V| e^{j\angle V} |I| e^{-j\angle I}$$

$$S = |V| |I| e^{j(\angle V - \angle I)} \quad (1.2)$$

donde $\angle V - \angle I$ es el ángulo de fase ϕ entre V e I en la figura 1.1(c)

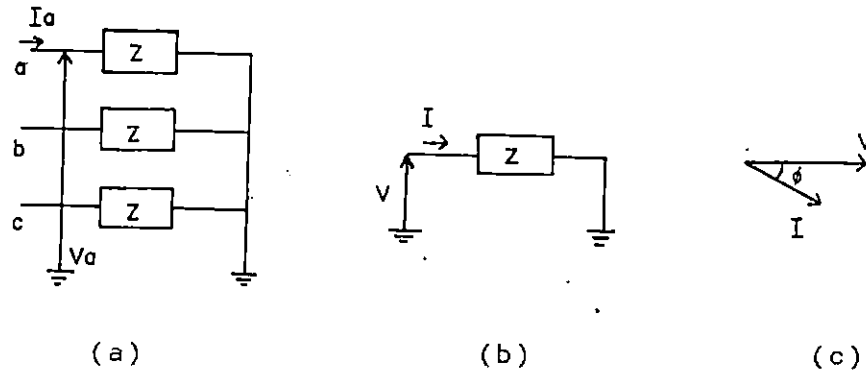


Figura 1.1. (a) Representación de un circuito trifásico. (b) voltaje y corriente en una fase. (c) diagrama fasorial de V e I

Al sustituir ϕ en la ecuación (1.2) se tiene:

$$\begin{aligned} S &= |V| |I| e^{j\phi} \\ &= |V| |I| \cos\phi + j|V| |I| \sin\phi \\ S &= P + jQ \end{aligned} \quad (1.3)$$

S se denomina "Potencia Compleja". Utilizando las relaciones:

$$V = ZI \quad \text{e} \quad I = YV$$

la expresión $S = VI$ se puede escribir como:

$$S = VY^*V^* = Y^*|V|^2$$

$$\text{ó} \quad S = ZII^* = Z|I|^2$$

Resumiendo, la potencia compleja puede definirse de varias formas alternativas:

$$S = P + jQ = VI^* = Z|I|^2 = Y^*|V|^2 \quad (1.4)$$

Además la magnitud $|S|$ de la potencia compleja es la potencia aparente:

$$|S| = |VI^*| = |V| |I| = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1.5)$$

Sus unidades son los volt-amperios(VA), KVA ó MVA.

1.1. Influencia de la potencia reactiva en los sistemas de transmisión.

El sistema de potencia ideal puede definirse como aquel en el cual el voltaje y la frecuencia, en cualquier punto, es constante, libre de armónicos y con el factor de potencia unitario. En la práctica no es posible alcanzar el nivel de operación descrito, debido a los elementos reales involucrados en el sistema; más sin embargo, es factible que el funcionamiento de éste sea lo más aproximado al ideal. A partir de lo anterior surge la noción de "calidad de servicio", en términos de qué tan cerca el voltaje, la frecuencia y el factor de potencia, se encuentran de sus valores nominales especificados a lo largo del sistema. Estos parámetros dependen esencialmente, del flujo de potencia que se establece entre los centros de carga y los de generación, unidos por medio de líneas de transmisión, de tal forma que la calidad de servicio esta relacionada con el balance de la potencia del sistema.

1.1.1. Estructura de los sistemas de potencia.

En sistemas de energía a alta tensión, existe una demarcación en cuanto a los diferentes niveles que componen a éste. A partir de su tamaño y de los voltajes que lo caracterizan, se tiene la siguiente estructura:

- a) nivel de distribución
- b) nivel de subtransmisión
- c) nivel de transmisión
- d) nivel de generación.

Los dos primeros difieren en sus características y propósitos con el tercero, ya que mientras a nivel de distribución y subtransmisión la energía se sirve desde un punto de suministro hacia cargas individuales en una forma radial (en el 90% de los casos), a nivel de transmisión se manejan grandes bloques de energía no específicamente para un consumidor individual, además se interconectan todas las estaciones generadoras y puntos de mayor carga del sistema de tal manera que la energía pueda direccionarse, siguiendo la ruta que corresponda al mejor funcionamiento económico y técnico del sistema. Usualmente el nivel de transmisión posee una estructura enmallada, como el de la figura 1.2.,

de tal forma que al obtenerse un mayor número de rutas posibles se cubra el objetivo principal del nivel de transmisión.

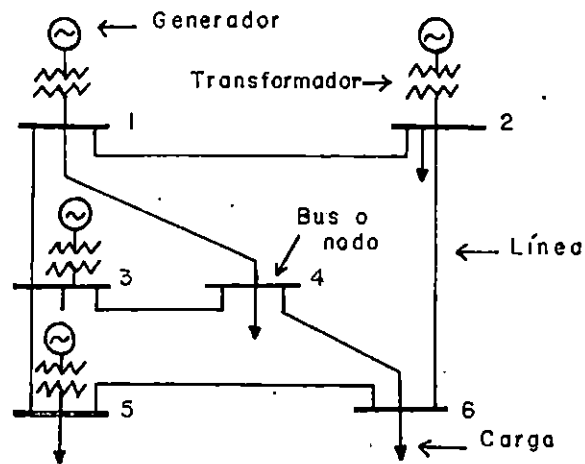


Figura 1.2. Estructura de un sistema eléctrico.

Un factor crítico en la operación de un sistema de transmisión es su capacidad de transportar energía a través de una línea específica, es decir, qué cantidad de potencia puede despacharse desde un bus a otro o de manera más amplia, desde un nodo de generación a uno de carga, a través de una línea de transmisión. De manera general¹, considerando condiciones estáticas de operación y despreciando la resistencia de línea con respecto a la reactancia, se determina que la potencia real transmitida viene dada por la ecuación (1.6).

$$P_{ij} = \frac{|V_S| |V_R|}{X_1} \text{ sen } \delta \quad (1.6)$$

donde:

- V_S : voltaje del nodo de envío i
- V_R : voltaje del nodo receptor j
- δ : ángulo de fase entre V_S y V_R
- P_{ij} : potencia real transmitida desde el nodo i hacia el j .
- X_1 : reactancia entre el nodo i - j .

La ecuación anterior, establece una dependencia de la potencia con respecto a los voltajes que existen en cada uno de los nodos involucrados, si éstos son iguales, la potencia es directamente proporcional al cuadrado del voltaje; por

¹ La discusión de los límites de transmisión estática y/o dinámica escapan del alcance del presente trabajo, para lo cual pueden consultarse los capítulos que sobre estabilidad tratan los textos de análisis de redes de potencia.

otra parte si existen variaciones en el voltaje de uno o ambos nodos, puede perderse la capacidad de transmitir cierta cantidad de potencia, lo cual es un factor indeseable en la operación del sistema, ya que por ejemplo se tendría un límite más bajo de generación, es decir, los generadores no se estarían aprovechando a su capacidad nominal, y aunque hay rutas alternas de suministro, puede bajar la cargabilidad.

Finalmente, para completar la estructura del sistema de potencia, se tiene el elemento, para el cual ha sido diseñado dicho sistema, la carga. Generalmente este término designa un conjunto de dispositivos que consume energía de la red, y que determinan el comportamiento global de ésta. Desde un punto de vista eléctrico las diferentes cargas pueden clasificarse de la siguiente manera:

- a) Tamaño
- b) Simetría
- c) Constancia de parámetros (voltaje, frecuencia, tiempo).
- d) Uso aleatorio o regular

Se pueden encontrar muchas diferencias a nivel de distribución entre las distintas cargas que lo componen (por ejemplo entre una industria y una residencia) y es difícil encontrar un patrón que las caracterize, sin embargo esto no ocurre a nivel de transmisión, en donde es posible alcanzar una situación casi predecible (principalmente porque las cargas a este nivel no las constituyen consumidores individuales, sino más que todo una agrupación de éstos). En este sentido pueden caracterizarse las cargas típicas del sistema, de la siguiente manera:

- a) Las cargas concentradas que se encuentran a nivel de subtransmisión o transmisión son de carácter altamente predecible.
- b) Estas cargas varían con el tiempo de una forma predecible, no obstante, dichas variaciones son relativamente lentas, de tal forma que puede considerarse al sistema operando en estado estable.
- c) La carga típica consume potencia reactiva.
- d) La carga típica es simétrica.

1.1.2. Efectos del balance de potencia.

En la Sección 1.1.1 se describió de manera breve la estructura y operación de un sistema de potencia, en el cual a nivel de transmisión se manejan grandes bloques de energía que deben ser conducidos hacia los consumidores, en ese sentido cobran importancia los efectos que en ciertos parámetros del sistema tiene el balance generación-consumo de potencia.

1.1.2.1. Balance de potencia real.

Bajo las condiciones normales de operación, los generadores del sistema funcionan en sincronismo y producen la potencia que necesitan todas las cargas más las pérdidas reales de transmisión. Ya que esta energía no se almacena en ningún punto del sistema, se concluye que la producción de energía (su razón) debe ser igual al consumo.

La operación de los generadores en sincronismo, representa un estado estable del sistema. Las fuerzas electromecánicas internas a éstos, mantienen dicha operación, originando un balance en el torque del primotor, controlando así la generación de potencia real. El problema surge debido a que es imposible mantener un equilibrio exacto generación-consumo pues siempre estará presente un pequeño incremento o una deficiencia en la generación, lo cual se traduce en fluctuaciones de frecuencia. Ya que si la demanda aumenta o disminuye, la corriente por consiguiente variará también, lo que en los generadores se interpreta como una disminución o aumento de los torques electromecánicos, teniendo como consecuencia la elevación o reducción de la velocidad (por lo tanto en la frecuencia).

La relación consumo real-frecuencia constituye uno de los fenómenos más importantes en la operación de un sistema de potencia, de tal forma que la frecuencia se convierte en un indicador sensitivo del balance de energía en el sistema, la cual puede utilizarse como la parte sensora del sistema de control necesario para proveer el balance adecuado.

1.1.2.2. Balance de potencia reactiva.

Por su naturaleza, todos los elementos de un sistema de potencia (máquinas sincrónicas, motores de inducción, transformadores, líneas de transmisión, etc.) así como las cargas conectadas a éste, consumen potencia reactiva, la cual es una forma de energía almacenada en campos

electromagnéticos, que no se traducen en energía utilizable, más sin embargo debe ser suministrada.

Así como una frecuencia constante es la mejor garantía que el balance de potencia real se ha alcanzado, un perfil de voltaje sin cambios a lo largo de los distintos buses, representa el criterio que el equilibrio entre la producción y consumo de la potencia reactiva se mantiene. Para explicar esta relación potencia reactiva-voltaje, considere el sistema mostrado en la figura 1.3, sujeto a las siguientes simplificaciones:

a) El voltaje del bus 1 puede mantenerse constante por control de campo G1 (V_1 se escoge como la referencia).

b) La impedancia de la línea es puramente inductiva.

c) La potencia se transmite desde 1 hacia 2.

El voltaje en el bus 2 viene expresado por:

$$V_2 = V_1 - IZ \quad (1.7)$$

donde:

I : corriente de la línea
Z : impedancia de línea (jX)

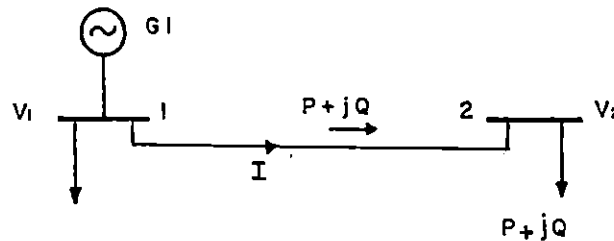


Figura 1.3. Sistema de potencia sencillo.

la corriente I puede expresarse como:

$$V_1 I^* \approx P + jQ$$

$$I \approx \frac{P - jQ}{V_1}$$

sustituyendo I:

$$V_2 = V_1 - \frac{(P - jQ)jX}{V_1}$$

$$V_2 = V_1 - \frac{(XQ)}{V_1} - j \frac{(XP)}{V_1} \quad (1.8)$$

esta ecuación muestra lo siguiente:

- 1) Un cambio en la potencia real P afecta la componente de la caída de voltaje que está en cuadratura con V_1 (no se observa un cambio apreciable en la magnitud de V_2)
- 2) Un cambio en la potencia reactiva $-Q$ afecta la componente en fase con V_1 de la caída de tensión, el efecto en la magnitud de V_2 es más apreciable y esencialmente proporcional a Q , como se nota en la figura 1.4.

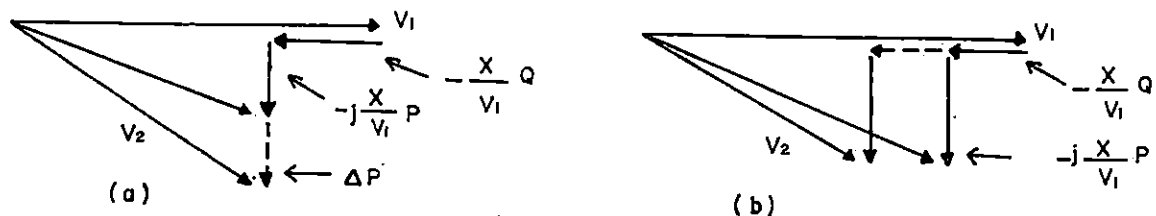


Figura 1.4. Efectos de (a) P y (b) Q en la magnitud de V_2 .

Si se desea mantener la magnitud de V_2 constante, puede satisfacerse localmente la necesidad de potencia reactiva de tal forma que ésta no sea transportada en la línea, lo cual, como se ha visto, provoca fuertes efectos en el voltaje receptor.

Más completamente, el control de voltaje y por consiguiente el balance de potencia reactiva, es requerido debido a los efectos indeseables que se producen durante la operación del sistema:

- a) Pérdidas de transmisión considerables. El flujo de potencia reactiva se traduce en una corriente que debe pasar a través de las líneas, lo que provoca pérdidas por efecto Joule, más altas que si solo la potencia real fuese transportada.
- b) El equipo se ve más cargado. Al suministrar la corriente reactiva demandada, la corriente total que los dispositivos del sistema manejan es mayor.
- c) Las desviaciones en el voltaje provoca que el funcionamiento de los equipos conectados no sea el adecuado, acortando la vida útil del equipo del sistema de potencia.
- d) Perfil de voltaje muy degradado. A medida que la línea de transmisión se aleja de los centros generadores, el flujo de potencia reactiva va produciendo caídas de

tensión de tal forma que los consumidores más lejanos e incluso las alimentaciones a centros de distribución sufren una reducción considerable en los niveles nominales de tensión.

e) Mal funcionamiento de dispositivos altamente sensitivos a las fluctuaciones de voltaje (computadoras relés de control, etc.).

Estos son los principales efectos que la demanda de potencia reactiva ocasiona, cuando ésta es suministrada desde los puntos generadores del sistema. Dichos efectos se traducen en costos económicos para las compañías eléctricas, tanto por las pérdidas en potencia, como por el acortamiento de la vida útil de los equipos y por las capacidades de éstos.

A lo anterior debe agregarse el hecho de que el sistema de energía va creciendo día a día, lo que plantea un reto a los ingenieros electricistas en el sentido de tratar de utilizar el equipo existente para reducir u obviar una gran inversión en nuevas unidades.

1.2. Teoría del control de potencia reactiva.

La teoría de control de potencia reactiva, en su totalidad, es un tema que puede considerarse de reciente desarrollo. Esto se explica por el hecho de que los efectos que el desbalance de potencia reactiva produce no recibían la suficiente atención por parte de los ingenieros en potencia, en un primer momento porque las distancias eran cortas, a continuación porque se intentaba dar una solución específica y aislada al problema (TCUL y Capacitores). En general la administración de potencia reactiva ha sufrido debido a la falta de lo siguiente:

- conocimiento y comprensión por parte de la industria
- software disponible
- limitación en la adquisición de datos de tiempo real
- incentivos económicos (más predominante)
- proyección de la demanda más exacta

En las dos últimas décadas debido a aspectos financieros, el medio ambiente y lo más importante, el constante aumento en los costos de generación, se ha incrementado la atención y el enfoque dado al manejo de la potencia reactiva de forma tal que se busca avanzar y profundizar en este aspecto de la

generación económica de energía eléctrica. Estableciéndose dos soluciones a la problemática: la compensación de carga y el control de potencia reactiva a nivel de transmisión.

1.2.1. Compensación de carga.

La compensación de carga se define como el manejo de la potencia reactiva con el propósito de mejorar la calidad del suministro de energía en sistemas de potencia a.c.

Bajo este punto de vista, el control de reactivos² se realiza para una carga o grupo de cargas definidas, esto implica que se conocen sus características eléctricas y físicas, como por ejemplo plantas industriales y/o fábricas. En esta situación el equipo compensador se coloca lo más cerca de la carga con necesidad de reactivos, de tal forma que la compensación trate de llenar los siguientes objetivos:

- a) Corrección del factor de potencia. Esto plantea la necesidad de generar potencia reactiva lo más cercano a la carga como sea posible en lugar de suministrarla desde una estación de potencia remota. La mayoría de las cargas industriales son consumidoras de reactivos, lo cual se traduce en factores de potencia en atraso, con el consiguiente aumento en la corriente demandada al sistema. Este exceso de corriente (ya que solo es utilizable la que se traduce en potencia real), representa una pérdida para el consumidor e ineficiencia para las compañías generadoras y/o distribuidoras.
- b) Regulación de voltaje. Este aspecto se vuelve importante (y algunas veces hasta crítico) entre la presencia de cargas con demandas variables de potencia reactiva, con todos los casos esta variación de la demanda de reactivos provoca fluctuaciones en el voltaje del punto de suministro, lo cual interfiere con la operación eficiente de los consumidores (industrias, etc.) conectados en ese punto. De tal manera que si se desea mantener el nivel de voltaje dentro de ciertos límites, se hace necesario el uso de dispositivos compensadores que contrarresten estas fluctuaciones en el lugar donde se producen.
- c) Balance de cargas. Los sistemas trifásicos son diseñados para operar en forma balanceada, si por

² El término reactivos se define como aquella potencia reactiva que es suministrada o controlada para mejorar la calidad de servicio.

alguna razón se producen desequilibrios en el funcionamiento de las diferentes cargas, pueden producirse componentes de corrientes en una secuencia de fase diferente a la positiva, lo cual provoca efectos indeseables para el desempeño óptimo de los diversos equipos conectados y sometidos a la circulación de dichas componentes. Existen arreglos de dispositivos compensadores que permiten eliminar el desbalance provocado en el sistema.

Los objetivos descritos anteriormente permiten formular el concepto del compensador ideal, el cual debe ser capaz, principalmente de:

- 1) Proveer una cantidad variable y controlable de potencia reactiva, de acuerdo precisamente, a los requerimientos de la carga y sin retrasos.
- 2) Presentar una característica de voltaje constante en sus terminales.
- 3) Ser capaz de operar independientemente en las tres fases.

Además no debe generar armónicos adicionales al sistema, y debe consumir una potencia promedio nula. Los dispositivos reales que intenten ser utilizados con el fin de compensar carga deben ajustarse lo más cercano posible a las características descritas.

Dándole un sentido más práctico a la compensación de carga, los siguientes aspectos pueden convertirse en una guía al momento de abordar éste problema:

- a) Cargas que requieren compensación: aquellas que trabajan con un factor de potencia menor que 0.8, las que operan continuamente en estado de conmutación (encendido-apagado), con una alta demanda de potencia y los dispositivos controladores de estado sólido.
- b) Caracterización de la carga:
 - Tipo de dispositivo.
 - Ciclo de trabajo en función de los requerimientos de potencia real y reactiva.
 - Razón de cambio de la potencia real y reactiva o el tiempo en que varían desde el máximo hasta el mínimo valor.
 - Generación de armónicos.

-Concurrencia de los requerimientos máximos de potencia real y reactiva en fábricas con múltiples cargas.

c) Especificación de un compensador de carga

- Requerimientos máximos continuos de potencia reactiva (generada o absorbida).
- Magnitud y duración de sobrecarga si existiese.
- Voltaje nominal, límites de voltaje y exactitud de la regulación requerida.
- Respuesta del compensador ante un disturbio específico.
- Dispositivos especiales de control.
- Sistemas de protección y coordinación con otros.
- Distorsión máxima con el compensador en operación.
- Procedimiento y precauciones de energización.
- Funcionamiento bajo condiciones de voltaje y/o cargas desbalanceadas.

1.2.2. Control de Potencia reactiva en sistemas de transmisión.

A medida que los sistemas de potencia van creciendo, en esa medida surgen aspectos que afectan la operación de éstos, tratando de mantener el objetivo de transmitir la mayor cantidad de potencia (como sea posible) a través de una línea determinada. Esto conlleva a un mejoramiento de la confiabilidad de los circuitos de transmisión, en cuanto a la continuidad de nuevas y existentes líneas de transmisión, mediante el uso de esquemas de compensación reactiva.

Bajo este contexto puede notarse que la teoría de compensación de carga es diferente respecto a la que se esboza en los sistemas de transmisión, en los cuales, como se menciona en la Sección 1.1.1, la energía se maneja en bloques, desconociéndose las características particulares de la carga, ya que ésta se encuentra concentrada en las subestaciones de subtransmisión y/o distribución.

1.2.2.1. Requerimientos para la transmisión de potencia.

La transmisión principal de potencia eléctrica a.c. solo es posible si se satisfacen las siguientes condiciones:

a) Los generadores y condensadores síncronos deben permanecer establemente en sincronismo. El mantener el sincronismo en los generadores, no es más que el concepto de estabilidad, el cual es la tendencia del sistema de potencia (y de las máquinas síncronas en particular) a continuar operando de manera constante, tratando de mantener los flujos de potencia en sus valores deseados, mientras las características eléctricas permanecen invariables. La estabilidad de un sistema es una medida de la habilidad inherente de éste para regresar a su operación normal frente a disturbios. La utilización de un sistema de potencia se encuentra limitada por la estabilidad con que puede transmitirse la energía; de tal forma que puede hablarse de varios márgenes dentro de los cuales la operación del sistema se considera normal, éstos son:

i) Límite de estabilidad de estado estable: es el valor máximo de potencia que puede transmitirse cuando el sistema opera en estado estable, sin que éste se vuelva inestable. Este límite no es fijo estrictamente, se puede modificar por varios factores, entre ellos aparte de los apuntados en la Sección 1.1.1, el patrón de los flujos de potencia reactiva y real en el sistema y de bastante interés la conexión y características de equipo de compensación. En la práctica no es conveniente operar el sistema de transmisión demasiado cerca a su límite de estabilidad de estado estable, sino mas bien dejar un margen que permita al sistema recuperarse de disturbios que pudiesen ocurrir.

ii) Estabilidad dinámica: un sistema es dinámicamente estable si recupera su operación normal después de un disturbio menor. El grado de estabilidad puede expresarse en términos de la razón de amortiguamiento de las componentes transitorias de los voltajes, corrientes y los ángulos de carga de las máquinas síncronas, así como de los coeficientes de sincronización T de éstas.

iii) Estabilidad transitoria: es la capacidad del sistema de recuperar su operación normal después de un disturbio mayor, tal como la salida de un circuito grande o falla en el generador, la línea principal o un transformador.

b) Los voltajes del sistema deben estar lo más cerca de sus valores nominales. El segundo requisito fundamental de la transmisión de potencia es el de mantener los niveles correctos de voltaje. El bajo voltaje, asociado a una carga del sistema bastante fuerte y/o a una generación escasa, causa degradación en el funcionamiento de las cargas. El bajo voltaje puede considerarse como una indicación de que la carga se está aproximando al límite de estabilidad de estado estable. El sobrevoltaje es una condición peligrosa, debido al riesgo de arqueo o la ruptura del aislamiento, además los transformadores pueden quedar sujetos a saturación, produciendo problemas de armónicos y/o entrar en ferresonancia; la desconexión de cargas fuertes, las fallas, rayos y maniobras de conmutación son algunas de las causas que provocan los sobrevoltajes. Esto se puede mejorar utilizando un esquema de compensación adecuado.

1.2.2.2. La línea de transmisión sin compensar.

El comportamiento de la línea de transmisión está determinado principalmente por los elementos reactivos que la constituyen (inductancia serie y capacitancia en paralelo) y siendo ésta el medio por el cual se envía la potencia desde los centros de generación a los de carga, es interesante examinar su comportamiento cuando no está compensada y bajo ciertas condiciones de operación.

El primer aspecto de la línea a considerar es el de la carga natural (Surge Impedance Load ó SIL, por sus siglas en Inglés). Si las pérdidas son despreciadas la línea está determinada por su longitud, la impedancia característica (Z_0) y por la constante de fase de la línea (β), éstos dos últimos parámetros son comparables para todas las líneas, siendo el comportamiento de ellas fundamentalmente el mismo y las diferencias se deben únicamente a la longitud, el voltaje y el nivel de potencia de transmisión. De esta manera si la línea se encuentra terminada en su impedancia característica, presenta un perfil de voltaje plano y el ángulo de fase entre el extremo generador y el receptor es igual a la longitud eléctrica de la línea (θ), a ésta condición se le denomina carga natural de la línea, la cual se calcula mediante la ecuación (1.9):

$$P_0 = \frac{V_0^2}{Z_0} \quad (1.9)$$

La potencia natural es una referencia que puede ser bastante útil, al considerar el comportamiento de la línea.

Por ejemplo, una ventaja de operar en condiciones de carga natural es que, debido al perfil plano de voltaje, el aislamiento es uniformemente esforzado en todos los puntos del sistema. Además bajo éstas condiciones el factor de potencia es unitario (Z_0 es un número real) y el balance de potencia reactiva es alcanzado es decir, no se generan o absorben reactivos en ningún extremo de la línea.

El efecto Ferranti es otro aspecto del comportamiento de la línea que debe considerarse al plantear esquemas de compensación reactiva. Este no es más que el aumento de la tensión en el extremo de carga cuando por algún motivo la línea se encuentra abierta en dicho extremo (la línea se encuentra aún energizada), para longitudes cortas, este efecto no es lo suficientemente pronunciado como para causar problemas severos en el aislamiento del sistema, pero a medida que la longitud aumenta, el nivel de voltaje alcanza valores críticos. Típicamente es deseable limitar el voltaje de circuito abierto alrededor de 25% en el punto de generación y de un 10% en el punto de carga o extremo receptor, en este caso.

Un caso similar al anterior lo constituye la línea simétrica sin carga, pero con ambos extremos conectados, es decir, esta situación puede verse como dos máquinas síncronas idénticas conectadas una en cada extremo, sin transferencia de potencia, ésto implica que sus voltajes terminales se han controlado hasta tener la misma magnitud. La corriente de carga que circula en cada extremo es la misma debido a la simetría existente, así, la línea puede considerarse como dos que se han conectado espalda con espalda, en donde la corriente es cero en el punto medio y el voltaje es, por tanto, igual al voltaje de circuito abierto de una línea con la mitad de la longitud. Si los voltajes en los extremos son diferentes, los perfiles de corriente y voltaje ya no serán simétricos, más sin embargo el voltaje de punto medio estará más cerca del extremo que posea el nivel más alto.

El caso anterior permite la introducción a la situación en que los generadores se encuentran operando subexcitados debido a la corriente de carga. Esta corriente fluye en los generadores y adelanta en 90° al voltaje terminal de línea. La capacidad de absorción de potencia reactiva por parte de los generadores está limitada típicamente a no más del límite térmico estable. Por consiguiente sería antieconómico poseer una capacidad de generación excesiva en vías de satisfacer los requerimientos de carga de la línea, teniendo la opción de hacerlo a través de dispositivos compensadores, liberando así a los generadores de una absorción excesiva de potencia reactiva.

Cuando la línea se encuentra conectada en ambos extremos y se establece la transmisión de potencia real, el voltaje presenta una fuerte dependencia de la longitud de la línea, del factor de potencia y la potencia de la carga.

En este sentido, el voltaje sufre variaciones. Si la carga tiende a elevar su demanda de potencia, por un lado si ésta posee un factor de potencia en atraso, unitario o fuertemente en adelanto; el voltaje disminuye a medida que la potencia se incrementa, si el factor de potencia está en adelanto (pero no muy cerca del unitario) la tendencia es a incrementar el voltaje; por otra parte si la longitud de la línea es considerable, el voltaje será inestable con los incrementos de potencia, mientras que para líneas de 160 a 350 Kms. de longitud, las líneas sin compensar pueden operarse a un voltaje normal (siempre que la carga posea un factor de potencia alto).

Por tanto, una línea larga sin compensación, debido a las grandes variaciones de voltaje son imprácticas de operar a cualquier factor de potencia; sin compensación se obtienen los mejores resultados (perfil plano de voltaje) operando líneas cortas con altos factores de potencia y lo más cercano a la potencia natural de la línea.

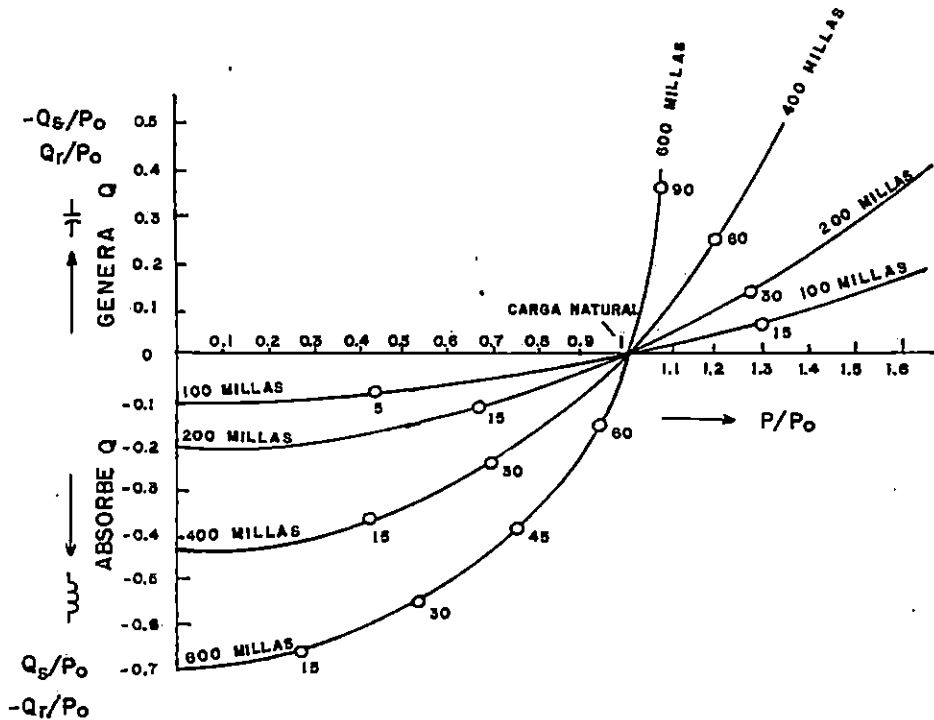


Fig.1.5 Requerimientos de potencia reactiva de la línea en función de su longitud y P . Se muestra también δ .

