

68



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE Y APLICACIÓN DE
COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA EN UN SISTEMA
ELÉCTRICO DE POTENCIA**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
(ÁREA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA)
P R E S E N T A
RODRÍGUEZ MORALES JUAN CARLOS**

**DIRECTOR DE TESIS
ING. ARMANDO GRANDE GONZÁLEZ**



290235

2001

MÉXICO, D.F., NOVIEMBRE DE



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A mis queridos padres :

Que me han apoyado durante todos mis estudios, tanto económica como moralmente, deseando siempre lo mejor para mí y enseñándome los principales valores del hombre; este trabajo no se hubiera realizado sin su ayuda. Gracias Sr. Juan Rodríguez y Sra. Gloria Morales

A mis hermanos:

Porque siempre me han brindado todo su apoyo y su confianza, y cuando necesité un aliento de ánimo, ellos me lo proporcionaron. Gracias Freddy Ernesto Rodríguez Morales y gracias Mónica Jazmín Rodríguez Morales.

Agradecimientos:

Un agradecimiento muy especial, es para la Universidad Nacional Autónoma de México : y sobre todo a la Facultad de Ingeniería ya que gracias a ella he adquirido los conocimientos necesarios, para tener una formación profesional.

No menos especial el agradecimiento, para el ingeniero Armando Grande González, por todo el apoyo que me brindó durante mi servicio social y también en el desarrollo de este trabajo. Muchas gracias ingeniero por el ejemplo, los consejos y la amistad que me brindó.

A todos mis profesores de la Facultad, ya que si ellos no compartieran sus conocimientos, realmente no podríamos lograr nada. Gracias ingenieros por impartir incondicionalmente sus conocimientos a todos los alumnos.

Mis amigos y amigas, que en todos mis estudios y en especial cuando estuve en la carrera, siempre me apoyaron y animaron en los momentos en que los necesite. Gracias por su amistad y apoyo.

PRÓLOGO

La capacidad de transmisión de potencia activa ha representado en las últimas décadas un aspecto de gran interés para la Planeación y Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's).

En las redes de transmisión básicamente los bancos de capacitores conectados en paralelo se utilizan para soporte del voltaje, el cual se ve disminuido por la transmisión de potencia. A medida que el nivel de la potencia activa transmitida se incrementa; la magnitud del voltaje disminuye. Al disminuir la magnitud del voltaje, se incrementan las pérdidas y sobre todo se corre el riesgo de que el Sistema Eléctrico se colapse (estado en el cual existe afectación de carga, parcial o inclusive total) por pérdida de estabilidad de voltaje (degradación del voltaje, a valores no operables). Esto es, al disminuir la magnitud del voltaje, la magnitud de la corriente se incrementa; al incrementarse la corriente, se incrementan las pérdidas y además disminuye la magnitud del voltaje; y así sucesivamente presentándose una serie de oscilaciones hasta que finalmente el Sistema Eléctrico puede colapsarse.

El presente trabajo está constituido por cinco capítulos en los cuales se hace una descripción detallada de los aspectos técnicos que son necesarios considerar en el análisis de la estabilidad de voltaje, así como de su aplicación en un Sistema Eléctrico Real. Adicionalmente, se indican conclusiones y recomendaciones tanto de las técnicas de análisis utilizadas, así como del comportamiento del Sistema Eléctrico estudiado.

En el capítulo 1 se mencionan las características principales de la compensación de potencia reactiva y del control del voltaje. Se introduce brevemente a lo que es la fabricación de capacitores; se hace una descripción de la aplicación de los capacitores, reactores y compensadores estáticos de potencia reactiva (CEV), para mantener la estabilidad en un Sistema Eléctrico de Potencia.

En el capítulo 2 se trata el tema de la estabilidad de Voltaje, así como las técnicas utilizadas para su estudio; tales como: Curvas P-V, Curvas V-Q y Análisis Modal. Se hace mención de los procedimientos generales para llevar a cabo un Estudio de la Estabilidad de Voltaje en estado estable.

En el capítulo 3 se hace referencia a la máxima transferencia de potencia (Cargabilidad) en Líneas de Transmisión, se mencionan los aspectos más importantes que deben ser considerados.

En el capítulo 4 se describe la aplicación de las técnicas para el Análisis de Estabilidad de Voltaje en un Sistema Eléctrico de Potencia y se dan soluciones que pudieran ser factibles de aplicar, para mejorar los niveles operativos tanto de voltaje, como de reserva de potencia reactiva. La aplicación de las técnicas descritas, se efectuó en el Sistema Eléctrico de El Salvador.

En el capítulo 5 se indican las Conclusiones y Recomendaciones de lo observado durante el desarrollo del presente trabajo, así como de los resultados obtenidos en el análisis del Sistema bajo estudio.

Es oportuno mencionar, que durante mi estancia en la Unidad de Ingeniería Especializada, de la Comisión Federal de Electricidad, tuve la oportunidad de colaborar en la realización del "Estudio de Estabilidad de Voltaje del Sistema Eléctrico de El Salvador". Para mí fue importante y motivante poder colaborar en dicho estudio. Agradezco al personal de la Unidad de Ingeniería Especializada las atenciones que de manera desinteresada me brindaron.

INDICE

	No. de páginas
Introducción	1
1. Compensación Reactiva Capacitiva y Control de Voltaje	
1.1 Introducción	2
1.1.1 Fabricación de Capacitores	2
1.2 Producción y Absorción de Potencia Reactiva	4
1.3 Dificultades con la Transmisión de Potencia Reactiva	5
1.4 Elementos para el Control del voltaje	7
1.5 Reactores en Derivación	7
1.6 Capacitores en Derivación	8
1.6.1 Aplicación a Sistemas de Distribución	8
1.6.2 Aplicación a Sistemas de Transmisión	10
1.7 Capacitores Serie	10
1.7.1 Aplicación en los Alimentadores de Distribución	11
1.7.2 Aplicación a Sistemas de Transmisión de Extra Alto Voltaje	11
1.7.3 Ubicación de Bancos de Capacitores Serie	12
1.8 Condensadores Síncronos	13
1.9 Compensadores Estáticos de Var's	14
1.10 Valores Nominales de Bancos de Capacitores	16
1.10.1 Tolerancia en los valores nominales	16
1.10.2 Valores máximos momentáneos que deben soportar los capacitores .	17
1.10.3 Valores máximos transitorios que deben soportar los capacitores	17
1.11 Corrientes Armónicas	18
1.11.1 Límites de distorsión armónica en la corriente	18
1.11.2 Límites de distorsión armónica en el voltaje	19
1.11.3 Su interacción con los bancos de capacitores	19
1.12 Condiciones de Resonancia	20
1.12.1 Resonancia en paralelo	20
1.12.2 Resonancia serie	25
1.12.3 Reactor Serie	31
1.12.4 Energización de Bancos de Capacitores	33
1.13 Conexiones de Bancos de Capacitores	35
2. Análisis de Estabilidad de Voltaje	
2.1 Conceptos Básicos	36
2.2 Relación entre la Estabilidad de Voltaje y la Estabilidad del Ángulo del Rotor .	37
2.3 Requerimientos de Modelado del SEP para Estudios de Estabilidad de Voltaje	38
2.4 Herramientas para el Análisis de Estabilidad de Voltaje	39
2.4.1 Análisis en Estado Estable	40
2.4.2 Análisis Dinámico	41
2.4.1.1 Razones para Realizar Simulaciones en el Dominio del Tiempo ...	42
2.4.1.2 Márgenes de Tiempo y Mecanismos para la Estabilidad de Voltaje	42

2.4.1.3 Mecanismos y Escenarios de la Inestabilidad de Voltaje	43
2.5 Técnicas para Analizar la Estabilidad de Voltaje	46
2.5.1 Características P-V, Q-V en Nodos de Carga	46
2.5.1.1 Descripción de las curvas P-V	46
2.5.1.2 Descripción de las curvas Q-V	47
2.5.1.3 Limitaciones de Orden Práctico en el Cálculo de curvas Q-V	49
2.5.2 Introducción a las Técnicas de Análisis Lineal	50
2.5.2.1 Análisis de Sensitividad V-Q	50
2.5.2.2 Análisis Modal	52
2.5.2.1.1 Teoría Básica y Formulación del Análisis Modal	52
2.5.2.1.2 Eigen-Análisis de J_R y Modos de la Inestabilidad de Voltaje	54
2.6 Factores de Participación	56
2.6.1 Factores de participación de Buses	56
2.6.2 Factores de participación de Ramas	57
2.6.3 Factores de participación de Generadores y CEVs	58
2.7 Procedimientos Generales para Realizar Estudios de Estabilidad de Voltaje ..	59
2.7.1 Establecimiento del Caso Base	60
2.7.2 Selección de Contingencias	60
2.7.3 Definición del Parámetro Clave del Sistema (PCS) para el Cálculo del Margen de Estabilidad de Voltaje (EV)	60
2.7.4 Especificación del Criterio de Estabilidad de Voltaje	61
2.7.5 Determinación del margen de Estabilidad de Voltaje del Sistema	61
2.7.6 Diseño y Validación de Medidas Correctivas	61
3. Conceptos de Cargabilidad	
3.1 Introducción	62
3.2 Resumen Histórico de la Cargabilidad	62
3.3 Deducción Analítica de la Transferencia de Potencia y Limite de Estabilidad ..	64
3.4 Características de Sistemas Eléctricos longitudinales	67
3.5 Cargabilidad en Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia	68
3.5.1 Limitación Térmica	70
3.5.2 Caída de Voltaje	71
3.5.3 Margen de Estabilidad	72
3.6 Cargabilidad en Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia	73
4. Análisis de Estabilidad de Voltaje en el Sistema Eléctrico de El Salvador	
4.1 Descripción General	76
4.1.1 Generación	76
4.1.2 Red de transmisión	76
4.1.3 Demanda máxima estimada para el año de 1999	76
4.1.4 Compensación capacitiva	81
4.2 Objetivos y Alcance del Estudio	81
4.3 Consideraciones	81
4.3.1 Despachos de Generación	81
4.3.2 Red de Transmisión	82
4.3.3 Caso Base de Estudio	82

4.3.4 Modelación de la Carga	82
4.3.5 Tipos de Análisis Efectuados	82
4.3.5.1 Estado Estable	82
4.3.5.1.1 Análisis de Flujos de Potencia	82
4.3.5.1.2 Análisis Modal	83
4.3.5.1.3 Obtención de Curvas V-Q	83
4.3.5.1.4 Obtención de Curvas P-V	86
4.4 Desarrollo	86
4.4.1 Análisis en Estado Estable	86
4.4.1.1 Flujos de Potencia	92
4.4.2 Contingencia	93
4.4.2.1 Análisis Modal de Contingencias	95
4.4.2.2 Curvas V-Q y P-V para Contingencias	100
4.4.3 Posibles Soluciones	100
4.4.3.1 Compensación Capacitiva en Buses de 46 kV y 23 kV	102
4.4.3.2 Compensación Capacitiva en Buses de 115 kV	
5. Conclusiones y Recomendaciones	
5.1 Conclusiones y Recomendaciones Generales	103
5.1.1 Conclusiones	103
5.1.2 Recomendaciones	103
5.2 Conclusiones y Recomendaciones Relacionadas al Sistema Eléctrico de El Salvador	104
5.2.1 Conclusiones	104
5.2.2 Recomendaciones	105
Bibliografía	106

INTRODUCCIÓN

El estudio de la *estabilidad de voltaje* de diez años a la fecha y especialmente en los últimos cinco, ha tomado cada vez más importancia en la Planeación y Operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia debido a que problemas de colapso de voltaje han desencadenado grandes disturbios masivos en diferentes Sistemas Eléctricos del mundo.

Es posible predecir que el fenómeno de estabilidad de voltaje permanecerá en los próximos años como un importante reto dentro de la Industria Eléctrica, debido principalmente a los requerimientos de incrementar cada vez más los flujos de potencia en las líneas de transmisión actualmente disponibles. Como se sabe, resulta cada vez menos factible la construcción de líneas de transmisión debido, entre otras razones, a la carencia de derechos de vía. Al incrementarse los flujos de potencia a través de los enlaces de transmisión, los voltajes se degradan. Ante esta situación, las unidades generadoras suministran una mayor cantidad de potencia reactiva a la red de transmisión. Un mayor flujo de potencia reactiva en la red de transmisión, trae como consecuencia que los niveles de voltaje mejoren. Sin embargo, esta mejora puede ser temporal debido a que la corriente a través del rotor de las unidades generadoras no puede mantenerse indefinidamente en valores altos; por lo que operarán sus limitadores de máxima excitación y disminuirá la aportación de potencia reactiva hacia la red de transmisión. De ser así, los voltajes en ésta, se degradarán aún más, pudiendo presentarse un colapso total o parcial del Sistema Eléctrico. En el mejor de los casos, la aportación de potencia reactiva por parte de las unidades generadoras, permitiría operar la red de transmisión con niveles de voltaje bajos, sin embargo, el margen de seguridad del Sistema Eléctrico podría ser prácticamente nulo, de tal manera que la desconexión de una línea de transmisión o de una unidad generadora; podrían provocar irremediablemente el colapso (posiblemente total) del Sistema Eléctrico.

Por lo anteriormente expuesto, es necesario establecer márgenes de seguridad en la operación de los Sistemas Eléctricos. Márgenes que consideran principalmente:

- Máxima transmisión de potencia activa y reactiva.
- Capacidad de recepción de potencia activa y reactiva en una Área y a nivel Sistema.
- Capacidad de reserva de potencia activa y reactiva dinámica que es conveniente tener disponible a nivel Área y a nivel Sistema.

Una vez determinados estos aspectos, deberán ser aplicados en el Sistema Eléctrico en estudio.

El propósito del presente trabajo consiste en proporcionar información relativa a las técnicas más utilizadas en el análisis de estabilidad de voltaje en un Sistema Eléctrico Real. Para tal efecto, primeramente se describen las características de las técnicas utilizadas (curvas P-V, curvas V-Q y análisis modal), los elementos utilizados para la compensación de potencia reactiva y el control del voltaje. Posteriormente se aplican dichas técnicas, en el análisis del Sistema Eléctrico de El Salvador.

CAPÍTULO 1

COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA Y CONTROL DE VOLTAJE

1.1 Introducción.

Para lograr una eficiente y confiable operación de los sistemas eléctricos de potencia, se requiere que el control de voltaje y la potencia reactiva satisfagan los siguientes objetivos:

- (a) *Los voltajes en terminales de todos los equipos que conforman el sistema deben estar dentro de límites aceptables. Los equipos de las empresas eléctricas así como los de los consumidores, están diseñados para operar a un cierto voltaje nominal.*
- (b) *Reforzar la estabilidad del sistema con objeto de maximizar la utilización de la red de transmisión existente.*
- (c) *Minimizar el flujo de potencia reactiva con objeto de reducir las pérdidas R^2 y X^2 al valor mínimo posible. Esto nos garantiza una operación más eficiente del sistema de transmisión principalmente en lo que se refiere a la transferencia de potencia activa.*

El problema de mantener los voltajes dentro de los límites requeridos es bastante complicado debido a que el sistema de potencia debe suministrar la potencia requerida a un vasto número de cargas alimentadas mediante una buena cantidad de unidades generadoras. Conforme las cargas varían, los requerimientos de potencia reactiva del sistema de transmisión varían también. Tomando en cuenta que la potencia reactiva no puede ser transmitida a grandes distancias, el control de voltaje tiene que ser efectuado por medio de dispositivos especiales dispersos a lo largo del sistema [1]. Este aspecto contrasta con el control de frecuencia el cual depende del balance de potencia activa de todo el sistema. La apropiada selección y coordinación del equipo para controlar la potencia reactiva y el voltaje, son dos de los más grandes retos de la ingeniería de un sistema de potencia.

1.1.1 Fabricación de Capacitores.

El capacitor eléctrico o condensador, fue descubierto en el año de 1745 por Von Kleist, en Camin in Pommern y poco después e independientemente, por Cunaeus y Muschenbroek en Leyden. En su primera versión, consistió de un cilindro de vidrio recubierto en sus paredes interna y externa por una laminilla metálica y fue utilizado como "almacenador" o "condensador" de cargas eléctricas [2].