En cuanto a los requerimientos de potencia reactiva de la línea³, estos varían con el cuadrado de la potencia transmitida, y comparando ésta con la potencia natural se tiene la figura (1.5); en la cual se observa que si:

$P < P_0$, existe un exceso de potencia reactiva de carga en la línea, la cual debe absorberse en los extremos de ésta.

$P = P_0$, no existe requerimientos de potencia reactiva, el perfil de voltaje es plano.

$P > P_0$, existe un déficit en la potencia reactiva en la línea la cual debe suministrarse a ésta.

De los diferentes puntos mencionados en esta sección se vislumbra el problema que presenta el operar líneas sin compensar, sobre todo cuando se intenta transmitir una mayor cantidad de potencia a distancias más grandes, lo cual es la tendencia actual de los sistemas de potencia.

1.2.2.3. Compensación a nivel de transmisión.

A diferencia de la compensación de carga, a niveles de transmisión los objetivos buscados por esta técnica cambian y se resumen en uno solo, el cual consiste en la modificación de las características eléctricas de la línea de transmisión de tal forma que la capacidad de transferencia de potencia se vea incrementada satisfaciendo al mismo tiempo los requerimientos planteados en la sección 1.2.2.1. Esto significa que las líneas pueden ser capaces de operar cerca o más allá de su potencia natural, sin que por un lado se afecte la estabilidad del sistema, así como se mantenga un adecuado equilibrio de potencia reactiva (lo que implica un perfil de voltaje plano, idealmente).

En este sentido un esquema de compensación ideal debe ser capaz de desarrollar las siguientes funciones:

- a) Producir un perfil de voltaje sustancialmente plano a todos los niveles de transmisión.
- b) Mejorar la estabilidad debido al incremento de la máxima potencia transmisible.
- c) Proveer un medio económico para satisfacer los requerimientos de potencia reactiva del sistema de transmisión.

³ Para un tratamiento más completo de la línea sin compensación ver: Miller, T.J.E.: Reactive Power Control in Electric Systems. USA: John Wiley & Sons, 1982. pág. 57-80. Siegert, L. A.: Alta Tensión y Sistemas de Transmisión. México: Editorial Limusa, 1988. pág. 547-580.

Actualmente se han desarrollado tres estrategias de compensación, las cuales pueden utilizarse juntas en una misma línea, y son:

- a) Compensación de la impedancia característica (Z_0'): mediante la modificación de la impedancia característica de la línea sin compensar (Z_0), hacia un valor efectivo (Z_0') es posible obtener una potencia natural efectiva que sea igual a la carga actual que la línea maneja, con lo cual se lograría mantener un perfil plano de voltaje. Esto implica que la reactancia serie y/o en paralelo de la línea deben modificarse (por medio de la conexión apropiada de capacitores y/o reactores) para que el valor de la impedancia característica alcance el valor requerido. La compensación ideal debe ser capaz de responder a las variaciones repentinas de la carga manejada. Debido a que el tipo de compensación descrito no es suficiente por sí solo, para garantizar la estabilidad de transmisión a grandes longitudes, se plantean las restantes estrategias de tal forma que la estabilidad se vea mejorada.
- b) Compensación de la longitud de la línea (θ): consiste en modificar la reactancia inductiva de la línea de tal forma que la longitud eléctrica de ésta se vea reducida a la frecuencia fundamental, lo cual permitirá un incremento en la potencia que se puede transmitir, mejorándose así la estabilidad.
- c) Compensación por secciones: esta estrategia divide la línea en secciones cortas las cuales son más o menos independientes unas de otras (excepto que todas manejan la misma cantidad de potencia), ésto se logra conectando compensadores de voltaje constante a intervalos a lo largo de la línea, la máxima potencia transmisible es la de la sección más débil, sin embargo, como cada una de ellas es más corta que la línea completa se espera un incremento en la potencia y por consiguiente de la estabilidad.

Los dispositivos utilizados para obtener la compensación reactiva adecuada pueden dividirse en activos y pasivos. Los compensadores pasivos incluyen a los reactores en derivación y también a los capacitores serie y paralelo, se caracterizan por ser capaces de una variación continua, utilizándose, usualmente, conectados en forma permanente y/o conmutados. Ellos operan modificando la reactancia natural (inductiva y capacitiva) de la línea y su operación es esencialmente estática, empleados solamente para compensación de impedancia característica y de longitud de línea. Por ejemplo, los reactores en derivación son utilizados para compensar los efectos de la capacitancia

distribuida de la línea, particularmente para limitar el efecto Ferranti; sin embargo para sistemas sometidos a cargas fuertes, la compensación se realiza con capacitores en paralelo.

Los compensadores activos son dispositivos conectados en derivación, los cuales presentan la propiedad de tratar de mantener un voltaje substancialmente constante en sus terminales. Esto es posible ya que son capaces de generar o absorber la cantidad precisa de potencia reactiva en respuesta a alguna pequeña variación del voltaje en el punto en que se encuentran conectados.

Se caracterizan por su variación continua y su rapidez de respuesta. Pueden utilizarse para compensación de impedancia característica y por secciones, esta última como ha podido notarse, solo puede realizarse por este tipo de compensador, debido a que su operación es esencialmente dinámica.

Tabla 1.1 . Clasificación de los compensadores reactivos.

Tipo de compensación y su función.	Dispositivo Compensador	
	Pasivo	Activo
Impedancia característica: control de voltaje y manejo de potencia reactiva.	Reactores y capacitores en derivación	Máquinas síncronas Condensador síncrono. Reactor saturable. Compensadores estáticos de vars (CEV's).
Longitud de línea: control de voltaje, manejo de potencia reactiva, mejoramiento de la estabilidad en líneas largas	Capacitor serie	
Por secciones: Compensador en derivación dinámica, mejoramiento de la estabilidad en líneas largas.		Condensador síncrono. Reactor saturable. CEVs.

La Tabla 1.1 muestra una clasificación que permite visualizar rápidamente la estrategia de compensación que realiza cada dispositivo compensador⁴.

1.2.3. Administración de la potencia reactiva.

Finalmente, vale la pena en este punto (ya que se ha establecido la importancia de la compensación reactiva) mencionar que debido a la interacción entre todos los componentes del sistema, se hace necesario un procedimiento que coordine el control de voltaje y el flujo de potencia reactiva de tal forma que se alcance un valor óptimo entre generación y consumo, para este efecto las técnicas de optimización con aplicaciones en computadora pueden ser muy útiles.

Así, la administración de reactivos puede definirse como el control de: los voltajes de los generadores, el ajuste de los taps de transformadores reguladores, bancos de capacitores y/o reactores y demás dispositivos de compensación. Puede subdividirse en:

- a) Planificación de la potencia reactiva: aquí se analiza la instalación y/o eliminación de dispositivos para potencia reactiva en un sistema de potencia, para condiciones de operación que se esperan desde algunos meses hasta varios años.
- b) Planificación de la operación del sistema: busca el mejoramiento de las prácticas de operación utilizando el equipo existente. Se anticipa a situaciones del sistema que ocurrirán en algunos días hasta un año.
- c) Control y despacho de potencia reactiva: determina la operación actual del equipo, el análisis se desarrolla segundos y horas antes de implementarlo

Algunos de los beneficios que pueden lograrse al implementar estrategias de compensación con una adecuada administración de reactivos, son:

- 1) Disminución de costos debido a la reducción de las pérdidas del sistema.
- 2) Mejoramiento del perfil de voltaje.
- 3) Mejor control de voltaje.

⁴ En la sección siguiente se describirán las características de los diferentes dispositivos.

4) Aumento de la seguridad del sistema.

5) Una mejor operación del sistema.

1.3. Dispositivos compensadores: características de operación

Como se señaló anteriormente, el tipo de compensación a implementar requiere el uso de diferentes dispositivos, de acuerdo al caso particular. En El Salvador se encuentran colocados algunos de estos equipos tales como condensadores en derivación, generadores síncronos y transformadores con taps variables. En esta sección se analizarán junto a éstos, otros compensadores que si bien no los posee el sistema de transmisión del país, no se descarta la posibilidad de que en un futuro puedan incorporarse a éste.

1.3.1. Condensadores en paralelo o derivación.

Este tipo de dispositivo tiene como función suministrar los reactivos demandados por cargas predominantemente del tipo inductivo, en el punto en el cual se conectan a éstas. Algunas razones para su aplicación son las siguientes:

- a) Reducción de la componente en atraso de la corriente del circuito.
- b) El nivel de voltaje en la carga y su regulación se ven mejoradas.
- c) Reducción en las pérdidas I^2R e I^2X del sistema.
- d) El factor de potencia de los generadores se incrementa.
- e) La reducción de carga en potencia aparente de las fuentes generadoras permite disminuir alguna condición de sobrecarga en el sistema, así como, si la capacidad de la turbina es suficiente, puede incrementarse la carga de potencia real.
- f) La inversión económica en la transmisión de potencia real suministrada a la carga se reduce⁵.

⁵ Para una ampliación de los beneficios económicos obtenidos por el uso de los capacitores en derivación véase Westinghouse Electric Utility Engineers, Electric Utility Engineering Reference Book, Vol. 3, Distribution Systems, Pennsylvania USA, Westinghouse Electric Corporation, 1965. pág. 309-311.

Dos de los aspectos anteriores cobran mayor importancia desde el punto de vista de la minimización de pérdidas y son: la reducción de las pérdidas de transmisión de potencia reactiva y el mejoramiento de la regulación de voltaje.

A. Reducción en pérdidas de transmisión.

Al instalar capacitores en paralelo, la corriente reactiva del sistema se ve afectada por la que suministran éstos. Para comprender la manera en que se realiza dicha compensación, se considera el circuito simplificado del sistema de potencia mostrado en la fig. 1.6.

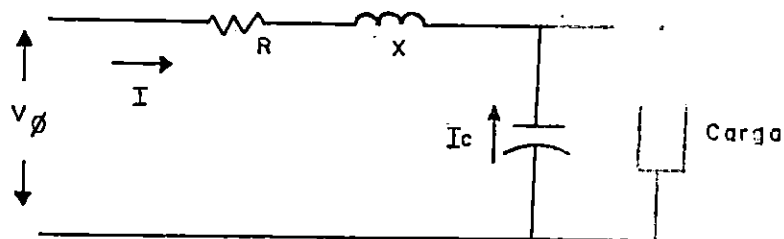


Figura 1.6. Circuito equivalente de la línea con capacitores.

En donde R y X representan la resistencia y reactancia, respectivamente, de la línea de transmisión. Las pérdidas por el transporte de la componente reactiva (I_x) de la corriente total (I), antes de conectar el capacitor son:

$$I_x^2 R \quad (1.10.a)$$

$$I_x^2 X \quad (1.10.b)$$

Cuando se conecta el capacitor, la corriente (I_c) que inyecta éste puede considerarse que circula oponiéndose a la dirección de la corriente total, de tal forma que la corriente reactiva será:

$$I'_x = I_x - I_c \quad (1.11)$$

por lo que las pérdidas serán, ahora:

$$I'^2_x R = (I_x - I_c)^2 R = I_x^2 R - 2I_c I_x R + I_c^2 R \quad (1.12.a)$$

$$I'^2_x X = (I_x - I_c)^2 X = I_x^2 X - 2I_c I_x X + I_c^2 X \quad (1.12.b)$$

de las ecuaciones 1.12.a y 1.12.b puede notarse que la reducción en las pérdidas:

$$2I_c I_x R - I_c^2 R$$

$$2I_c I_x X - I_c^2 X$$

El análisis anterior se aplica a un circuito radial simple, sin embargo cuando se considera un circuito enmallado, el procedimiento se aplica a cada una de las diferentes secciones con que cuenta el sistema, siendo la reducción de pérdidas total, la suma de todas las secciones.

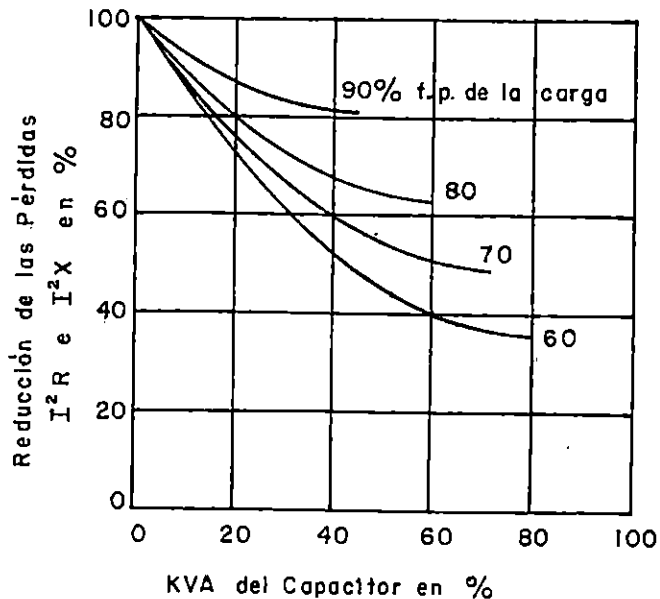


Figura 1.7 Reducción de las pérdidas del circuito alimentador debido a la conexión del capacitor en paralelo

La gráfica de la fig. 1.7 muestra la reducción en las pérdidas del circuito alimentador para diferentes factores de potencia de la carga, al aplicar capacitores.

B. Regulación de voltaje.

Debido a la corriente que circula por las LDT, es decir, por su resistencia y reactancia, el nivel de voltaje del sistema no permanece constante en los diferentes nodos que lo constituyen. Los capacitores conectados en paralelo contribuyen al mejoramiento del perfil de voltaje, al elevar el nivel de éste, con lo que se disminuye la caída de tensión. Con referencia al circuito de la fig.1.6, la caída de tensión viene dada aproximadamente, por:

$$V = RI_r + XI_x \quad (1.13)$$

donde:

I_r : componente real de la corriente del circuito (I)
 I_x : componente imaginaria de la corriente (I).

la caída V puede expresarse de la siguiente manera:

$$V = I \cos\phi (R + X \tan\phi)$$

$$V = I_r R (1 + \tan\tau \tan\phi) \quad (1.14)$$

donde:

$$\tan\tau = X/R$$

$$\tan\phi = I_x/I_r$$

con lo cual se explica la disminución de la caída de tensión.

En esta forma se nota que si al variar la intensidad de corriente reactiva, se obtiene que:

$$\tan\phi' < \tan\phi$$

$$\tan\phi' = \frac{I_x'}{I_r} < \tan\phi = \frac{I_x}{I_r}$$

$$\implies I_x' < I_x \quad (1.15)$$

La regulación de tensión se ve mejorada, esto es posible con un capacitor en paralelo que absorba la diferencia de las corrientes reactivas, así:

$$I_c = I_x - I_x' \quad (1.16)$$

La relación existente entre ambas tangentes, es un factor característico del mejoramiento que sufre el voltaje a lo largo de la línea y se expresa así:

$$\sigma = \frac{\tan\phi'}{\tan\phi} \quad (1.17)$$

de tal forma que la máxima regulación de voltaje se obtenga para $I_c = I_r$, quedando la caída de tensión dependiendo únicamente de la componente real demandada por la carga.

Para lograr una regulación efectiva se hace necesario incluir un sistema manual o automático para la conexión o desconexión de los grupos de capacitores, cuando sea requerido por las condiciones de carga.

1.3.1.1. Ubicación.

Los capacitores en paralelo deben colocarse lo más cerca de la carga como sea posible, para que su utilización sea la mejor. Dependiendo de las condiciones de carga, así se pueden tener los siguientes casos:

a) Bancos de capacitores en subestaciones.

Frecuentemente los capacitores en paralelo se conectan en grupos de bancos que totalizan cantidades grandes de VAR ϕ (típicamente 60-100 MVAR ϕ) los cuales se conectan por medio de dispositivos interruptores a la línea, dependiendo de los requerimientos de carga. Los siguientes factores determinan la instalación de los bancos de capacitores en las subestaciones:

- la subestación alimenta directamente una carga grande.
- debido a problemas de sobrecompensación, ya no es posible colocar bancos fijos en los alimentadores.
- se vuelve antieconómico el uso de más capacitores en un área específica del sistema.
- consideraciones particulares en el sistema que requieran un extenso grupo de capacitores en cierta área bajo el control del despachador del sistema.

Los bancos de capacitores utilizados en las subestaciones son en su mayoría, de acción conmutable, conectándose en cambios sencillos para que no existan variaciones de tensión demasiado abruptas. La figura 1.8 muestra algunos esquemas típicos en la conexión de bancos grandes de capacitores.

Debe tenerse especial cuidado con los arreglos que utilizan interruptores no automáticos, ya que deben ser capaces de soportar las corrientes completas momentáneas disponibles, tanto la de falla a frecuencia fundamental como la de corriente transitoria de alta frecuencia entre los bancos de capacitores, debido a la conexión de éstos.

El esquema de la fig.1.8(d) presenta también ciertos inconvenientes de operación, ya que en determinado momento puede insertarse o removerse una gran cantidad de capacitancia al momento de la conexión o desconexión para obtener el valor requerido en ese instante, debido a lo anterior, es poco utilizado.

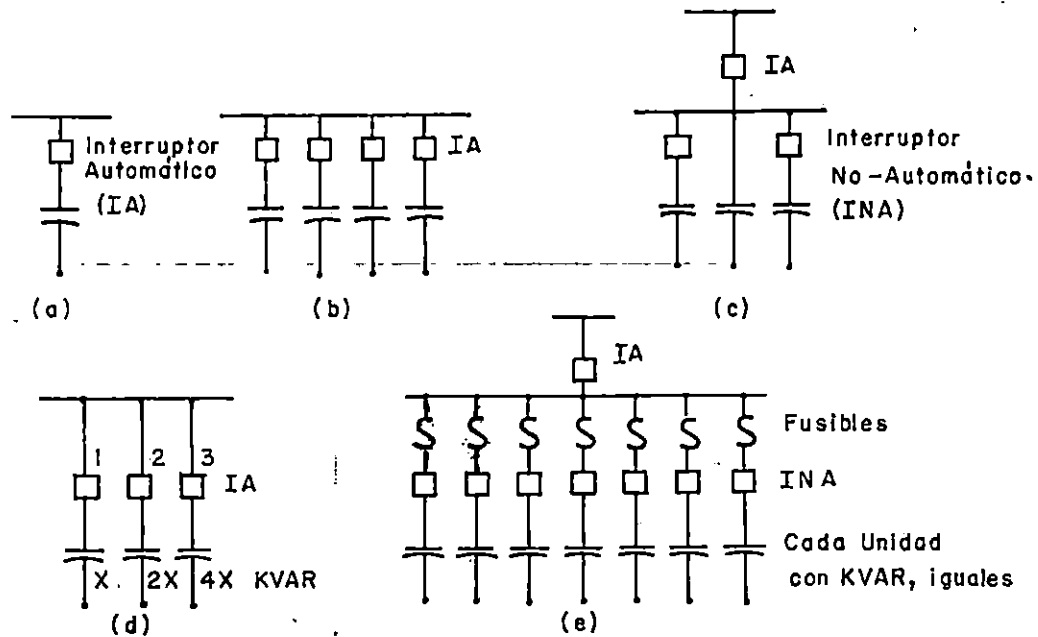


Figura 1.8. Esquemas típicos para conexión de capacitores.

Actualmente los capacitores pueden aplicarse a casi cualquier voltaje, estos bancos son construidos utilizando configuraciones de capacitores serie-paralelo, donde la capacidad requerida se obtiene colocando unidades en paralelo y el voltaje de operación, conectando los grupos anteriores en serie, entre el neutro y la línea. De tal forma que es posible obtener bancos grandes, tanto en capacidad como en nivel de voltaje de trabajo, a partir de unidades mas pequeñas.

b) Capacitores en circuitos de distribución.

Estos son bancos relativamente pequeños y se colocan lo más cerca de los puntos de carga. Usualmente de 100 KVAR o más, conectados al voltaje de distribución 2,400-13,200 V o de acuerdo a los requerimientos locales. Los factores que determinan su utilización son los siguientes:

- consumo mínimo y máximo diario de las cargas involucradas, tanto en KVAR como en KW de cada alimentador, con lo que se determina la variación de carga, y si es necesaria la compensación (en corriente y/o caída de tensión). Usualmente el mínimo KVAR determina la cantidad de capacitores fijos aplicables, sin control automático.
- deterioro del perfil de voltaje a lo largo de algunos ramales de distribución.

-consumidores que demandan cantidades grandes, de corriente reactiva (lo que implica sobrecarga en los equipos de distribución).

Finalmente, es necesario evaluar los beneficios que se obtendrían con la instalación de los capacitores, contra los costos económicos que involucran. En este sentido, no existen a este nivel reglas fijas y cada caso debe ser estudiado minuciosamente y con mucho detalle. De esta forma se debe analizar el tamaño y localización de dichos bancos.

En circuitos radiales simples con cargas concentradas en un extremo y/o con cargas distribuidas longitudinalmente con un patrón conocido, es relativamente sencillo desarrollar las ecuaciones que permitan determinar la reducción en pérdidas. Sin embargo, los sistemas reales, generalmente no poseen un patrón definido o cargas uniformes, esto conlleva a dos opciones: efectuar un análisis completo de la situación particular de cada alimentador o desarrollar una regla empírica aproximada. Muchos ingenieros han planteado sus reglas empíricas, siendo una de ellas la que establece que la capacidad debe ser $2/3$ de los KVARs totales y ubicados a $2/3$ de la longitud desde el punto de alimentación principal hasta el final de la línea⁶.

c) Capacitores en plantas industriales.

Los capacitores pueden instalarse en paralelo con cualquier tipo de carga con factor de potencia en atraso, con lo cual se elimina la corriente de magnetización que demanda ésta. La carga puede ser desde un motor sencillo, hasta dispositivos de carácter inductivo (hornos, máquinas de soldadura, etc.), en grandes plantas industriales. Acerca de su uso a este nivel existen estudios más detallados, por lo que en este trabajo no se profundizará en él, aparte de que escapa de su enfoque.

1.3.1.2. Protección.

Como cualquier dispositivo, el capacitor se encuentra expuesto a fallas, tanto internas como externas, por lo que se hace indispensable desarrollar los esquemas de protección necesarios y adecuados, de acuerdo al arreglo y conexión de los capacitores. Los arreglos más utilizados son:

⁶ Para un mayor estudio consultar Westinghouse Electric Utility Engineers, Electric Utility Engineering Reference Book, Vol. 3, Distribution Systems, Pennsylvania USA, Westinghouse Electric Corporation, 1965. pág. 315-318.

- a) una sola fila de capacitores en paralelo por fase.
- b) Varias filas en paralelo-serie.
- c) bancos en delta, estrella neutro flotante y/o estrella neutro aterrizado.

El fusible es el dispositivo de protección más utilizado en los bancos de capacitores y pueden aplicarse a fin de proteger unidades individuales o unidades en grupo. El primer tipo es más selectivo, permite utilizar fusibles más pequeños e indica qué unidad ha fallado, sin embargo en ciertos tipos de conexiones, presenta inconvenientes (ej.: estrella neutro flotante) debido a las sobretensiones que la salida de algunas unidades puede provocar (un sobrevoltaje mayor al 10% puede destruir a un capacitor), si el resto de las unidades son incapaces de minimizar el efecto del desbalance provocado. Cuando se selecciona un fusible para proteger un banco de condensadores, los factores que se deben considerar, son los siguientes:

- a) Corriente nominal.
- b) Corriente transitoria de conexión.
- c) Energía de ruptura del tanque.
- d) Corriente de cortocircuito.
- e) Tipo de conexión.

Otros dispositivos utilizados junto a los fusibles, para proveer la máxima protección a los bancos de capacitores son:

- a) Relés de sobrecorriente o bobinas de disparo, para activar el circuit breaker del banco.
- b) Transformadores de potencial conectados a través de cada fase o cada grupo serie por fase de los bancos en estrella flotante para disparar el circuit breaker. Este esquema puede utilizarse para bancos en delta o estrella aterrizada que posean dos o más grupos en serie.
- c) Transformadores de corriente o potencial conectados entre los neutros de dos o más grupos de un banco en estrella flotante para detectar el desbalance en un grupo y operar el relé de desconexión del banco.
- d) Transformador de potencial colocado entre el neutro y tierra de un banco en estrella flotante conectado a un

sistema aterrizado, para operar el relé de desconexión cuando el voltaje del neutro sufra una desviación.

La figura 1.9 muestra dos esquemas, para la protección de bancos conectados en estrella flotante, donde se observa la aplicación completa de los diferentes dispositivos involucrados.

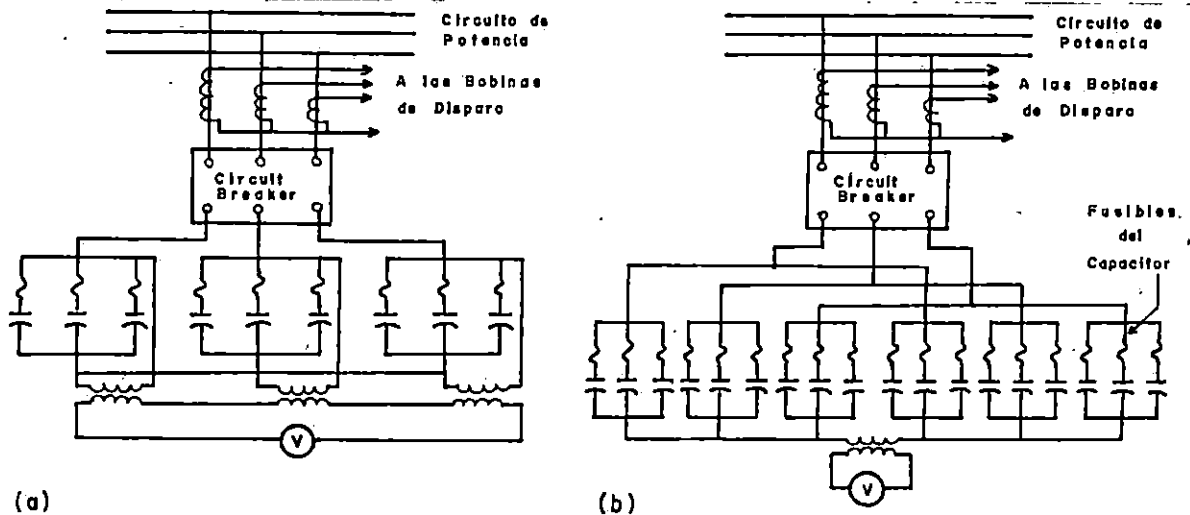


Figura 1.9. Esquemas de protección para bancos de capacitores conectados en estrella flotante.

1.3.1.3. Control de los condensadores en derivación.

Un último aspecto que vale la pena mencionar, con respecto a los condensadores en derivación, es el de la forma en que se puede controlar su conexión y desconexión del sistema, bajo condiciones de operación normal. Estos se pueden controlar así:

- Interruptores de tiempo: éstos son los más comunes en sistemas de distribución, consisten en la conexión y/o desconexión de los capacitores durante ciertas horas y ciertos días, en base al comportamiento que presenta la carga a través de un dispositivo de relojería.
- Control de voltaje: comunmente utilizado en las subestaciones, es más ventajoso en aquellos puntos donde el voltaje decrece con el incremento de carga.
- Control de corriente: utilizado cuando el control de voltaje no proporciona señales adecuadas, por ejemplo cuando el voltaje se incrementa con la carga o donde el incremento de carga no produce una reducción de voltaje lo suficiente para efectuar la operación de conmutación.

- Control Tiempo-Voltaje: combina las características del control por medio de tiempo y de voltaje. Los interruptores se manejan inicialmente por medio del ajuste en tiempo, pero si por algún motivo se da un aumento o descenso en la demanda de potencia (inusual) el control de voltaje procede a realizar la operación de conmutación.
- Control de corriente-voltaje: similar al anterior, solo que los interruptores se manejan inicialmente por medio de corriente de carga.
- Control manual: los interruptores se conmutan local o remotamente, a través del operador del sistema.

1.3.2. Condensadores en serie.

Al igual que los condensadores en paralelo, las unidades en serie tienen aplicaciones en líneas de transmisión y distribución. Los primeros debido a sus características de operación y beneficios obtenidos prácticamente en todos los puntos de un sistema de potencia, son casi universalmente aplicados, mientras que los capacitores serie por ser dispositivos más especializados poseen un rango de aplicación más limitado, y requiere una evaluación bastante exacta para una aplicación individual. Sin embargo, de manera general, pueden abordarse los beneficios que se obtienen mediante el uso de este dispositivo compensador, diferenciándolos para dos casos:

Caso I: Sistemas de tensiones intermedias (<115 KV).

- 1) Disminución de la caída de tensión en la línea y aumento de la potencia que puede transmitir la misma.
- 2) Disminución de las variaciones y/o fluctuaciones de tensión.
- 3) Redistribución de la potencia transmitida en líneas conectadas en paralelo.

Caso II: Sistemas de tensiones elevadas (>230 KV).

- 1) Aumento de la potencia transmitida por la línea, pero manteniendo un grado de estabilidad constante.

- 2) Aumento de la distancia o longitud de transmisión, manteniendo la misma potencia y grado de estabilidad de la transmisión.
- 3) Conservación y/o mejoramiento de la estabilidad de la transmisión, cuando ésta se ve sometida a fuertes variaciones por parte de la carga.

Es de notar que las aplicaciones del caso I son aplicables también en el caso II, mientras que las de éste no son notorias en el primero. Por lo tanto, el capacitor serie puede utilizarse fundamentalmente como regulador de tensión o estabilizador de red. A continuación se amplían un poco más las características del caso I, ya que en nuestro país, el nivel de tensión de 115 KV es el más alto que se tiene.