En 1746, Wilson enunció la ley que indica que la cantidad de carga eléctrica almacenada es inversamente proporcional al espesor del medio aislante interpuesto entre las laminillas metálicas. Más tarde, en el año 1830 aproximadamente, Faraday descubrió que dicha carga eléctrica dependía también del medio aislante empleado, mostrando que la "capacidad de almacenamiento específica" de sustancias tales como el azufre, la laca y el vidrio, era considerablemente mayor que la del aire. Faraday en sus estudios y experimentos, introdujo el concepto de dieléctrico y determinó las primeras constantes dieléctricas conocidas. Sin embargo, fue hasta principios del siglo veinte cuando empezó a fabricarse el capacitor en forma industrial.

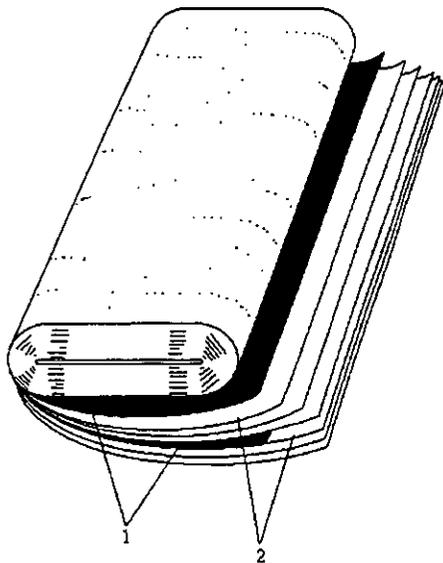
Una de las aplicaciones más importantes del capacitor ha sido la de corregir el factor de potencia en líneas de transmisión, distribución y en instalaciones industriales. Logrando con ello, incrementar la capacidad de transmitir energía en las líneas, aumentar la energía activa disponible en los generadores eléctricos, elevar el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores, mejorar la regulación de voltaje en los puntos de consumo; y en general, incrementar la eficiencia de la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Todo esto, a un costo considerablemente más bajo que el que se tendría con la inversión en nuevas líneas de transmisión, distribución y equipo o maquinaria necesarios para producir el mismo efecto de regulación de voltaje o aumento de la energía activa disponible. El capacitor dedicado a estos fines, es el llamado capacitor de potencia.

El uso del capacitor de potencia se inició aproximadamente en el año 1914 [3]. Durante los primeros años se fabricó con dieléctricos de papel impregnado en aceite mineral. En el año 1932 se sustituyen los aceites minerales por la introducción de los askareles (hidrocarburos aromáticos clorados, como el epoclor, diaclor y piraclor) como impregnantes. Esto produjo una verdadera revolución en la técnica de los capacitores de potencia; pues bajaron bruscamente los tamaños, pesos y costos de las unidades, lográndose además un gran avance en la seguridad de su uso, debido al hecho de ser un buen dieléctrico el nuevo impregnante.

En el año 1937, se produjo otro avance considerable, al aparecer el capacitor de potencia para uso tipo intemperie. Desde entonces, el uso de capacitores de potencia se ha venido incrementando año tras año, de una forma extraordinaria.

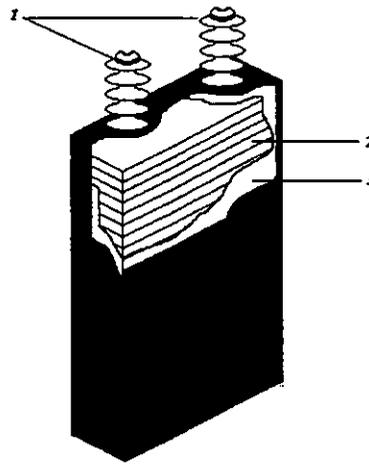
Un capacitor de potencia está formado por dos placas de aluminio de espesor delgado y por un dieléctrico, el cuál normalmente, suele ser de películas delgadas de polipropileno en forma de lámina o en algunos casos todavía una combinación de película de polipropileno y papel Kraft (figura 1.1 a).

La hoja de aluminio y el dieléctrico se bobinan dentro de una sección (figura 1.1 b). En algunos diseños, una lengüeta de metal hace contacto con la hoja y lleva hacia afuera la conexión eléctrica para cada sección. En otros diseños, la conexión eléctrica se hace extendiendo la hoja más allá del final de la sección. Para capacitores de alto voltaje cada sección soporta normalmente un valor fijo alrededor de 1 a 2.5 kV. Varias secciones se conectan en una combinación serie-paralelo, con el fin de obtener el voltaje y la capacitancia requeridos.



1.-Lámina de aluminio
2.-Material dieléctrico

Fig. 1.1 a) Bobina capacitadora



1.-Boquilla
2.-Bobina o elemento capacitivo
3.-Aislamiento de la caja

Fig. 1.1 b) Elementos de una Unidad Capacitora

1.2 Producción y Absorción de Potencia Reactiva

Generadores Síncronos. Los generadores síncronos pueden generar o absorber potencia reactiva dependiendo de su excitación. Cuando están sobre-excitados los generadores suministran potencia reactiva y, en cambio, cuando están sub-excitados la absorben. Sin embargo, la capacidad de generar o absorber continuamente potencia reactiva está limitada por la corriente de campo, la corriente de armadura y, los límites de calentamiento en la región final de la armadura. En este aspecto, cabe mencionar que los generadores síncronos están normalmente equipados con reguladores automáticos de voltaje los cuales ajustan continuamente la excitación con objeto de controlar el voltaje de armadura.

Líneas de Transmisión Aéreas. Dependiendo de la corriente de carga, las líneas de transmisión pueden también absorber o suministrar potencia reactiva. Cuando la potencia de carga es menor que la potencia natural de la línea (impedancia característica), las líneas aportan potencia reactiva al sistema; en cambio, ante potencias de carga mayores a la mencionada potencia natural, las líneas tienden entonces a absorber potencia reactiva.

Cables Subterráneos. Debido a su alta capacitancia, tienen también una muy alta potencia natural de carga. Por lo tanto, estos cables están siempre cargados por debajo de su potencia natural y generan potencia reactiva bajo todas las condiciones de operación.

Transformadores. Estos equipos siempre absorben potencia independientemente de la carga que tengan; si están en vacío, predominan los efectos de la reactancia de magnetización en derivación; si se encuentran a plena carga, predominan entonces los efectos de la inductancia serie de dispersión.

Cargas. Las cargas normalmente absorben potencia reactiva. Un típico bus de carga alimentado por un sistema de potencia está compuesto por un gran número de dispositivos. La composición de las cargas de este bus cambia dependiendo del día, temporada y condiciones climáticas. Sin embargo, generalmente las características de composición son tales que un bus de carga en la gran mayoría de los casos absorberá potencia reactiva. Tanto la potencia activa como la potencia reactiva de las cargas compuestas varían en función de las magnitudes de voltaje. Las cargas con factores de potencia en atraso provocan excesivas caídas de voltaje en la red de transmisión y resulta bastante costosa su alimentación.

Dispositivos de Compensación. Son con frecuencia incorporados para suministrar o absorber reactivos logrando con esto, un mejor control en el balance de potencia reactiva.

1.3 Dificultades con la Transmisión de Potencia Reactiva

La potencia reactiva no puede ser transmitida a través de grandes distancias aún con gradientes substanciales en la magnitud de voltaje. Las grandes diferencias angulares se deben a líneas muy largas y a las altas transferencias de potencia real. La necesidad de mantener los perfiles de voltaje con magnitudes de aproximadamente $1 \text{ pu} \pm 5\%$, contribuyen a dificultar la transmisión de potencia reactiva en el sistema [4]. En contraste con la transferencia de potencia real, la potencia reactiva simplemente no puede ser transmitida largas distancias.

Existen también otras razones para minimizar la transferencia de potencia reactiva. El reducir las pérdidas de potencia activa y reactiva es una de las principales. Las pérdidas de potencia real deben ser minimizadas por razones económicas; las pérdidas reactivas tienen que ser minimizadas para reducir las inversiones en dispositivos de compensación de potencia reactiva tales como bancos de capacitores en derivación [16]. Las pérdidas a través de la impedancia serie de una línea de transmisión son RI^2 y XI^2 . Para I^2 , podemos escribir:

$$I^2 = \bar{I} \cdot \bar{I}^* = \left[\frac{P - jQ}{\bar{V}^*} \right] \left[\frac{P + jQ}{\bar{V}} \right] = \frac{P^2 + Q^2}{V^2} \quad (1.1)$$

y

$$P_{\text{perd}} = I^2 R = \frac{P^2 + Q^2}{V^2} R \quad (1.2)$$

$$Q_{\text{perd}} = I^2 X = \frac{P^2 + Q^2}{V^2} X \quad (1.3)$$

Para minimizar las pérdidas es necesario reducir la transferencia de potencia reactiva. Se debe también mantener altos voltajes ya que esto, aparte de reducir pérdidas ayuda a mantener la estabilidad de voltaje.

Minimizar los sobrevoltajes temporales debidos a "rechazos de carga", es una tercera razón para minimizar el flujo de potencia reactiva. El caso más crítico es abrir los interruptores del lado receptor del circuito con la línea energizada desde el extremo de envío.

La figura 1.2 muestra un equivalente del sistema y un circuito equivalente de Thévenin. Se ilustra también el diagrama fasorial resultante. Pevio a la apertura del interruptor, el voltaje de Thévenin es:

$$E_{th} \angle \delta = V \angle 0 + jX \bar{I} = V + jX \frac{P_r - jQ_r}{V} = V + \frac{XQ_r}{V} + j \frac{XP_r}{V} \quad (1.4)$$

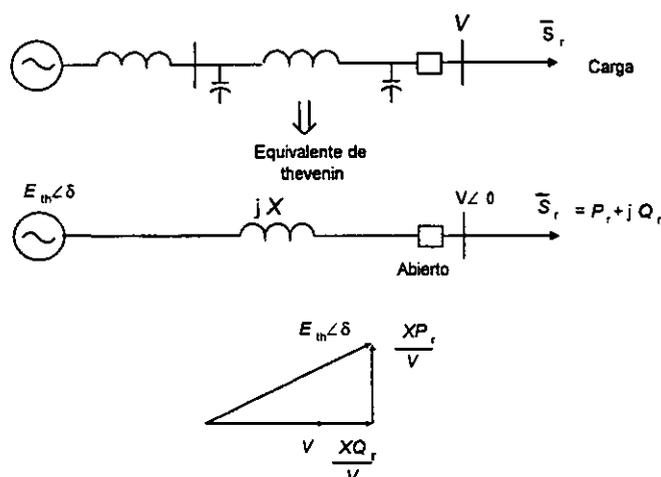


Figura 1.2 Sistema equivalente para cálculo de rechazo de carga

De la ecuación y el diagrama fasorial, podemos observar que el término de incremento de voltaje en fase con V depende de Q . Este es el término que determina principalmente a E_{th} (magnitud de voltaje de Thévenin). El ángulo δ , depende fundamentalmente del término en cuadratura que involucra a P .

¿ Qué sucede cuando se abre el interruptor ? ¿ Qué pasa con el voltaje en el extremo abierto de la línea ? . Se ve claramente que la corriente se va a cero y el voltaje pasa a ser E_{th} . Por lo tanto, el sobrevoltaje temporal está en gran medida determinado por la transferencia de potencia reactiva.

1.4 Elementos para el Control de Voltaje

El control de los niveles de voltaje es llevado a cabo mediante la acción de controlar la producción, absorción, y el flujo de potencia reactiva en todos los niveles del sistema [1]. Las unidades generadoras representan el principal recurso disponible para el control de voltaje; los reguladores automáticos de voltaje controlan la excitación del campo para mantener el nivel de voltaje asignado en las terminales de los generadores. Además de lo anterior, usualmente son requeridos otros medios adicionales para lograr el control de voltaje a través de todo el sistema. Los dispositivos utilizados para este propósito se encuentran clasificados como sigue:

- (a) *Fuentes o consumidores de potencia reactiva tales como: bancos de capacitores y/o reactores en derivación, condensadores síncronos y, compensadores estáticos de vars (CEVs).*
- (b) *Capacitores serie, los cuales fungen como compensadores de la reactancia de la línea de transmisión.*
- (c) *Transformadores reguladores tales como los transformadores con cambiadores de tap bajo carga.*

Los capacitores y reactores en derivación proporcionan una *compensación pasiva* y pueden ser "switchables" o estar permanentemente conectados (fijos) al sistema de transmisión y/o distribución. Estos elementos contribuyen al control de voltaje modificando las características de la red [5,6].

Los condensadores síncronos y los CEVs por su parte, proporcionan *compensación activa*; la potencia reactiva suministrada o absorbida por ellos, es automáticamente ajustada para mantener los voltajes de los buses a los cuales se encuentran conectados. Junto con los generadores, estos elementos establecen los voltajes en puntos específicos del sistema. Los voltajes en otros puntos del sistema son determinados mediante los flujos de potencia activa y reactiva a través de varios elementos del circuito, incluyendo los dispositivos de compensación pasivos.

1.5 Reactores en Derivación

Los reactores shunt son usados para compensar los efectos de la capacitancia de la línea, particularmente para limitar el incremento de voltaje en un circuito abierto o con poca carga.

Los reactores son útiles para limitar los sobrevoltajes por energización (transitorios por switcheo). Los reactores en derivación requeridos para mantener el voltaje normal bajo condiciones de poca carga, pueden ser conectados directamente a un bus de alta tensión como se muestra en la figura 1.3, o bien, al devanado terciario de los transformadores adyacentes. Durante condiciones de demanda máxima (alta carga) deben ser desconectados algunos o en su caso, todos los reactores. Esto es efectuado mediante reactores desconectables por medio de interruptores.

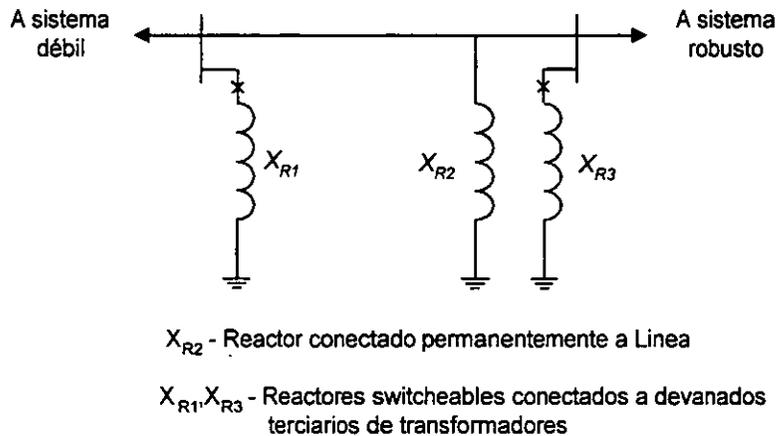


Figura 1.3 Reactores conectados a la línea y al bus de alta tensión

1.6 Capacitores en Derivación

Los capacitores shunt suministran potencia reactiva y elevan los voltajes locales. Estos capacitores son empleados a lo largo de todo el sistema y son aplicados en un amplio rango de tamaños.

Los capacitores shunt fueron utilizados en primera instancia (mediados de 1910) para corrección del factor de potencia. Los primeros capacitores usaban aceite como dieléctrico. Debido a su gran tamaño y peso, aunado a un alto costo, su uso en ese tiempo fue limitado. En 1930, la introducción de materiales dieléctricos más baratos aunado a otras mejoras trajo consigo una reducción significativa en el precio y tamaño gracias a lo cual, el uso de capacitores shunt experimentó un fenomenal incremento a partir de ese año. Hoy en día, estos dispositivos son un medio muy económico para suministro de potencia reactiva. Las principales ventajas de los capacitores shunt son su bajo costo y su flexibilidad de instalación y operación. Además, pueden ser aplicados rápidamente en varios puntos del sistema contribuyendo con esto a una mayor eficiencia en la transmisión y distribución de potencia. La principal desventaja de los capacitores shunt es que su potencia reactiva de salida es proporcional al cuadrado del voltaje. Consecuentemente, la potencia reactiva entregada se ve reducida ante bajos voltajes siendo que es precisamente en esos momentos, cuando más se necesita.

1.6.1 Aplicación a Sistemas de Distribución

Los capacitores shunt son ampliamente utilizados en los sistemas de distribución para corrección del factor de potencia y control de voltaje en los alimentadores. Los capacitores de distribución son generalmente switcheados por dispositivos automáticos que responden ya sea a simples relojes, o a relevadores con sensibilidad de voltaje o corriente.

El objetivo de la corrección del factor de potencia es proporcionar potencia reactiva cerca del punto donde ésta se consume en lugar de suministrarla desde fuentes remotas. La mayoría de las cargas absorben potencia reactiva; esto es, tienen factores de potencia en atraso. La tabla 1.1 muestra factores de potencia típicos y características dependientes de voltaje de algunos tipos comunes de cargas.

Tipo de Carga	Factor de Potencia (atraso)	Dependencia de Voltaje	
		P	Q
Motores Industriales Grandes	0.89	$\sqrt{0.05}$	$\sqrt{0.5}$
Motores Industriales Pequeños	0.83	$\sqrt{0.1}$	$\sqrt{0.6}$
Refrigeradores	0.84	$\sqrt{0.8}$	$\sqrt{2.5}$
Calefacción	0.84	$\sqrt{0.2}$	$\sqrt{2.5}$
Lavaplatos	0.99	$\sqrt{1.8}$	$\sqrt{3.5}$
Lavadoras de ropa	0.65	$\sqrt{0.08}$	$\sqrt{1.6}$
Secadoras de ropa	0.99	$\sqrt{2.0}$	$\sqrt{3.3}$
TV de colores	0.77	$\sqrt{2.0}$	$\sqrt{5.0}$
Lámparas Fluorescentes	0.90	$\sqrt{1.0}$	$\sqrt{3.0}$
Lámparas Incandescentes	1.00	$\sqrt{1.55}$	-
Calentadores de agua	1.00	$\sqrt{2.0}$	-

Tabla 1.1 Características Típicas de Cargas Individuales
Fuente: P. Kundur. "Power System Stability and Control", Mc-Graw-Hill, Inc. 1994

La corrección del factor de potencia es efectuada por medio de capacitores fijos (permanentemente conectados) y capacitores switchables en varios niveles de voltaje a lo largo de los sistemas de distribución. Para los grandes consumidores son utilizados bancos de bajo voltaje mientras que en las estaciones intermedias de switcheo se emplean bancos de medio voltaje. En las grandes plantas industriales, como se muestra en la figura 1.4, la corrección del factor de potencia es efectuada en diferentes niveles: (i) *motores individuales*, (ii) *grupos de motores* y, (iii) *la planta completa*.

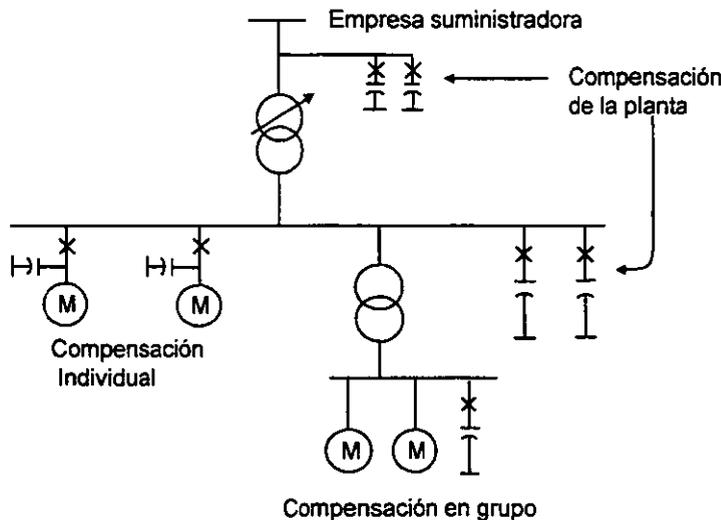


Figura 1.4 Corrección del factor de potencia en plantas industriales

Los capacitores switchables en derivación son también ampliamente utilizados para control de voltaje de los alimentadores. Dichos capacitores son instalados en ubicaciones apropiadas a lo largo de la longitud del alimentador para asegurar que los voltajes en todos los puntos permanezcan dentro de los límites máximos y mínimos permitidos conforme varía la carga .

1.6.2 Aplicación a los Sistemas de Transmisión

En los sistemas de transmisión los capacitores shunt son usados para compensar las pérdidas XI^2 y para asegurar niveles de voltaje satisfactorios durante condiciones de máxima carga. Los bancos de capacitores de tamaño apropiado pueden ser conectados ya sea directamente al bus de alta tensión o bien, pueden conectarse también al devanado terciario del transformador principal como se muestra en la figura 1.5. Estos capacitores son conectados/desconectados por un interruptor ya sea manual, o automáticamente mediante un relevador de voltaje. El switcheo de bancos de capacitores proporciona un conveniente recurso para controlar los voltajes del sistema de transmisión. Los bancos de capacitores normalmente son distribuidos a lo largo del sistema de transmisión con objeto de minimizar las pérdidas y las caídas de voltaje.

Para determinar el tamaño y la ubicación de los bancos de capacitores, es necesario realizar estudios detallados de flujos de potencia para de esta forma, lograr satisfacer el criterio de diseño del sistema el cual especifica las caídas máximas de voltaje permitidas posteriores a ciertas contingencias.

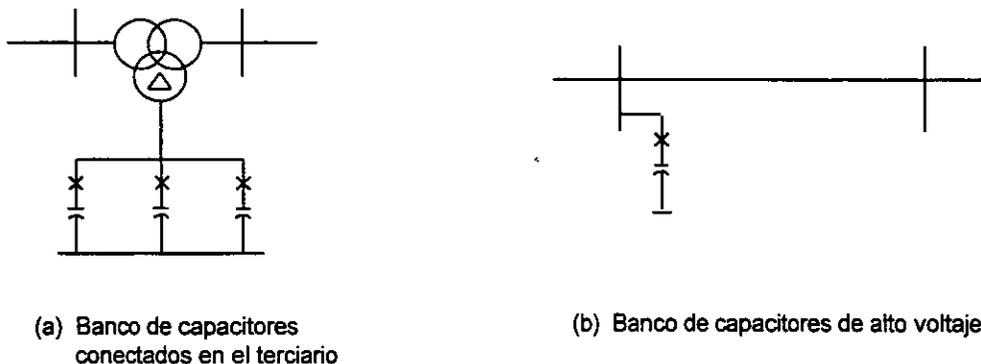


Figura 1.5 Conexiones de bancos de capacitores

1.7 Capacitores Serie

Los capacitores serie son conectados como su nombre lo indica, en serie con los conductores de la línea para compensar la reactancia inductiva de la misma. Esta acción reduce la reactancia de transferencia entre los buses a los cuales se encuentra conectada la línea e incrementa con esto, la potencia máxima que puede ser transmitida además de reducir las pérdidas efectivas de potencia reactiva (XI^2) [7].

A pesar de que los capacitores serie generalmente no son instalados para control de voltaje como tales; contribuyen también en cierta medida a mejorar el balance de potencia reactiva y el control de voltaje. La potencia reactiva producida por un capacitor serie aumenta ante el incremento de transferencia de potencia; un capacitor serie es auto-regulado en este aspecto.

1.7.1 Aplicación en los Alimentadores de Distribución

Los capacitores serie se han utilizado para mejorar la regulación de voltaje de alimentadores industriales y de distribución desde los años '30. Las soldadoras y hornos de arco son cargas típicas con pobres factores de potencia y demanda intermitente. Un capacitor serie no solamente reduce la caída de voltaje en estado estable sino que también responde casi instantáneamente a los cambios en la corriente de carga. Los capacitores serie, mediante la acción de reducir la impedancia entre el sistema de potencia y la carga fluctuante, resultan muy efectivos en resolver los problemas de "flicker".

Además de las ventajas anteriormente descritas, existen también unos cuantos problemas asociados con la aplicación de capacitores serie en alimentadores industriales que requieren un especial cuidado. De los principales inconvenientes podemos mencionar los siguientes:

- *Auto-excitación de grandes motores síncronos y de inducción durante el arranque. El motor puede bloquearse en una fracción de velocidad síncrona (subsíncrona) debido a condiciones de resonancia. El remedio más común es conectar durante el arranque, una apropiada resistencia en paralelo con el capacitor serie.*
- *Ferroresonancia entre transformadores y capacitores serie la cual resulta en sobrevoltajes armónicos. Esto podría ocurrir cuando se energiza un transformador en vacío o cuando se desconecta repentinamente una carga.*

Debido a los problemas arriba descritos y a la dificultad para proteger los capacitores de las corrientes de falla del sistema, los capacitores serie no son muy utilizados hoy en día en los sistemas de distribución. En cambio, si son bastante utilizados en los sistemas de subtransmisión para modificar la división de la carga entre líneas paralelas y para mejorar la regulación de voltaje.

1.7.2 Aplicación a Sistemas de Transmisión de Extra Alto Voltaje

Debido a que los capacitores serie permiten una económica cargabilidad de líneas de transmisión largas, su aplicación a la transmisión en extra alto voltaje ha experimentado un enorme crecimiento [8]. Estos capacitores han sido utilizados principalmente para mejorar la estabilidad del sistema y para obtener la división deseada de carga entre líneas paralelas. Generalmente nunca se contempla la compensación total de la línea debido a que ante un 100% de compensación, la reactancia efectiva de la línea puede ser cero y, la corriente así como el flujo de potencia serían extremadamente sensitivos a cambios en los ángulos relativos de los voltajes en terminales. Además de lo anterior, el circuito podría presentar una resonancia serie a frecuencia fundamental. Aunado a esto se tiene que altos niveles de compensación incrementan también la complejidad de los

relevadores de protección y la probabilidad de resonancia subsíncrona. En la práctica, el límite máximo del grado de compensación serie es de aproximadamente un 80%, tomando siempre las precauciones necesarias y los análisis previos.

1.7.3 Ubicación de Bancos de Capacitores Serie

En la aplicación de bancos de capacitores serie no resulta práctico distribuir la capacitancia en pequeñas unidades a lo largo de la línea [9]. Por lo tanto, se prefiere instalar bloques de capacitores en unos cuantos puntos a lo largo de la línea. El uso de estos bloques de capacitores serie repercute en un perfil de voltaje desigual.

Teóricamente, un banco de capacitores serie puede ser ubicado en cualquier lugar a lo largo de la línea, sin embargo, existen factores que influyen en la elección de la ubicación óptima del banco. Algunos de estos factores son:

- *Costo*
- *Accesibilidad*
- *Nivel de Falla*
- *Consideraciones de relevadores de protección*
- *Perfil de Voltaje*
- *Efectividad en mejorar la capacidad de transferencia de potencia*

Tomando en cuenta estos factores, generalmente en la práctica los puntos más usuales para ubicar bancos de capacitores serie son los siguientes:

- *Mitad de la línea*
- *Terminales de la línea*
- *1/3 o 1/4 de la línea*

La ubicación a la mitad de la línea tiene la ventaja de que los requerimientos de relevadores son menos complicados si la compensación es menor al 50%. Además, la corriente de corto-circuito es menor. Sin embargo, esta ubicación no es muy conveniente en términos de acceso para mantenimiento, monitoreo, seguridad, etc.

Dividir la compensación en dos partes, con una mitad en cada extremo de la línea, proporciona más accesibilidad y disponibilidad. Las desventajas en esta opción son las altas corrientes de falla, complicación en las protecciones, y más grandes valores de compensación.

La efectividad del esquema de compensación depende de la ubicación de los capacitores serie y los reactores shunt asociados. La elección de la configuración del esquema de compensación para alguna aplicación en particular, requiere un estudio detallado que considere en conjunto la economía y la confiabilidad del sistema. El estudio debe tomar en cuenta los perfiles de voltaje, efectividad de la compensación, efecto sobre las pérdidas de transmisión, sobretensiones, y proximidad con alguna estación de servicio.

Los capacitores serie operan al potencial de la línea; de ahí que éstos tengan forzosamente que estar aislados de tierra. Una práctica ampliamente aceptada es montar los capacitores sobre plataformas aisladas de tierra.

Al agregar un capacitor en serie con la inductancia de la línea de transmisión, se forma un circuito serie-resonante. La frecuencia natural del circuito resonante que se forma -para el rango común de compensación (20 a 70% de la reactancia de la línea)-, está por abajo de la frecuencia del sistema. La red de transmisión por lo tanto, tiene una frecuencia natural en el rango subsíncrono. Consecuentemente, los componentes transitorios de corriente de frecuencia subarmónica son excitados durante cualquier disturbio y son sobrepuestos a los componentes de corriente a frecuencia fundamental. Las corrientes subarmónicas generalmente son amortiguadas rápidamente en unos cuantos ciclos debido a las resistencias de la línea y de cualquier otro equipo conectado (una carga por ejemplo). Por lo tanto, el modo natural subarmónico introducido por el uso de capacitores serie, raramente representa un verdadero problema. Una notable excepción es la posible interacción con una frecuencia natural de la flecha del sistema mecánico de las turbinas de vapor de unidades generadoras cercanas. Este aspecto puede llegar a provocar oscilaciones torsionales, ya sea espontáneamente o posterior a un disturbio. Este fenómeno es conocido como *resonancia subsíncrona (RSS)*.

1.8 Condensadores Síncronos

Un condensador síncrono es una máquina síncrona operando sin un primo motor o una carga mecánica. Mediante el control de la excitación del campo, es posible ajustar automáticamente la potencia reactiva de salida para mantener constante el voltaje en terminales [10]. Esta máquina absorbe una pequeña cantidad de potencia activa del sistema de potencia para compensar las pérdidas.

Debido a su alto valor de compra y a sus elevados costos de operación, estos equipos han sido ampliamente reemplazados por los compensadores estáticos de vars (CEVs).

Los condensadores síncronos tienen varias ventajas sobre los compensadores estáticos. Se describen enseguida, algunas de ellas:

- *Contribuyen a la capacidad de corto-circuito del sistema.*
- *Su producción de potencia reactiva no se ve afectada por el voltaje del sistema.*
- *Durante oscilaciones de potencia (oscilaciones electromecánicas) se presenta un intercambio de energía cinética entre un condensador síncrono y el sistema de potencia.*
- *Durante oscilaciones de potencia, el condensador síncrono puede suministrar instantáneamente una gran cantidad de potencia reactiva la cual, puede llegar a ser de hasta dos veces su capacidad nominal.*
- *Un condensador síncrono tiene una capacidad de sobrecarga de aproximadamente 10 a 20% por un tiempo máximo de 30 minutos.*

- *A diferencia de otras formas de compensación en derivación, el condensador síncrono tiene una fuente de voltaje interna y es por lo tanto, más capaz de trabajar ante condiciones de bajo voltaje en el sistema.*

1.9 Compensadores Estáticos de Var's

El Compensador Estático de Var's es un dispositivo que está integrado por capacitores, reactores y válvulas de tiristores [11]:

Los compensadores estáticos de vars (CEVs) son generadores y/o consumidores de potencia reactiva conectados en derivación y cuyas salidas son variadas según se requiera con objeto de controlar parámetros específicos del sistema eléctrico de potencia. El término "estático" es usado para indicar que los CEVs, a diferencia de los condensadores síncronos, no tienen componentes principales rotatorios. Por lo tanto, un CEV consiste de un generador estático de vars (GEV) o dispositivos de absorción y, un adecuado dispositivo de control.

El compensador puede incluir reactores controlados por tiristores (RCT), capacitores switcheados por tiristores (CST), y filtros armónicos. Los filtros armónicos (para las armónicas producidas por los RCTs) son capacitivos a frecuencia fundamental y son de un valor del 10 al 30% de los MVAR del RCT. Un RCT en caso de ser usado, típicamente es ligeramente mas grande que los bloques del CST de manera que pueda efectuarse un control continuo. Otras posibilidades son capacitores fijos (CF), y reactores switcheados por tiristores (RST). Usualmente se requiere también de un transformador el cual, es usado con el equipo del compensador en medio voltaje (8-25 kV). La figura 1.6 muestra un diagrama unifilar de un CEV, la figura 1.7 muestra los capacitores y reactores del CEV y la figura 1.8 muestra los tiristores que componen al CEV.

Los sistemas estáticos de vars tienen la capacidad de controlar los voltajes individuales de fase de los buses a los cuales son conectados. Por lo tanto, estos sistemas pueden ser utilizados para el control de las desviaciones de voltaje de secuencia positiva y negativa.