1.3.2.1. Regulación de voltaje.

En sí, la conexión en serie de un capacitor provoca una modificación en la reactancia de la línea (a diferencia del condensador en derivación), ésta se reduce en una cantidad igual a la reactancia capacitiva añadida. Dicha característica es la que permite al capacitor serie, ser visto como un regulador de voltaje, y su comportamiento puede analizarse a partir de la figura 1.10. La caída de tensión en la figura 1.10(a) viene dada por la ecuación 1.18.

$$IR \cos\theta + IX_1 \operatorname{sen}\theta \quad (1.18)$$

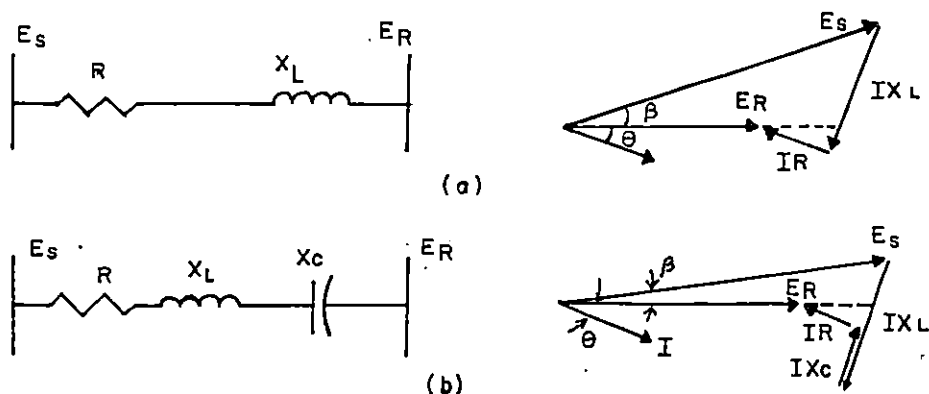


Figura 1.10. (a) Línea sin compensación y (b) con capacitor serie.

donde:

- R: resistencia de la línea
- X_1 : reactancia inductiva de la línea
- θ : ángulo del factor de potencia

en donde se observa la dependencia a la impedancia de la línea. Si dicha caída alcanza valores demasiado grandes, un capacitor serie se puede utilizar para lograr un mejoramiento de la caída de tensión, compensando la inductancia de la línea, como se observa en la figura 1.10(b), de tal forma que la nueva caída de tensión será:

$$IR \cos\theta + I(X_1 - X_c) \operatorname{sen}\theta \quad (1.19)$$

con:

X_c : reactancia capacitiva del compensador serie

Si $X_c = X_1$, la caída de tensión será únicamente debida a la resistencia de la línea; si $X_c > X_1$, puede existir una condición de sobrecompensación, ya que la caída en la impedancia se torna negativa y afecta también el término resistivo, haciendo más pequeña la caída de tensión, lo cual puede ser un problema si la reactancia capacitiva está calculada para condiciones normales de carga, ya que si, por ejemplo, se inicia el arranque de un motor grande, su corriente en atraso puede causar una elevación excesiva de voltaje, como se muestra en la figura 1.11, lo que puede introducir el flicker⁷, en las luces. En la mayoría de aplicaciones, la reactancia capacitiva es más pequeña que la reactancia de la línea.

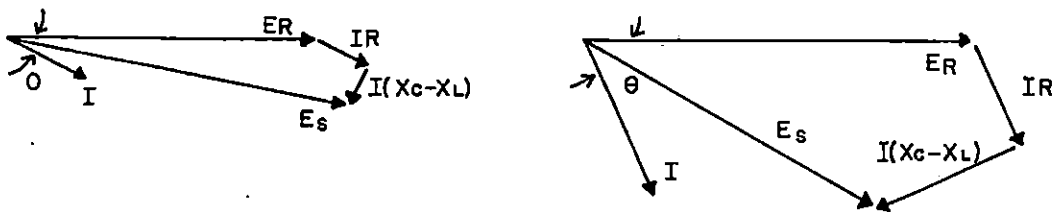


Figura 1.11. Efecto de sobrecompensación cuando $X_c > X_l$.

Para obtener los beneficios antes mencionados, el factor de potencia de la corriente de carga debe ser en atraso, si por el contrario éste está en adelanto o cercano a la unidad, la adición del condensador serie disminuye el voltaje en la carga y es incapaz de modificar sensiblemente la caída de tensión, respectivamente. La ubicación del condensador serie, como regulador de tensión, depende de la configuración de la carga, así, pueden observarse tres casos generales:

- a) la carga se encuentra concentrada en un extremo
- b) la línea se encuentra cargada en varios puntos y

⁷ flicker: centelleo.

c) la línea es demasiado larga

El primer caso lo ilustra la figura 1.12, es de notar la linealidad de la caída de tensión con respecto a la longitud de la línea, en este caso la ubicación de los condensadores no tiene una influencia determinante en el efecto compensatorio, inclusive en ciertos casos puede ser más ventajoso colocarlos al inicio de la línea, en el extremo transmisor.

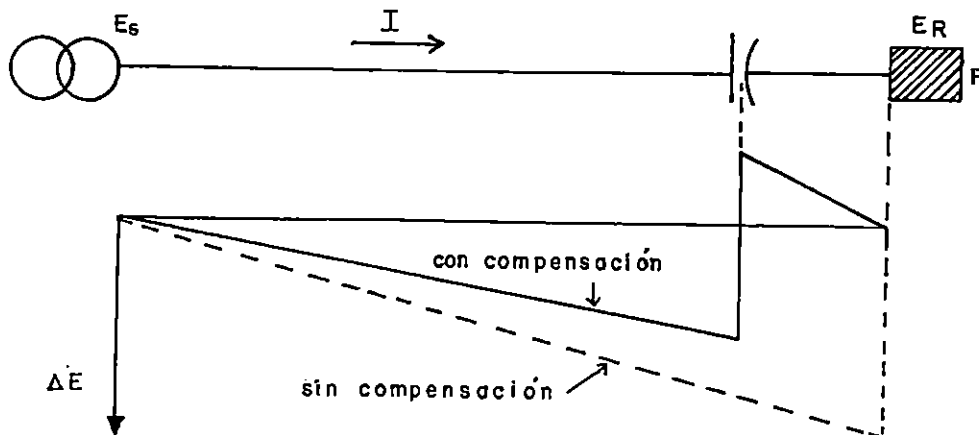


Figura 1.12. Caída de tensión sin y con compensación: carga concentrada.

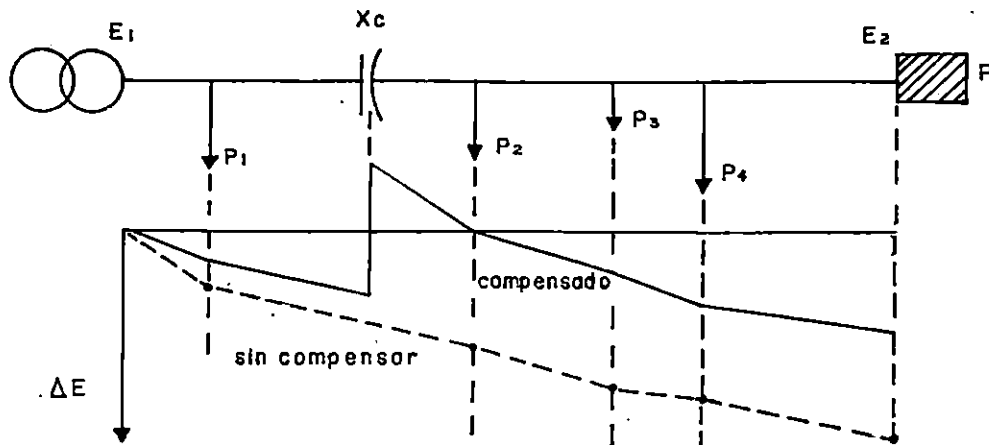


Figura 1.13. Caída de tensión con y sin compensación: cargas distribuidas.

Cuando la carga está distribuida a lo largo de la línea, los condensadores se ubican en el punto donde la caída de voltaje es del 50% de la caída total del sistema, para que

así la tensión compensada no exceda a la nominal en ningún lugar de la línea, de tal forma que el aislamiento no sea cargado innecesariamente (figura 1.13).

La condición óptima en la que se obtienen las variaciones mínimas de tensión, es aquel punto de la línea que corresponde a 1/3 de la caída total de tensión, para que los 2/3 restantes sean compensados (figura 1.14).

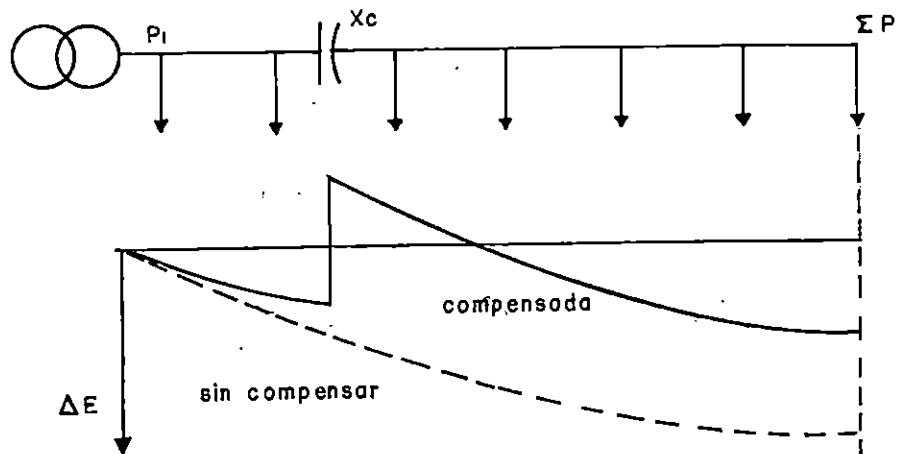


Figura 1.14. Compensación de 2/3 de la carga distribuida.

El último caso, se resuelve colocando dos bancos de capacitores y así obtener un voltaje más uniforme a lo largo de la línea.

1.3.2.2. Transferencia de potencia real.

El capacitor serie puede mejorar la estabilidad del sistema e incrementar la habilidad de transferencia de potencia, mas bien que mejorar la regulación de voltaje en las líneas principales. Despreciando el efecto resistivo, se tiene el diagrama vectorial de la fig.1.15:

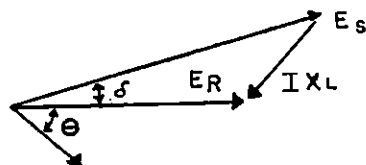


Figura 1.15. Diagrama vectorial para una línea de transmisión despreciando su resistencia.

Para incrementar la potencia, es necesario aumentar E_R , E_s y δ o disminuir la reactancia de la línea (ecuación 1.6).

De tal forma se ve que un condensador serie, al modificar la reactancia de línea, es capaz de aumentar la potencia que será transmitida, quedando la ecuación (1.6) así:

$$P = \frac{V_S V_R}{X_L - X_C} \text{ sen } \delta \quad (1.20)$$

Lo cual ayuda a la estabilidad del sistema, en tanto que existe un margen de potencia mayor que puede tomarse durante condiciones de operación transitoria (figura 1.16).

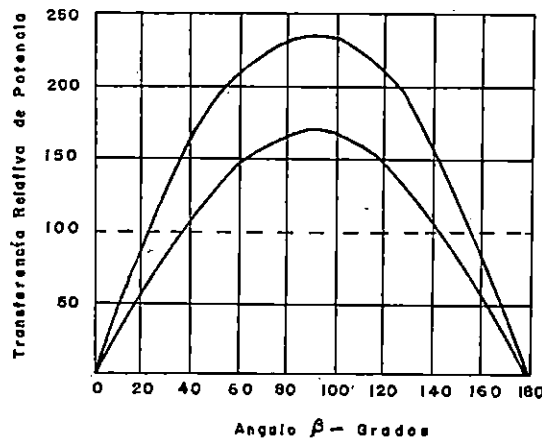


Figura 1.16. La habilidad de transferencia de potencia de una línea puede incrementarse de la curva a) sin capacitores serie, hacia la curva b) con capacitores serie.

En esta aplicación el factor de potencia, no influye en la potencia transmitida como puede notarse en la ecuación (1.20).

1.3.2.3. Flicker.

El flicker se presenta cuando hay cargas periódicas que representan un porcentaje significativo en el sistema, para la red eléctrica del país, es un problema que debe tomarse en cuenta puesto que los procesos industriales aumentan cada vez más, tanto en volumen como en complejidad. Este, consiste en que cuando existen consumidores grandes, provocan apreciables caídas de tensión en la línea de transmisión y si la demanda de potencia tiene fuertes fluctuaciones, también lo hará la caída de tensión. Algunos consumidores de gran potencia, con notables oscilaciones son, por ejemplo hornos eléctricos, de secado, grandes compresores, máquinas gigantes para soldar, etc. El efecto de las fluctuaciones de la tensión en la barra, serán solo

apreciables por los consumidores pequeños (lámparas fluorescentes, incandescentes, motores pequeños, etc.) y su severidad dependerá de qué tan fuerte sean éstas. Los transformadores regulantes (TCUL) y los condensadores en derivación son ineficientes ante este problema, debido a la inercia mecánica y a problemas de conexión-desconexión, respectivamente. El condensador serie, posee las ventajas de ser un dispositivo libre de inercia y capaz de seguir las fluctuaciones de carga y/o corriente, tan rápidamente como éstas se dan, esto, lógicamente por que la corriente de carga pasa a través de él, generándose la compensación reactiva, en el mismo instante en que es requerida.

1.3.2.4. Distribución de la carga de líneas en paralelo.

La corriente a través de dos líneas que se encuentran en paralelo, se distribuye en ellas de acuerdo a la impedancia que cada conductor presenta. Por lo tanto si se coloca un condensador serie en uno de ellos, la distribución de corriente será diferente en virtud de la compensación que éste proporciona. Para una explicación más detallada, recuérdese, nada más la siguiente ecuación:

$$P = \frac{V_s V_R \operatorname{sen} \delta}{X_1} \quad (1.6)$$

en donde, para dos líneas unidas en sus extremos, E_s , E_R y δ son los mismos, únicamente la impedancia es lo que puede modificarse que sea diferente a cada línea. Esta aplicación puede ser útil cuando se tenga que agregar a un sistema ya en uso, un nuevo conductor aéreo o subterráneo, con características y capacidades distintas al ya instalado⁸.

1.3.2.5. Protección de los condensadores serie.

El esquema de protección de los condensadores serie es más complejo, si se toma en cuenta que por estar conectados en serie con la línea, al ocurrir una falla la corriente pasa a través de ellos. La figura 1.17 muestra un arreglo bastante completo, el cual consiste de los explosores de esferas, con el cual se puentea al capacitor al ocurrir una sobretensión (provocada por una sobrecorriente), de un reactor de descarga, en paralelo con el banco, con miras a

⁸ Para una ampliación matemática véase Siegert, L. A.: Alta Tensión y Sistemas de Transmisión.

México: Editorial Limusa, 1988. pág. 592-594.

drenar las cargas eventuales atrapadas en éste, un reactor y resistencia de amortiguamiento, de tal forma que cuando el explosor se dispare las oscilaciones provocadas sean rápidamente atenuadas, finalmente para conmutaciones deliberadas se requieren de interruptores y/o seccionadores que permitan conectar o desconectarlo en forma manual.

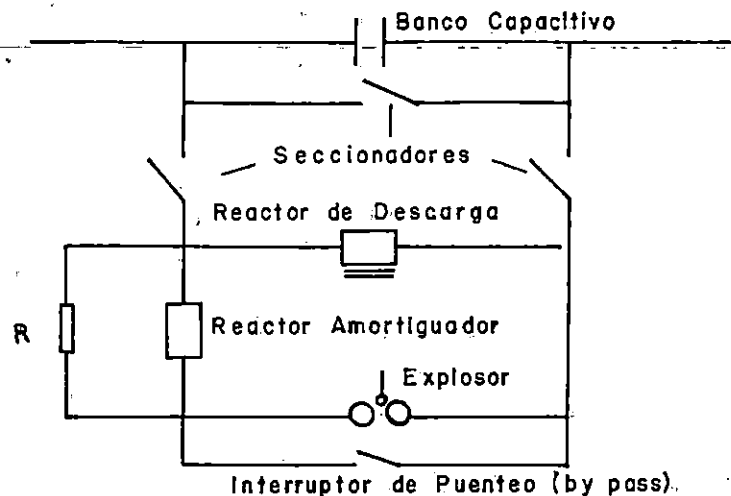


Figura 1.17. Esquema de protección para capacitores serie.

1.3.3. Transformadores regulantes (TCUL).

La necesidad de controlar el voltaje en fase de los transformadores de potencia, condujo al desarrollo de equipo capaz de efectuar la regulación necesaria, para así obtener un perfil de voltaje más constante y estable a lo largo del sistema. El cambiador de taps bajo carga (Tap-Changing-Under-Load, TCUL) es el dispositivo aplicado a los transformadores de potencia, para que pueda realizarse lo siguiente:

- Mantener constante el voltaje secundario con un voltaje primario variable.
- Controlar el voltaje secundario con un voltaje primario fijo.
- Controlar el flujo de potencia reactiva entre dos sistemas generadores, o ajustar el flujo reactivo entre ramas de un circuito enmallado.
- Controlar la división de potencia entre ramas de circuitos enmallados, a través del desfase de la posición del ángulo de fase de los voltajes de salida de los transformadores.

Básicamente, el TCUL no es más que un arreglo que permite modificar la razón de transformación de los transformadores, el cual permite obtener un ajuste de 8, 16 y 32 pasos de

variación, siendo el más utilizado el de 32, ya que proporciona un rango de $\pm 10\%$ sobre el voltaje nominal de la línea. Cuenta además con un autotransformador que es utilizado para evitar la circulación de corrientes elevadas en el devanado del transformador cuando se da el proceso de regulación, mediante la conexión y/o desconexión de los diferentes taps a los cuales se conecta la carga. los TCUL pueden configurarse para operarse por medios manuales, manual remota y por controles completamente automáticos. De tal manera que una excesiva caída de tensión entre dos puntos del sistema puede corregirse a través de los equipos reguladores (cambiadores de taps), introduciendo un cambio de voltaje (en fase con el voltaje de línea) para compensar la caída y tratar de elevar el voltaje a su valor nominal.

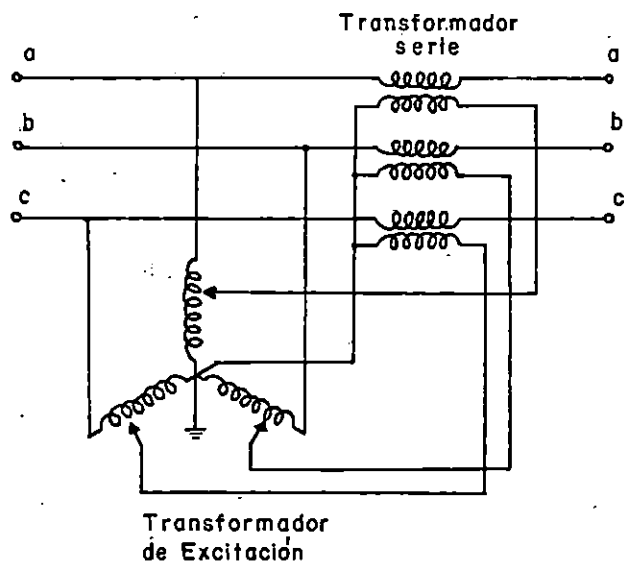


Figura 1.18. Transformador regulador para control de voltaje.

La figura 1.18 es un esquema simplificado de un transformador regulador para control de voltaje, utilizando un autotransformador de excitación con el equipo automático de cambio de tap indicado por las flechas.

1.3.4. Reactores

Otro de los dispositivos de compensación de reactivos usados en sistemas eléctricos de potencia son los reactores y aunque en el país no se emplean, en este apartado se estudiarán brevemente; en particular, los reactores en derivación. Estos compensan la potencia capacitiva generada por líneas largas (mayores de 200 Kms.) y cables de transmisión subterráneos, con lo que se obtiene una regulación del voltaje, que de lo contrario, en ausencia de

una compensación inductiva, alcanzaría valores muy altos en el extremo de la carga.

En muchos países se emplean los reactores en derivación en sistemas de 230, 400 y 800 KV. Para voltajes menores o iguales a 400 KV es frecuente observar unidades trifásicas y para voltajes mayores se acostumbra usar unidades monofásicas. Dichas unidades se justifican fundamentalmente en la etapa inicial del sistema, cuando se ha introducido un nuevo y más elevado nivel de transmisión. Por lo tanto la demanda del extremo receptor suele ser, durante los primeros años relativamente baja con lo que la línea se aproxima a su marcha en vacío, haciendo más evidente el efecto Ferranti, el cual se compensa adecuadamente con los reactores en derivación.

Los reactores con interruptores de potencia se utilizan con el propósito de poderlos sacar del sistema cuando la carga aumente. Otra opción se fundamenta en tener unidades permanentemente conectadas y otras desconectables, de manera que puedan amoldarse al régimen de la carga.

1.3.4.1. Conexión al sistema.

Aunque hay un gran número de posibilidades y combinaciones de conexión, las más frecuentes son:

- a) Conexión directa. Aunque esta conexión se emplea comúnmente en sistemas de baja tensión, últimamente se observan también en los de alta y extra alta tensión (por ejemplo en 400 KV y 800 KV). Esta conexión necesita una barra o línea, así como de equipos de maniobra tales como seccionadores, interruptores, etc. Por lo tanto su implementación es de costo elevado.
- b) Conexión indirecta a través del terciario de un transformador. Esta opción es más económica que la anterior. El voltaje nominal del reactor debe seleccionarse cuidadosamente, pues eleva las pérdidas en el transformador, así como la intensidad de corriente magnetizante de marcha en vacío. Sin embargo, debe señalarse que la caída de tensión asociada a las pérdidas representa un consumo adicional de potencia reactiva, que se agrega a los megavars del reactor.

En la figura 1.19 se muestran dos alternativas para conectar los reactores en derivación al sistema. La conexión más adecuada para cada caso debe estudiarse cuidadosamente, tomando en cuenta a los cambiadores de toma bajo carga de

los transformadores del sistema debido a su acción inmediata sobre el voltaje del mismo.

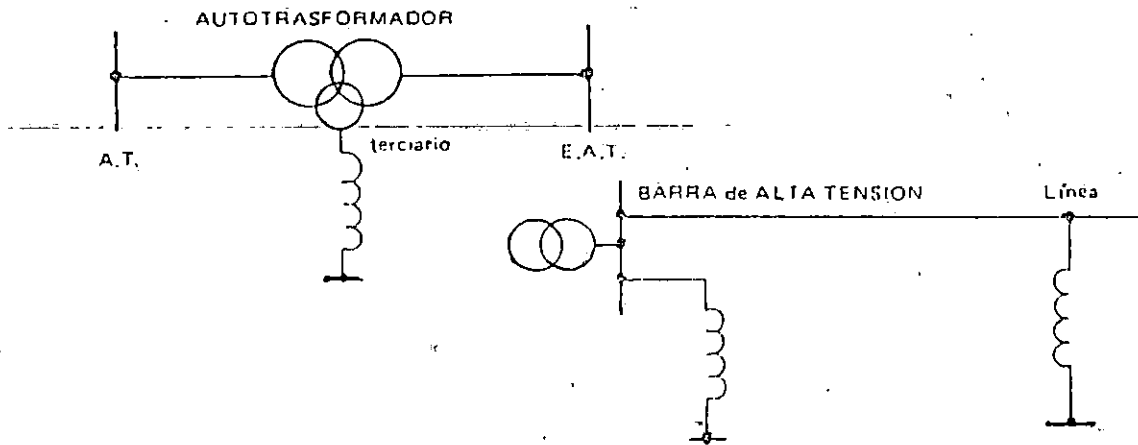


Figura 1.19. Conexiones más comunes de los reactores en derivación al sistema.

Los reactores son inductancias con núcleo magnético, cuya construcción es muy similar a la de los transformadores de potencia. Los grados de compensación obtenidos en los sistemas que utilizan reactores en derivación oscilan entre 65 y 90%. Su rango de pérdidas está entre 0.15 y 0.5% de la potencia nominal y su rango de saturación está comprendido entre 1.25 y 1.5% p.u.; referido a la tensión nominal de diseño. Desde el momento que el reactor ha entrado en saturación, las inductancias diferenciales se mueven en un rango de 1/4 a 2/3 de la inductancia nominal por lo que debe prestársele especial atención a las exigencias de linealidad y corriente de magnetización.

1.3.4.2. Exigencias de linealidad.

A menudo se observa en las especificaciones de los reactores en derivación una demanda de linealidad, esto es, impedancia constante hasta un valor determinado de la tensión, por encima del cual el reactor podría entrar en saturación. Si cualquier desviación de la impedancia conduce al reactor a una saturación parcial durante cada semiperíodo, la consecuencia más grave que se producirá es la distorsión de la corriente, es decir, ésta pierde su forma senoidal y su valor eficaz aumenta desproporcionalmente respecto al voltaje o sobrevoltaje dominante en el sistema. Los efectos de este fenómeno son:

a) Corriente de magnetización. La mayor parte de los reactores comerciales entran en saturación durante su proceso de energización, elevándose la intensidad de la corriente que circula de 3 a 6 veces el valor eficaz de la corriente nominal. Si bien las pérdidas asociadas a esta elevada corriente de saturación no son significativas, su atenuación es lenta, lo que origina ciertos problemas en los relés de protección.

b) Ferroresonancia. El comportamiento del reactor es diferente al observado en los transformadores de potencia, en lo que a ferroresonancia se refiere. Mientras que los fundamentos físicos de la ferroresonancia demandan una elevada relación entre la inductancia saturada y la no saturada en los transformadores de potencia operando en vacío; dicha relación, en el caso de los reactores en derivación, oscila entre 1 y 5 con la cual no existe riesgo de ferroresonancia con dichos elementos.

c) Asimetría de fases. Esta asimetría en los sistemas trifásicos conduce a la circulación de una intensidad de corriente de secuencia cero. Tal corriente se refleja en el grupo de reactores que esté conectado en estrella, a menudo se estipula un máximo de 5% de desviación en la corriente nominal de un reactor monofásico y para los sistemas trifásicos la desviación de cualquiera de las fases no debería exceder $\pm 2\%$ de la media de las tres fases.

Otras anomalías que se originan de una ausencia de linealidad en la impedancia del reactor son: generación de armónicos en régimen permanente, resonancia armónica, etc.

1.3.5. Condensadores sincrónicos.

En la mayoría de los casos el condensador sincrónico se considera un motor sincrónico sin carga en el eje, estos compensadores regulan el factor de potencia así como también la tensión en el sistema y su capacidad de absorción de reactivos se eleva al 60% de su capacidad nominal de generación. Generalmente se fabrican con aislamiento y refrigeración a base de aire o de hidrógeno. Las aplicaciones más importantes de los condensadores sincrónicos son:

- Soporte de voltaje para mejorar cargabilidad y diferir circuitos adicionales.
- Control de voltaje en redes de transmisión mientras existen condiciones de emergencia.

-Generación de potencia reactiva necesaria en las terminales convertidoras para transmisión en corriente directa.

Una ventaja relevante de los condensadores síncronos es su capacidad de sobrecarga ya que pueden tolerar sobrecargas hasta del 50% durante aproximadamente 1 minuto, lo cual es suficiente para que se restablezca el sistema. Otra ventaja es que el condensador síncrono permite una regulación continua de la tensión, contrariamente a los bancos estáticos, que lo realizan en forma escalonada.

La conexión de condensadores síncronos a sistemas de tensiones bajas e intermedias se efectúa a través de transformadores elevadores o directamente a las barras. En sistemas de voltajes elevados la conexión se realiza por medio de un transformador de potencia o a través del terciario de otro transformador (por ejemplo autotransformador con devanado terciario de compensación). Esta última alternativa es esencialmente más económica que la anterior pues la reactancia entre el condensador y la barra que tiene que ser regulada disminuye casi a cero mientras que en la conexión a través del transformador de potencia, la reactancia obtenida difícilmente se encuentra por debajo del 10%. La figura 1.20 ilustra las conexiones más frecuentes del condensador síncrono.

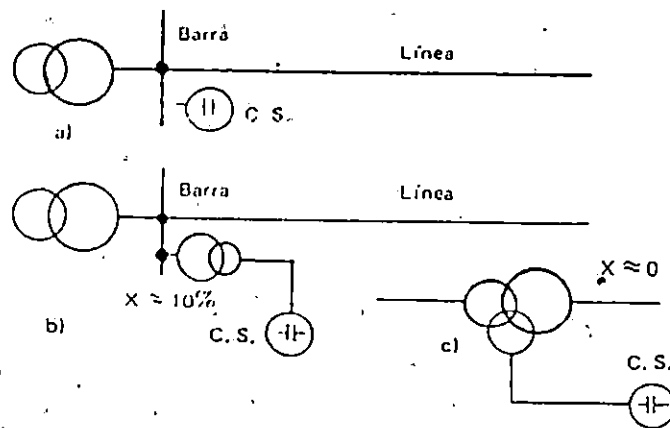


Figura 1.20. Conexiones frecuentes del condensador síncrono (c.s.) (a) baja tensión (máx. 20KV), (b) tensiones intermedias (69, 115 KV, etc.) y (c) alta tensión a través del terciario de un autotransformador (200 y más KV).

1.3.6. Generador síncrono.

El generador síncrono desde el punto de vista de la potencia reactiva es bastante sencillo y útil. Mediante el control de la excitación de la máquina es posible obtener

cierto margen de potencia reactiva que puede utilizarse de acuerdo al requerimiento del sistema. Si la potencia reactiva es positiva, el generador produce reactivos, por lo cual desde el punto de vista del sistema actúa como un capacitor en derivación; en estas condiciones el generador opera sobreexcitadamente.

En el caso contrario, cuando la operación es subexcitada, el generador consume reactivos y actúa en consecuencia como un reactor en paralelo visto desde el sistema. Así, la máquina síncrona puede emplearse como un dispositivo de compensación, estando limitada únicamente por sus capacidades de entrega de potencia de forma estable y sin causar disturbios en el sistema.

1.3.7. Compensadores estáticos de vars.

Los elementos que conforman un sistema de transmisión, incluyendo la línea misma, consumen o generan potencia reactiva por lo que dicha potencia necesita compensarse en el lugar del sistema eléctrico donde se dé el desbalance para evitar su transferencia a través de grandes distancias eléctricas, ya que esto implica: degradación del perfil de voltaje, mayores pérdidas de energía y deficiente aprovechamiento del equipo eléctrico particularmente en sistemas eléctricos longitudinales (SEL).

Una de las características más relevantes de SEL es la distancia notable que existe entre los centros de generación y los centros de carga más importantes por lo cual uno de los problemas técnicos que se da con mayor frecuencia en dichos sistemas es el control de voltaje ante diferentes condiciones de operación, pues mientras hay carga baja y la red con poco flujo de potencia activa, se tienen excedentes de reactivos los que se reflejan en altas tensiones. Por el otro lado cuando hay carga alta y la red de transmisión tiene su máxima cargabilidad, existe deficiencia de reactivos lo que provoca un decaimiento súbito de voltaje.

El balance adecuado de potencia reactiva, principalmente en SEL, se realiza por medio de los sistemas de compensación estática (SVS) ó compensadores estáticos de vars (CEV's), que consisten básicamente de tiristores, capacitores y reactores convencionales, estos últimos pueden ser de núcleo de aire, núcleo magnético ó de un material no magnético conocidos como reactores lineales.