Durante condiciones normales, los CEVs deben ser operados con salida flotante o inductiva de manera que se tenga disponible un rápido suministro de reactivos capacitivos para los disturbios. Para mejorar la reserva capacitiva, el CEV puede ordenar el switcheo mecánico de bancos de capacitores shunt y reactores cercanos.

1.10 Valores Nominales de Unidades Capacitoras.

Los parámetros que determinan a una unidad capacitora se indican a continuación:

- | | |
|----------------------|--|
| a) Marca | h) Clase de aislamiento entre terminal y caja (o tierra) |
| b) Potencia | i) Valor de la resistencia de descarga |
| c) Voltaje | j) Temperatura |
| d) Corriente nominal | k) Tipo de servicio (intemperie, interior) |
| e) Capacitancia | l) Tipo de impregnante |
| f) Frecuencia | m) Fecha |
| g) Número de serie | n) Lugar de fabricación |

A continuación (figura 1.5), se presenta un caso de ejemplo en el cual se observan los parámetros que identifican a una unidad capacitora.

Marca	-----		Niv. de aisl.	125 000	Volts
Potencia	300	KVAR	R. descarga	16	Mohms
Voltaje	13 280	Volts, rms	Temperatura	-10/40	°C
Corriente	15.5	Amperes	Servicio	Intemperie	
Capacitancia	3.00	µF	Impregnante	Biodegradable	15 dm ³
Frecuencia	60	Hz	Fecha	9-1989	
No. de Serie	3928921		Lugar	-----	

Figura 1.5 Parámetros de una unidad capacitora.

1.10.1 Tolerancias en los valores nominales.

- Los capacitores deberán proporcionar una potencia no menor a su valor nominal, ni mayor al 115% de este valor, a tensión y frecuencia nominal, medidos a una temperatura interna y uniforme en el gabinete o contenedor de 25 °C.
- Los capacitores pueden operar de manera permanente al 135% de su potencia nominal. Esta potencia máxima incluye los siguientes factores:
 - Voltaje de operación superior al valor nominal
 - Presencia de corrientes armónicas
 - Valores de capacitancias superiores a los límites permitidos
- El voltaje de operación no deberá ser mayor del 110 % del voltaje nominal, rms.
- La corriente de operación no deberá ser superior al 120 % de la corriente nominal, rms, incluyendo corriente fundamental y corrientes armónicas.
- El valor de la capacitancia puede variar dentro de un margen comprendido entre 0 y +15% de su valor nominal.

- Los capacitores están diseñados para operar en forma continua a la intemperie, con ventilación no restringida, y a la luz directa del sol bajo temperaturas ambientales de acuerdo a lo especificado por el usuario.

1.10.2 Valores máximos momentáneos que deben soportar los capacitores

Los capacitores deben ser capaces de soportar durante toda su vida útil esperada (20 años, aproximadamente), sobrevoltajes momentáneos con valores picos de hasta $1.2\sqrt{2}$ veces el voltaje rms nominal, considerando la presencia de armónicas, pero excluyendo los producidos por transitorios.

En la tabla 1.2 se muestran los límites máximos permisibles de sobrevoltajes momentáneos, a frecuencia fundamental, que soporta un capacitor 300 veces en su vida útil (20 años, con una probabilidad del 90%).

TIEMPO QUE PERMANECE APLICADO EL SOBREVOLTAJE	MÁXIMO VALOR MOMENTÁNEO PERMISIBLE, DE VOLTAJE APLICADO (FACTOR DEL VOLTAJE NOMINAL, RMS)
6 ciclos	2.20
15 ciclos	2.00
1 segundo	1.70
15 segundos	1.40
1 minuto	1.30
30 minutos (cada 24 horas)	1.25

Tabla 1.2 Límites máximos permisibles de sobrevoltajes momentáneos, a frecuencia fundamental, que debe soportar un capacitor.

1.10.3 Valores máximos transitorios que deben soportar los capacitores

Dado que un capacitor está expuesto a sobrevoltajes provocados por descargas atmosféricas y/o por maniobras, su diseño considera la magnitud de los posibles sobrevoltajes a los que puede estar sujeto. En la tabla 1.3 se indica el número esperado de transitorios por año, que debe poder soportar un capacitor o bien una unidad capacitadora.

PROBABLE NÚMERO DE TRANSITORIOS AL AÑO, QUE DEBE SOPORTAR EL CAPACITOR	MÁXIMO VALOR PICO PERMISIBLE, DE VOLTAJE APLICADO (FACTOR DEL VOLTAJE NOMINAL, RMS)
4	5.0
40	4.0
400	3.4
4000	2.9

Tabla 1.3 Límites máximos permisibles de sobrevoltajes transitorios que debe soportar un capacitor

Se espera también, que un capacitor (o una unidad capacitadora) soporte la magnitud de las corrientes transitorias indicada en la tabla 1.4.

PROBABLE NÚMERO DE TRANSITORIOS AL AÑO, QUE DEBE SOPORTAR EL CAPACITOR	MÁXIMO VALOR PICO PERMISIBLE, DE CORRIENTE APLICADA (FACTOR DE LA CORRIENTE NOMINAL, RMS)
4	1500
40	1150
400	800
4000	400

Tabla 1.4 Límites máximos permisibles de sobrecorriente transitoria que debe soportar un capacitor.

1.11 Corrientes Armónicas

Distorsión Armónica Total (THD). Es la relación de la raíz media cuadrática del contenido total de armónicas de una señal de voltaje o de corriente, respecto a la fundamental, expresado en por ciento de ésta.

Matemáticamente se define como:

$$THD_{(VOLTAJE)} = \frac{\sqrt{E_2^2 + E_3^2 + E_4^2 \dots}}{E_1} * 100\%$$

$$THD_{(CORRIENTE)} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 \dots}}{I_1} * 100\%$$

donde:

E_H es la magnitud del voltaje a la armónica H

E_1 es la magnitud del voltaje a la frecuencia fundamental

I_H es la magnitud del voltaje a la armónica H

I_1 es la magnitud del voltaje a la frecuencia fundamental.

1.11.1 Límites de distorsión armónica en la corriente

La distorsión armónica del voltaje en una red de suministro, está en función de la corriente armónica total inyectada y de la impedancia que presenta dicha red a cada una de las frecuencias armónicas. El total de dicha corriente, depende a su vez del número de cargas individuales que inyectan corrientes armónicas y de la magnitud de cada una

de éstas. Por consiguiente, la limitación de las corrientes armónicas generadas por las cargas de los consumidores individuales, se establece en función del tamaño de las mismas, teniendo las cargas más grandes, límites más restrictivos, por representar un porcentaje mayor respecto a la carga total alimentada por la red de suministro.

Los límites individuales de corriente armónica son expresados en por ciento de la corriente de carga máxima de los usuarios, y tienen como finalidad, limitar en el punto de acoplamiento común (punto de interconexión del consumidor con la red de suministro del servicio eléctrico), las componentes armónicas en la onda de corriente, a un valor expresado en por ciento respecto a la frecuencia fundamental. De manera similar, la distorsión armónica total THD, se expresa en por ciento respecto a la misma referencia.

La norma IEEE Std. 519-1992 establece que, los límites máximos permisibles para las componentes armónicas individuales, menores de 11 veces la fundamental, es 5.0%; y que para las componentes armónicas individuales entre 11 y 17 veces la fundamental, es 2.25%. También, indica que la distorsión armónica total, no debe ser mayor a 6.0%.

1.11.2 Límites de distorsión armónica en el voltaje.

Estando el contenido de armónicas en la corriente de carga de cada consumidor, por abajo de los límites establecidos por la norma IEEE Std. 519-1992, generalmente se logra que en el punto de acoplamiento común, los índices de distorsión armónica en el voltaje de suministro sean inferiores a los límites establecidos. La norma de referencia, indica que el límite máximo permisible, para la distorsión armónica individual, es 1.5%. Para la distorsión armónica total, es 2.5%. Es oportuno mencionar, que C.F.E. está a punto de oficializar la norma que establece los límites máximos permisibles de distorsión armónica en la onda de corriente y de voltaje, así como de variaciones en el voltaje (flicker). Dicha norma se basará en la norma IEEE Std. 519-1992.

1.11.3 Su interacción con los bancos de capacitores

El uso de bancos de capacitores de potencia en derivación, entre otras razones, es para mejorar el soporte de voltaje y poder incrementar el nivel de transmisión a través de los enlaces; tiene una significativa influencia en las magnitudes de las corrientes armónicas. Los bancos de capacitores no generan armónicas, pero proporcionan circuitos de retorno para posibles condiciones de resonancias. Las cargas no lineales representan fuentes de armónicas, las cuales dependiendo de su magnitud y ubicación dentro del sistema eléctrico de potencia, distorsionarán en mayor o menor grado la señal de voltaje que es suministrada por la compañía eléctrica. De mediciones que se han efectuado en diferentes subestaciones del sistema eléctrico de C.F.E., se ha encontrado que las armónicas que generalmente predominan, son la tercera y quinta. Las armónicas de orden par, han presentado magnitudes muy bajas.

1.12 Condiciones de Resonancia.

La aplicación de bancos de capacitores pueden provocar elevaciones de voltaje o corriente en condiciones resonantes con la red. Los capacitores pueden estar en resonancia serie o paralelo, cada una de las cuales puede causar problemas para el sistema de potencia.

1.12.1 Resonancia en paralelo

Como se muestra en la figura 1.8 la instalación de los capacitores se efectúa en la localización de la inductancia del sistema de potencia en una conexión tipo paralelo, por lo que, se presenta una condición de resonancia, la frecuencia dada por este tipo de arreglo esta dada en la figura.

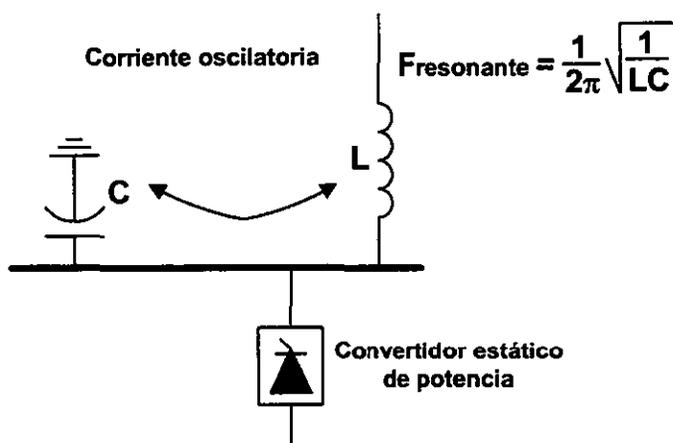


Figura. 1.8 Excitación de un circuito paralelo resonante.

Donde L representa la inductancia del sistema de potencia y C representa la capacitancia del banco de capacitores instalado.

La frecuencia resonante, puede ser calculada por la siguiente fórmula:

$$n = \sqrt{\frac{MVA_{cc}}{Q_c}}$$

donde;

MVA_{cc} .- Potencia de cortocircuito

Q_c.- Potencia reactiva del banco de compensación

n .- Número de armónica.

Si esta frecuencia resonante se aproxima a la frecuencia de la armónica característica generada por el convertidor, puede aparecer un voltaje alto en el bus de la planta. Esto es posible aun con bajos niveles de corriente armónica, puesto que en condiciones de resonancia, la impedancia en paralelo del **circuito tanque** puede ser muy alta. Sin resistencia en la red, y con la impedancia en la localización de la carga teóricamente infinita, el problema no es solo de voltajes altos de armónicas; sino dentro del circuito tanque las corrientes oscilantes pueden llegar a ser varias veces las producidas por la

fuerza de armónicas. Esto es, que se presenten la fusión de los fusibles del capacitor o hasta que la unidad falle.

En el circuito mostrado en la figura 1.9 se observa una conexión tipo paralelo, en la cual se desea saber la frecuencia a la que el circuito entra en resonancia, mostrando para esto el cambio que sufre la impedancia al ir cambiando la frecuencia de la fuente a ciertos valores cualesquiera

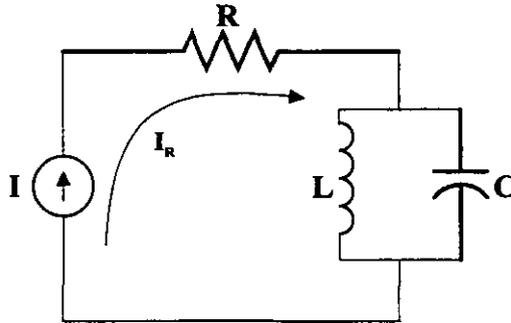


Fig. 1.9 Conexión en paralelo

Dadas las impedancias de los elementos capacitivo e inductivo, se obtiene la impedancia equivalente para tener la salida respectiva del circuito.

$$Z_L = R + j2\pi fL$$

$$Z_C = R - \frac{j}{2\pi fC}$$

$$Z_{EQ} = \frac{Z_L * Z_C}{(Z_L + Z_C)}$$

Se muestra en la figura 1.10 la gráfica de la frecuencia de resonancia que es de 300 Hz por mencionar algún valor, debido que es donde se incrementa más la impedancia, observamos que al irse acercando a la frecuencia de resonancia la impedancia equivalente se va elevando, y pasando esta frecuencia, la impedancia equivalente va disminuyendo, con esto concluimos que si al circuito entra una armónica de quinto orden, es decir, de frecuencia de 300 Hz el circuito oscilara creando un aumento de impedancia.

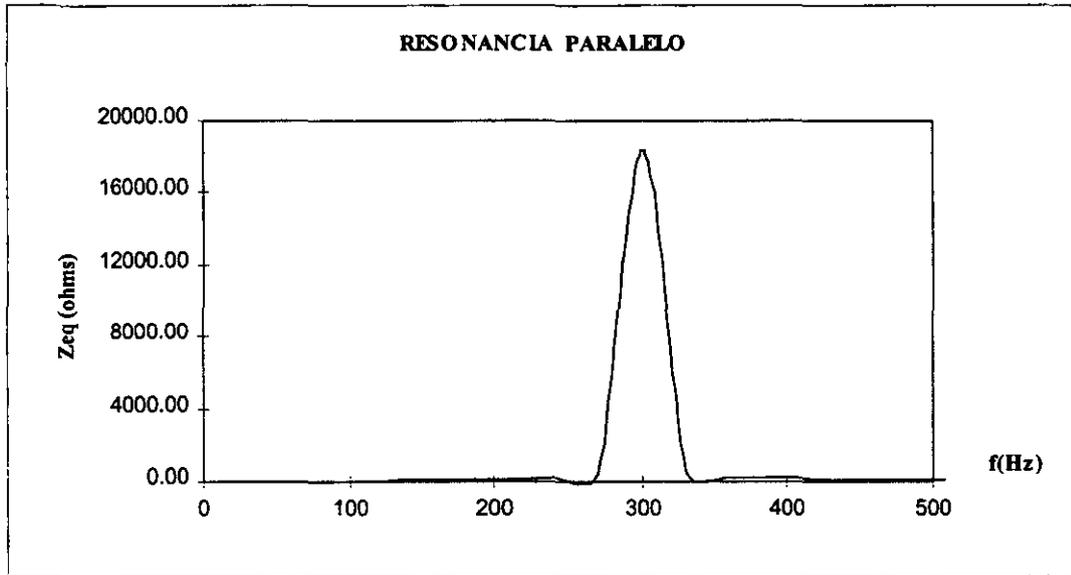


Figura. 1.10 Comportamiento de una conexión en paralelo, cuando se presenta una resonancia a los 300 Hz.

Cuando se presenta la resonancia en el circuito se pudiera tener:

$$I_{LC} = I_L - I_C$$

$$I_L = \frac{Z_C}{(Z_L + Z_C)} I_R$$

$$I_C = \frac{Z_L}{(Z_L + Z_C)} I_R$$

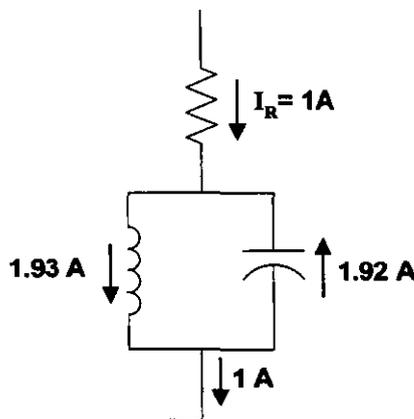


Fig. 1.11 Resonancia en paralelo

En este caso en particular, apreciamos que la corriente aumenta en forma excesiva, esto es, fuera del circuito oscilante habrá un valor de corriente normal y dentro del circuito en

paralelo un valor grande de corriente dado a los 300 Hz, a la cual entra en resonancia este circuito. Dado que ésta alta corriente circula en la conexión en paralelo, y que la inductancia esta compuesta de varios sistemas (ramas), la alta corriente se disgregará en estas ramas, por lo tanto, afectara directamente al banco de capacitores por estar integrada por solo una unidad, apareciendo entonces una voladura en los fusibles de este banco de capacitores.

Ahora observemos el cambio que sufre angularmente este tipo de arreglos comúnmente usados en líneas de transmisión, esto se muestra en la gráfica de la figura 1.12, en la cual en un rango de frecuencias de 0 a 600 Hz se comporta el circuito angularmente.

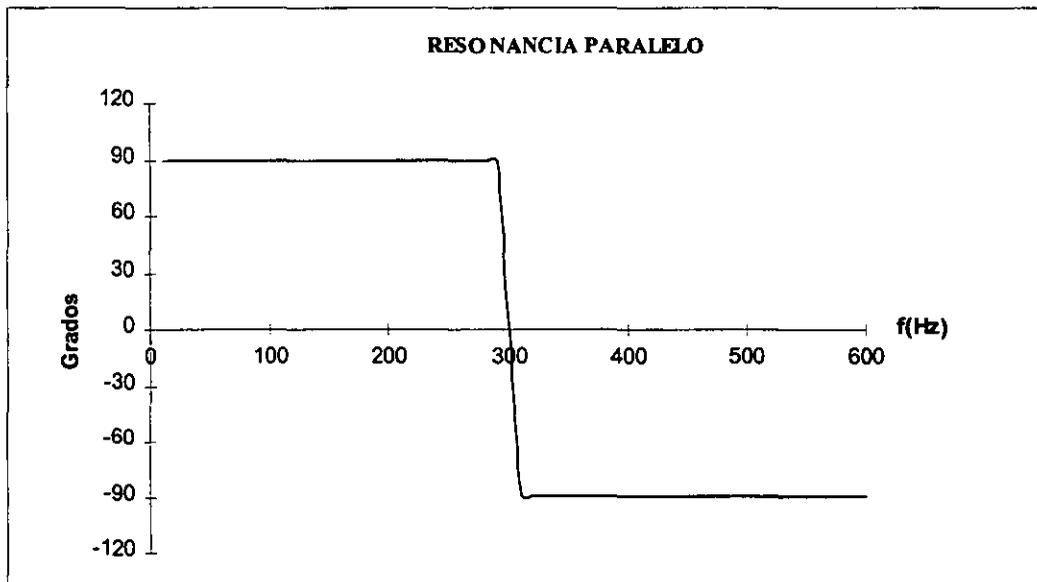


Figura. 1.12 Comportamiento angular de un circuito en conexión paralelo.

Así, también observamos que el ángulo predominante antes de que el circuito entre a la frecuencia de resonancia, es el de un circuito puramente capacitivo, después de que se da la resonancia, el ángulo que predomina es el de un circuito puramente inductivo, este ejemplo ilustrativo nos muestra como es el comportamiento de un arreglo en paralelo.

Con la aplicación del programa EMTP (Electromagnetic Transients Program), se hace una simulación mas real con una conexión en paralelo, esta conexión contiene: dos fuentes de corriente, una es de 1 Ampere que lo proporciona la fuente y otra con 0.1 Ampere de quinta armónica que es propiamente del sistema, que entra a los 95.6 milisegundos después de un tiempo cero, en base al circuito de la figura 1.9 asignándole a los elementos los valores: $C = 5.6 \mu\text{f}$, $L = 50 \text{ mH}$, $R = 1 \Omega$ e $I = 1 \text{ A}$

La simulación de este arreglo en paralelo, al suministrar una armónica de quinto orden esta mostrada en la figura 1.13

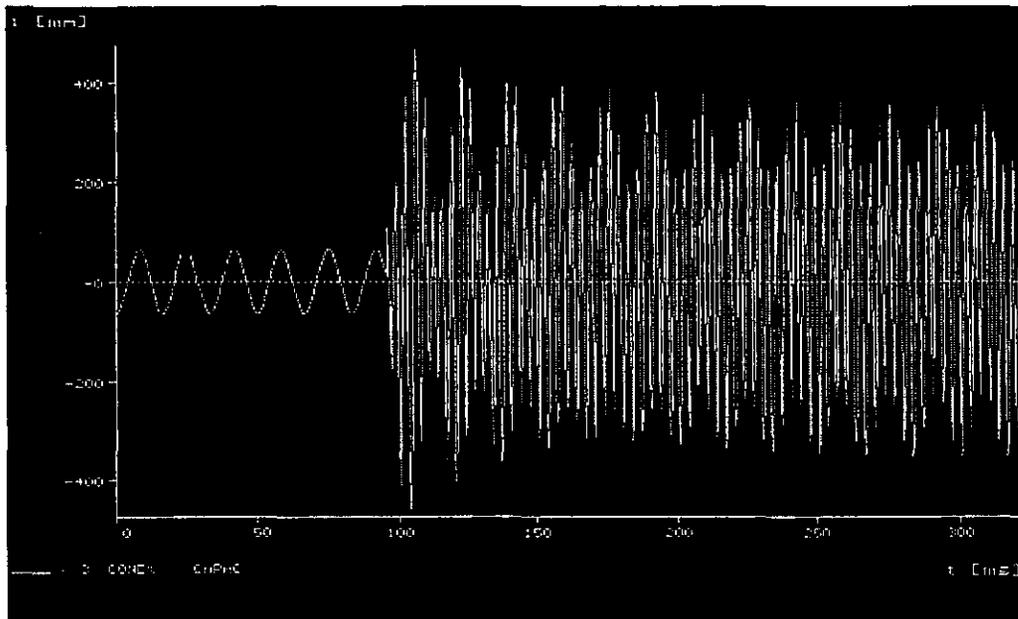
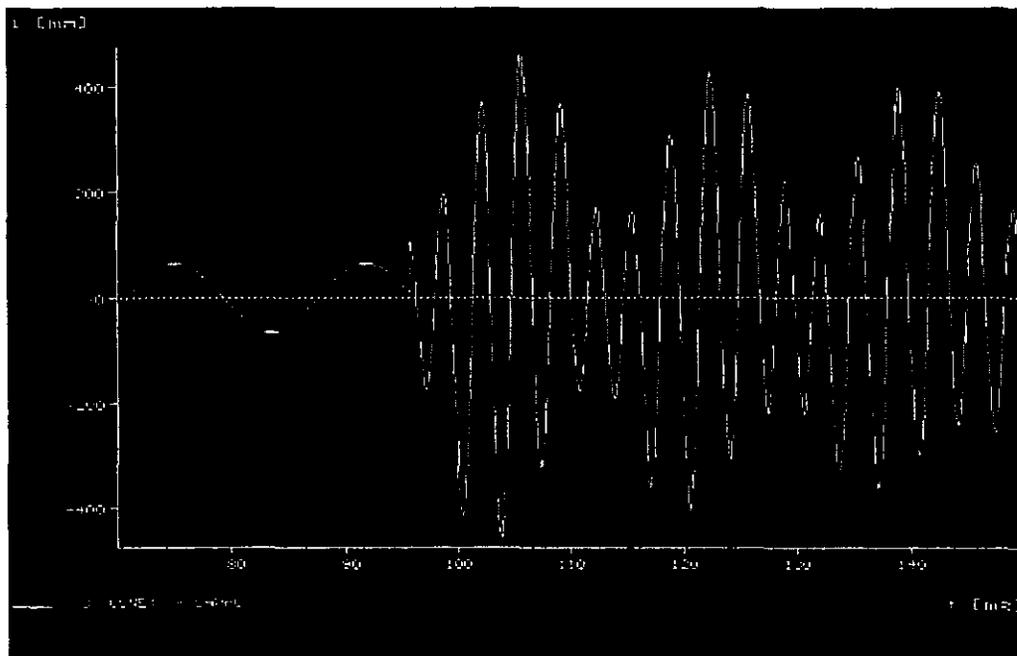


Figura. 1.13 Resonancia paralelo ante el suministro de una señal de quinto orden.



(b)

Figura. 1.13 Conexión en paralelo inyectando una fuente de 5ª armónica y los efectos en el capacitor;
 (a) gráfica con $0 < t < 350$ milisegundos, (b) gráfica con $70 < t < 150$ milisegundos

Se observa en la figura 1.13 las gráficas, que antes de los 95.6 milisegundos la señal se encuentra estable, al entrar en resonancia, es decir, que entra al circuito paralelo la armónica de quinto orden, se dispara abruptamente, con lo que observamos la distorsión de la señal en el capacitor, en este ejemplo se introdujo una armónica para hacer resonar el circuito, observando como se altera y provoca el aumento de la corriente en el capacitor.

Empleando el simulador EMTP para estudiar el sistema se introdujo una fuente de armónica a dicho sistema, disparando la corriente abruptamente en el circuito, en este ejemplo se inyectó al sistema una armónica de quinto orden (300 Hz de frecuencia), debido a las altas corrientes tendera a provocar la voladura de los fusibles del capacitor y ocasionar perdidas por calentamiento del mismo.

Este ejemplo muestra gráficamente como se altera un circuito al entrar en resonancia el banco y el sistema dando una muestra practica de un caso real.

1.12.2 Resonancia serie

El diagrama mostrado en la figura 1.8 es un claro ejemplo de la resonancia en paralelo, pero cambiando la localización del banco de capacitores se puede producir un circuito resonante en serie. La figura 1.14 muestra esta condición.

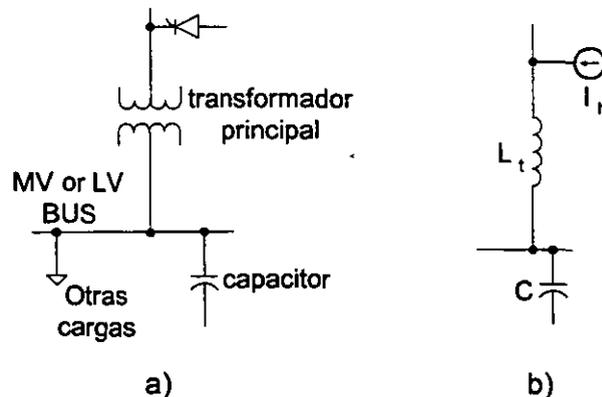


Fig. 1.14 Sistema susceptible a resonancia en serie: a) diagrama unifilar; b) Circuito equivalente

El sistema visto desde la fuente armónica tiene el transformador principal y el alimentador, ambos en serie con el capacitor. La impedancia de esa trayectoria puede ser relativamente baja. Las corrientes armónicas producidas por la fuente se distribuirán por todas partes de la red en una manera determinada por las impedancias de cada rama. Si el capacitor forma un circuito de baja impedancia serie para una armónica característica del convertidor, esa corriente armónica tenderá a fluir hacia el capacitor, lo que puede acarrear problemas tanto para el banco como para los circuitos telefónicos cercanos.

Las corrientes armónicas en circuitos de potencia pueden inducir voltajes armónicos y ruido dentro de circuitos telefónicos adyacentes, por lo que, una concentración de armónicas debidas a resonancias del sistema pueden crear problemas importantes. La norma 519-1992 de la IEEE fija guías para este tipo de interferencias.

En el circuito mostrado en la figura 1.15 se observa una conexión tipo serie. Para determinar la frecuencia a la que entra en resonancia dicho circuito y observar gráficamente como al ir variando la frecuencia de la fuente varia la impedancia del circuito, a determinados valores de los elementos

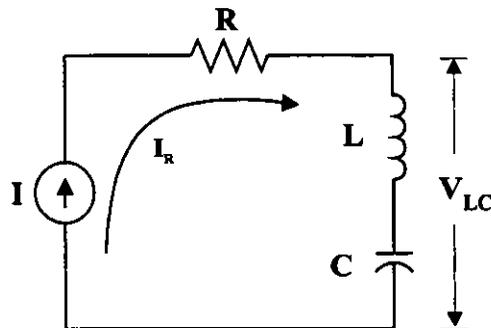


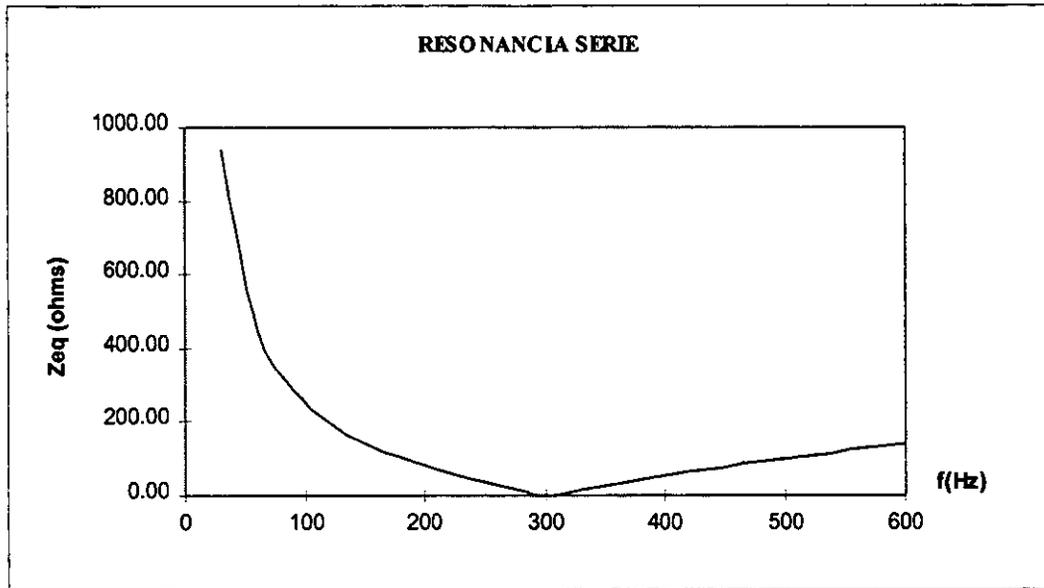
Fig. 1.15 Diagrama eléctrico de resonancia serie

En este tipo de arreglo se suman las impedancias de cada elemento, debido a que se encuentran conectados sus elementos en serie obteniendo la impedancia equivalente del sistema, en el cual la impedancia cambia si la frecuencia cambia debido a las reactancias de los elementos inductivo y capacitivo.

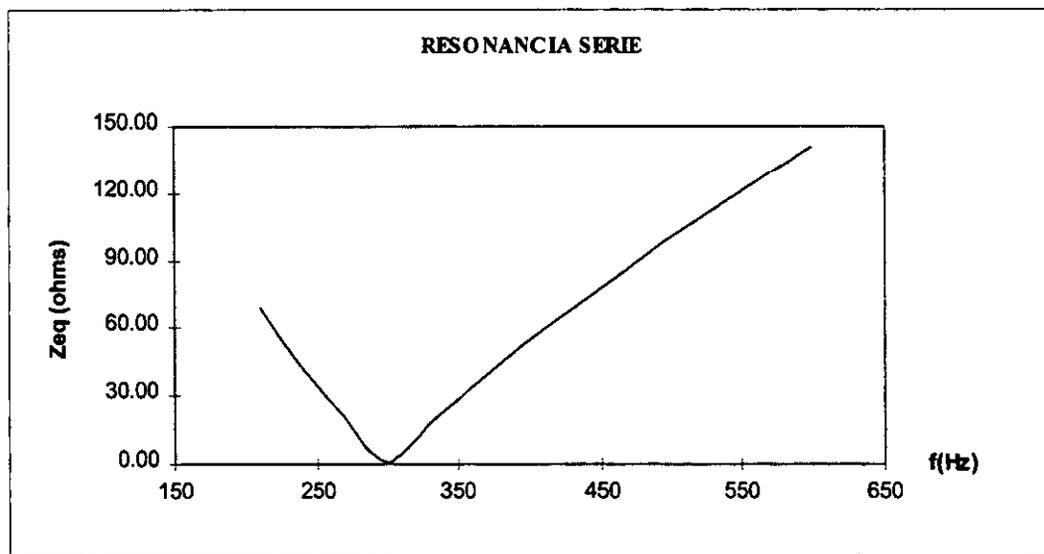
$$Z_L = R + j2\pi fL$$

$$Z_C = R - \frac{j}{2\pi fC}$$

$$Z_{EQ} = R + j(X_L - X_C)$$



(a)



(b)

Figura. 1.16 Comportamiento de una conexión en serie, cuando se presenta una resonancia a los 300 Hz. (a) Tomando las altas impedancias, (b) Con una escala menor

Cuando se presenta la resonancia en el circuito serie:

$$V_{LC} = V_L - V_C \cong 0$$

Observamos que el V_{LC} es muy próximo a cero, mientras que V_L y V_C pueden adquirir valores grandes, así que a medida que Z_C y Z_L sean mas parecidas la corriente en el circuito podría incrementarse, presentando un problema en el banco de capacitores.