Los CEV's controlan el flujo de reactivos conectando al sistema eléctrico de potencia la cantidad precisa de elementos pasivos (susceptancias) en derivación conforme a

las necesidades de potencia reactiva. Estos dispositivos poseen ventajas para mejorar los aspectos siguientes:

- Aumentan la cargabilidad de redes en estado estable.
- Mejoran el límite de estabilidad transitoria.
- Mejoran la estabilidad dinámica amortiguando las oscilaciones.
- Controlan los sobrevoltajes temporales y de estado estable.
- Amortiguan oscilaciones subsíncronas:
- Compensación por fase para cargas irregulares monofásicas, por ejemplo de ferrocarriles eléctricos.
- Mejoran el funcionamiento de las terminales convertidoras de CD.

La conexión entre los CEV'S y el sistema eléctrico de potencia se realiza a través de un transformador de potencia.

Puesto que la conexión y desconexión de los reactores produce armónicos, se hace necesario instalar filtros adecuados y recurrir a aquellas conexiones y configuraciones entre el reactor y el transformador que ayuden a la cancelación de los mismos pues de lo contrario pueden darse problemas de sobretensiones temporales y de calentamiento en generadores aparte de la interferencia a las señales de comunicación.

Las configuraciones más sobresalientes de los CEV'S son:

- 1) reactor controlado por tiristor
- 2) condensadores conectados por tiristores
- 3) combinación de 1) y 2): reactor controlado por tiristor en interacción de condensadores conectados por tiristores.

1.3.7.1. Reactor controlado por tiristor⁹.

El compensador estático de vars a base de reactor controlado por tiristor (TCR, Thyristor Controlled Reactor) consiste de un reactor conectado al lado de baja tensión por

⁹ Para un estudio más detallado de los SVS véase Siegert, L. A.: Alta Tensión y Sistemas de Transmisión. México: Editorial Limusa, 1988. pág. 626-658.

medio de un transformador, por ejemplo 34.5 KV, y de un banco de capacitores el cual puede conectarse al lado de alta tensión, al de baja o distribuido entre ambos. Su esquema básico se ilustra en la figura 1.21.

El reactor se conecta a través de una configuración de tiristores en antiparalelo, lo cual permite el flujo de corriente en forma bidireccional. Retardando el ángulo de conducción de los tiristores respecto al paso natural por cero de la corriente (figura 1.22).

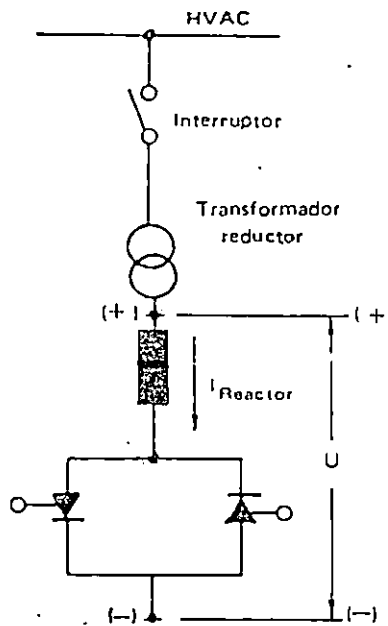


Figura 1.21. CEV a base de reactor controlado por tiristores conectados en antiparalelo. No se muestran los condensadores.

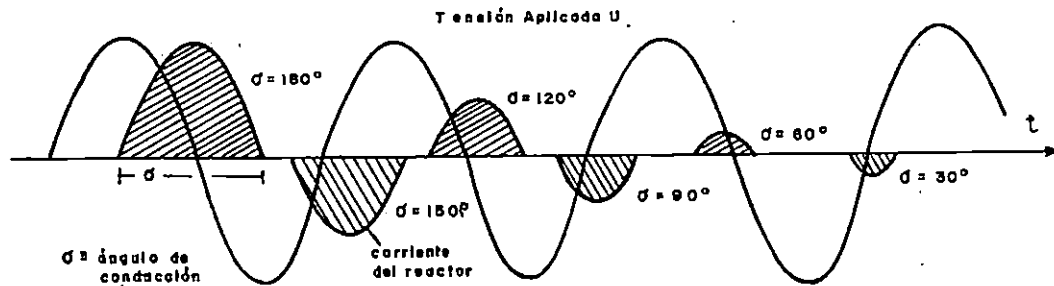


Figura 1.22. Tensión aplicada y corriente del reactor controlado por el ángulo de conducción del tiristor(σ).

La figura 1.22 muestra que únicamente puede realizarse un ajuste de la impedancia del reactor y, en consecuencia, de la corriente a través de él, durante un semiciclo. Esto significa que el ajuste se lleva a cabo sólo en instantes determinados, como se indica en la figura 1.23.

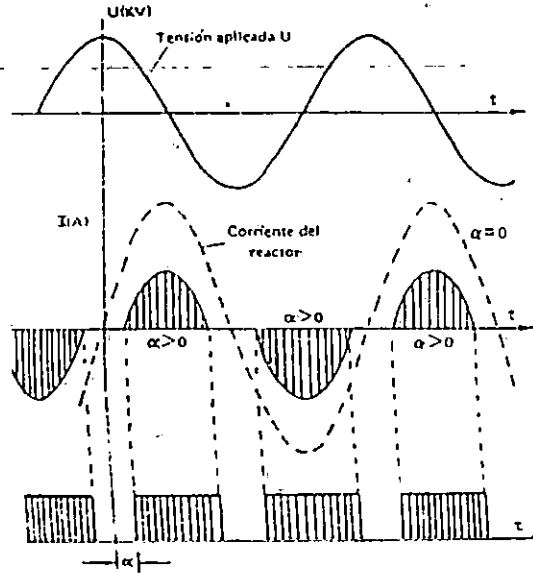


Figura 1.23. Funcionamiento básico del CEV-TCR.

1.3.7.1.1. Esquema básico de regulación.

Para una regulación del CEV-TCR, frecuentemente se emplea el esquema básico de la figura 1.24.

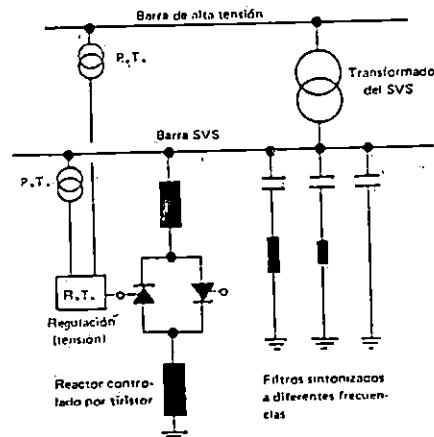


Figura 1.24. Esquema típico de un CEV-TCR.

Una barra auxiliar, correspondiente al CEV, se conecta por medio de un transformador de potencia, con el lado de alta tensión del sistema. Los transformadores de potencial indicados suministran en este caso los voltajes alternos de

referencia, que sirven para establecer el control reactivo del sistema. Dichos voltajes, por medio de los dispositivos de regulación y mando, actúan automáticamente sobre la compuerta del tiristor, permitiendo una mayor o menor circulación de corriente inductiva a través del reactor en derivación.

Una variante del CEV-TCR descrito en los párrafos anteriores, es el transformador controlado por tiristor, mostrado en la figura 1.25. Sus características más sobresalientes son: curva de saturación más lineal que la de un transformador de potencia convencional, 100% de reactancia de dispersión entre los devanados de alta tensión y baja tensión y devanado terciario para atrapar a la tercera armónica de la corriente en condiciones de régimen permanente.

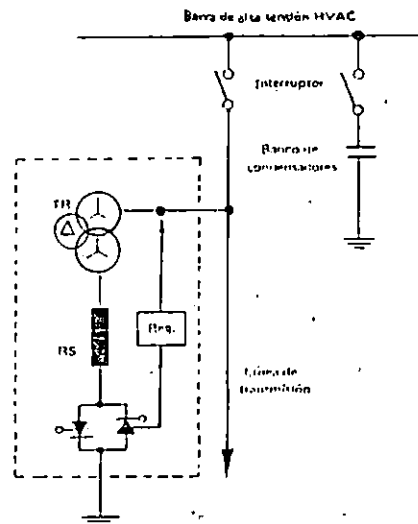


Figura 1.25. Esquema unifilar del CEV a base de transformador controlado por tiristor.

El banco de capacitores se conecta en forma escalonada a través de interruptores de potencia; en vez de un reactor común y corriente se utiliza un transformador reactor cuyo devanado primario se conecta en estrella, con su neutro sólidamente aterrizado. El devanado secundario se diseña para una tensión nominal que permita el funcionamiento óptimo de los tiristores. El devanado terciario conectado en delta, compensa las corrientes armónicas de tercer orden.

Los tiristores están conectados al devanado secundario del transformador reactor, formando grupos con intensidades de corriente de casi 100 A. Cada dos grupos de tiristores (un grupo formado por ejemplo de 5 tiristores), posee un reactor no lineal para evitar los sobrevoltajes en aquellos, originados como consecuencia de la dispersión en los instantes de encendido o disparo de las diferentes unidades;

además para disminuir las sobretensiones durante el proceso de conmutación que tiende a apagar el tiristor.

El regulador, mediante sus respectivos dispositivos cumple funciones tales como: asumir la medición y el registro de tensión, corriente, flujo de potencia activa, etc. para el control del sistema; calcular automáticamente el ángulo de disparo adecuado para el encendido de los tiristores y generación de los impulsos de disparo de éstos.

Cuando los tiristores están en el estado de no conducción, el transformador reactor consume un mínimo porcentaje de reactivos, por lo general 10% del total.

Si los tiristores entran en estado de conducción, el transformador reactor eleva el consumo de reactivos en función del ángulo α .

La figura 1.26 muestra este caso para el secundario de dicho transformador en su representación monofásica.

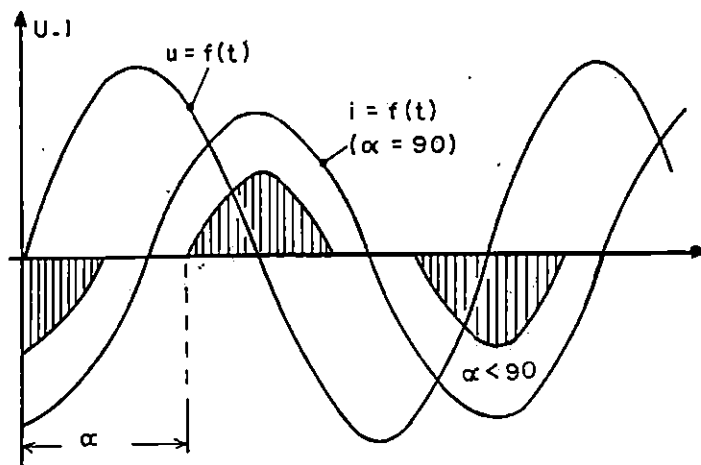


Figura 1.26. Tensión y corriente en el lado secundario del transformador reactor (TR).

Por lo tanto, el tiristor regula continuamente y sin interrupción el flujo de corriente inductiva, para $\alpha=90^\circ$ circula la corriente reactiva dada por la tensión dominante y reactancia respectiva.

Únicamente a plena carga o en marcha en vacío es cuando no se observan armónicos. El número, tipo y magnitud de armónicos producidos bajo carga parcial, depende básicamente de la conexión de los devanados de alta y baja tensión.

En la Tabla 1.2 se muestran las conexiones más comunes y los respectivos armónicos generados por las mismas.

La conexión con devanado terciario es la más beneficiosa, ya que suprime la tercera armónica por lo que se utiliza con mayor frecuencia.

Tabla 1.2.- Conexiones adecuadas de los devanados del transformador.

<i>Tipo de conexión</i>	3.	(13.7)	
Conexión en estrella del primario y del secundario, neutros rígidamente conectados a tierra y unidos galvánicamente entre sí. Devanado terciario, tiristores en Y.	5.	5.0	
	7.	2.55	
<i>Diseño de los tiristores (pu)</i>	9.	(1.55)	
	11.	1.0	
	Nº	%	
<i>Tipo de conexión</i>	3.	—	
Conexión en estrella del primario y del secundario. Neutros no conectados entre sí. Tiristores conectados en estrella.	5.	9.5	
	7.	3.4	
<i>Diseño de los tiristores (pu)</i>	9.	—	
	11.	1.7	
	Nº	%	
<i>Tipo de conexión</i>	3.	—	
Conexión en estrella (Y) del primario y en Δ en el secundario. Tiristores en Δ.	5.	7.6	
	7.	3.85	
<i>Diseño de los tiristores (pu)</i>	9.	—	
	11.	1.5	
	Nº Armónico	%	

1.3.7.1.2. Ventajas y Desventajas.

Los CEV'S a base de reactores o transformadores controlados por tiristores presentan las siguientes ventajas y desventajas tanto en su operación nominal como ante fallas en el sistema.

Ventajas

1. Respuesta rápida ante las demandas del sistema.
2. Flujo de potencia reactiva controlable de modo independiente y continuo.
3. Limitación de sobrevoltajes transitorios debido a la presencia de elementos reactivos.
4. Se conserva en operación ante condiciones de falla en el sistema.
5. Puesto que no hay masas en movimiento, el CEV no eleva la potencia de cortocircuito del sistema.
6. Característica magnética lineal hasta 1.5 p.u. y más.
7. Puede conectarse a sistemas de extra y ultra alta tensión directamente.
8. Pérdidas relativamente bajas.
9. Necesita poco mantenimiento.

Desventajas

1. La capacidad máxima de generación de reactivos es proporcional al cuadrado de la tensión.
2. Aún con las conexiones mas favorables, la generación de armónicos no se elimina totalmente.
3. Las pérdidas pueden elevarse notablemente, en particular a baja inyección o absorción de reactivos.
4. Perturbaciones mayores en el sistema pueden excitar a la conexión LC, llevándola a la resonancia, asignando así peligrosas sobretensiones dinámicas.
5. La presencia de un condensador fijo incrementa la sollicitación dieléctrica a través de sobrevoltajes, debido a la interacción oscilatoria entre éste y el sistema de corriente alterna.

1.3.7.1.3. Aplicaciones prácticas.

Las aplicaciones más comunes de los CEV-TCR son:

- a) Control de reactivos en los sistemas de transmisión de energía en corriente alterna, de esta forma se aprovecha mejor la línea y a la vez se limitan las sobretensiones en la misma.
- b) Aumento de la estabilidad electromecánica del sistema y del límite de amortiguamiento de sistemas relativamente débiles con lo que se tiene un buen aprovechamiento de la línea.
- c) Compensación de reactivos en los sistemas de transmisión de energía a base de flujo continuo de corriente.
- d) Compensación de consumo reactivo de sistemas industriales.

1.3.7.2. Condensador controlado por tiristor.

Otro tipo de CEV es el mostrado en la figura 1.27, el cual controla a los capacitores por medio de tiristores. Los capacitores se agrupan por bancos los que a su vez conforman el CEV. La cantidad de reactivos que el compensador suministra al sistema depende del número de condensadores que el tiristor conecte y desconecte.

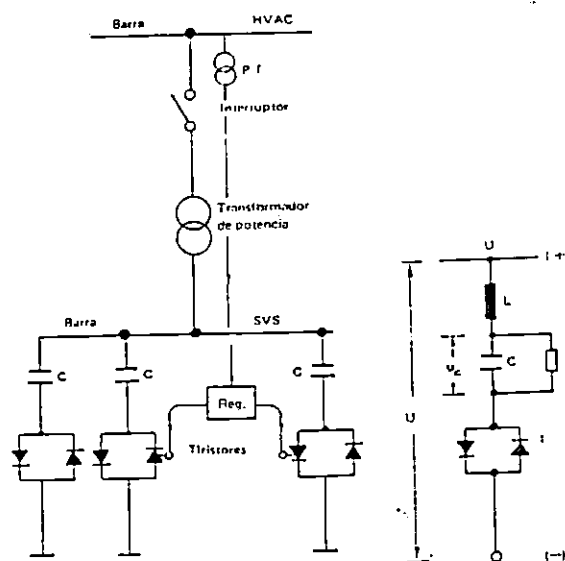


Figura 1.27. Esquema unifilar de un CEV a base de condensadores controlados por tiristores.

Comúnmente los bancos se conectan cuando el voltaje de fase tiene su valor mínimo y se desconectan cuando la corriente indica su paso natural por cero; el propósito de esto es disminuir las sobretensiones transitorias que surgen con cualquier maniobra así como reducir al mínimo los armónicos de corriente.

Generalmente en cada rama de los tiristores se conecta un reactor más pequeño para limitar el aumento de la corriente a través de los tiristores y la posibilidad de entrar en resonancia con el sistema. Puesto que podrían ocurrir armónicos en la secuencia de disparo de los tiristores alterando el comportamiento de los mismos, los fabricantes emplean además filtros de armónicos y resistencias de descarga para los condensadores, otros utilizan una lógica que permite recargar periódicamente los capacitores, debido a la disminución del voltaje que la resistencia trae consigo.

1.3.7.2.1. Comportamiento básico

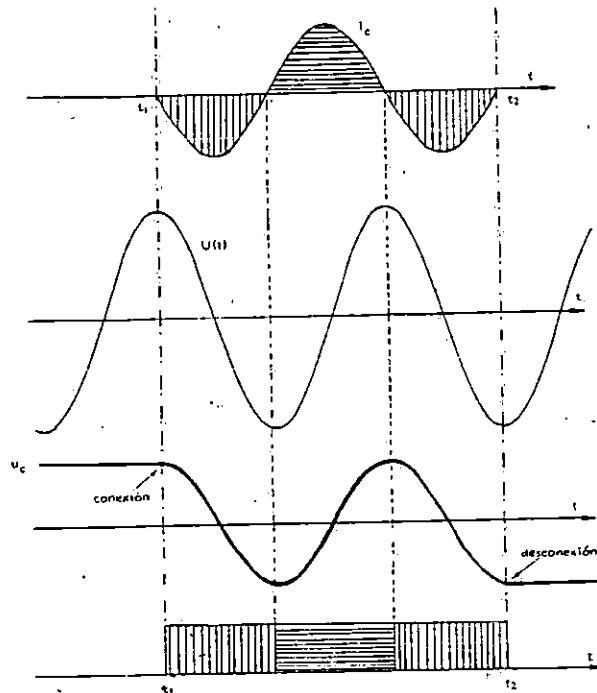


Figura 1.28. Principio de operación del CEV a base de condensadores controlados por tiristores.

En la figura 1.28 el momento de conexión de los capacitores corresponde a t_1 , instante el cual coincide con el paso natural por cero de la corriente para evitar fenómenos transitorios. Cuando los capacitores ya están energizados, se les trata de mantener cargados al valor pico de voltaje ya sea positivo o negativo. Con esto se les

mantiene a frecuencia fundamental disponibles para entrar en acción si así lo requiere el sistema.

La conexión de los condensadores se obtiene a través de una secuencia de pulsos de disparo aplicados al tiristor. Si se eliminan dichos impulsos, los tiristores tratarán de bloquear el paso de la corriente en el instante preciso que ésta tenga su primer paso natural por cero. No obstante, los capacitores permanecen cargados al valor pico de voltaje existente en sus bornes.

1.3.7.2.2. Ventajas y desventajas.

Los CEV'S conectados por tiristores poseen las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas

- a) Control por etapas, que solo permite discretos cambios en la inyección de reactivos de naturaleza capacitiva.
- b) Si únicamente se desea una generación de reactivos capacitivos, se vuelve innecesaria la presencia de un reactor en el sistema.
- c) No producen armónicos ni crean problemas transitorios, siempre y cuando su manejo sea correcto.

Desventajas.

- a) Las pérdidas existen, pero son relativamente bajas.
- b) Existe un retardo máximo de medio ciclo para ejecutar una orden del regulador, lo que se considera despreciable.

1.3.7.2.3. Aplicaciones Prácticas.

Los CEV's descritos en esta sección se utilizan principalmente en sistemas industriales para:

- a) reducir fluctuaciones rápidas de tensión.
- b) mejoramiento y control del factor de potencia.

c) incrementar los perfiles de tensión.

1.3.7.3. Sistemas Combinados.

El esquema unifilar de un CEV combinado se ilustra en la figura 1.29. La característica principal de este CEV es que el reactor suministra reactivos en forma continua, mientras que los capacitores lo hacen en forma escalonada.

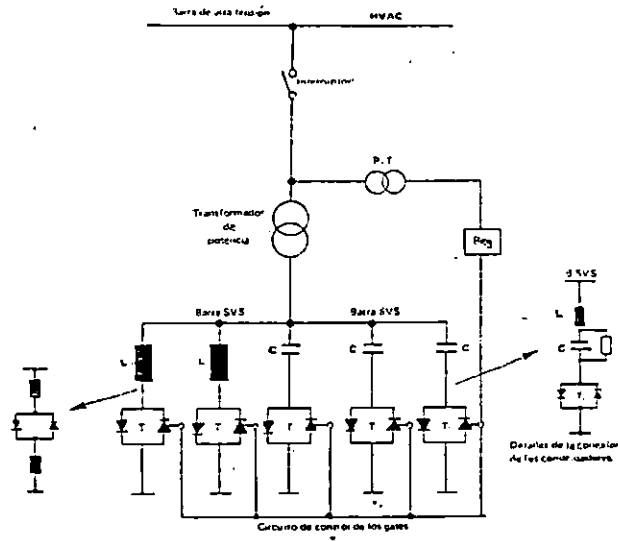


Figura 1.29. Esquema unifilar de un CEV combinado.

La regulación es continua desde el valor nominal del CEV hasta la potencia reactiva cero, esto es cuando los condensadores están desconectados.

El reactor L conectado en serie con los capacitores consume potencia reactiva de acuerdo con sus valores nominales (fracciones de 1 mH). Si una vez desconectados los condensadores el sistema registra una demanda de reactivos (inductivos) adicional, los tiristores conectan los reactores utilizados para tal propósito. Una sintonización adecuada de todo el conjunto tiene como finalidad reducir la formación de armónicos en el sistema.

El regulador actúa tanto sobre reactores como sobre condensadores con lo que existe una coordinación entre ellos facilitando de esta manera el acoplamiento con la impedancia característica o de onda del sistema ó red al cual el CEV está conectado.

El CEV combinado presenta una serie de ventajas tales como:

- a) Velocidad de respuesta muy rápida, lo que le facilita pasar de compensación inductiva a compensación capacitiva.
- b) Si existe una sobre absorción de reactivos, posible en caso de sobrevoltajes en el sistema, el CEV combinado puede desconectar todos los condensadores y conectar todos los reactores. Si los reactores son a base de núcleo magnético, la saturación del mismo ofrece aún otras posibilidades de absorción de reactivos por parte del CEV dotado de ellos.
- c) Las pérdidas de los CEV combinados son más bajas que en otros CEV's debido a la conexión en serie de los condensadores y los reactores.
- d) Baja producción de armónicos a causa de la interacción de los condensadores en conjunto con reactores de aplanamiento.
- e) La formación de fenómenos transitorios, sobre casi todo el rango de regulación continua, es despreciable.

1.3.7.4. Elementos del sistema de control

El compensador estático de VAR desde el punto de vista de control es un elemento pasivo cuya susceptancia se modifica de acuerdo al voltaje de la barra controlada.

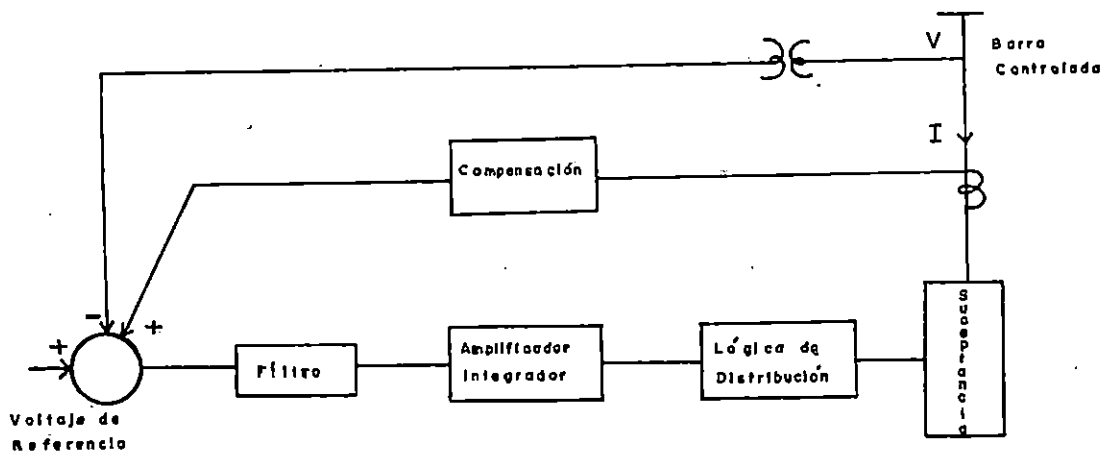


Figura 1.30. Diagrama esquemático del sistema de control del compensador estático de vars.

La fig.1.30 muestra esquemáticamente los elementos que conforman el sistema de control del CEV.

El problema básico de control es regular el voltaje de la barra por medio del suministro controlado de potencia reactiva, lo cual se efectúa mediante la conversión de la señal de error de voltaje en una señal de cambio del valor de la susceptancia.

Con relación a la figura 1.30, el filtro acondiciona la señal de error de voltaje para evitar que variaciones de alta frecuencia en el sistema eléctrico activen la lógica de control, la constante de tiempo del filtro determina el rango de frecuencias que se filtran.

En el amplificador integrador se efectúa la conversión del error de voltaje en una señal de cambio en la susceptancia y acumula(integra) su efecto en el tiempo. La salida de este bloque es la susceptancia que debe presentar el CEV al sistema de potencia.

En el bloque "lógica de distribución", se lleva a cabo la asignación de las susceptancias que se tendrán en cada fase en las ramas capacitivas e inductivas y el control de los ángulos de disparo de los tiristores de acuerdo a la susceptancia de referencia que se obtiene del bloque precedente.

Para la aplicación del compensador estático de vars en sistemas longitudinales se considera conveniente polarizar la señal de referencia del voltaje con la corriente que inyecta el CEV al sistema de potencia, esto se realiza mediante el bloque compensador presentado en la figura 1.30 cuyo efecto final es modificar el voltaje a controlar.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPITULO I

-La tendencia actual en la operación y manejo de los sistemas eléctricos de potencia esta orientada hacia el mejoramiento en la calidad del suministro de energía, de tal forma, que dicho suministro alcance niveles altos de seguridad, confiabilidad y eficiencia.

-Las características del nivel de transmisión, dentro del sistema de potencia global, permiten el uso de técnicas más adecuadas para la obtención de una operación sensiblemente más óptima.

-El balance generación-consumo de potencia, se convierte en el mejor indicador de la situación en la que se encuentra el sistema, de tal forma que se vuelve posible obtener un mejor control de la operación de éste, lo que conduce a elevar la calidad en el servicio eléctrico.

-El empleo de las técnicas de compensación de potencia reactiva están orientadas a elevar la calidad del servicio eléctrico, mejorando notablemente la operación global del sistema, puesto que aumenta la capacidad de transmisión, disminuye las corrientes de carga y principalmente, la regulación de voltaje obtenida permite el funcionamiento óptimo de los equipos conectados a la red.

-Las diferentes estrategias que se emplean en la compensación de potencia reactiva poseen, cada una de ellas una aplicación particular, a su vez dichas estrategias pueden formar parte de una aplicación conjunta, que en última instancia tiene por objetivo operar en o más allá de la potencia natural de la línea.

-La diversidad de dispositivos que pueden utilizarse en la compensación de potencia reactiva, permiten lograr los puntos óptimos de operación de los sistemas que necesitan el suministro de reactivos de una manera técnica y económicamente viable.

-El uso de los compensadores estáticos de vars, su impacto, beneficios y forma de implementación en El Salvador, debería ser un área de investigación por parte de las diferentes entidades involucradas, compañías generadoras, distribuidoras y científicas, en forma tal que puedan determinarse los requerimientos con que dicho equipo debe contar para lograr un desenvolvimiento eficiente.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

-Centro Nacional de Control de Energía, Control de Voltaje, Puebla, México, Unidad de Capacitación y Recursos Humanos del CENACE, 1984.

-Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation, Electrical Transmission and Distribution Reference Book, Pennsylvania USA, Westinghouse Electric Corporation, 1964.

-Elgerd, Olle I., Electric Energy Systems Theory: An Introduction, USA, McGraw Hill, 1971.

-Miller, T.J.E., Reactive Power Control in Electric Systems, USA, John Wiley & Sons, 1982.

-Siegert, L.A., Alta Tensión y Sistemas de Transmisión, México, Editorial Limusa, 1988.

-Westinghouse Electric Utility Engineers, Electric Utility Engineering Reference Book, Vol. #3, Distribution Systems, Pennsylvania USA, Westinghouse Electric Corporation, 1965.

-Yebra Morón, J.A., Compensación de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos, México, McGraw Hill, 1987.

CAPITULO II

ARMONICOS A NIVEL DE TRANSMISION: UNA PERSPECTIVA

Introducción.

Una onda alterna cuya forma no es sinusoidal, se dice que es compleja y está constituida por una serie de ondas sinusoidales que tienen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia de la onda básica o fundamental. Dichas componentes de la onda compleja son llamadas armónicos.

Aunque es deseable que los voltajes y corrientes que circulan a través del sistema de potencia sean ondas sinusoidales puras, esto no siempre es posible ya que en la práctica las características de sus formas de onda se ven afectados por los armónicos generados principalmente en máquinas síncronas, transformadores (debido a su corriente de excitación) y por las características de algunos tipos de carga tales como dispositivos de conmutación a base de tiristores, hornos de inducción, etc, los cuales presentan un contenido armónico bastante elevado. Estas últimas se localizan a nivel de consumidores por lo que en esta aproximación no serán tomados en cuenta para el análisis en la generación de armónicos en el sistema de transmisión.

2.0 Efectos de los armónicos.

La contaminación armónica que puede producirse en un sistema de potencia, genera efectos indeseables en la mayoría de los dispositivos y/o equipos que se encuentren conectados a lo largo de éste. El grado de contaminación presente en la red del país, en la actualidad, es más severo a nivel de las cargas que utilizan dispositivos de estado sólido y equipo de conmutación, es decir, en los circuitos de distribución, más que en los de transmisión; esto se debe a que no existen aún, consumidores a voltajes más altos que los de distribución, de tal forma que el efecto de los armónicos se ve atenuado a lo largo del sistema hasta llegar a los circuitos de transmisión.

A menudo los signos visibles de que el contenido de armónicos en la red ha alcanzado niveles considerables, lo constituyen los bancos de capacitores dañados y/o los fusibles de éstos abiertos. Esto se explica debido a que los

capacitores son los que más fácilmente se ven afectados (considerando equipo de potencia únicamente) por las ondas de voltaje y corriente armónicas. La operación continua bajo ésta situación puede conducir a incrementar el esfuerzo de voltaje a que se ve sometido el aislamiento, así como provocar sobretemperaturas, disminuyendo de esta forma la vida de los capacitores¹.

Es en tal sentido, que si no se dispone del equipo necesario para medir el grado de contaminación de la red, puede sospecharse que existe un nivel alto, al inspeccionar los bancos de capacitores conectados y efectuando un estudio de las cargas y dispositivos generadores de armónicos.

Debido al incremento, en magnitud, del voltaje y corriente efectivas provocado por los armónicos, y además que los diferentes equipos se diseñan para trabajar a 50/60 Hz, pueden ocurrir los siguientes problemas:

- 1) Calentamiento de la maquinaria rotativa, en particular los generadores síncronos de rotor cilíndrico, debido a la fuerza electromotriz generada por las corrientes armónicas.
- 2) Incremento en las pérdidas de carga (I^2R) de los transformadores, debido a las corrientes de fuga y a las de eddy, las cuales son proporcionales a la primera y a la segunda potencia de la frecuencia, respectivamente.
- 3) Sobrevoltajes y corrientes excesivas en la red debido a la resonancia.
- 4) Ruptura en el aislamiento dieléctrico de cables aislados debido al esfuerzo del sobrevoltaje.
- 5) Errores en los equipos de medición de energía, debido a las componentes de alta frecuencia.
- 6) Fallas en los bancos de capacitores.

Sin embargo es de hacer notar, que estos problemas no son exclusivamente provocados por la presencia de armónicos en la red, por lo que se hace necesario contar con el equipo de instrumentación adecuado (vr.: el VIP SYSTEM 3 fabricado por ELCONTROL S.P.A. Sasso Marconi, Italia) para definir si existe algún o algunos armónicos involucrados.

¹ Típicamente, un incremento del 10% en el esfuerzo de voltaje, conlleva un 7% de aumento en la temperatura, reduciendo la vida útil en un 30%.

2.1 Fuentes de Armónicos.

Una de las causas principales de la distorsión armónica en la red de transmisión de energía eléctrica es la presencia de dispositivos tales como transformadores, máquinas síncronas, etc. Sin embargo el fabricante provee algunas formas de eliminación de armónicos disminuyéndose así su efecto en el sistema.

Las armónicas se propagan a menudo por toda la red de transmisión y en la de distribución provocando problemas a los usuarios. Esto explica la enorme importancia que tiene la limitación de estas perturbaciones.

2.1.1 Máquinas Síncronas.

Las máquinas síncronas, particularmente generadores, constituyen fuentes de armónicos en los sistemas de potencia, las principales causas en estas máquinas son:

- 1) La forma del campo, particularmente en la construcción de polos salientes.
- 2) La variación en la reluctancia provocada por las ranuras.
- 3) Saturación en los circuitos principales y en trayectorias de fuga.
- 4) Devanados amortiguadores, los que frecuentemente no están espaciados simétricamente.

Entre los métodos posibles para el control de armónicos están:

- 1) Entrehierro grande.
- 2) Ranuras parcialmente cerradas.
- 3) Polos o ranuras oblicuas.
- 4) Número de ranuras por fase por polo.
- 5) Devanados de cuerda.
- 6) Devanados de paso fraccionario.

En la práctica muchos de éstos métodos no se emplean puesto que resultan antieconómicos, por ejemplo, con ranuras parcialmente cerradas no pueden usarse bobinas de devanado

conformado, los polos o ranuras oblicuas incrementan las pérdidas, etc.

La presencia continua de ranuras en la cara interior del estator ocasiona cambios en la reluctancia y en el flujo en la superficie del mismo. Dichos cambios generan componentes armónicos de voltaje denominados armónicos de ranuras, los cuales provocan en las máquinas de ca problemas, tales como:

- 1) Inducen armónicos en el voltaje de salida de los generadores de ca.
- 2) Producen vibraciones y ruido en la máquina.
- 3) Aumentan las pérdidas en el núcleo al introducir voltajes y corrientes con componentes de alta frecuencia en los dientes del estator.

Los armónicos de ranura en una máquina síncrona son determinados por la ecuación 2.1:

$$\begin{aligned} F_s &= S(rps) \pm F \\ &= (2N \pm 1)F \end{aligned} \quad (2.1)$$

donde:

- F_s = frecuencias de ranura
- S = número total de ranuras de armadura
- rps = velocidad de la máquina en revoluciones por segundo
- F = frecuencia fundamental
- N = número de ranuras por polo.

La frecuencia corresponde a la pulsación de la reluctancia del circuito magnético. Si la frecuencia de ranura corresponde al sexto armónico, por ejemplo, las frecuencias que aparecerían a la salida del circuito del generador síncrono serían la quinta y séptima armónicas de la fundamental, es decir que éstas ocurren en pares, pero sus magnitudes son generalmente diferentes.

Uno de los procedimientos más eficientes para el control de armónicos de ranura son los devanados fraccionarios (fractional-slot winding), que poseen un número no entero de ranuras por par de polos. Esto tiene el efecto de conservar constante la reluctancia ya que un cambio bajo un polo se compensa por un cambio igual y opuesto bajo el polo adyacente.

Con devanados fraccionarios además se reduce notablemente el contenido de armónicos en el voltaje de salida de la máquina. Por ejemplo un devanado de $2/3$ de paso elimina los terceros armónicos por presentar baja impedancia ante ellos.

2.1.2 Transformadores.

La corriente de excitación de un transformador está formada por una componente de pérdidas y una componente de magnetización. Es posible construir un gráfico de la corriente de excitación partiendo de la curva B-H como se ve en la figura 2.1.

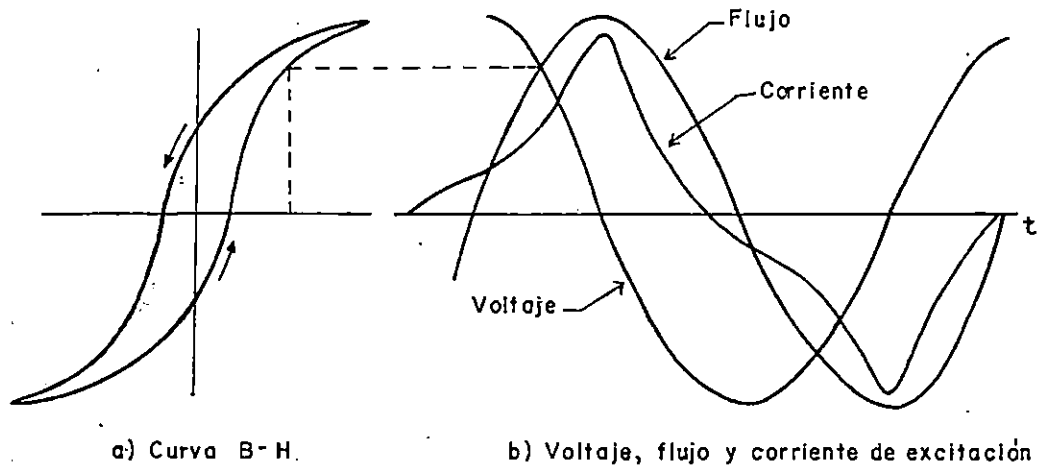


Fig. 2.1 I de magnetización del transformador. Se ha despreciado el efecto de la corriente de pérdidas.

Aunque el flujo es sinusoidal, la corriente contiene componentes armónicas de magnitud apreciable, predominando los terceros armónicos, los cuales se deben a la saturación magnética del núcleo.

Si estas corrientes armónicas no pueden circular debido a las conexiones del transformador o del sistema, el flujo entonces tendrá componentes de tercer armónico, los cuales inducirán un voltaje de tercer armónico en los devanados del transformador, cuya magnitud puede estar entre el 5 y 50 % del voltaje a frecuencia fundamental, dependiendo del tipo de transformador utilizado. Por ejemplo, para transformadores monofásicos (1ϕ) ó trifásicos (3ϕ) tipo acorazado, el voltaje de tercer armónico puede ser tan alto como el 50% de la fundamental (ésto dependerá de las condiciones a las que se encuentre sometido, tales como niveles de excitación, de carga, etc.); en un transformador 3ϕ con núcleo de tres columnas la reluctancia de la trayectoria del flujo de tercer armónico es alta, por lo tanto dicho flujo es pequeño aún si se eliminara la componente de tercer armónico de la corriente de excitación. En estas condiciones el voltaje inducido de secuencia cero es pequeño aproximadamente del 5% de la fundamental.

Al igual que el tipo de construcción, las conexiones del transformador también afectan la producción de armónicos. En un banco trifásico se prefiere conectar en delta uno de los

devanados ya que proporciona una trayectoria para la circulación de las corrientes de excitación de tercer armónico, con lo que se reducen éstas en el circuito externo, lo mismo que los voltajes de igual orden armónico.

En la figura 2.2 se observa un banco de transformadores 3 ϕ conectado a una línea de transmisión unida a un generador.

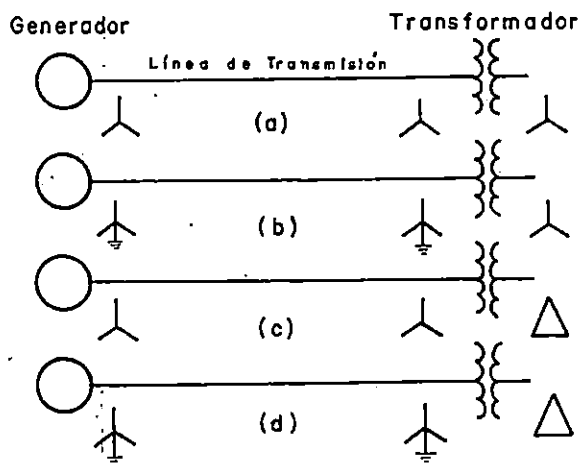


Fig. 2.2 Conexiones entre un banco de transformadores y una fuente.

La conexión de la fig. 2.2(a) elimina la componente de tercer armónico de la corriente de excitación, por lo tanto habrán voltajes del mismo orden armónico entre línea y neutro.

Con los neutros del primario del transformador y del generador aterrizados como en la fig. 2.2(b), se forma una trayectoria para las corrientes de tercer armónico; si la impedancia es baja, en el sistema existirá un pequeño voltaje de tercer armónico que puede causar interferencia, particularmente en circuitos telefónicos.

En los circuitos (c) y (d), la conexión delta origina una trayectoria para las corrientes armónicas y así eliminar los voltajes de tercer armónico. Si tanto el primario como el generador son flotantes, no habrá circulación de dichas corrientes en la línea; con el primario del banco y el generador aterrizados circulará en la línea una pequeña corriente de tercer armónico; con esta conexión la magnitud de esa corriente en la línea depende de las impedancias relativas de la fuente y del circuito delta.

En la Tabla 2.1 se muestran un conjunto de conexiones comunes del transformador y el efecto que producen en los voltajes y corrientes de tercer armónico.

tabla 2.1 influencia de las conexiones del transformador en voltajes y corrientes de tercer armónico.

Nº	Generador	Conexión del transformador		Comentario
		Primario	Secundario	
1	Sin aterrizar (capacitancia a tierra pequeña)			Ref. 1
2				Ref. 1
3				Ref. 1,5
4				Ref. 1,5
5				Ref. 3
6				Ref. 3
7				Ref. 3
8				Ref. 3,6
9				Ref. 7
10	Aterrizado (capacitancia a tierra grande).			Ref. 1
11				Ref. 2
12				Ref. 1,5
13				Ref. 2,5
14				Ref. 3
15				Ref. 4
16				Ref. 3
17				Ref. 3,6
18				Ref. 7

Referencias de la tabla 2.1:

1-La componente de tercer armónico de la corriente se elimina, por lo tanto existirán voltajes del mismo orden armónico entre la línea y tierra del transformador.

- 2-La corriente de excitación armónica circulará por la línea.
- 3-El devanado en delta proporciona una trayectoria para la corriente de excitación de tercer armónico, necesaria para eliminar las componentes de tercer armónico de voltaje. No hay circulación de corriente de este tipo en la línea entre fuente y transformador y hay poco voltaje armónico en el sistema.
- 4-Igual que en 3, pero aquí si existe circulación de una pequeña corriente de excitación de tercer armónico.
- 5-Si la capacitancia a tierra del circuito conectado al secundario del transformador es elevada, habrá una cantidad notable de corriente armónica circulando por ese devanado. Esto contribuye a disminuir los voltajes de tercer armónico pero puede provocar interferencias por ejemplo en líneas telefónicas que corren paralelas a los circuitos secundarios. Además la resonancia con la capacitancia del secundario originará voltajes armónicos elevados.
- 6-Si hay otras conexiones a tierra del lado secundario del banco de transformadores, circulará por él una corriente de tercer armónico cuya magnitud dependerá de la impedancia relativa de las conexiones aterrizadas, a la impedancia del circuito delta.
- 7-Los devanados en delta proveen un paso para el flujo de las corrientes de excitación de tercer armónico dentro del transformador, eliminando así los voltajes y corrientes de tercer armónico del primario y secundario.

2.1.3 Motores de Inducción.

Los armónicos más importantes producidos por un motor de inducción son provocados por cambios en la reluctancia, introducidos por las ranuras del estator y rotor, donde sus frecuencias vienen dadas por las ecuaciones 2.3 y 2.4 respectivamente.

$$F_s = (S_s)(rps) \pm F \quad (2.3)$$

$$F_r = (S_r)(rps) \pm F \quad (2.4)$$

donde:

F_s, F_r = frecuencias de ranura debidas a las ranuras del estator y rotor respectivamente.

S_s, S_r = número total de ranuras del estator y rotor respectivamente

rps = velocidad del rotor en revoluciones por segundo

F = frecuencia generada, normalmente 60 Hz.

Los armónicos de ranura ocurren en pares para ambos tipos. Estas frecuencias están relacionadas con la velocidad del motor y cambian con el deslizamiento, y su interacción (estator y rotor) ocasiona pares parásitos que pueden alterar severamente la forma de la característica par-velocidad de la máquina.

Además otros armónicos, básicamente el segundo, pueden originarse por saturación, principalmente en los dientes. Sus magnitudes varían con la forma de la ranura siendo relativamente pequeña para ranuras cerradas y grande para las abiertas.

Los armónicos de voltaje generados por un motor de inducción tienen poca importancia y los problemas que pueden ocasionar estos dispositivos están más relacionados con otro tipo de factores, por ejemplo resonancia con el sistema de energía a una frecuencia de ranura particular.

2.1.4 Capacitores en derivación.

Este tipo de dispositivo no constituye en sí, una fuente de armónicos bajo ninguna condición, sin embargo, debido a que su impedancia disminuye conforme aumenta la frecuencia, un capacitor en derivación ofrece un paso de baja impedancia para las corrientes armónicas del sistema. Por otro lado, a la par del efecto anterior, puede producirse una amplificación de corrientes armónicas, si los capacitores del sistema entran en resonancia paralela con la inductancia del sistema a frecuencias coincidentes de armónicos presentes en la red, causando la sobrecarga y eventual destrucción del banco de condensadores y otras partes del sistema o por lo menos la sobrecarga de transformadores o la pérdida de fusibles.

2.2 Filtros para sistemas de potencia.

Los filtros constituyen una alternativa confiable para la reducción de armónicos en un sistema de potencia, ya que tienen importantes efectos en los voltajes y corrientes a una frecuencia armónica particular y no así a una frecuencia de 60 Hz.

Los filtros están constituidos por reactores, capacitores o una combinación de ambos dispositivos, pueden o no ser

sintonizados. Los filtros no sintonizados, los constituyen generalmente, bancos de capacitores colocados cerca de fuentes de armónicos, para proveer un paso de baja impedancia a cualquier armónico de alta frecuencia. Los sintonizados, se clasifican en:

- 1-Derivación resonante. Consiste de un reactor y un capacitor conectados en serie y esta combinación se conecta en paralelo con el circuito.
- 2-Trampas de onda. El conjunto de reactor y capacitor están en paralelo y esta combinación se conecta en serie al circuito.

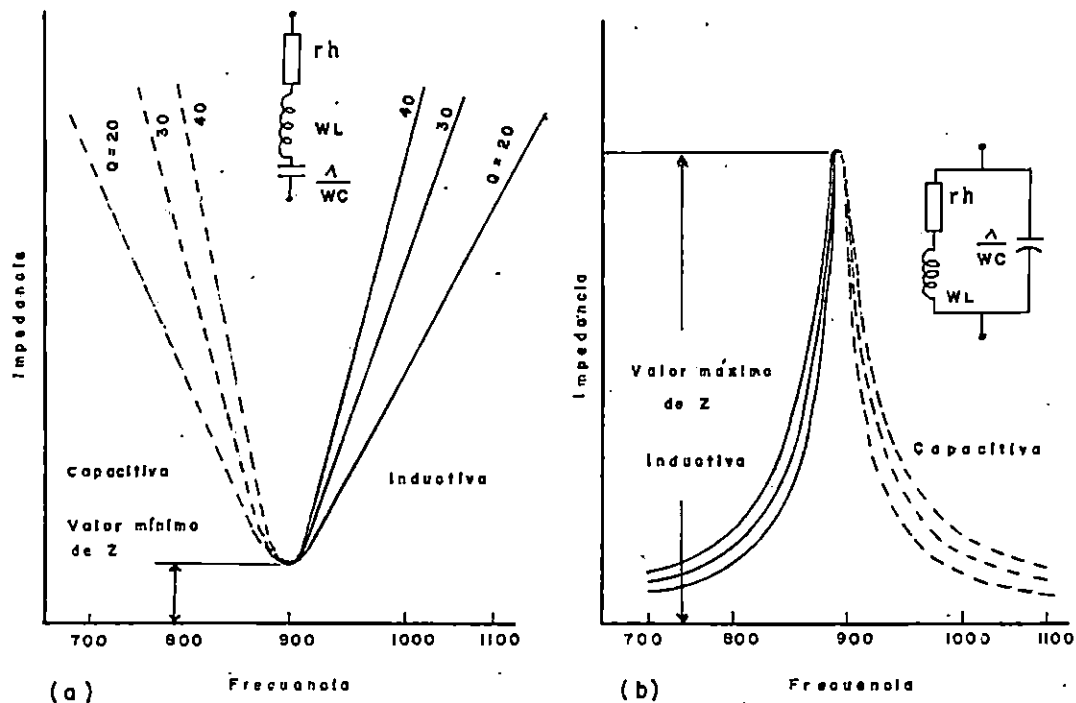


Fig. 2.3 filtros sintonizados y características impedancia-frecuencia para diferentes valores de Q .

De la fig.2.3 puede observarse que las características principales de los 2 tipos de filtros sintonizados son la frecuencia e impedancia sintonizadas y la constante del filtro Q .

Q es la relación entre la reactancia a frecuencia armónica efectiva del reactor o capacitor y la resistencia de la combinación a esa misma frecuencia. Generalmente su valor es alrededor de 60, puesto que un filtro con un valor más alto de Q es menos efectivo para frecuencias armónicas adyacentes. Los usos más frecuentes para filtros sintonizados, son:

- 1-Trampa de onda para neutro en las máquinas, o filtro bloqueador.

2-Filtro resonante en derivación para máquinas.

3-Filtros en derivación de línea para la modificación de las características resonantes.

1-Filtro bloqueador. Este se utiliza para reducir los voltajes o corrientes de tercer armónico presentes en un circuito de distribución debido a una máquina síncrona conectada directamente a él o por medio de transformadores en estrella-estrella. Su diagrama esquemático se muestra en la fig. 2.4.

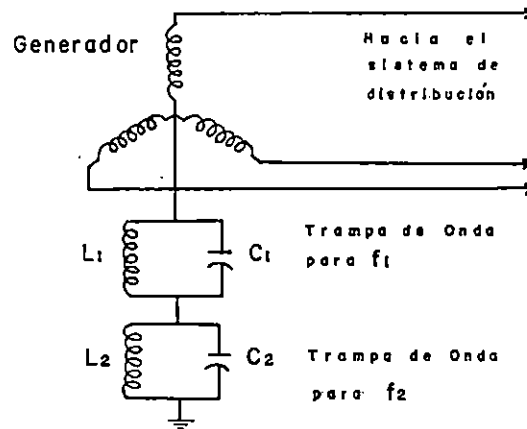


Fig. 2.4 Diagrama esquemático de un filtro bloqueador para corrientes de tercer armónico.

Para la aplicación de los filtros bloqueadores deberán tomarse en cuenta los siguientes aspectos :

- 1-Impedancia a frecuencia sintonizada apropiada y sintonización adecuada para cada filtro.
- 2-El filtro debe ser capaz de soportar voltajes y corrientes de frecuencia fundamental, resultantes de fallas de línea a tierra.
- 3-El filtro no deberá aumentar indebidamente los voltajes y corrientes de diferentes frecuencias armónicas.

La impedancia a frecuencia sintonizada se selecciona para que junto con la impedancia de la máquina y el circuito externo se obtenga la disminución requerida del voltaje y la corriente de tercer armónico a esa frecuencia particular. Para asegurar que un filtro no amplificará indebidamente voltajes y corrientes a otras frecuencias armónicas, es necesario conocer a) la característica frecuencia-impedancia del sistema visto desde la máquina, b) la impedancia de la

máquina a secuencia cero y c) los voltajes de tercer armónico generados en la máquina o en el sistema.

Con la curva frecuencia-impedancia puede verificarse si la magnitud de una frecuencia específica será elevada. Si ésto es afirmativo deberá realizarse un cambio en la constante de los elementos del circuito para tener un valor diferente de impedancia y con ello el filtro cumpla con su verdadero objetivo.

2-Filtro resonante en derivación para máquinas. Se utiliza para eliminar de los circuitos externos los armónicos de frecuencia de ranura de las máquinas. Ya que éstos surgen en pares, tales filtros se construyen para atender 2 frecuencias bajas y una alta de ranura. El diseño de un filtro resonante en derivación está determinado por la reactancia armónica y los voltajes armónicos internos de la máquina, ya que el filtro les provee a estos últimos un cortocircuito. Luego, la resistencia a frecuencia sintonizada se elige de tal forma que la corriente armónica que circula por ella produzca una caída de voltaje que corresponda a la reducción deseada en el voltaje armónico aplicado al circuito conectado.

3-Filtro en derivación de línea. En algunos casos se emplean para evitar la amplificación de armónicos debido a la resonancia de un alimentador a una frecuencia particular que aparece en la fuente. Este tipo de filtro suministra una trayectoria de baja impedancia para la frecuencia de interés evitando la amplificación de los armónicos de altas frecuencias.

Normalmente la sección LC de un filtro para armónicos se diseña para entrar en resonancia serie sintonizada a la frecuencia de la armónica que se desea suprimir, esta rama, en paralelo con la fuente de armónicos presenta una trayectoria de muy baja impedancia, que virtualmente cortocircuita la armónica. El valor resistivo (R) corresponde al del devanado del inductor y de las pérdidas en el núcleo, más alguna resistencia externa si es necesario, y es la resistencia presentada por el filtro a la frecuencia de resonancia. El valor de R no afecta la frecuencia de resonancia, pero fija el factor de calidad del sistema usualmente a un valor entre 20 y 60 con inductores de núcleo de hierro y 100 ó más con núcleos de aire.

La capacidad de absorción de un filtro normalmente solo depende de la capacidad nominal de los componentes utilizados, y su efectividad para eliminar una armónica determinada se puede medir por la relación de impedancias del sistema y del filtro a la frecuencia de interés. Este factor de división de corriente debe ser obviamente muy bajo para el sistema.

El diseño y la implementación de un filtro es un problema bastante delicado debido a que la frecuencia de resonancia puede cambiar por la desviación en los valores de los componentes con el tiempo o con la temperatura. Cuando la frecuencia de resonancia cambia apreciablemente el filtro pierde su efectividad, ya que puede amplificarse un armónico no característico, debido a que los filtros tienden a amplificar un poco las frecuencias próximas a la resonancia. Normalmente es suficiente filtrar el 3º, 5º y 7º armónicos (principalmente los dos últimos ya que el tercero se puede eliminar de otras formas, como se examinó anteriormente) y en casos muy particulares el 11º armónico.

Finalmente, vale la pena mencionar los beneficios y problemas que se obtienen al utilizar filtros pasivos, y ellos son:

Beneficios:

- Se puede compensar la potencia reactiva en el sistema de manera escalonada.
- Se reducen los problemas de compatibilidad causados por la distorsión armónica.
- Durante el transitorio los filtros funcionan como generadores a frecuencias superiores a la fundamental, por lo que vistos por el convertidor aumentan la potencia de la red.
- Se pueden evitar los efectos destructivos de las armónicas de corriente.

Problemas:

- La impedancia equivalente serie del sistema, que afecta las características de compensación de los filtros pasivos, normalmente no se conoce con exactitud y cambia con la configuración del sistema.
- Los filtros pasivos absorben con la misma facilidad tanto las armónicas generadas localmente, como las provenientes del exterior.
- Existe un número de puntos de resonancia paralelo, igual al número de filtros instalados, en los cuales se producen fenómenos de amplificación de corriente, los cuales pueden tener consecuencias catastróficas, si coinciden con alguna de las armónicas del sistema.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPITULO DOS

-La distorsión armónica en un sistema de potencia a nivel de transmisión es baja comparada con la que existe a nivel de consumidores. Su presencia se debe principalmente a aspectos constructivos de generadores síncronos, transformadores, --motores, --etc. --y-- a los problemas de operación que presentan los capacitores en paralelo, sin embargo el fabricante provee de ciertas características a cada uno de estos dispositivos, con el propósito de minimizar el contenido armónico en el sistema, así como de aliviar los problemas de resonancia que se puedan producir en el mismo.

-Como es imposible anular por completo las componentes armónicas de la red, para minimizar su efecto, cuando el nivel alcanzado por éstas es intolerable, generalmente se utilizan los filtros sintonizados a la frecuencia de la armónica que desea reducirse. Para su implementación deben tomarse en cuenta los efectos que pudieran originarse por los posibles cambios en la frecuencia de resonancia en paralelo.

-Debido a que se carece de instrumentos de medición adecuados, existe una falta de información confiable sobre la distorsión armónica en la red de transmisión del país. Estos datos ayudarían a investigar cuales son las causas y los efectos producidos por la presencia de armónicos, así como, en base a ellos plantear las soluciones y medidas correctivas adecuadas.

-Del mismo modo que en los países industrializados se llevan a cabo estudios sobre los efectos de la distorsión armónica en los sistemas de potencia, es recomendable que en El Salvador se realicen investigaciones sobre el tema tanto a nivel de transmisión como de distribución y de esta forma garantizar un mínimo de calidad en lo que respecta a la forma de onda sinusoidal de la tensión requerida por las cargas conectadas a la red, así como también asegurar que el sistema de potencia no provocará distorsiones en otros sistemas por ejemplo en el de comunicaciones.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

-Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation, Electrical Transmission and Distribution Reference Book, Pennsylvania USA, Westinghouse Electric Corporation, 1964.

-Loggini M. y Ramos J.R..Reporte: Filtros de armónicas de corriente. ELCONTROL S.P.A., Sasso Marconi, (BO), Italia, 1990.

-Loggini M., Montanari G.C., y Pérez D..Reporte: Metodologías para el control de las armónicas en sistemas de potencia. ELCONTROL S.P.A., Sasso Marconi, (BO), Italia, 1991.

-Marani A., Mazzoni E. y Ramos J.R..Reporte: Harmonic Measurements In Power Systems Using A Low Cost Instrument. ELCONTROL S.P.A., Sasso Marconi, (BO), Italia, 1990.

-Shepherd J., Morton A.H. y Spence L.F..Higher Electrical Engineering, Inglaterra, Pitman Publishing, 1970.

CAPITULO III

FLUJO REACTIVO OPTIMO: PLANTEAMIENTO Y SOLUCION.

Introducción.

Inicialmente, el estudio de los efectos de la potencia reactiva en la operación del sistema de potencia, tuvo poca atención por parte de los ingenieros de redes, ya que los problemas asociados a los flujos reactivos, por ej. perfiles de voltaje fuera de los límites tolerables, eran corregidos fácilmente, en primer término por medio de la capacidad de los generadores síncronos y posteriormente a través del uso de condensadores en derivación. A medida que el sistema crece y se expande, aumentan las demandas de reactivos y las capacidades de los generadores se vuelven insuficientes para garantizar un perfil de voltaje plano, asimismo, comienzan a considerarse las pérdidas de transmisión asociadas a la red, y como se relacionan con los flujos reactivos.

En vista de lo anterior, empieza a dársele importancia a las técnicas de compensación, pero no únicamente para resolver el problema de los perfiles de voltaje de manera puntual o aislada, sino que se obtenga además una minimización en las pérdidas de transmisión, lo cual implica analizar el sistema eléctrico desde un enfoque que busque optimizarlo, de tal forma que se de la coordinación necesaria y suficiente entre los diferentes dispositivos compensadores para obtener su mejor punto de operación.

3.0 Problema del flujo de potencia óptimo.

Tanto la calidad como la seguridad del suministro de potencia a los consumidores se consiguen manteniendo los voltajes de los buses de carga dentro de sus límites permisibles. Sin embargo, debido a una variedad de cambios ocurridos en la configuración del sistema así como también a variaciones en la demanda de potencia, pueden originarse en algunos casos, pérdidas de reactivos, disminuciones de voltaje, operación sobreexcitada de los generadores, o por el otro lado sobrevoltajes o bajos niveles de excitación de los generadores que perjudican la operación correcta de las cargas del usuario.

Estas situaciones pueden mejorarse redistribuyendo generaciones de reactivos en el sistema, a través del ajuste adecuado de taps de transformadores, voltaje de generadores y equipos de compensación. Es fundamental entonces, hacer énfasis en la importancia que tiene la potencia reactiva dentro de los flujos de carga.

El flujo de carga es la resolución de las ecuaciones de la red, expresadas en forma nodal, necesarias para conocer los voltajes en todas las barras y en base ellos encontrar otras cantidades eléctricas: sus flujos de potencia real, de potencia reactiva y las pérdidas involucradas.

Además el flujo de carga puede analizarse desde varias perspectivas, tales como despacho económico, distribución de potencia reactiva, proyectos de expansión, etc. dependiendo de las variables que deseen examinarse. Pero no sólo interesa observar cómo se establece el flujo de carga para una situación determinada, sino que se intenta alcanzar un flujo de potencia óptimo, es decir, optimizar la operación del sistema encontrando el conjunto de ajustes a sus parámetros, requeridos para minimizar ó maximizar alguna variable de éste y simultáneamente satisfacer las restricciones del comportamiento de la red.

3.1 Optimización Reactiva.

El control óptimo de las fuentes de reactivos por medio de la minimización de la generación reactiva, tomando en cuenta las restricciones de la red y el voltaje, es un problema de la operación del sistema de potencia que debe dársele especial atención, el cual para su resolución se plantea como una expresión de optimización matemática, usando como función objetivo a optimizar, una ecuación que representa las pérdidas de potencia real del sistema en función de los parámetros de éste, en particular del flujo de potencia reactiva.