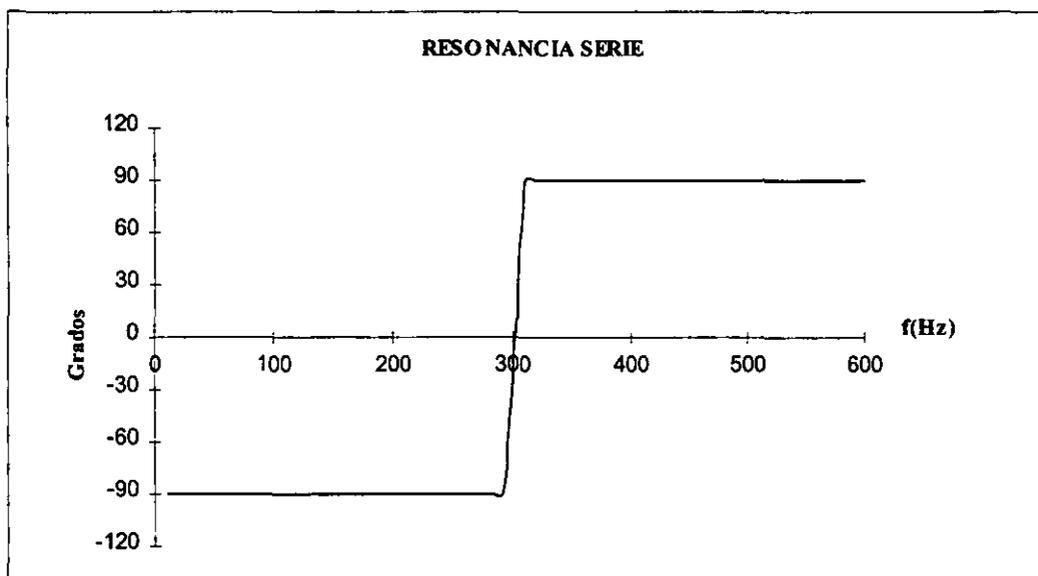


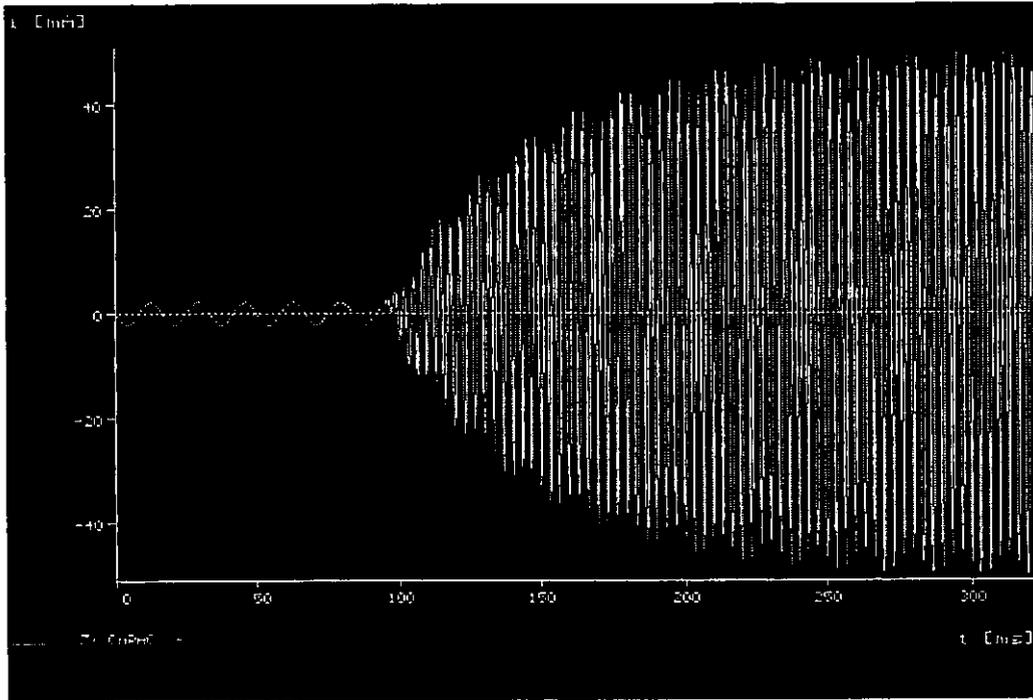
Figura. 1.17 Comportamiento angular de un circuito en conexión serie.

Observamos en la figura 1.17 la gráfica, que en este tipo de conexión serie, el ángulo antes de que el circuito entre a la frecuencia de resonancia se comporta como un circuito puramente inductivo, después de pasar por esta frecuencia de resonancia se comporta como un circuito puramente capacitivo, este tipo de arreglo no es usado frecuentemente debido al comportamiento inductivo que tiene este tipo de conexión.

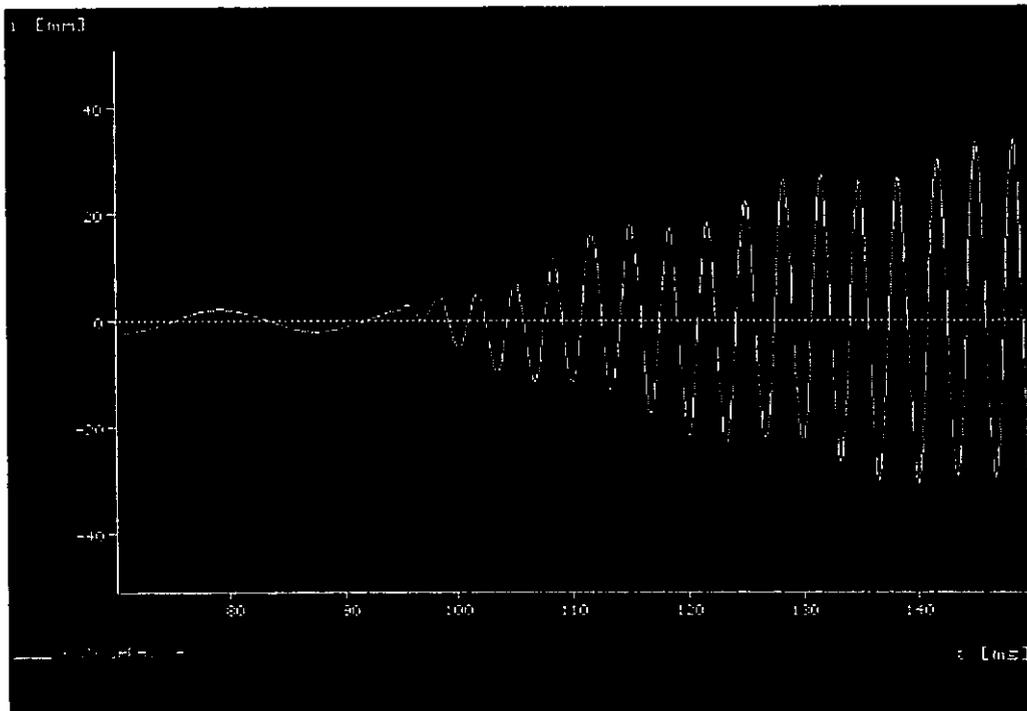
En los ejemplos anteriores se mostraron los dos tipos de conexiones que se presentan, estos son el circuito en serie y el circuito en paralelo, el que mayormente se da en el campo es el tipo de conexión en paralelo o llamado conexión en derivación. De manera ilustrativa se hizo resonar al circuito a los 300 Hz, es decir, a quinta armónica, por lo tanto, si esta armónica nunca se presenta en el sistema, esta no creará problemas en dicho sistema puesto que no hará resonar al circuito.

Los armónicas que generalmente se presentan en la práctica son la 3ª, y 5ª, las armónicas pares (2ª, 4ª, etc.) se presentan también pero de una magnitud menor, por lo que estas armónicas se desprecian, se trata de que el sistema no resuene a dichas frecuencias colocando reactores para desintonizar el sistema.

Nuevamente aplicando el programa EMTP, ahora para la conexión serie, se aplica una fuente de corriente de quinta armónica de 0.1 Ampere al circuito de la figura 1.15, se inyecta ahora a los 95 milisegundos al circuito serie, teniendo la distorsión de la onda fundamental.



(a)



(b)

Figura. 1.18 Conexión en serie inyectando una fuente de 5ª armónica y los efectos sobre el capacitor;
 (a) gráfica con $0 < t < 350$ milisegundos, (b) gráfica con $70 < t < 150$ milisegundos

En los gráficos de la figura 1.18 mostrados que fueron obtenidos por el simulador EMTP, observamos que la onda fundamental se encuentra estable, pero cuando es inyectada en el circuito serie la quinta armónica ésta afecta al capacitor alterando drásticamente su corriente, por lo que se concluye que el sistema es afectado al inyectar una armónica de quinto orden.

Se puede observar que cuando una armónica entra a cierto circuito ya sea serie o paralelo, esta armónica afecta directamente al circuito resonante, que en el caso estudiado provocará la voladura de los fusibles del banco de capacitores o dañará una ó más unidades capacitivas.

1.12.3 Reactor serie

La inclusión de un reactor conectado en serie entre el interruptor y el banco de capacitores, permite modificar la frecuencia de resonancia entre éste y el sistema. Adicionalmente, disminuye y amortigua las magnitudes de las corrientes producidas durante las maniobras de energización y desenergización. El reactor es de núcleo de aire y se le conoce también como reactor de amortiguamiento.

El reactor se selecciona en función de la armónica a la cual se desea desintonizar el banco de capacitores, o bien, de acuerdo a la magnitud a la cual se desea limitar la corriente de energización y desenergización del banco de capacitores. Con su inclusión, la frecuencia de resonancia disminuye.

Una condición que debe ser considerada al incluir el reactor serie, es la siguiente: si se mantiene en las barras de la subestación, un voltaje igual o mayor al voltaje nominal; el banco de capacitores estará sometido a un sobrevoltaje permanentemente. El valor de este sobrevoltaje dependerá de la reactancia del reactor serie.

En la figura 1.19, se observa la ubicación del reactor serie.

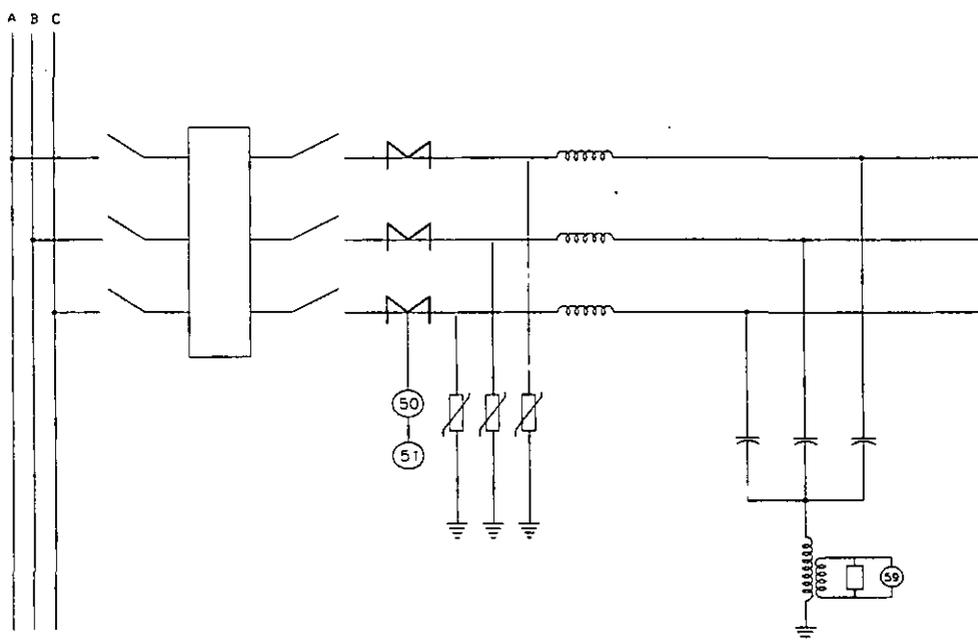


Figura 1.19.- Ubicación del reactor serie (entre los apartarrays y el banco de capacitores).

En la figura 1.20, se puede observar un banco de capacitores, incluyendo el reactor serie, los apartarrays y los transformadores de corriente.

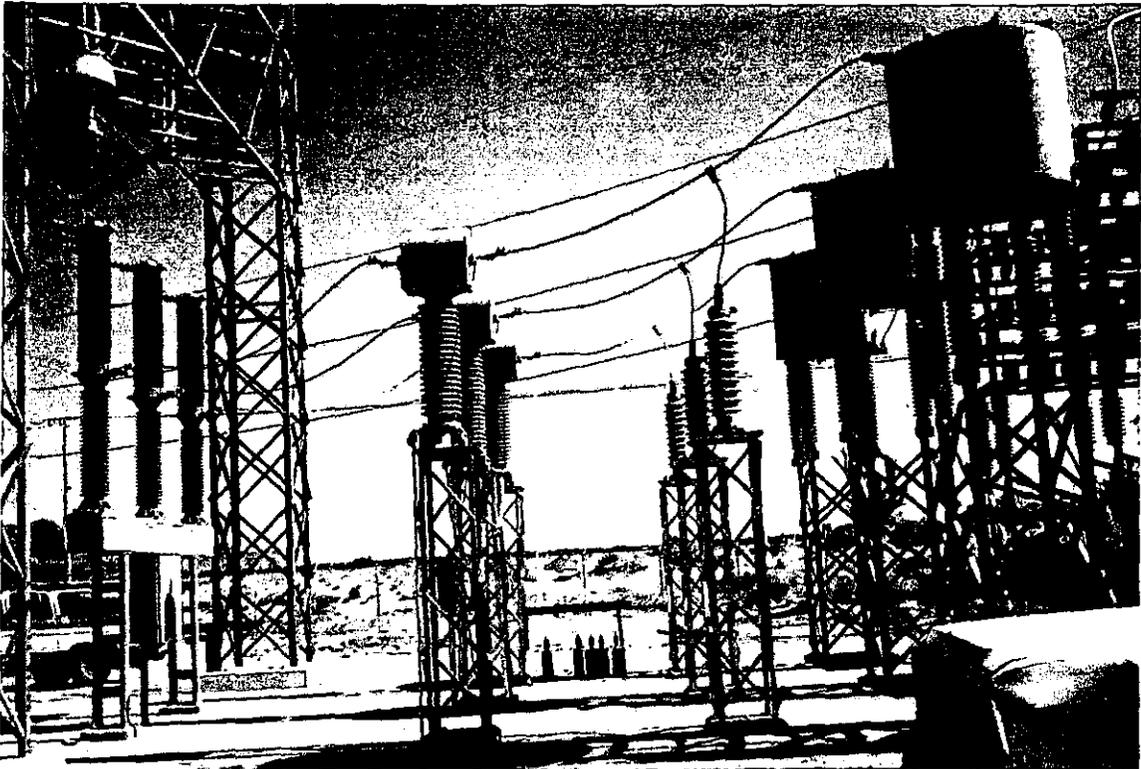


Fig. 1.20 a) Interruptores, transformadores de corriente, apartarrayos, reactor serie