El sistema de potencia bajo consideración es un modelo sinusoidal de estado estable, con efectos reactivos introducidos por la inductancia y capacitancia de las líneas de transmisión, de las cargas y de las unidades generadoras. Las restricciones incluyen: los límites de potencia reactiva de los generadores, límites de voltaje en los buses de carga, y los límites de operación de las variables de control. Las variables de control son las posiciones de los taps en transformadores y el equipo de compensación, si se realiza cualquier cambio a dichas variables se producirá una variación en los perfiles de voltaje del sistema y en la potencia reactiva de los generadores, por consiguiente también en las pérdidas del sistema.

3.1.1 Planteamiento general del problema.

De lo anterior es obvio que debe buscarse un esquema de operación del sistema que además de controlar el voltaje reduzca las pérdidas de transmisión. Se plantea por tanto una estrategia de despacho óptimo de potencia reactiva que incluya un proceso de optimización tal que la interacción y ajuste de los diferentes elementos compensadores instalados en el sistema conduzca a esos dos importantes objetivos.

Para ello se utiliza un programa de flujo óptimo de potencia que puede describirse a grandes rasgos por el diagrama presentado en la figura 3.1.

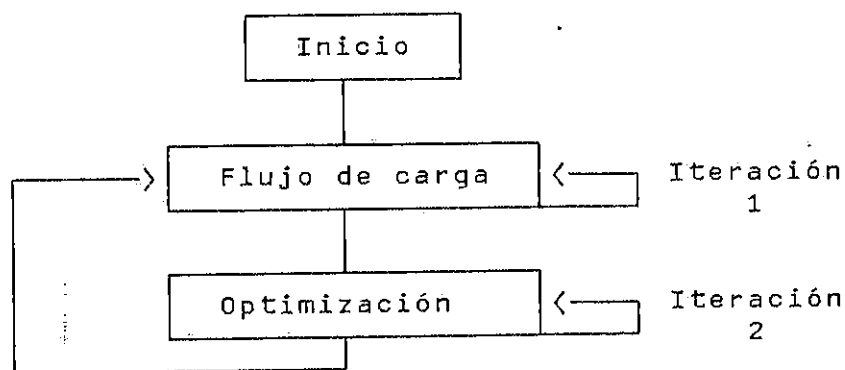


Fig. 3.1 Algoritmo para flujo de potencia óptimo.

Para el desarrollo de la rutina de flujo de carga de la figura 1, puede utilizarse el método de Newton-Raphson, ya sea en coordenadas polares o rectangulares, la técnica de desacoplado rápido, etc.; y para la rutina de optimización es posible emplear la técnica de los multiplicadores de Lagrange, condiciones de Kuhn-Tucker, el método simplex, el método del gradiente, etc.¹ La finalidad básica del algoritmo es la minimización de una función objetivo (que en este caso particular son las pérdidas de potencia real del sistema de transmisión) sujeta a ciertas restricciones.

El proceso presentado en la figura 1 es el siguiente: en la rutina de flujo de carga las iteraciones, (bloque iteración 1) tienen como finalidad el balance de las ecuaciones de potencia. Al evaluar los resultados de este bloque, se determina si es preciso el control óptimo de potencia reactiva. Posteriormente se emplea la rutina de optimización, en donde se determinan nuevos valores para las variables de control; por ejemplo el voltaje terminal de los

¹En el anexo A se resumen algunas de las técnicas mencionadas.

generadores; a través de las iteraciones de esta rutina (iteración 2). Este proceso se repite hasta que la función objetivo es minimizada.

3.1.2 Ecuación de pérdidas.

A fin de realizar el proceso de optimización reactiva, se hace necesario, como se mencionó al principio de la sección, contar con una expresión que relacione las pérdidas de potencia real con los parámetros del sistema, especialmente con la potencia reactiva.

Las pérdidas de potencia vienen dadas por

$$P_L + jQ_L = (\bar{I}^t)^* Z_{BUS} \bar{I} \quad (3.1)$$

donde:

- P_L : Pérdida de potencia real total
- Q_L : Pérdida de potencia reactiva total
- Z_{BUS} : Matriz de impedancias de bus
- I : Vector de corrientes de bus
- $(I^t)^*$: Conjugado transpuesto de I

Si:

$$\bar{I} = (\bar{A} + j \bar{B})$$

$$Z_{BUS} = (R + j X)$$

entonces, tomando las pérdidas de potencia real la ecuación 3.1 queda:

$$P_L = \bar{A}^t R \bar{A} + \bar{B}^t X \bar{A} - \bar{A}^t X \bar{B} + \bar{B}^t R \bar{B} \quad (3.2)$$

puesto que $\bar{B}^t X \bar{A}$ es un escalar y la matriz de reactancias es simétrica:

$$\bar{B}^t X \bar{A} = \bar{A}^t X \bar{B}$$

$$P_L = \bar{A}^t R \bar{A} + \bar{B}^t R \bar{B} \quad (3.3)$$

en forma de sumatoria de los componentes por nodo:

$$P_L = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n (a_j r_{jk} a_k + b_j r_{jk} b_k) \quad (3.4)$$



donde:

- a_j, a_k : son componentes reales del vector de corrientes
- b_j, b_k : son componentes imaginarias del vector de corrientes
- r_{jk} : es la componente real de los elementos de la matriz de impedancias.
- n : es el número de buses.

Esta ecuación expresa las pérdidas de potencia real totales en función de las corrientes de bus, sin embargo es necesario modificarla, ya que usualmente lo que se conoce es la potencia y voltaje de bus, en tal sentido es más práctico expresar las pérdidas en función de dichas magnitudes, así la potencia compleja en el bus j viene dada por la ecuación (3.5)

$$P_j + jQ_j = I_j^* |E_j| (\cos \theta_j + j \sin \theta_j) \quad (3.5)$$

con:

- P_j : potencia real en el bus j
- Q_j : potencia reactiva en el bus j
- I_j : corriente del bus j
- $|E_j|$: magnitud del voltaje en el bus j
- θ_j : es el ángulo de fase del voltaje en el bus j con respecto al voltaje del bus de referencia.

despejando la corriente del bus:

$$I_j = \frac{(P_j \cos \theta_j + Q_j \sin \theta_j) - j(-P_j \sin \theta_j + Q_j \cos \theta_j)}{|E_j|} \quad (3.6)$$

de la cual se obtienen las componentes real e imaginaria así:

$$a_j = \frac{1}{|E_j|} (P_j \cos \theta_j + Q_j \sin \theta_j)$$

$$b_j = -\frac{1}{|E_j|} (-P_j \sin \theta_j + Q_j \cos \theta_j)$$

sustituyendo en la ecuación (3.4) y considerando $\theta_{jk} = (\theta_j - \theta_k)$ entonces:

$$P_L = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n \frac{r_{jk}}{|E_j| |E_k|} (P_j P_k \cos \theta_{jk} + Q_j Q_k \cos \theta_{jk} - P_j Q_k \sin \theta_{jk} + Q_j P_k \sin \theta_{jk}) \quad (3.7)$$

definiendo las siguientes cantidades:

$$\alpha_{jk} = \frac{r_{jk}}{|E_j| |E_k|} \text{Cos } \theta_{jk}$$

$$\beta_{jk} = \frac{r_{jk}}{|E_j| |E_k|} \text{Sen } \theta_{jk}$$

y sustituyendo en la ecuación (3.7) tenemos:

$$P_L = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n \left[\alpha_{jk} (P_j P_k + Q_j Q_k) + \beta_{jk} (Q_j P_k - P_j Q_k) \right] \quad (3.8)$$

La ecuación (3.8) corresponde a la expresión que relaciona las pérdidas de potencia real con respecto al flujo de potencia del sistema.

3.1.3 Método del Gradiente.

Dada la naturaleza no lineal de las ecuaciones o expresiones involucradas en el flujo de carga, no es posible alcanzar una solución analítica directa, siendo necesario utilizar un proceso iterativo junto a un método de optimización no lineal. En el método propuesto se utiliza la técnica del gradiente, que busca obtener una ruta a la cual dF/dP se optimize.

El Método del gradiente se utiliza para optimizar funciones continuas que son dos veces diferenciables. La idea básica es producir puntos sucesivos comenzando en un punto inicial dado, en el sentido de la disminución más rápida, es decir, minimización de la función.

Existen dos métodos principales en la técnica del gradiente: el Método de Newton Raphson, que se basa en la resolución de las ecuaciones simultáneas que representan la condición necesaria para optimalidad, simplemente $\nabla f(x) = 0$; y el Método de descenso de mayor pendiente que se describirá en este apartado.

Para el método del gradiente de mayor pendiente, la finalización se realiza en el punto donde $\nabla f(x)$ se anula. Esta es una condición necesaria de optimalidad, por lo tanto

es de resaltar que la optimidad no puede comprobarse a no ser que previamente se conozca que $f(x)$ es cóncava.

Suponiendo que se minimiza $f(x)$. Sea x^0 el punto desde el cual inicia el procedimiento y definiendo $\nabla f(x^k)$ como el gradiente de f en el punto k de x^k . Entonces el propósito es fijar una trayectoria particular p a lo largo de la cual df/dp se minimiza en un punto dado. tal resultado se consigue al escoger puntos sucesivos de x^k y x^{k+1} tales que:

$$x^{k+1} = x^k + r^k \nabla f(x^k) \quad (3.9)$$

donde r^k es un parámetro denominado tamaño de paso óptimo.

El parámetro r^k se determina de modo que x^{k+1} resulta en la mejora más grande en f , es decir, si una función $h(r)$ se define de modo que:

$$h(r) = f(x^k + r \nabla f(x^k)) \quad (3.10)$$

r^k es el valor de r que minimiza $h(r)$. El procedimiento concluye cuando dos puntos sucesivos de ensayo x^k y x^{k+1} son aproximadamente iguales, lo anterior es igual a tener:

$$r^k \nabla f(x^k) = 0 \quad (3.11)$$

con la hipótesis de que $r^k \neq 0$ la cual siempre será verdadera a menos que x sea el óptimo de $f(x)$, lo que equivale a la condición necesaria $\nabla f(x^k) = 0$.

Los conceptos anteriores se ilustran en el siguiente ejemplo:

Minimizar la función $f(x_1, x_2) = x_1 - x_2 + x_1^2 - x_1x_2$ que es una función cuadrática cuyo óptimo absoluto ocurre en $(x_1^k, x_2^k) = (-1, -1)$. Sea el punto inicial $x^0 = (0, 0)$. Entonces:

$$\nabla f(x) = (1 + 2x_1 - x_2, -1 - x_1)$$

Primera iteración:

$$\nabla f(x^0) = (1, -1)$$

el siguiente punto se obtiene de la ecuación (3.9):

$$x = (0, 0) - r(1, -1) = (-r, +r)$$

por consiguiente, de la ecuación (3.10):

$$h(r) = f(r-r) = -2r + 2r^2$$

el tamaño del paso óptimo que proporciona el valor máximo de $h(r)$ es $r^1 = \frac{1}{2}$, con lo que :

$$x^1 = (-\frac{1}{2}, \frac{1}{2})$$

Segunda iteración:

$$\nabla f(x^1) = (-\frac{1}{2}, -\frac{1}{2})$$

luego:
$$x = (-\frac{1}{2}, \frac{1}{2}) + r(-\frac{1}{2}, -\frac{1}{2}) = (\frac{-1+r}{2}, \frac{1+r}{2})$$

$$h(r) = \frac{-r-1}{2}$$

esto da $r = -1$, por lo tanto $x^2 = (-1, 0)$

Tercera iteración:

$$\nabla f(x^2) = (-1, 0)$$

siguiendo el mismo procedimiento anterior:

$$\begin{aligned} x &= (-1+r, 0) \\ h(r) &= (-1+r)^2 + (-1+r) \\ r &= \frac{1}{2} \quad y \quad x^3 = (-\frac{1}{2}, 0) \end{aligned}$$

Cuarta iteración:

$$\nabla f(x^3) = (0, -\frac{1}{2})$$

Las iteraciones terminan cuando $\nabla f(x^k) \approx 0$; las tres últimas evaluaciones permiten una mejor apreciación del método:

con $r^8 = -1$ y $x^8 = (-3/4, -3/4)$

Novena iteración:

$$\nabla f(x^8) = (\frac{1}{4}, -\frac{1}{4})$$

luego:

$$x = (-3/4 - r/4, -3/4 + r/4)$$

$$h(r) = \frac{r^2 - r}{8}$$

$$r = \frac{1}{2} \quad y \quad x^9 = (-7/8, -5/8)$$

Décima iteración:

$$\nabla f(x^9) = (-1/8, -3/8)$$

entonces:

$$x = (-7/8 + r/8, -5/8 + 3r/8)$$

$$h(r) = \frac{-r^2 - 2r - 1}{32}$$

$$r = -1 \quad \text{y} \quad x^{10} = (-1, -1)$$

Onceava iteración:

$$\nabla f(x^{10}) = (0, 0)$$

3.2 Componentes del sistema: modelos y restricciones.

De los conceptos desarrollados en el capítulo 1 se determina que existen dos tipos básicos de flujo de potencia reactiva que son de interés en un sistema eléctrico de potencia:

- 1- Potencia reactiva consumida por cargas.
- 2- Potencia reactiva consumida dentro de la red.

Algunos componentes que pertenecen a la red y absorben reactivos, están: las máquinas síncronas operadas en forma subexcitada, reactores en paralelo, inductancias de línea y transformadores, etc. De forma similar los siguientes componentes generan potencia reactiva: máquinas síncronas operadas en forma sobreexcitada, CEVs, capacitancias de líneas y carga, etc.

El modelo que se utilice de los diferentes componentes del sistema es parte fundamental del programa de optimización que ha de implementarse, en tal sentido las condiciones bajo las cuales se plantea el modelo son las siguientes:

- 1) El sistema se considera estable² dado que la energía varía lentamente, es decir, sufre variaciones cuasi-estáticas.
- 2) El sistema se considera balanceado ya que a nivel de transmisión se tienen grandes bloques de energía destinados a las subestaciones de subtransmisión y además en el caso específico de nuestro país la conexión delta de los transformadores de subtransmisión y distribución tiende a minimizar o anular los efectos del desbalance.

²Capítulo 1 sección 1.1.1 literal b).

3.2.1 El transformador de potencia.

Un transformador puede representarse por su circuito equivalente π como se muestra en la figura 3.2.

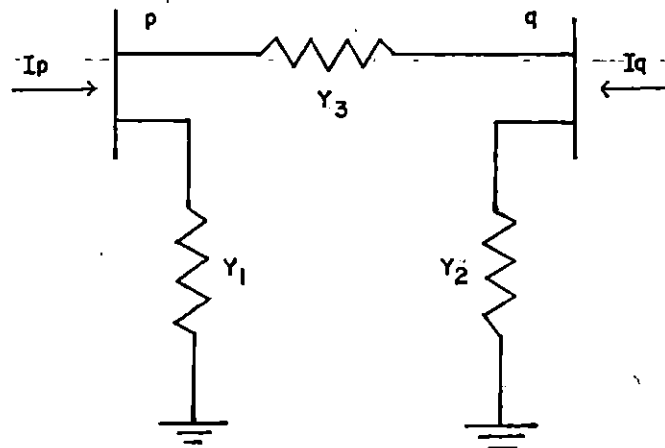


Fig. 3.2 Modelo equivalente π del transformador.

Los parámetros del circuito π , Y_1 , Y_2 y Y_3 se derivan de igualar las corrientes en los terminales del transformador con las correspondientes de su equivalente π^3 :

$$Y_1 = \frac{1}{a} (1/a - 1) y_{pq} \quad (3.12)$$

$$Y_2 = (1 - 1/a) y_{pq} \quad (3.13)$$

$$Y_3 = y_{pq} / a \quad (3.14)$$

donde:

a : relación de vueltas

y_{pq} : admitancia del transformador

3.2.2 Generador Síncrono.

Este dispositivo es el principal convertidor de energía a un voltaje y frecuencia deseada en un sistema de potencia. Su modelo más simple es el del generador de rotor cilíndrico representado en la figura 3.3.

donde V_T se expresa como:

$$V_T = E_A - jX_I A \quad (3.15)$$

³Para la deducción de estas ecuaciones véase Stagg, El Hablad: Computer methods in power systems analysis. USA: McGraw Hill, 1967, pág. 317-320.

Otro parámetro del generador síncrono utilizado para propósitos de optimización es la potencia aparente generada de estado estable definida por:

$$S_G = P_G + jQ_G \quad (3.16)$$

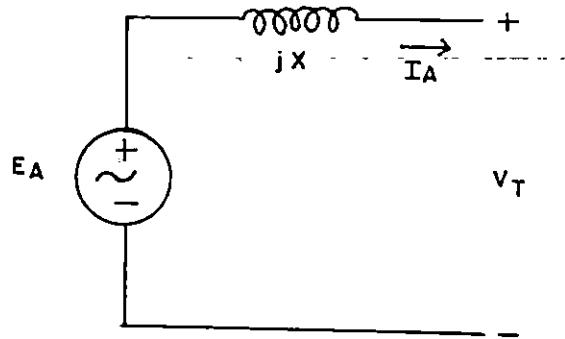


Fig. 3.3 Modelo equivalente del generador síncrono.

Sus límites por ser una fuente de voltaje y de potencia controlable y de carácter continuo son:

$$V_{\min} \ll V_G \ll V_{\max}$$

$$Q_{\min} \ll Q_G \ll Q_{\max}$$

3.2.3 Condensador síncrono.

Un motor síncrono operando en forma sobreexcitada constituye un condensador síncrono para suministrar potencia reactiva. Su modelo básico es el de la figura 3.4.

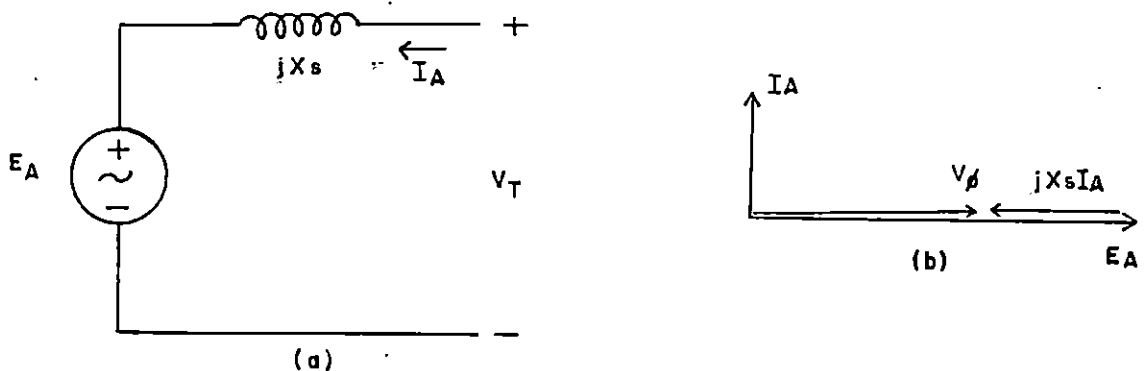


Fig. 3.4 a) Modelo equivalente del condensador síncrono b) Diagrama fasorial.

Su voltaje se define por:

$$V_T = E_A + jX_s I_A \quad (3.17)$$

su potencia de salida es puramente reactiva y cuya capacidad es:

$$Q_{\min} \ll Q \ll Q_{\max}$$

por ser una fuente de reactivos controlable y de carácter continuo.

3.2.4 Condensadores en derivación.

Los capacitores en derivación conectados a una línea de transmisión evitan la disminución de voltaje mientras existen condiciones de demanda pico. Estos generan reactivos lo cual tiende a elevar el voltaje, su modelo básico es una reactancia, como se muestra en la fig. 3.5.

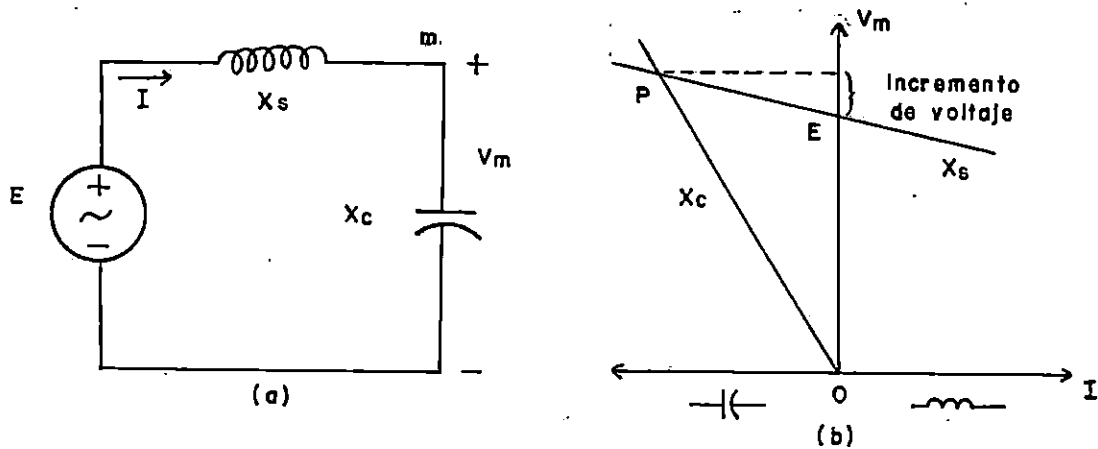


Fig. 3.5 a)Capacitor en paralelo con el equivalente Thevenin de la línea b)Efecto del capacitor en el voltaje.

Puesto que la variación de la reactancia se hace de acuerdo a las necesidades de la línea, para un banco de capacitores su valor se define como:

$$X_c' = X_c \pm \Delta X_c \quad (3.18)$$

en la que ΔX_c es el valor de la reactancia agregada o suprimida por pasos. Así mismo los límites de potencia reactiva están dados por:

$$Q' = Q \pm \Delta Q$$

donde ΔQ es la cantidad de reactivos que puede agregarse o eliminarse en forma discreta.

3.2.5 Compensadores estáticos de VARs.

Un modelo básico del CEV no es sencillo establecerlo debido a los elementos activos y pasivos involucrados. Su característica estática (figura 3.6) se refiere a las variaciones de voltaje alrededor de la tensión de referencia, de acuerdo con la capacidad limitada de VAR del CEV.

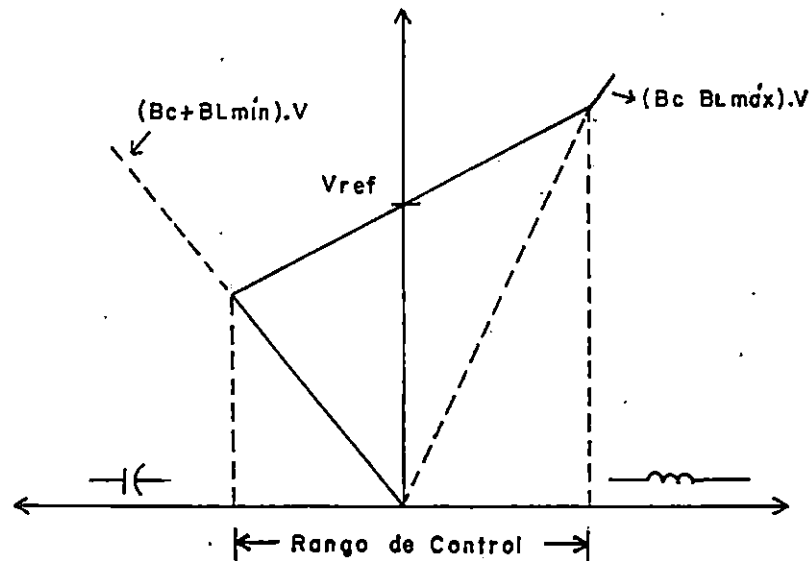


Fig 3.6 Característica estática del CEV. V en función de I.

La característica estática indica además que el flujo de potencia reactiva denota un comportamiento lineal en todo el rango de control, fuera de esa zona, el CEV actúa como un capacitor o reactor fijo. Por ser una fuente de potencia reactiva controlable de carácter continuo su capacidad de reactivos es:

$$Q_{\min} \ll Q \ll Q_{\max}$$

3.2.6 La línea de transmisión.

Para desarrollar el modelo de la línea de transmisión, sus parámetros por unidad de longitud (inductancia, capacitancia y resistencia), se consideran conocidos y además se asume que el acoplamiento entre fases es despreciable lo cual es válido bajo condiciones de operación

de estado estable. El modelo equivalente π por fase de la línea se obtiene de la resolución de las ecuaciones que describen su longitud diferencial (figura 3.7).

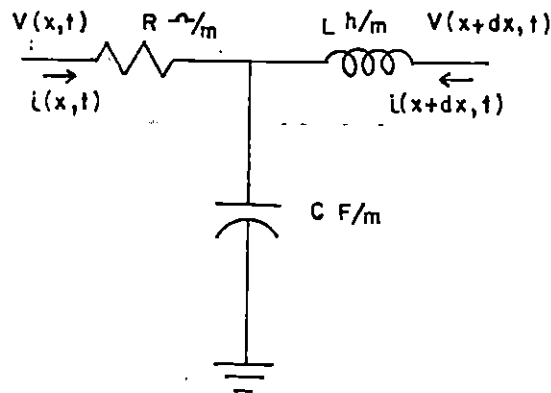


Fig. 3.7 Modelo diferencial de la línea de transmisión.

$$\frac{\partial v(x,t)}{\partial x} = -Ri(x,t) - L \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} \quad (3.19a)$$

$$\frac{\partial i(x,t)}{\partial x} = -Gv(x,t) - C \frac{\partial v(x,t)}{\partial t} \quad (3.19b)$$

donde $v(x,t)$ e $i(x,t)$ son el voltaje y la corriente para un tiempo t y a una distancia x a lo largo de la línea.

Puesto que el modelo será sinusoidal y de estado estable, las ecuaciones 3.19 se transforman en:

$$\frac{dV(x)}{dx} = - (R + j \omega L) I(x) \quad (3.20a)$$

$$\frac{dI(x)}{dx} = - (G + j \omega C) V(x) \quad (3.20b)$$

resolviendo las ecuaciones 3.20 se tiene:

$$V(x) = V(0) \text{Cosh } \alpha x - Z_w I(0) \text{Senh } \alpha x \quad (3.21a)$$

$$I(x) = I(0) \text{Cosh } \alpha x - V(0)/Z_w \text{Senh } \alpha x \quad (3.21b)$$

Donde $V(0)$ y $I(0)$ son para el terminal de envío, $V(x)$ y $I(x)$ corresponden al terminal receptor. Z_w es la impedancia característica de la línea y α su constante de propagación:

$$Z_w = \sqrt{(R+j\omega L)/(G+j\omega C)} \quad \alpha = \sqrt{(R+j\omega L)(G+j\omega C)}$$

por lo tanto el modelo equivalente π de la línea es el siguiente:

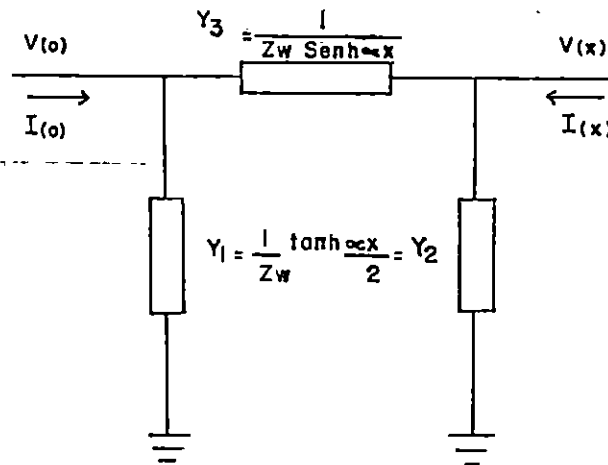


Fig. 3.8 Modelo equivalente π de la línea de transmisión.

Las expresiones para Y_1 , Y_2 y Y_3 son:

$$Y_1 = Y_2 = 1/Z_w \operatorname{Tanh} \alpha x/2 \quad (3.22)$$

$$Y_3 = 1/Z_w \operatorname{Senh} \alpha x \quad (3.23)$$

3.2.7 Condensador serie.

Uno⁴ de los beneficios que pueden lograrse utilizando condensadores serie es la regulación de voltaje, ya que debido a la modificación en la reactancia de la línea la caída de tensión en ella disminuye. Sin embargo, debido a que su aplicación principal es la de mejorar la estabilidad del sistema e incrementar la habilidad de transferencia de potencia real y además la complejidad del esquema de protección que necesitan⁵, hace que no sea atractivo su uso como regulador de voltaje, por lo que no se considera su incorporación a los elementos compensadores utilizados en el proceso de optimización.

⁴Vease sección 1.3.2 Caso I.

⁵Lo cual se traduce en analizar los costos por regulación de voltaje contra costos por incremento de estabilidad.

3.3 Cálculo inicial del flujo de carga.

Como se mencionó en la sección 3.0, la resolución de las ecuaciones de la red para conocer los voltajes nodales en todas las barras y a partir de ello caracterizar totalmente a la red, se conoce como cálculo del flujo de carga del sistema.

Dentro de los procedimientos iterativos de solución para el estudio de flujo de carga están el método de Gauss-Seidel y el de Newton-Raphson. Para la aplicación de éstas técnicas se plantea una representación monofásica del sistema debido a que generalmente se encuentra balanceado, además para cada bus del sistema se relacionan cuatro cantidades como son potencia real, potencia reactiva, magnitud y ángulo de fase del voltaje.

En los cálculos de flujo de carga, es posible clasificar los buses del sistema en tres categorías y en cada bus se especifican dos de las cuatro cantidades anteriores:

Bus tipo 1 ó bus oscilante. Para este bus se conocen previamente la potencia real demandada y la potencia reactiva demandada (P_D y Q_D), se especifican la magnitud y el ángulo de fase del voltaje ($|V|$ y δ). La solución de las ecuaciones del flujo de carga darán como resultado P_G y Q_G (potencia real y reactiva generadas) además por ser el bus de referencia $\delta=0$.

Bus tipo 2 ó de voltaje controlado. Para este tipo de bus de antemano son conocidas la potencia real y potencia reactiva demandadas (P_D y Q_D) se especifican entonces $|V|$ y P_G . El resultado de las ecuaciones de flujo de carga será la potencia reactiva generada Q_G y el ángulo de fase δ .

Bus tipo 3 ó bus de carga. Para el bus tipo 3 se conocen previamente la potencia real y la potencia reactiva demandadas (P_D y Q_D), se especifican la potencia real y reactiva generadas P_G y Q_G . La solución de las ecuaciones de flujo de carga proporcionarán la magnitud y el ángulo de fase del voltaje ($|V|$ y δ).