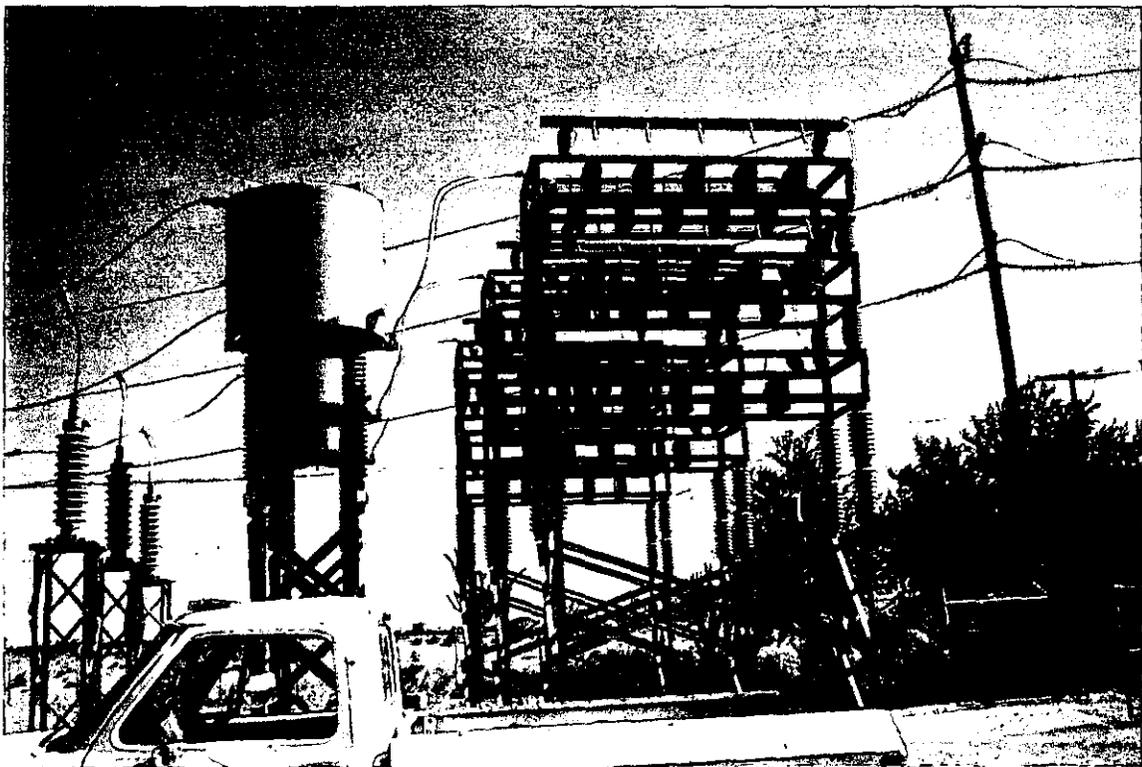


Figura 1.20 b) Apartarrayos, reactor serie, banco de capacitores

1.12.4 Energización de bancos de Capacitores

La energización de un banco de capacitores, generalmente resulta en un sobrevoltaje transitorio del orden de dos veces el voltaje nominal del elemento al cual está conectado. En un sistema predominantemente inductivo, la frecuencia de éste sobrevoltaje está dada por la siguiente expresión:

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad ; \quad \text{Hz}$$

donde:

L es la inductancia equivalente del sistema

C es la capacitancia del banco de capacitores

La determinación del sobrevoltaje transitorio es importante, dado que puede excitar sobrevoltajes resonantes en otros puntos del sistema. La magnitud de estos sobrevoltajes depende de los siguientes factores:

a) Características del sistema en el punto de conexión

La magnitud del sobrevoltaje transitorio producido durante la energización de bancos de capacitores, es mayor a medida que el sistema es menos robusto. La robustez del sistema la indica el nivel de corto circuito. A mayor nivel de corto circuito, la robustez del sistema es mayor.

b) El interruptor

El interruptor es el dispositivo de conexión y desconexión del banco de capacitores y constituye un factor determinante en la realización adecuada de las maniobras. Debe estar bien aplicado y en óptimas condiciones de operación. Sus mantenimientos deben ser de acuerdo a lo indicado por el fabricante. Un factor importante, en la magnitud de los sobrevoltajes transitorios, se refiere a los tiempos de disparidad entre polos del interruptor. A mayor disparidad, mayores sobrevoltajes.

c) Presencia de otros bancos de capacitores

La operación simultánea, en el mismo nivel de voltaje, de otros bancos de capacitores, eléctricamente cercanos al banco de capacitores que se está energizando; da como resultado una gama múltiple de altas frecuencia que deben ser consideradas. Las frecuencia de resonancia dependen del número de bancos de capacitores que estén simultáneamente en operación. A mayor número de bancos de capacitores, menor será la magnitud de la frecuencia de resonancia.

d) Corriente de energización (inrush)

Durante la energización de bancos de capacitores, se producen grandes magnitudes de corrientes a través del mismo. La corriente de energización de bancos de capacitores aislados, despreciando la resistencia, está dada por la siguiente expresión:

$$I_p = (E_s - E_c) \sqrt{\frac{L}{C}}$$

donde:

E_s voltaje del sistema en el instante en que cierra el interruptor

E_c voltaje en el banco de capacitores

C capacitancia del banco de capacitores

L inductancia del sistema

La corriente de energización puede ser significativamente mayor, en la condición de que el banco de capacitores se *reenergice* con carga atrapada de polaridad opuesta a la del voltaje del sistema. Por diseño se requiere del orden de *cinco minutos* para que las unidades capacitoras se descarguen.

En el caso de la energización de bancos de capacitores "espalda con espalda", se producen grandes magnitudes de corriente; por lo que es imprescindible la presencia de un reactor serie entre los bancos de capacitores (el reactor serie reduce la corriente de energización a un valor de 20 veces la corriente nominal).

e) Los apartarrayos

Los apartarrayos proporcionan protección contra los sobrevoltajes transitorios que se producen durante la energización y desenergización de los bancos de capacitores. Los apartarrayos que actualmente se utilizan, son de óxido de zinc; los cuales presentan una capacidad de energía mucho mayor en comparación con los apartarrayos de carburo de silicio, los cuales prácticamente ya no se utilizan. Es importante determinar la energía que deberán disipar los apartarrayos, durante las maniobras de energización de los bancos de capacitores, con la finalidad de confirmar su adecuada protección.

1.13 Conexiones de Bancos de Capacitores

Son cinco las conexiones de bancos de capacitores que más comúnmente son empleadas. La conexión seleccionada depende de la mejor utilización de los voltajes y capacidades nominales normalizadas, del tipo de aplicación de fusibles y del esquema de protección del banco de capacitores, como se verá posteriormente en el capítulo V. Virtualmente todos los bancos tipo subestación se conectan en estrella. Sin embargo, los bancos de distribución se pueden conectar en estrella o en delta. Los diversos tipos de conexión se ilustran en la figura 1.21, y son:

- (a) Delta
- (b) Estrella con neutro a tierra
- (c) Estrella con neutro aislado
- (d) Doble estrella con neutro aislado
- (e) Doble estrella con neutro a tierra

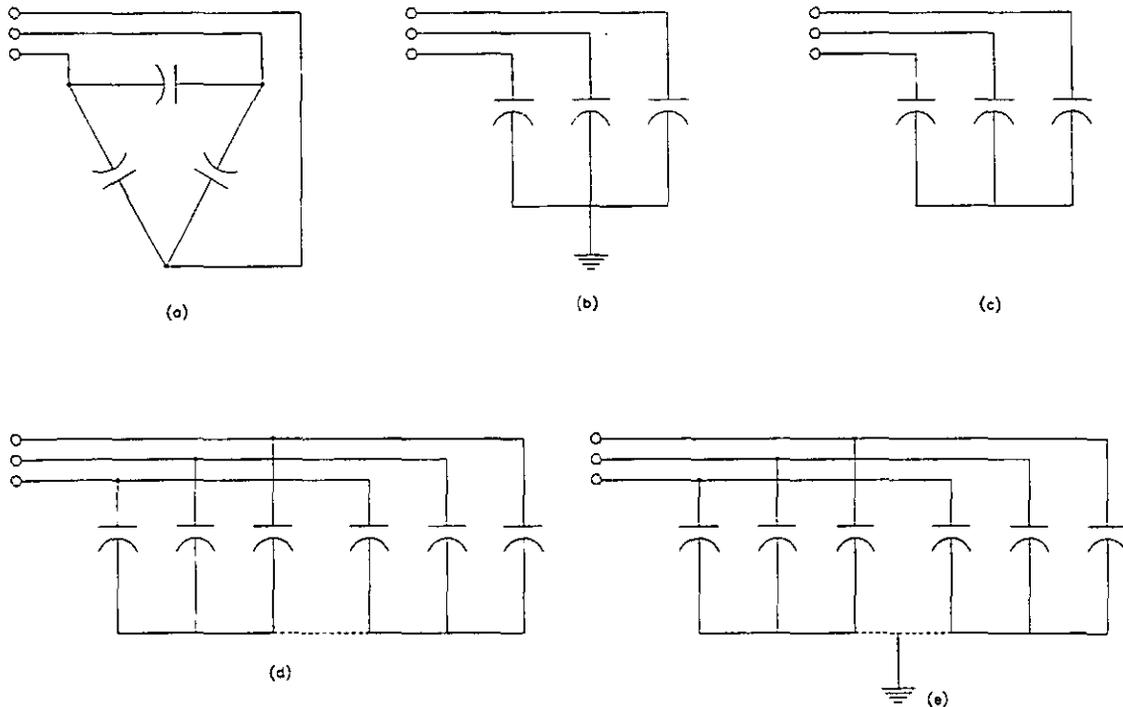


Figura 1.21 Tipos de conexiones más comúnmente empleadas en bancos de capacitores de potencia.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

2.1 Conceptos Básicos

En primera instancia, se describen con más detalle aspectos relacionados con la impedancia de las cargas. Un teorema básico de redes nos dice que la transmisión máxima de potencia ocurre cuando la magnitud de la impedancia de la carga es igual a la magnitud de la impedancia de la fuente. Para muy altas impedancias de carga (muy bajas admitancias), nos encontramos en puntos de operación con altos voltajes y bajas corrientes. Para altas admitancias, nos encontramos ahora en puntos de operación con bajos voltajes y altas corrientes. Barbier y Barret [13] proporcionan en su trabajo las relaciones matemáticas.

Para el caso más simple, compuesto por un carga resistiva y una reactancia de la red, la figura 2.1 nos muestra las relaciones de voltaje, corriente, y potencia. Como se mencionó anteriormente, la potencia máxima ocurre cuando las magnitudes de las impedancias de la fuente y la carga son iguales. Al voltaje en el punto de potencia máxima se le conoce como "voltaje crítico".

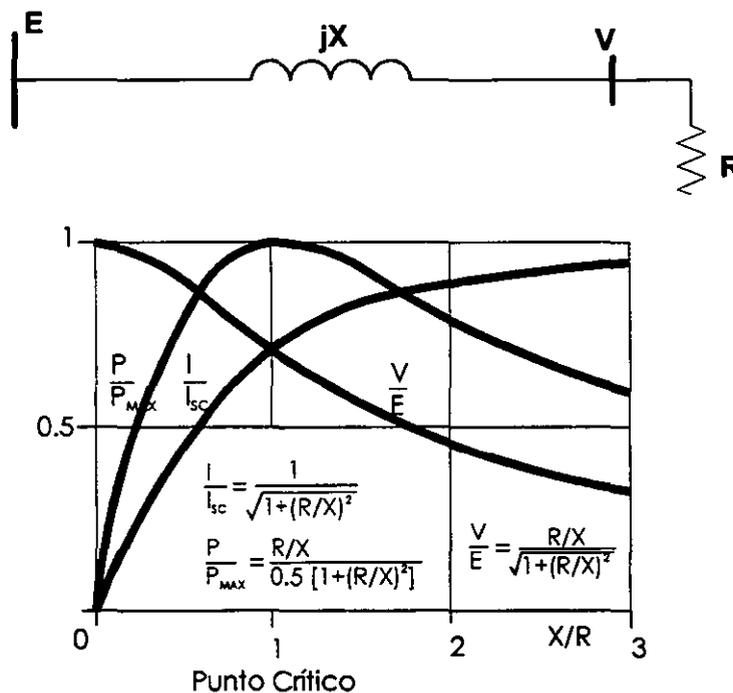


Figura 2.1 Relaciones de voltaje, corriente y potencia para carga resistiva y reactancia de la red. $I_{sc} = E/X$ es la corriente de corto circuito.

2.2 Relación entre la Estabilidad de Voltaje y la Estabilidad del Ángulo del Rotor

La estabilidad de voltaje y la estabilidad del ángulo del rotor están más o menos entrelazadas. La estabilidad de voltaje transitoria está frecuentemente relacionada con la estabilidad del ángulo del rotor y, las formas más lentas de estabilidad de voltaje están íntimamente relacionadas con la estabilidad del ángulo del rotor ante pequeños disturbios. Con frecuencia, los mecanismos de los dos tipos de estabilidad son difíciles de separar. Sin embargo, existen muchos casos donde una forma de inestabilidad predomina. Un reporte IEEE [14] describe las situaciones extremas: a) un generador síncrono remoto, conectado mediante líneas de transmisión a un gran Sistema de Potencia (pura estabilidad angular - caso máquina bus infinito) y, b) un generador síncrono de un gran Sistema, conectado mediante líneas de transmisión a una carga asíncrona (pura estabilidad de voltaje). La figura 2.2 muestra estas condiciones extremas.

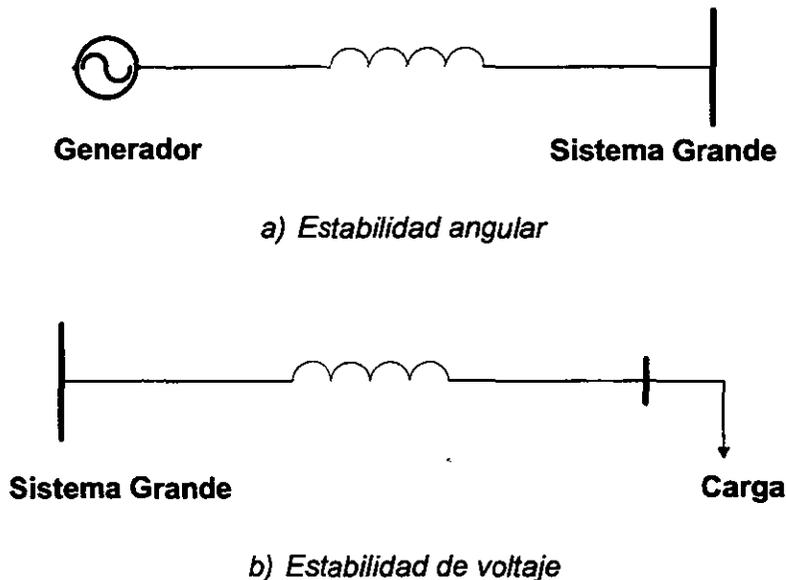


Figura 2.2 Ejemplos de estabilidad sencillos ilustrando situaciones extremas

La estabilidad del ángulo del rotor, así como la estabilidad de voltaje, es afectada por el control de potencia reactiva. En particular, la inestabilidad ante pequeños disturbios ("estado estable") involucrando incrementos no-periódicos de ángulos, fue un gran problema hasta que los reguladores automáticos de voltaje rápidos y de acción continua, hicieron su aparición. Nosotros podemos observar una relación entre estabilidad angular ante pequeños disturbios y la estabilidad de voltaje de largo término: el limitador de corriente del generador (mejor conocido como limitador de sobreexcitación) evita la regulación automática de voltaje normal. El limitador de corriente del generador es muy perjudicial para ambas formas de estabilidad.

La estabilidad de voltaje está relacionada con áreas de carga y características de la carga. Para la estabilidad del ángulo del rotor, nosotros estamos frecuentemente

interesados en el caso de integrar plantas de generación remotas a un gran Sistema de Potencia a través de largas líneas de transmisión. La estabilidad de voltaje es básicamente *estabilidad de la carga* y, la estabilidad del ángulo del rotor, es básicamente *estabilidad del generador*.