El algoritmo de flujo de carga desarrollado para el proceso de optimización, está formado por el método de Gauss-Seidel para la primera iteración con el propósito de mejorar las condiciones iniciales de voltaje, para las iteraciones sucesivas se utiliza el método de Newton-Raphson. Ambas técnicas se describen a continuación y sus flujogramas se muestran en el anexo B

3.3.1 Método iterativo de Gauss-Seidel.

Los voltajes para todos los buses se asumen excepto para el bus oscilante donde el voltaje se especifica y se mantiene fijo a lo largo del procedimiento. Las corrientes para todos los buses (excepto el oscilante s), se calculan por medio de la ecuación (3.24).

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} \quad (3.24)$$

$$p=1,2,3,\dots,n, \text{ y } p \neq s$$

donde:

n: número de buses en la red.

El voltaje en cada uno de los buses, a excepción del oscilante que permanece constante, puede expresarse a partir de la ecuación general (3.25).

$$E_p = \frac{1}{Y_{pp}} \left(I_p - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n Y_{pq} E_q \right) \quad (3.25)$$

combinando las ecuaciones (3.24) y (3.25) se obtiene una expresión que involucra únicamente a los voltajes de los buses como variables:

$$E_p = \frac{1}{Y_{pp}} \left(\frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n Y_{pq} E_q \right) \quad (3.26)$$

$$p=1,2,\dots,n, \text{ y } p \neq s$$

definiendo los siguientes términos:

$$L_p = 1/Y_{pp}$$

$$K = P_p - jQ_p$$

$$Y_{Lpq} = Y_{pq}/Y_{pp} = Y_{pq}L_p$$

la ecuación (3.26) puede escribirse de una manera más compacta, así:

$$E_p = \frac{KL_p}{E_p^*} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n Y_{Lpq} E_q \quad (3.27)$$

$$p=1,2..n, \text{ y } p \neq s$$

que constituye una expresión más general para el voltaje.

3.3.2 Método de Newton-Raphson en coordenadas polares.

Para la formulación del algoritmo de Newton-Raphson se utilizará la notación siguiente:

$$\begin{aligned} S_k &= P_k + jQ_k \\ V_i &= |V_i| e^{j\delta_i} \\ I_i &= |I_i| e^{j\theta_i} \\ Y_{ki} &= |Y_{ki}| e^{j\theta_{ki}} \end{aligned} \quad (3.28)$$

donde:

S_k : potencia compleja en el bus k
 V_i : voltaje en el nodo i respecto a tierra
 I_i : corriente del nodo i
 Y_{ki} : admitancia entre los nodos k e i .

Al escoger tierra como el bus de referencia y aplicar la primera ley de Kirchoff, la expresión para la corriente del bus k es la siguiente:

$$I_k = \sum_{i=1}^n Y_{ki} V_i \quad (3.29)$$

La expresión para la potencia compleja en el bus k , es:

$$S_k = V_k I_k^* \quad (3.30)$$

sustituyendo variables en (3.30)

$$\begin{aligned} S_k &= |V_k| e^{j\delta_k} \sum_{i=1}^n |Y_{ki}| e^{-j\theta_{ki}} |V_i| e^{-j\delta_i} \\ S_k &= \sum_{i=1}^n |V_k| |V_i| |Y_{ki}| e^{-j(\theta_{ki} + \delta_k - \delta_i)} \\ S_k &= \sum_{i=1}^n |V_k| |V_i| |Y_{ki}| [\cos(\theta_{ki} + \delta_k - \delta_i) + j\text{Sen}(\theta_{ki} + \delta_k - \delta_i)] \end{aligned} \quad (3.31)$$

La ecuación (3.31) representa más detalladamente la potencia compleja en el nodo k , entonces la potencia real y la potencia reactiva son:

$$P_k = \sum_{i=1}^n |V_k V_i Y_{ki}| \cos (\theta_{ki} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.32a)$$

$$Q_k = \sum_{i=1}^n |V_k V_i Y_{ki}| \sin (\theta_{ki} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.32b)$$

Las expresiones (3.32a) y (3.32b) dan como resultado un conjunto de ecuaciones no lineales, dos para cada bus del sistema.

La naturaleza no lineal del problema de flujos es resuelta en el método de Newton-Raphson por una linealización en el punto de arranque, para luego proyectarse al nuevo valor, que se supone está más cerca de la solución. En este caso el Jacobiano o matriz de primeras derivadas es de significativa importancia pues manifiesta la relación entre los cambios de potencia real y reactiva y las variaciones en magnitudes y ángulos de fase de voltaje de la siguiente forma:

ΔP_2	=	$\frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} \dots \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n}$	$\frac{\partial P_2}{\partial V_2 } \dots \frac{\partial P_2}{\partial V_n }$	$\Delta \delta_2$	(3.33)
.		J_1	J_2	.	
.		\vdots	\vdots	.	
ΔP_n		$\frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} \dots \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n}$	$\frac{\partial P_n}{\partial V_2 } \dots \frac{\partial P_n}{\partial V_n }$	$\Delta \delta_n$	
ΔQ_2		$\frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} \dots \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n}$	$\frac{\partial Q_2}{\partial V_2 } \dots \frac{\partial Q_2}{\partial V_n }$	$\Delta V_2 $	(3.33)
.		J_3	J_4	.	
.		\vdots	\vdots	.	
ΔQ_n		$\frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} \dots \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n}$	$\frac{\partial Q_n}{\partial V_2 } \dots \frac{\partial Q_n}{\partial V_n }$	$\Delta V_n $	

Donde la matriz de coeficientes es el Jacobiano y el bus 1 es el oscilante. Las ecuaciones para determinar los elementos del Jacobiano pueden derivarse de (3.32a) y (3.32b), dividiendo el Jacobiano en cuatro submatrices, los elementos para cada una de ellas se calculan de la siguiente manera:

-Elementos fuera de la diagonal: (para todos los casos $i \neq k$)

$$J_{11}: \quad \frac{\partial P_k}{\partial \delta_i} = |V_k V_i Y_{ki}| \sin (\theta_{ki} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.34)$$

$$J_{22}: \quad \frac{\partial P_k}{\partial |V_i|} = |V_k Y_{ki}| \cos (\theta_{ki} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.35)$$

$$J_3: \quad \partial Q_k / \partial \delta_i = - |V_k V_i Y_{ki}| \cos (\theta_{ki} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.36)$$

$$J_4 \quad \partial Q_k / \partial |V_i| = |V_k Y_{ki}| \sin (\theta_{ki} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.37)$$

-Elementos en la diagonal:

$$J_1: \quad \partial P_k / \partial \delta_k = - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n |V_k V_i Y_{ki}| \sin (\theta_{ki} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.38)$$

$$J_2: \quad \partial P_k / \partial |V_k| = 2 |V_k Y_{kk}| \cos \theta_{kk} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n |V_i Y_{ki}| \cos (\theta_{ki} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.39)$$

$$J_3: \quad \partial Q_k / \partial \delta_k = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n |V_k V_i Y_{ki}| \cos (\theta_{ki} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.40)$$

$$J_4: \quad \partial Q_k / \partial |V_k| = 2 |V_k Y_{kk}| \sin \theta_{kk} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^n |V_i Y_{ki}| \sin (\theta_{ki} + \delta_k - \delta_i) \quad (3.41)$$

El proceso iterativo se inicia calculando la potencia activa y reactiva de bus (ecuaciones 3.32a y 3.32b), se calcula la matriz jacobiana, se obtiene su inversa y se encuentran los valores de los cambios de voltaje y ángulo de fase, con los nuevos valores se repite el proceso hasta que se alcanza una tolerancia especificada, con lo cual se determina el estado del sistema.

3.4 Técnica de optimización.

Los estudios preliminares desarrollados para llevar a cabo la operación óptima de los sistemas de potencia, no tomaban en cuenta las pérdidas de transmisión, pero a medida que la demanda de energía aumentaba, también se incrementaba la importancia de evaluar sus efectos.

Para el mejoramiento del despacho de potencia reactiva, se han considerado los efectos de las pérdidas de transmisión en métodos y técnicas que particularmente poseen una fórmula que las representa y que está basada en las siguientes características:

- 1) Los voltajes de los buses permanecen constantes en magnitud y ángulo.

2) Las cargas individuales representan una fracción compleja constante de la carga total.

3) La relación de generación de potencia reactiva a la de potencia real, permanece constante.

Sin embargo, la técnica que a continuación se desarrolla es aplicable a sistemas que no necesariamente poseen las características anteriores. Cualquier cambio en la configuración o en la condición del sistema pueden fácilmente tomarse en consideración.

La técnica de optimización consiste de un proceso iterativo en el cual el método del gradiente se utiliza para calcular la cantidad de potencia reactiva necesaria para reducir las pérdidas reales del sistema, sin sobrepasar los límites de transmisión.

3.4.1 Ecuaciones y técnica de solución.

Como se estableció previamente, la técnica de optimización requiere de una expresión general que relacione las pérdidas del sistema con los flujos de potencia reactiva la ecuación (3.8) ha sido desarrollada con tal fin y será utilizada en el proceso de optimización descrito en la siguiente sección, sin embargo antes debe aplicarse la técnica del gradiente, para así obtener el término que dará los pasos descendentes que se requieren para optimizar la función de pérdidas, consecuentemente a través del despacho de potencia reactiva. El gradiente aplicado, es de la forma:

$$\nabla P_L = \partial P_L / \partial Q_i$$

escribiendo nuevamente la ecuación (3.8):

$$P_L = \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n \left[\alpha_{jk} (P_j P_k + Q_j Q_k) + \beta_{jk} (Q_j P_k - P_j Q_k) \right] \quad (3.8)$$

considerando que α_{jk}' y β_{jk}' corresponden a las derivadas parciales de α_{jk} y β_{jk} con respecto a Q_i , el gradiente de la ecuación (3.8) queda:

-cuando $j = k = i$

$$P_L = \alpha_{ii} P_i^2 + \alpha_{ii} Q_i^2$$

$$\nabla P_{Li} = 2\alpha_{ii} Q_i$$

-cuando $j=i$ y $k \neq i$

$$P_L = \alpha_{ik} (P_i P_k + Q_i Q_k) + \beta_{ik} (Q_i P_k - P_i Q_k)$$

$$\nabla P_{Li} = P_i P_k \alpha_{ik}' + (\alpha_{ik} Q_k + Q_i Q_k \alpha_{ik}') + (\beta_{ik} P_k + Q_i P_k \beta_{ik}') + (-P_i Q_k \beta_{ik}')$$

-cuando $j \neq i$ y $k=i$

$$P_L = \alpha_{ji} (P_j P_i + Q_j Q_i) + \beta_{ji} (Q_j P_i - P_j Q_i)$$

$$\nabla P_{Li} = P_j P_i \alpha_{ji}' + (\alpha_{ji} Q_j + Q_j Q_i \alpha_{ji}') + Q_j P_i \beta_{ji}' - (\beta_{ji} P_j + P_j Q_i \beta_{ji}')$$

-cuando $j \neq i$ y $k \neq i$

$$P_L = \alpha_{jk} (P_j P_k + Q_j Q_k) + \beta_{jk} (Q_j P_k - P_j Q_k)$$

$$\nabla P_{Li} = P_j P_k \alpha_{jk}' + Q_j Q_k \alpha_{jk}' + Q_j P_k \beta_{jk}' - P_j Q_k \beta_{jk}'$$

Los resultados anteriores dan la siguiente ecuación:

$$\nabla P_L = 2\alpha_{ii} Q_i$$

$$\begin{aligned} & + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n [\alpha_{ik} Q_k + \beta_{ik} P_k + (P_i P_k + Q_i Q_k) \alpha_{ik}' + (Q_i P_k - P_i Q_k) \beta_{ik}'] \\ & + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [\alpha_{ji} Q_j - \beta_{ji} P_j + (P_j P_i + Q_j Q_i) \alpha_{ji}' + (Q_j P_i - P_j Q_i) \beta_{ji}'] \\ & + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n [(P_j P_k + Q_j Q_k) \alpha_{jk}' + (Q_j P_k - P_j Q_k) \beta_{jk}'] \end{aligned} \quad (3.42)$$

considerando que:

$$\alpha_{jk} = \alpha_{kj}$$

$$\beta_{jk} = -\beta_{kj}$$

la ecuación (3.42) queda

$$(\nabla P_L)_i = 2 \sum_{k=1}^n (Q_k \alpha_{ik} - P_k \beta_{ik}) + \sum_{\substack{j=1 \\ k=1}}^n [(P_j P_k + Q_j Q_k) \alpha_{jk}' - (P_j Q_k - Q_j P_k) \beta_{jk}'] \quad (3.43)$$

Para parámetros típicos la doble sumatoria contribuye en una forma insignificante al cálculo del gradiente, siendo posible aproximar la ecuación (3.43), así:

$$(\nabla P_L)_i = 2 \sum_{k=1}^n (Q_k \alpha_{ik} - P_k \beta_{ik}) \quad (3.44)$$

o en forma matricial

$$\nabla P_L = 2 ([\alpha]Q - [\beta]P) \quad (3.45)$$

3.4.2 Despacho de potencia reactiva.

Partiendo del método del gradiente, se puede plantear la siguiente ecuación:

$$\bar{Q}^{(i+1)} = \bar{Q}^{(i)} - k^{(i)} \overline{\nabla P_L}^{(i)} \quad (3.46)$$

la que está sujeta a las siguientes restricciones:

$$\bar{Q}'_{\min} \ll \bar{Q}' \ll \bar{Q}'_{\max}$$

$$|\bar{V}_{\min}| \ll |\bar{V}| \ll |\bar{V}_{\max}|$$

donde:

$\bar{Q}^{(i+1)}, \bar{Q}^{(i)}$:

vectores cuyos elementos son las potencias reactivas netas de los buses en las iteraciones (i+1) e (i) respectivamente.

$k^{(i)}$:

factor positivo.

$\overline{\nabla P_L}^{(i)}$:

vector gradiente. Sus elementos son las derivadas parciales de las pérdidas de potencia real con respecto a la potencia reactiva para cada bus.

$\bar{Q}'_{\min}, \bar{Q}'_{\max}$:

vectores cuyos elementos son los límites (mínimo y máximo) de la potencia reactiva en cada bus.

\bar{Q}' :

vector que contiene la potencia reactiva generada en cada bus del sistema.

$|\bar{V}_{\text{mín}}|, |\bar{V}_{\text{máx}}| :$

vectores constituidos por los límites mínimo y máximo, respectivamente, de la magnitud de voltaje de cada bus.

$|\bar{V}|$

: vector cuyos elementos son las magnitudes de voltaje para cada bus.

El factor k , necesario para dar el paso al gradiente, se deduce con la ayuda de la ecuación (3.46).

$$\Delta \bar{Q} = \bar{Q}(i) - \bar{Q}(i+1) = k(i) \bar{\nabla} P_L(i) \quad (3.47)$$

Considerando que los gradientes evaluados en la iteración i permanecen constantes, los cambios en las pérdidas de potencia real ΔP_L son:

$$\Delta P_L = \bar{\Delta Q}^t \bar{\nabla} P_L(i) \quad (3.48)$$

donde:

$\bar{\Delta Q}^t$: es la traspuesta del vector cuyos elementos son los cambios en la potencia reactiva de bus.

sustituyendo (3.46) en (3.47)

$$\Delta P_L = k(i) (\bar{\nabla} P_L^t)(i) \bar{\nabla} P_L(i) \quad (3.49)$$

Las pérdidas de potencia real⁶ en la iteración (i) de (3.8) son:

$$P_L(i) = (p^t)(i) [\alpha(i)] p(i) + (q^t)(i) [\alpha(i)] q(i) + (p^t)(i) [\beta(i)] q(i) - (q^t)(i) [\beta(i)] p(i)$$

Las mismas pérdidas, en la iteración $i+1$, correspondientes únicamente a los cambios en la potencia reactiva de bus, son:

$$P_L(i+1) = (p^t)(i) [\alpha(i)] p(i) + (q^t)(i+1) [\alpha(i)] q(i+1) + (p^t)(i) [\beta(i)] q(i+1) - (q^t)(i+1) [\beta(i)] p(i)$$

por lo tanto ΔP_L es:

⁶En las siguientes ecuaciones, los vectores se simbolizan por el carácter en negrita, mientras que las matrices por el carácter entre corchetes.

$$\Delta P_L = (P^t)^i [\beta^{(i)}] (q_i - q^{(i+1)}) + (Q^t)^i ([a^{(i)}] q_i - [\beta^{(i)}] p_i) - (Q^t)^{(i+1)} ([a^{(i)}] q^{(i+1)} - [\beta^{(i)}] p_i)$$

sustituyendo la ecuación (3.45) en la anterior:

$$\Delta P_L = (P^t)^i [\beta^{(i)}] (q^{(i)} - q^{(i+1)}) + 1/2 (Q^t)^{(i)} \nabla P_L^{(i)} - 1/2 (Q^t)^{(i+1)} \nabla P_L^{(i+1)} \quad (3.50)$$

Para fines de cálculo de k se asume que el valor óptimo de Q se alcanza en la iteración $(i+1)$, entonces el último término de la ecuación (3.50) puede despreciarse ya que muchos de los elementos del vector gradiente $\nabla P_L^{(i+1)}$ son aproximadamente cero. Por lo tanto (3.50) se reduce a:

$$\Delta P_L = (P^t)^i [\beta^{(i)}] \Delta Q + 1/2 (Q^t)^{(i)} \nabla P_L^{(i)} \quad (3.51)$$

sustituyendo para ΔP_L de (3.49) y ΔQ de (3.47) en (3.51):

$$k^{(i)} (\nabla P_L^t)^{(i)} \nabla P_L^{(i)} = (P^t)^{(i)} [\beta^{(i)}] k^{(i)} \nabla P_L^{(i)} + 1/2 (Q^t)^{(i)} \nabla P_L^{(i)}$$

despejando $k^{(i)}$:

$$k^{(i)} = 0.5 \frac{(Q^t)^{(i)} \nabla P_L^{(i)}}{(\nabla P_L^t)^{(i)} \nabla P_L^{(i)} - (P^t)^{(i)} [\beta^{(i)}] \nabla P_L^{(i)}} \quad (3.52)$$

6

$$k^{(i)} = 0.5 \frac{(Q^t)^{(i)} \nabla P_L^{(i)}}{(\nabla P_L^t)^{(i)} (\nabla P_L^{(i)} + [\beta^{(i)}] P^{(i)})}$$

El valor calculado de k puede dar como resultado la violación de las restricciones de Q ó V en uno o más buses durante el proceso iterativo. Si el valor Q_j' calculado excede los límites reactivos del bus j , entonces se sustituye por el límite máximo o el mínimo. Si se violan las restricciones de voltaje, se repite el cálculo de ΔQ pero con un valor más pequeño de k que puede determinarse inspeccionando los voltajes en los buses. Si se considera que durante la iteración $(i+1)$ se excede el límite máximo del voltaje en el bus j y su desviación es mayor que la de cualquier otro bus, el incremento sufrido por el voltaje desde la iteración (i) hasta la iteración $(i+1)$ viene dado por:

$$|\Delta V_j| = |V_j^{(i+1)}| - |V_j^{(i)}| \quad (3.53)$$

y la variación deseada es:

$$|\Delta V_{j\text{deseado}}| = |V_{j\text{máx}}| - |V_{j(i)}| \quad (3.54)$$

$|\Delta V_j|$ en el bus j puede calcularse aproximadamente, de:

$$|\Delta V_j| \approx X_{jk} \Delta Q \quad (3.55)$$

donde:

X_{jk} : j -ésimo vector fila de la matriz de reactancias.

sustituyendo (3.48) en (3.55)

$$|\Delta V_j| \approx k^{(i)} X_{jk} \nabla P_L^{(i)} \quad (3.56)$$

igualmente, la variación deseada del voltaje en el bus j es:

$$|\Delta V_{j\text{deseada}}| \approx k'^{(i)} X_{jk} \nabla P_L^{(i)}$$

por lo tanto:

$$\frac{k'^{(i)}}{k^{(i)}} = \frac{|\Delta V_{j\text{deseado}}|}{|\Delta V_j|}$$

o también:

$$k'^{(i)} = T k^{(i)} \quad (3.57)$$

con:

$$T = \frac{|\Delta V_{j\text{deseado}}|}{|\Delta V_j|} = \frac{|V_{j\text{máx}}| - |V_{j(i)}|}{|V_{j(i+1)}| - |V_{j(i)}|} \quad (3.58)$$

Similarmente, si el voltaje con mayor desviación es más pequeño que el límite inferior, entonces:

$$T = \frac{|\Delta V_{j\text{deseado}}|}{|\Delta V_j|} = \frac{|V_{j(i)}| - |V_{j\text{mín}}|}{|V_{j(i)}| - |V_{j(i+1)}|} \quad (3.59)$$

De este modo se calculan valores sucesivos para ΔQ hasta que todos los voltajes en los buses estén dentro de los límites aceptables. El proceso de optimización continua, tratando de mantener un voltaje fijo en aquellos buses que alcanzan un límite y que no se mueven hacia el rango de voltaje aceptable. Los pasos básicos del proceso de optimización son los siguientes:

- 1) Con los resultados obtenidos de la subrutina de flujo de carga, encontrar los valores de α_{jk} y β_{jk} .
- 2) Luego calcular los elementos del vector gradiente ∇P_L .
- 3) Con los datos anteriores se procede a evaluar el factor k con la ecuación (3.52).
- 4) Calcular el nuevo valor para la potencia reactiva con la ecuación (3.46).
- 5) Comparar el nuevo valor de potencia reactiva con los límites de capacidad, si éstos se exceden, debe modificarse el valor de Q para satisfacer las restricciones del sistema.
- 6) Desarrollar nuevamente un estudio de flujo de carga con los valores obtenidos en el paso 5.
- 7) Comparar los voltajes en todos los buses con respecto al rango permisible, si se violan sus límites debe reducirse el factor k de tal forma que los voltajes alcancen nuevamente los límites especificados.
- 8) Regresar al paso 4.

El flujograma correspondiente se muestra en el anexo B.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPITULO TRES

-El problema de la operación óptima de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, considera una diversidad de factores que inciden en el funcionamiento de éstos, los cuales son sujetos de la manipulación por parte de los ingenieros de redes de tal forma que se lleve el sistema a un funcionamiento cada vez más eficiente.

-El flujo óptimo de potencia reactiva es un enfoque que pretende solucionar uno de los aspectos que inciden en la calidad del servicio suministrado desde una red de energía eléctrica, y este es el del perfil de voltaje plano, aunque éste no es posible obtenerlo en la práctica, pueden mantenerse los voltajes del sistema dentro de un rango de operación aceptable, lo cual es el objetivo del despacho de potencia reactiva.

-El aspecto básico para lograr el flujo óptimo de potencia reactiva, es establecer una función objetivo (pérdidas del sistema), aplicar una técnica de optimización para minimizarla y evaluar repetidamente los valores de las variables de los buses del sistema, con el propósito de verificar que las restricciones del sistema no se han violado.

-El método del cálculo de flujo de carga, pasa a considerarse como una herramienta necesaria para el proceso de optimización, ya no puede tomarse como el procedimiento idóneo para determinar la configuración de operación del sistema, sino más bien como una parte del método global.

-En este sentido dado que la técnica de optimización es un proceso iterativo, se plantea el uso de un método no lineal, como lo es el método del gradiente, el cual es uno de los más sencillos y computacionalmente atractivo ya que no requiere cálculos demasiado complejos o grandes cantidades de variables a mantener en memoria.

-La expresión matemática que relaciona las pérdidas de transmisión del sistema se ha desarrollado de forma que su aplicación no esté limitada a un problema en particular, sino que pueda ser utilizada para diversos enfoques (ej. despacho de potencia real). En tal sentido bajo el punto de vista de la optimización reactiva, a través del despacho de potencia reactiva, los dispositivos compensadores se modelan como generadores de potencia reactiva bajo condiciones de estado estable, de tal forma que el modelado del sistema esté relacionado con las variables de la ecuación que describe las pérdidas del sistema.

-Con la implementación del flujo de potencia óptimo se pretende obtener un manejo y una coordinación adecuada del equipo compensador del sistema. Es recomendable en tal sentido, establecer estudios que busquen obtener la automatización de la operación de los dispositivos encargados de la compensación reactiva, de forma que se mantengan los niveles correctos de voltaje, así como se disminuyan los costos de generación de energía.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

-Chapman S.J. Máquinas eléctricas, Colombia, McGraw Hill, 1987.

-Dommel H.W. y Tinney W.F. Optimal Power Flow Solutions, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87 Oct. 1968.

-Elgerd, Olle I. Electric Energy Systems Theory: An Introduction, USA, McGraw Hill, 1971.

-Hano I., Tamura Y., Narita S. y Matsumoto K., Real Time Control of System Voltage and Reactive Power, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, Oct. 1969.

-Miller, T.J.E., Reactive Power Control in Electric Systems, USA, John Wiley & Sons, 1982.

-Sasson A.M. y Merrill H.M., Some Applications of Optimization Techniques to Power Systems Problems, Proceedings of the IEEE, Vol.62, Julio 1974.

-Siegert L.A., Alta Tensión y Sistemas de Transmisión, México, Editorial Limusa, 1988.

-Stagg G.W. y El-Abiad A.H., Computer Methods in Power System Analysis, USA, McGraw Hill, 1968.

-Sullivan R.L., Power System Plannig, USA, McGraw Hill, 1977.

-Taha H.A., Investigación de Operaciones. Una Introducción, México, Representaciones y Servicios de Ingeniería S.A., 1976.

CAPITULO IV

APLICACION DEL FLUJO DE POTENCIA OPTIMO

Introducción.

Luego del análisis de las técnicas descritas en el Capítulo III, se procederá a analizar la operación y desarrollo del programa mediante un ejemplo basado en un sistema de potencia sencillo pero que reúne las características suficientes para comprender su manejo así como para conocer cuáles son los datos relevantes que se necesitan para su ejecución.

4.0 Algoritmo del Flujo de Potencia Optimo.

En síntesis el proceso total que involucra las técnicas de flujo de carga y de optimización para la resolución del control de voltaje de los sistemas de potencia, es el que se describe en el siguiente algoritmo.

- a) Se inicia el cálculo de los valores iniciales de voltaje para el método de Newton-Raphson, utilizando para ello el proceso de Gauss-Seidel iterando una sola vez.
- b) Se calcula el flujo de carga del sistema utilizando el proceso iterativo de Newton-Raphson, éste conlleva el cálculo de la matriz jacobiana, su inversa y el producto de ésta por las variaciones en la potencia real y reactiva (la especificada por las condiciones de generación y carga, menos la calculada en el proceso), para así obtener las variaciones en el ángulo y la magnitud de voltaje, actualizando o mejorando los valores de voltaje. El proceso continúa con Newton hasta que la diferencia en la potencia real y reactiva es menor que una tolerancia especificada.
- c) Una vez termina el cálculo del flujo de carga se verifica que el voltaje en los diferentes nodos del sistema se encuentren dentro del rango de operación, si no es así, se inicia la etapa del despacho de potencia reactiva.

d) Se calcula la matriz de impedancias de bus (Z_{BUS}), se toma la parte real de ella, y se calculan los factores alfa y beta de la ecuación de pérdidas.

e) Se calcula el vector gradiente y el factor de paso óptimo, con ellos se calcula el nuevo despacho de potencia reactiva de los elementos compensadores.

f) Verificar que los límites de generación de reactivos de los diferentes elementos compensadores no sean excedidos, si lo anterior ocurre fijar la generación con el límite de potencia que ha sido sobrepasado.

g) Se inicia el proceso del flujo de carga (Newton), con los valores de potencia reactiva actualizados para determinar su efecto en el voltaje del sistema.

h) Si los límites de operación de los voltajes han sido sobrepasados el proceso puede optar por dos estrategias:

1) Verificar la existencia de transformadores con relación de vueltas no nominal en los nodos donde existe la violación de voltaje, si éste es el caso entonces se cambia la posición del tap, se calcula la nueva matriz de admitancias y se ejecuta el proceso del flujo de carga desde Gauss (pasos a y b), luego se retorna al despacho de potencia reactiva.

2) Si no existen transformadores con taps variables, se calcula las desviaciones de voltaje (el resultado del último flujo de carga con respecto al valor anterior o a los límites de operación) y se modifica el valor del factor de paso óptimo.

i) Se especifica un nuevo despacho de potencia reactiva, continuando el proceso hasta que los voltajes se encuentren dentro de su rango de operación y los límites de generación de reactivos no sean excedidos.

j) Se obtiene la generación óptima de reactivos, para la cual el sistema analizado se encuentra con pérdidas de transmisión menores a las iniciales y su perfil de voltaje garantiza un mejoramiento en la calidad del servicio prestado.

4.1 Sistema de seis buses.

Para el sistema mostrado en la figura 4.1, las conexiones entre buses, impedancia por unidad y la posición de taps de los transformadores se resumen en la tabla 4.1. Los datos de

generación y carga correspondientes al nivel de plena carga para cada bus se muestran en la tabla 4.2.

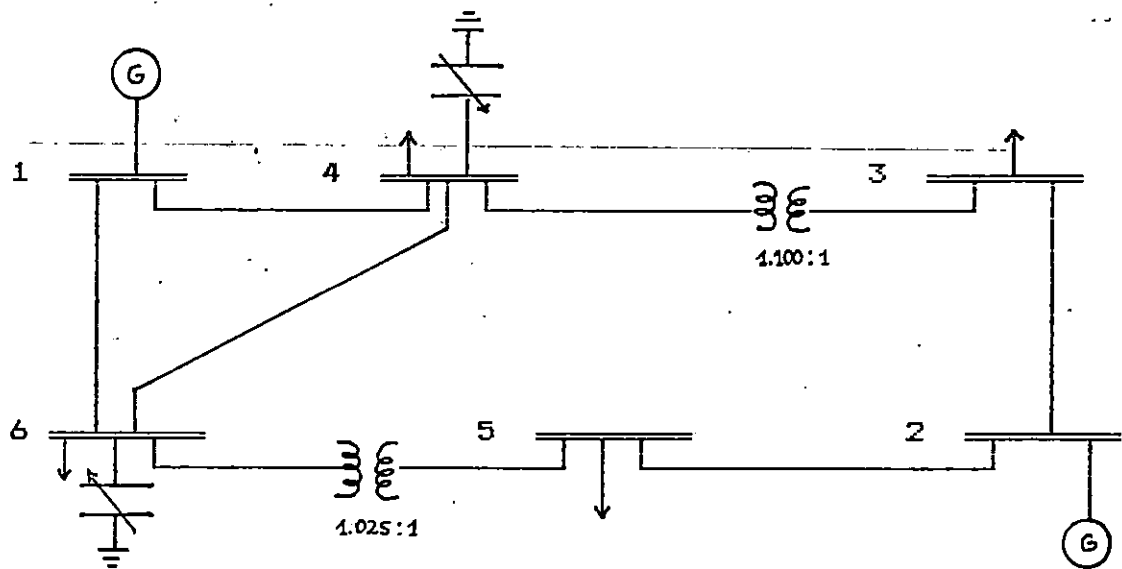


Fig. 4.1 Sistema de 6 buses, ejemplo 4.1

Tabla 4.1 Datos de líneas del sistema de 6 buses: base 100 MVA

Número de línea	Conexión de la línea		Impedancia (pu)		Posición de tap
	Bus a	Bus	R	X	
1	1	6	0.123	0.518	-
2	1	4	0.080	0.370	-
3	4	6	0.097	0.407	-
4	6	5	0.000	0.300	1.025
5	5	2	0.282	0.640	-
6	2	3	0.723	1.050	-
7	4	3	0.000	0.133	1.100

Los límites inferior y superior para cada variable involucrada, así como el estado inicial de cada una se muestran en la Tabla 4.3, éstos valores se obtuvieron utilizando el método de flujo de carga de Newton-Raphson, tomando como base los datos de la Tabla 4.2. Puede observarse que el voltaje en el bus tres está por debajo del límite mínimo especificado, se pretende por tanto, mejorar ese nivel a través de la reducción de pérdidas en el sistema aplicando la técnica de optimización descrita en el Capítulo III.

Tabla 4.2 Datos de generación y carga.

Número del bus	Voltaje		Generación		Carga	
	$ V $ (pu)	θ (rad)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1.05	0.0	-	-	-	-
2	1.00	0.0	50.0	0.0	0.0	0.0
3	1.00	0.0	0.0	0.0	55.0	13.0
4	1.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	1.00	0.0	0.0	0.0	30.0	18.0
6	1.00	0.0	0.0	0.0	50.0	5.0

Tabla 4.3 Límites de variables del ejemplo 4.1

Variable		Límites		Nivel a plena carga	
		Mínimo	Máximo	Estado inicial	
taps de transfor.	t_{65}	0.900	1.100	1.025	
	t_{43}	0.900	1.100	1.100	
voltaje de generadores	V_1	1.000	1.100	1.050	0.0
	V_2	1.000	1.150	1.102	-0.1076
voltaje de buses de carga $ V $ (pu) θ rad	V_3	0.900	1.000	0.857	-0.2404
	V_4	0.900	1.000	0.954	-0.1728
	V_5	0.900	1.000	0.903	-0.2330
	V_6	0.900	1.000	0.935	-0.2201
fuentes de reactivos (MVAR)	Q_4	0.000	5.000	0.000	
	Q_6	0.000	5.500	0.000	
Q de los generadores (MVAR)	Q_1	-20.0	100	0.0	
	Q_2	-20.0	100	35.0	

Los resultados finales, obtenidos después que el programa realiza tres iteraciones, se resumen en la Tabla 4.4, donde se observa que ya no existen violaciones de voltaje y todos los buses están operando dentro de sus límites. Para ello las fuentes de reactivos Q_4 y Q_6 han variado su generación

de reactivos inicial de cero a 3.3 y 2.9 MVARs, aproximadamente. Los taps de los transformadores modificaron la matriz de admitancias de bus al variar su posición, lo cual implica una nueva red por cada valor diferente de tap. Finalmente es de hacer notar la reducción en la potencia suministrada al sistema por el generador oscilante, la diferencia representa en sí una economía a la compañía productora de energía, ya que se ahorra la producción de 0.830 MW y 8.987 MVAR.

Tabla. 4.4 Resultados finales para el sistema del ejemplo 4.1

Variable		Límites		Estado final	
		Mínimo	Máximo		
taps de transfor.	t ₆₅	0.900	1.100	1.000	
	t ₄₃	0.900	1.100	1.050	
voltaje de generado- res	V ₁	1.000	1.100	1.050	0.0
	V ₂	1.000	1.150	1.141	-0.1123
voltaje de buses de carga V (pu) θ rad	V ₃	0.900	1.000	0.917	-0.2316
	V ₄	0.900	1.000	0.972	-0.1723
	V ₅	0.900	1.000	0.950	-0.2280
	V ₆	0.900	1.000	0.956	-0.2178
fuentes de reactivos (MVAR)	Q ₄	0.000	5.000	3.2943	
	Q ₆	0.000	5.500	2.9429	
Q de los generado- res (MVAR)	Q ₁	-20.0	100	28.36	
	Q ₂	-20.0	100	35.05	
P del ge- nerador os- cilante.	Inicial	96.378 MW		Variación:	
	Final	95.545 MW		0.83079 MW	

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPITULO 4

-Se ha analizado a través del programa de flujo de potencia óptimo, una solución a la problemática de los voltajes fuera del rango de operación en un sistema de potencia simple, pero que posee características que se presentan en una red real.

-La utilidad que presenta un flujo de carga para un análisis de optimización es evidente, sin embargo por sí solo no provee la información suficiente para establecer los criterios necesarios para tomar una decisión en cuanto al manejo eficiente de reactivos en un sistema de potencia, con la finalidad de mejorar los voltajes en los diferentes buses que lo constituyen.

-En la práctica, el objetivo fundamental del programa es proporcionar la información necesaria para tener una adecuada distribución de reactivos, disminuyendo las pérdidas del sistema, lo cual se refleja en una reducción de costos en la transmisión de energía.

-Para el empleo del programa, pese a que no es complicado como se ha observado a través del ejemplo, se recomienda tener conocimientos básicos de redes de potencia así como conocimientos previos de computación.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

-Kishore A., Hill E.F., Static Optimization of Reactive Power Sources by use of Sensitivity Parameters, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Abril 1970.

CONCLUSIONES GENERALES Y RECOMENDACIONES

El estudio de los diferentes dispositivos compensadores, permite apreciar mejor el uso correcto de cada uno de acuerdo a las necesidades existentes en el sistema de potencia, ya sea para propósitos de estabilidad de líneas, compensación reactiva, etc.

Los factores negativos que produce el desbalance de potencia reactiva en las redes eléctricas, limita el desarrollo y expansión del sistema de potencia, ya que si no se emplean las estrategias necesarias para minimizar dichos efectos, la degradación del servicio llega a ser lo bastante severa como para frenarlo.

El nivel de distorsión armónica existente en el país a nivel de transmisión, es mínimo, pero deben tomarse las medidas adecuadas para controlarlo: poseer un equipo de medición confiable que contribuya a detectar niveles no deseados de armónicos en la red, empleo de filtros y mantenimiento preventivo en aquellos elementos del sistema que debido a aspectos constructivos constituyen una fuente de armónicos.

A través de la técnica de optimización puede observarse que los métodos matemáticos para la resolución de problemas no lineales constituyen una herramienta fundamental en el estudio de redes de potencia, pese a la complejidad de muchas de ellas, su aplicación depende de la habilidad y de las necesidades de quien las utilice.

La implementación del algoritmo del flujo de potencia óptimo se ve beneficiado por el uso del computador digital, el cual permite manejar toda una configuración específica de un sistema de potencia, de tal forma que los resultados del proceso puedan ser fácilmente aplicados en los dispositivos compensadores reales considerados.

A fin de realizar una eficiente utilización de los recursos energéticos, en particular de la energía eléctrica, y al mismo tiempo evitar en la medida de lo posible la creciente contaminación de la red de potencia (y los problemas inherentes) deben formularse estrategias para un control adecuado de la distorsión armónica, así como una

normativa de acuerdo a las condiciones propias de cada país.

Es recomendable que la Escuela de Ingeniería Eléctrica por medio de la materia de Redes de Potencia tome en cuenta el análisis de los flujos de potencia óptimos pues éstos permiten una mejor evaluación de la red eléctrica.

La introducción en El Salvador de la compensación reactiva como una herramienta de control potencialmente poderosa, puede utilizarse de tal forma que se le dé una respuesta satisfactoria a los problemas que conlleva la continua expansión del sistema de potencia, los cuales se ven agravados por la escasez y deterioro de los recursos energéticos disponibles.

Es importante hacer notar que el estudio y análisis sobre compensación de potencia reactiva, descrito en el presente trabajo, abarca e incluye otras esferas de estudio que se recomienda sean consideradas como futuros temas para trabajos de graduación, éstas son: efecto de las plantas generadoras con baja estabilidad debido al consumo y producción de reactivos, despacho de potencia reactiva en tiempo real, estudio de la cargabilidad de líneas de transmisión, control automático del despacho de potencia reactiva, y otros.

Se recomienda a la Escuela de Ingeniería Eléctrica, regular el número de asesores encargados directamente del trabajo a no más de dos, aparte del coordinador, debido a que la experiencia ha demostrado que un equipo numeroso es difícil de coordinar.

ANEXO A

TECNICAS DE OPTIMIZACION REACTIVA

CLASIFICACION DE LAS TECNICAS PARA OPTIMIZACION REACTIVA

Si se considera que el modelo del sistema es lineal o que se ha linealizado a través del uso apropiado de transformaciones matemáticas, los métodos usados para su análisis pueden clasificarse dentro de las siguientes categorías básicas:

Aproximación por programación lineal: la programación lineal es una técnica matemática empleada para determinar la asignación eficiente de los recursos limitados en actividades conocidas, con la finalidad de lograr los objetivos deseados, es decir, es un método de resolución de problemas en el cual debe maximizarse o minimizarse una función objetivo, cuando se consideran ciertas restricciones. Uno de los métodos más utilizados es el Simplex, en el que se encuentra una solución mejor en cada paso y una óptima en un número finito de pasos.

Aproximación por programación dinámica: la programación dinámica se utiliza para mejorar la eficiencia de cálculo en determinados problemas de optimización. Es un método para separar un problema grande y complicado en un conjunto de subproblemas más pequeños que sean individualmente más fáciles de resolver.

Cuando la función objetivo y las restricciones no son lineales, y por lo tanto se han linealizado, debe tenerse en cuenta que la aplicación de los métodos anteriores llevan a soluciones incorrectas, pues no conducen a un resultado óptimo verdadero ya que el valor encontrado es un "subóptimo" que oscila alrededor del punto deseado.

Otros métodos para el análisis de sistemas no lineales, son la técnica de multiplicadores de Lagrange y la técnica de condiciones de Kuhn-Tucker, donde el modelo del sistema se considera no lineal.

-Flujo de potencia óptimo usando Multiplicadores de Lagrange.

El primer paso es resolver el flujo de potencia definiendo los nodos así: nodo oscilante, nodos P,Q y nodos P,V (P,Q y V especificados). Formándose los siguientes vectores:

$$\begin{bmatrix} x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V \text{ y } \theta \text{ en} \\ \text{ nodos P,Q} \\ \\ \theta \text{ en} \\ \text{ nodos P,V} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [u] \\ [p] \end{bmatrix}$$

[u] : parámetros de control como taps de transformadores, magnitudes de voltaje en los nodos P,V etc.

[p] : parámetros fijos P_{net}, Q_{net} para los nodos P,Q y P_{net}, V en los nodos P,V.

[x] : vector de incógnitas.

Además se tiene:

$$P_k(v, \theta) - P_{Netk} = 0 \quad (A.1)$$

$$Q_k(v, \theta) - Q_{Netk} = 0 \quad (A.2)$$

Para encontrar el vector [x] se utiliza el método de Newton-Raphson en coordenadas polares.

El segundo paso es definir el flujo de potencia óptimo. Se forma un vector [g] seleccionando un número de ecuaciones (A.1) y (A.2) igual al número de incógnitas en [x].

$$[g(x, u, p)] = \begin{bmatrix} \text{ecc (1) y (2)} \\ \text{para nodos P, Q} \\ \text{ecc (1) para nodos P, V} \end{bmatrix} \quad (A.3)$$

Usando multiplicadores de Lagrange, para minimizar la función objetivo $f(x, u)$ sujeta a $[g(x, u, p)] = 0$, se introducen tantos multiplicadores Lagrangianos (λ_i) como restricciones de igualdad existen en [g]:

$$\mathcal{E}(x, u, p) = f(x, u) + [\lambda]^T [g(x, u, p)] \quad (A.4)$$

$$[\partial \mathcal{E} / \partial x] = [\partial f / \partial x] + [\partial g / \partial x]^T [\lambda] = 0 \quad (A.5)$$

$$[\partial \mathcal{E} / \partial u] = [\partial f / \partial u] + [\partial g / \partial u]^T [\lambda] = 0 \quad (A.6)$$

$$[\partial \mathcal{E} / \partial \lambda] = [g(x, u, p)] = 0 \quad (A.7)$$

Las ecuaciones (A.5), (A.6) y (A.7) son las condiciones necesarias para un mínimo, (A.5) contiene la traspuesta del Jacobiano de la solución del flujo de potencia. Por ser ecuaciones no lineales se resuelven por iteración a través del siguiente algoritmo:

1) Asumir un grupo de parámetros de control [u].

2) Encontrar una solución factible del flujo de carga y encontrar el Jacobiano para el punto de solución.

3) Resolver (A.5) para $[\lambda]$

$$[\lambda] = - [\partial g / \partial x]^T (-1) [\partial f / \partial x] \quad (A.8)$$

4) Sustituir $[\lambda]$ en (A.6) y calcular el gradiente

$$[\nabla f] = [\partial \mathcal{L} / \partial u] \quad (A.9)$$

5) Si el gradiente es lo suficientemente pequeño, se habrá llegado al mínimo

6) De otra forma encontrar un nuevo vector $[u]$ y retornar al paso 2.

$$[u'] = [u^0] + [\Delta u]$$

$$[\Delta u] = -c [\nabla f]$$

La parte crítica del algoritmo es el paso 6 ya que un valor muy pequeño de c asegura la convergencia pero genera demasiados ciclos de ajuste, mientras que valores muy grandes provocan oscilaciones alrededor del mínimo.

Para el método de los multiplicadores de Lagrange se asume que los parámetros de control toman cualquier valor (no presentan restricciones).

-Método de Kunh-Tucker.

Este método establece la minimización de $f(x,u)$ sujeta a: restricciones de igualdad

$$g[x,u,p] = 0 \quad (A.10)$$

y restricciones de desigualdad

$$[u] - [u^{\max}] \leq 0 \quad (A.11a)$$

$$[u^{\min}] - [u] \leq 0 \quad (A.11b)$$

y las condiciones necesarias son:

$$|\nabla \mathcal{L}| = 0 \quad (A.12)$$

gradiente con respecto a u, x, λ

$$[\mu^{\max}]^T ([u] - [u^{\max}]) = 0$$

$$[\mu^{\min}]^T ([u^{\min}] - [u]) = 0 \quad (A.13)$$

$$[\mu^{\max}] \geq 0, [\mu^{\min}] \geq 0$$

Entonces el Lagrangiano se define como:

$$\mathcal{L} = f(x, u) + [\lambda]^T [g(x, u, p)] + [\mu^{\max}]^T ([u] - [u^{\max}]) + [\mu^{\min}]^T ([u^{\min}] - [u]) \quad (\text{A.14})$$

$[\mu^{\max}]$ y $[\mu^{\min}]$ son variables auxiliares similares a los multiplicadores de Lagrange para las restricciones de igualdad. Si u_i alcanza uno de los límites entonces μ^{\max} ó μ^{\min} existe, por lo tanto:

$$[\partial \mathcal{L} / \partial x] = [\partial f / \partial x] + [\partial g / \partial x]^T [\lambda] = 0 \quad (\text{A.14})$$

$$[\partial \mathcal{L} / \partial u] = [\partial f / \partial u] + [\partial g / \partial u]^T [\lambda] + [\mu] = 0 \quad (\text{A.15})$$

donde:

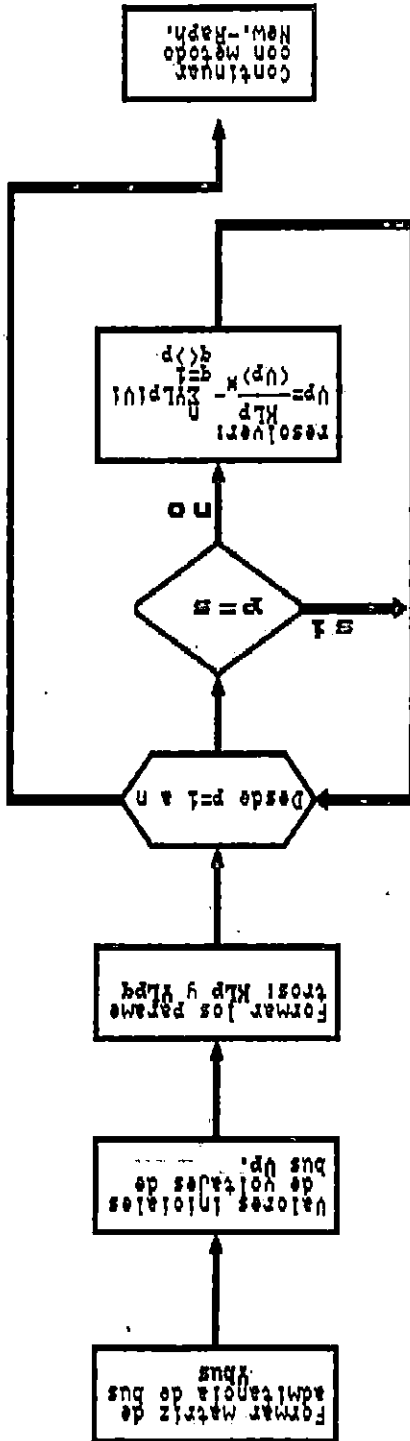
$$\begin{aligned} \mu_i &= \mu_i^{\max}, \quad \text{si } \mu_i > 0 \\ \mu_i &= -\mu_i^{\min}, \quad \text{si } \mu_i < 0 \\ [\partial \mathcal{L} / \partial \lambda] &= [g(x, u, p)] = 0 \end{aligned}$$

$[\mu]$ calculado de (A.15) en cualquier solución factible (no óptima) del flujo de carga y con λ de (A.14), es igual al gradiente negativo. En el óptimo $[\mu]$ debe cumplir también las ecuaciones (A.13)

ANEXO B

DIAGRAMAS DE FLUJO DE LA TECNICA UTILIZADA

DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL METODO DE GAUSS SEIDEL
 VALORES INICIALES DE VOLTAJES DE BUS.



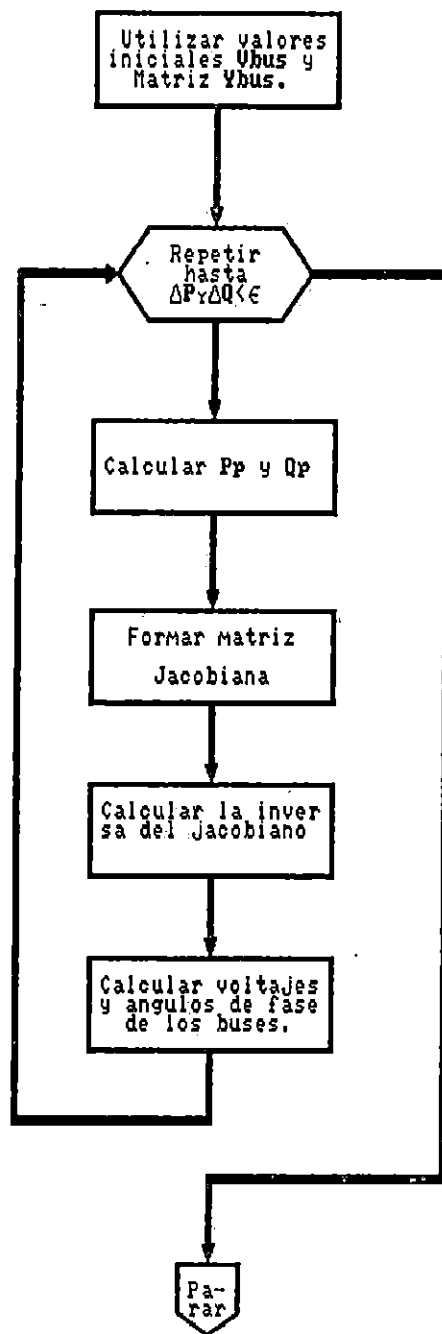


DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL METODO DE NEWTON RAPHSON
EN COORDENADAS POLARES.

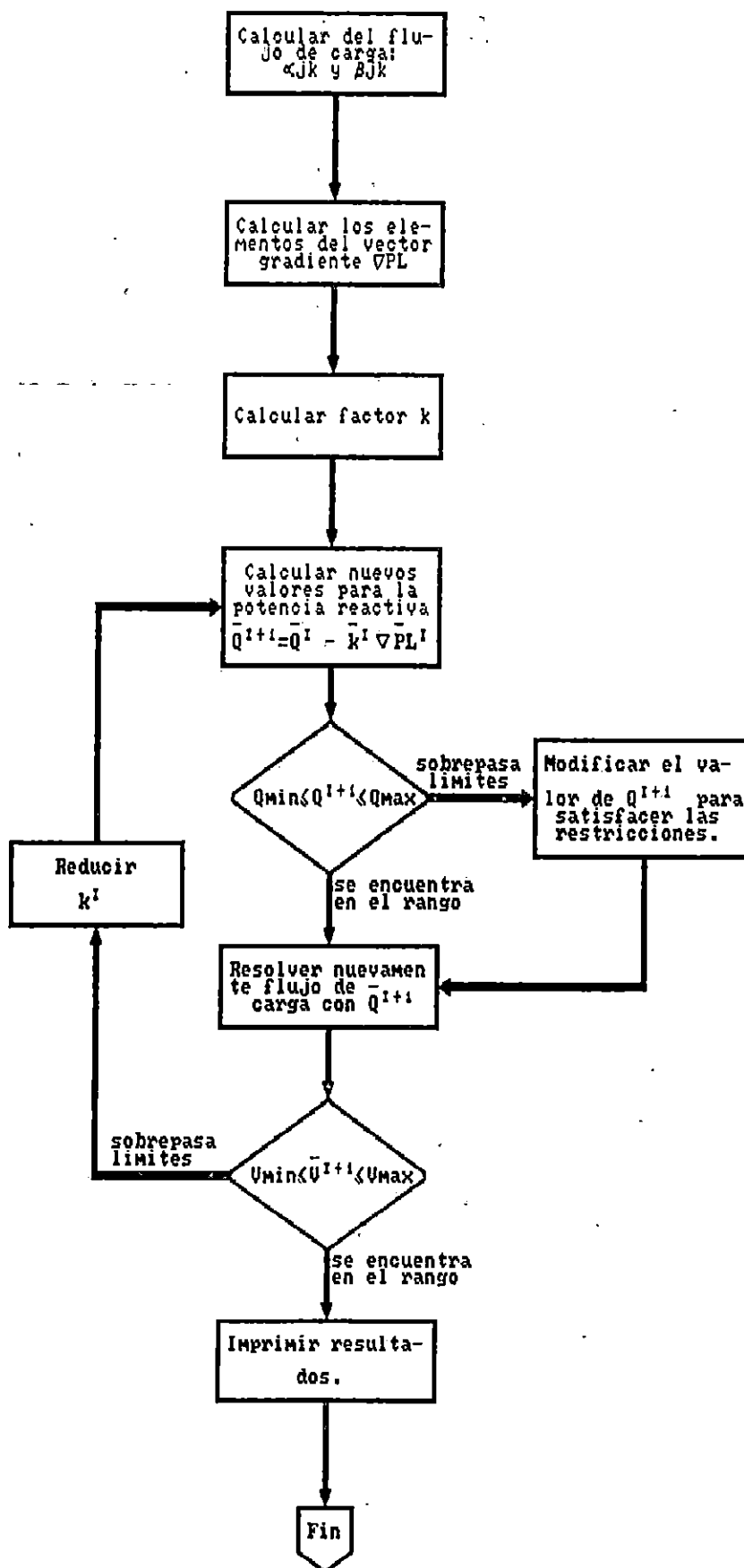


DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL PROCESO DE OPTIMIZACION

ANEXO C

MANUAL DE USUARIO PARA EL PROGRAMA OPTVAR

**MANUAL DEL USUARIO
PARA EL PROGRAMA OPTVAR.**

El programa para la optimización de reactivos en sistemas eléctricos de potencia se ha diseñado para emplearse en aquellos sistemas que contengan algún(os) de los diferentes dispositivos de compensación descritos en el Capítulo 1 (a excepción de los reactores).

Para iniciar el proceso iterativo del programa, se hace necesario haber construido previamente un archivo de datos, (los datos de voltaje y admitancias del sistema deben estar en por unidad), utilizando para ello un programa editor de textos que permita guardar los datos en formato ASCII (por ejemplo el Professional Writer o el Word5). Dicho archivo debe sujetarse al siguiente orden de presentación de datos:

-1 línea de caracteres (hasta 70) que puede servir de título o etiqueta que identifique los datos con el sistema al cual pertenecen.

-1 línea en blanco

-el caracter H (en mayúscula)

-el número de líneas del sistema

-a continuación, las características de ellas (nodo inicial, nodo terminal, admitancia serie en sus componentes real e imaginaria y la admitancia en derivación).

-el caracter H

-el número de nodos del sistema, iniciando la lista con el nodo oscilante se escriben la generación de potencia real, reactiva, el consumo (real y reactivo), una letra código que identifica el tipo de bus:

S para el bus oscilante.

G para los nodos con generadores conectados.

L para los buses de carga.

finalmente los límites de la potencia reactiva para los nodos con generadores.

-el caracter H

-los voltajes iniciales del sistema, nuevamente colocando en primer lugar los datos del bus oscilante, se escriben además los límites mínimos y máximos para cada uno de los voltajes a lo largo del sistema.

-el caracter H

-el número de transformadores conectados, a continuación el bus en el cual se encuentra el tap, el bus que no tiene el tap, la admitancia (real e imaginaria), la posición inicial del tap y finalmente los límites mínimo y máximo del tap.

-el caracter H

-el número de compensadores conectados al sistema, el nodo en el cual se encuentra, letra código

C para condensador

V para CEV

M para motor síncrono

la cantidad de reactivos inyectados al sistema, los límites mínimo y máximo de capacidad de generación de reactivos.

Un ejemplo del formato del archivo de datos se muestra a continuación:

SISTEMA DE SEIS BUSES PARA PRUEBA DEL PROGRAMA DE OPTIMIZACION REACTIVA

H{líneas del sistema}

5

1	6	0.43393	-1.82746	0.0
1	4	0.55827	-2.58200	0.0
2	3	0.44486	-0.64606	0.0
2	5	0.57654	-1.30846	0.0
4	6	0.55410	-2.32494	0.0

H{Generación y carga de los nodos del sistema}

6

0.00	0.00	0.00	0.00	S	-20.0	100.0
50.0	35.0	0.00	0.00	G	-20.0	100.0
0.00	0.00	55.0	13.0	L	0.000	0.000
0.00	0.00	0.00	0.00	L	0.000	0.000
0.00	0.00	30.0	18.0	L	0.000	0.000
0.00	0.00	50.0	5.00	L	0.000	0.000

H{Voltajes iniciales del sistema}

1.05	0.0	1.0	1.10
1.00	0.0	1.0	1.15
1.00	0.0	0.9	1.00
1.00	0.0	0.9	1.00
1.00	0.0	0.9	1.00
1.00	0.0	0.9	1.00

H{Transformadores con relación de vueltas no nominal}

2

4	3	0.0	-7.5188	1.100	0.9	1.10
6	5	0.0	-3.3330	1.025	0.9	1.10

H{Elementos compensadores conectados}

2

4	C	0.0	0.0	5.0
6	C	0.0	0.0	5.5

Al iniciar la ejecución del programa (nombre del archivo ejecutable: OPTVAR), luego de la pantalla de presentación, se solicita la introducción de la ruta o dirección en la cual se encuentra el archivo de datos, el programa no continua hasta que la ruta sea la correcta, por ejemplo: a:\Tesis.dat.

--- A continuación el programa pregunta la potencia base a utilizar y la tolerancia para el proceso de Newton-Raphson. A partir de este momento se inicia el proceso de optimización definido en el siguiente algoritmo¹:

- a) Se inicia el cálculo de los valores iniciales de voltaje para el método de Newton-Raphson, utilizando para ello el proceso de Gauss-Seidel iterando una sola vez.
- b) Se calcula el flujo de carga del sistema utilizando el proceso iterativo de Newton-Raphson, el proceso conlleva el cálculo de la matriz jacobiana, su inversa y el producto de ésta por las variaciones en la potencia real y reactiva (la especificada por las condiciones de generación y carga, menos la calculada en el proceso), para así obtener las variaciones en el ángulo y la magnitud de voltaje, actualizando o mejorando los valores de voltaje. El proceso continúa con Newton hasta que la diferencia en la potencia real y reactiva es menor que una tolerancia especificada.
- c) Una vez termina el cálculo del flujo de carga se verifica que el voltaje en los diferentes nodos del sistema se encuentren dentro del rango de operación, si no es así, se inicia la etapa del despacho de potencia reactiva.
- d) Se calcula la matriz de impedancias de bus (Z_{bus}), se toma la parte real de ella, y se calculan los factores alfa y beta de la ecuación de pérdidas.
- e) Se calcula el vector gradiente y el factor de paso óptimo, con ellos se calcula el nuevo despacho de potencia reactiva de los elementos compensadores.
- f) Verificar que los límites de generación de reactivos de los diferentes elementos compensadores no sean excedidos, si lo anterior ocurre fijar la generación con el límite de potencia que ha sido sobrepasado.
- g) Se inicia el proceso del flujo de carga (Newton), con los valores de potencia reactiva actualizados para determinar su efecto en el voltaje del sistema.

¹Para una mayor información véase el Capítulo 3.

h) Si los límites de operación de los voltajes han sido sobrepasados el proceso puede optar por dos estrategias:

1) Verificar la existencia de transformadores con relación de vueltas no nominal en los nodos donde existe la violación de voltaje, si éste es el caso entonces se cambia la posición del tap, se calcula la nueva matriz de admitancias y se ejecuta el proceso del flujo de carga desde Gauss (pasos a y b), luego se retorna al despacho de potencia reactiva.

2) Si no existen transformadores con taps variables, se calcula las desviaciones de voltaje (el resultado del último flujo de carga con respecto al valor anterior o a los límites de operación) y se modifica el valor del factor de paso óptimo.

i) Se especifica un nuevo despacho de potencia reactiva, continuando el proceso hasta que los voltajes se encuentren dentro de su rango de operación y los límites de generación de reactivos no sean excedidos.

j) Se obtiene la generación óptima de reactivos, para la cual el sistema analizado se encuentra con pérdidas de transmisión menores a las iniciales y su perfil de voltaje garantiza un mejoramiento en la calidad del servicio prestado.

Finalmente, una vez el programa determina la generación óptima de reactivos en el sistema bajo consideración, se le da la opción al usuario de imprimir y/o guardar los resultados en disco, introduciéndose para ello la ruta donde van a ser archivados.