En un gran Sistema interconectado, el colapso de voltaje en un área de carga puede ser posible sin necesidad de que se presente la pérdida de sincronismo de ningún generador.

La estabilidad de voltaje transitoria está comúnmente más cercanamente asociada con la estabilidad transitoria del ángulo del rotor. En cambio, la estabilidad de voltaje de largo término está menos relacionada con la estabilidad del ángulo del rotor.

De esta forma, podemos decir que si el voltaje se colapsa en un punto de un Sistema de transmisión remoto de las cargas, se trata entonces de un problema de inestabilidad angular. En cambio, si el voltaje se colapsa en un área de carga, se tiene con mucha probabilidad un problema de inestabilidad de voltaje.

2.3 Requerimientos de Modelado del SEP para Estudios de Estabilidad de Voltaje

En esta sección se describen en forma general, los requerimientos en el modelado de los elementos del SEP que tienen un mayor impacto sobre la estabilidad de voltaje [15]:

Cargas.

Las características de las cargas pueden llegar a ser un factor crítico en el análisis de estabilidad de voltaje. A diferencia de los estudios convencionales de estabilidad transitoria y de los análisis de flujos de potencia, en el estudio de estabilidad de voltaje puede ser necesario representar también el Sistema de subtransmisión en las áreas débiles en voltaje. Lo anterior puede incluir la acción de transformadores con cambiador de tap bajo carga (ULTC), compensación de potencia reactiva, y reguladores de voltaje en el Sistema de subtransmisión.

Es muy importante tener también en cuenta la dependencia de voltaje y frecuencia de las cargas. De esta forma, resulta en algunos casos necesario modelar los motores de inducción de manera específica y detallada ya que, una adecuada representación de las características de la carga ante bajos voltajes puede llegar a ser fundamental.

Generadores y sus controles de excitación.

En el análisis de estabilidad de voltaje, es recomendable y necesario tener en cuenta la característica de la pendiente del compensador de reactivos incluido en el RAV (Regulador Automático de Voltaje). Es importante hacer énfasis en este aspecto ya que en muchas ocasiones se asume que esta pendiente es cero, pero en este caso, resulta trascendental el hecho de considerar esta pendiente. Si se conoce la compensación de la carga, se puede entonces representar de una manera más fiel el efecto de dicha

pendiente. También si es posible, se recomienda modelar específicamente la corriente de campo y los límites de la corriente de armadura, en lugar de representarlos como valores fijos de los límites máximos de potencia reactiva.

Sistemas Estáticos de Vars (SVS's)

Los Sistemas Estáticos de Vars, mientras se encuentran operando dentro de un rango de control de voltaje normal, son capaces de mantener el voltaje del bus en el valor especificado o muy cercano a éste. Sin embargo, cuando estos dispositivos operan en sus límites de potencia reactiva, tienden a comportarse como unos simples reactores o capacitores lo cual, puede tener un efecto significativo en la estabilidad de voltaje. Por lo tanto, resulta de suma importancia representar apropiadamente la característica de los SVS en estudios de estabilidad de voltaje.

Control Automático de Generación (AGC).

Para contingencias en las cuales se presenta una diferencia o "error" significativo entre generación y carga, las acciones del control primario de velocidad y consecuentemente, el suplementario control de frecuencia, pueden cambiar significativamente la generación del Sistema, algunas veces para detrimento de la estabilidad de voltaje. De esta forma, también es necesario representar correctamente este tipo de funciones.

Protecciones y Controles.

En este aspecto, se incluyen las protecciones y controles tanto de las unidades generadoras como de la red de transmisión. Algunos ejemplos de éstos son :

- *Protección de excitación del generador*
- *Protección de sobrecorriente de armadura*
- *Protección de sobrecorriente de la línea de transmisión*
- *Controles de bancos de capacitores*
- *Reguladores defasadores de ángulo*
- *Esquemas de disparo de carga por bajo voltaje*

2.4 Herramientas para el Análisis de Estabilidad de Voltaje

Las herramientas y técnicas disponibles para el estudio de la Estabilidad de Voltaje pueden dividirse en dos grandes grupos [16,17,18,19]:

a) *Análisis en estado estable y,*

b) *Análisis dinámico*

2.4.1 Análisis en Estado Estable

Las técnicas en estado estable están basadas en la formulación de flujos de potencia. Generalmente, estas técnicas procuran responder los tres siguientes cuestionamientos respecto a la estabilidad de voltaje:

- a) *Para una condición de operación dada, ¿ presenta el Sistema una estabilidad de voltaje ?*
- b) *En un punto de operación dado, ¿ qué tan cerca está el Sistema de la inestabilidad de voltaje?*
- c) *Si el Sistema es inestable, ¿ dónde y porqué ocurre la inestabilidad de voltaje ?*

En otras palabras, el análisis en estado estable proporciona respuestas referentes a dos importantes aspectos como son: el margen de estabilidad de voltaje y el mecanismo de la inestabilidad de voltaje.

Para determinar el margen de estabilidad de voltaje, el Sistema es forzado paulatinamente hasta el punto en que ocurre la inestabilidad de voltaje. Las condiciones del Sistema en diferentes niveles de "stress" son obtenidas mediante la solución de las ecuaciones de flujos de potencia.

La estabilidad de voltaje de un Sistema en una condición de operación dada, así como el mecanismo de la inestabilidad de voltaje, son determinados utilizando técnicas de análisis lineal.

Los procedimientos en estado estable también conocidos como estáticos, capturan condiciones instantáneas (fotografías) de un Sistema en diferentes "marcos" a lo largo de una trayectoria en el dominio del tiempo. En cada uno de esos marcos de tiempo, las derivadas de las variables de estado (p. e. \dot{x}) que representan a una simulación dinámica son asumidas como cero y de esta forma, las variables de estado toman valores apropiados para el marco de tiempo específico. Como consecuencia de lo anterior, el Sistema completo de ecuaciones se reduce a un Sistema con ecuaciones puramente algebraicas permitiendo con esto, el uso de las técnicas estáticas de análisis.

Hasta hoy en día, las compañías de suministro de energía eléctrica han dependido enormemente de programas convencionales de flujos de carga para llevar a cabo el análisis estático de estabilidad de voltaje. La estabilidad en este caso se determina mediante el cálculo de las curvas $P-V$ y $V-Q$ en buses de carga seleccionados por el ingeniero analista. Generalmente, estas curvas son generadas realizando un gran número de cálculos de flujos de potencia utilizando para esto modelos convencionales. Aunque estos procedimientos de generación de curvas pueden ser automatizados, éstos consumen demasiado tiempo de computo y no proporcionan una rápida información que pueda ser útil para conocer de manera más certera y detallada, las causas que dan lugar a los problemas de estabilidad de voltaje. Además de lo anterior, estos procedimientos se enfocan sobre buses individuales; esto es, las características de la estabilidad son establecidas sometiendo a condiciones de "stress" a cada bus en forma independiente.

Esto podría en algunos casos distorsionar de manera no real la condición de estabilidad del sistema. También, es importante hacer notar que los buses seleccionados para el análisis de las curvas $P-V$ y $V-Q$ deben ser elegidos cuidadosamente y por lo tanto, son requeridas un enorme número de este tipo de curvas para obtener una información más completa. Por otra parte, se puede presentar el caso en el que no sea posible generar completamente las curvas $V-Q$ debido a problemas de divergencia en los flujos de potencia ocasionados por problemas en cualquier lugar del Sistema Eléctrico.

En los últimos años han sido propuestas en la literatura algunas técnicas especiales para realizar el análisis de estabilidad de voltaje utilizando procedimientos estáticos. En secciones posteriores de este capítulo describiremos algunas de ellas. Algunas de las ventajas que se tienen con esta clase de técnicas es que ellas, nos pueden proporcionar información importante relacionada con la estabilidad de voltaje desde una perspectiva que toma en cuenta al Sistema Eléctrico completo y además, identifican claramente a las áreas que pueden tener problemas potenciales. El análisis modal que es una de estas técnicas, tiene también la ventaja de que nos proporciona una útil información relacionada con el *mecanismo* de la inestabilidad de voltaje.

2.4.2 Análisis Dinámico

El análisis dinámico es otra de las técnicas que nos permiten realizar estudios de estabilidad de voltaje. Este tipo de análisis utiliza una técnica no-lineal de simulación en el dominio del tiempo. Es importante apuntar que de todas las técnicas disponibles, este procedimiento es el que proporciona la representación más fiel de la dinámica de la inestabilidad de voltaje sin embargo, los requerimientos de CPU (tiempo de cómputo), para el estudio de estabilidad de voltaje utilizando la simulación en el dominio del tiempo, llegan a ser bastante considerables para grandes Sistemas de Potencia. Así mismo, las simulaciones en el dominio del tiempo no proporcionan una información sensitiva y fácil de analizar por lo que requieren, generalmente, de un tiempo y esfuerzos de ingeniería adicionales para el análisis e interpretaciones de resultados, esto debido entre otras cosas a que muchos parámetros tienen ser monitoreados y examinados cuidadosamente antes de poder extender algunas conclusiones.

Frecuentemente se han debatido las razones que justifiquen plenamente la necesidad de llevar a cabo el análisis dinámico completo de la estabilidad de voltaje. Esto debido principalmente a que, a pesar de que un Sistema de Potencia es un sistema dinámico, se puede obtener una gran cantidad de información mediante un cuidadoso análisis estático (flujos de potencia).

La estabilidad de voltaje involucra la carga, generación y los sistemas de transmisión y distribución de un Sistema de Potencia. En este sentido podemos mencionar tres importantes aspectos como son:

1. *Como se ha visto; en un Sistema de Potencia en el cual se incluyen las redes de subtransmisión y distribución, la dinámica de la restauración de la carga después de un disturbio juega un papel crucial en la estabilidad de voltaje.*

- 2. Tienen también una vital importancia los medios disponibles para el control de voltaje en generadores y en la red, así como el comportamiento dinámico de los sistemas de excitación, compensadores estáticos y la compensación reactiva desconectable.*
- 3. La habilidad de la red para transferir potencia (particularmente reactiva), desde el punto de generación hasta los centros de consumo. Este aspecto incluye las propiedades estáticas de la red modeladas mediante programas de flujos de potencia y es también, verdaderamente importante.*

2.4.2.1 Razones Para Realizar Simulaciones en el Dominio del Tiempo

Algunos expertos argumentan que el análisis en el dominio del tiempo no es necesario para el análisis de estabilidad de voltaje de largo término. En la mayoría de las veces ellos están en lo cierto, sin embargo, a continuación se presentan algunas razones que justifican que en algunos casos, se haga necesario realizar simulaciones en el dominio del tiempo.

- 1. La coordinación de controles donde los marcos de tiempo se traslapan. Por ejemplo, la aplicación oportuna de la compensación reactiva puede afectar el resultado final.*
- 2. Una más alta fidelidad en la simulación.*
- 3. Simulación de fenómenos dinámicos rápidos asociados con las fases finales del colapso.*
- 4. Clarificación del fenómeno y prevención de sobre diseño. Las simulaciones en el dominio del tiempo obligan a un mas cuidadoso análisis y modelado.*
- 5. Una demostración más convincente del comportamiento del Sistema y los diseños de control.*
- 6. Una más convincente verificación del comportamiento del Sistema*
- 7. Enseñanza y adiestramiento mas completos*

2.4.2.2 Márgenes de Tiempo y Mecanismos de la Inestabilidad de Voltaje

La inestabilidad de voltaje y la dinámica del colapso se extiende en un rango de tiempo desde una fracción de segundo hasta decenas de minutos.

Para describir el fenómeno dinámico se hace uso de gráficas de respuesta en el tiempo. La figura 2.3 nos muestra que muchos componentes y controles del Sistema de Potencia juegan un papel específico en la estabilidad de voltaje. Sin embargo, solamente algunos de ellos, participarán significativamente en un incidente o escenario en particular de acuerdo a las características del sistema y el tipo de disturbio, aspectos que finalmente determinarán cuales fenómenos son en verdad importantes.

La figura 2.3 presenta también, una clasificación de la estabilidad de voltaje dentro de márgenes de tiempo transitorios y de largo término. Existe casi siempre una clara separación entre los dos marcos de tiempo.

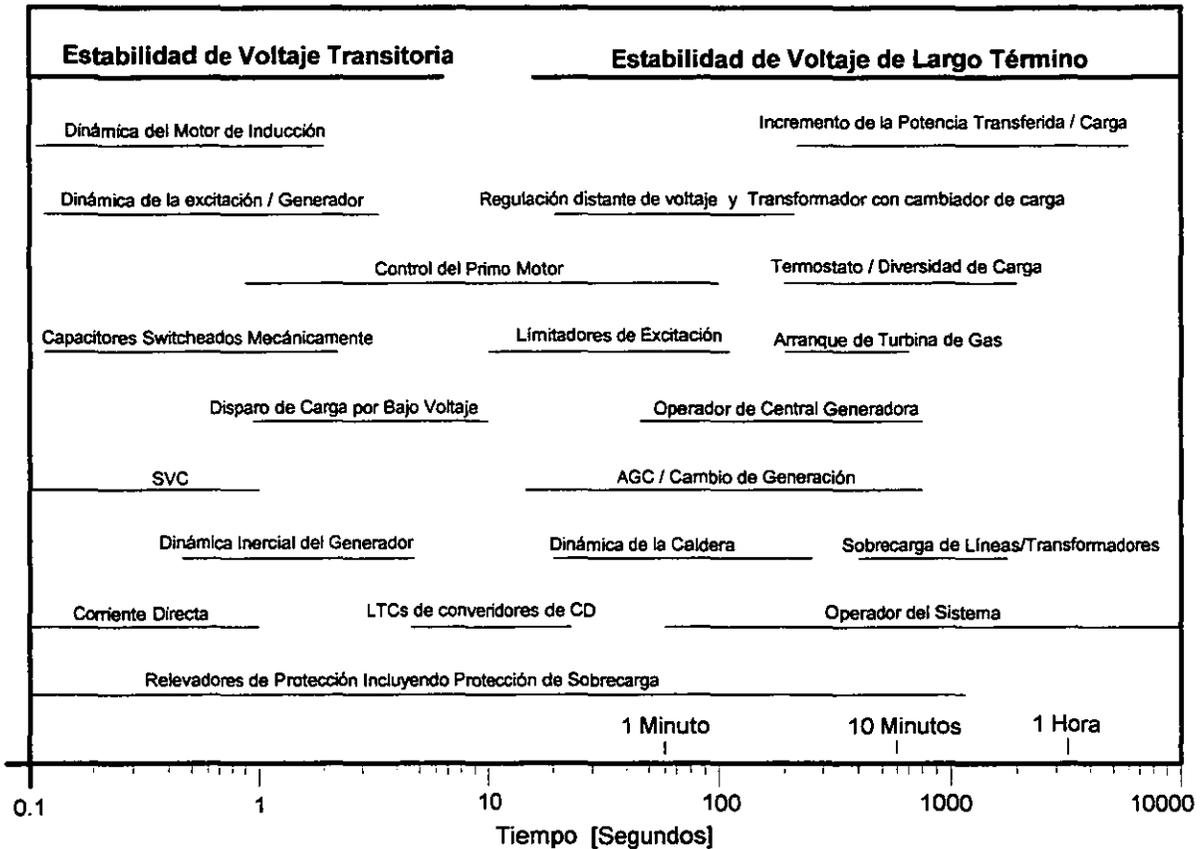


Figura 2.3 Fenómeno de Estabilidad de Voltaje y respuestas en el tiempo.

2.4.2.3 Mecanismos y Escenarios de la Inestabilidad de Voltaje

Describiremos ahora las clasificaciones de la inestabilidad de voltaje. Tenemos entonces que de acuerdo a la figura 2.3, podemos dividir a la Estabilidad de voltaje en tres escenarios los cuales nos ayudan a lograr una clasificación simple pero ilustrativa de este fenómeno.

- A) Escenario 1: Estabilidad de voltaje transitoria.
- B) Escenario 2: Estabilidad de voltaje de largo término.
- C) Escenario 3: Inestabilidad de voltaje de largo término.

A) Escenario 1: Estabilidad de Voltaje Transitoria

El margen de tiempo en este caso, va desde cero hasta aproximadamente diez segundos, lo cual es también el periodo de tiempo que comprende la estabilidad transitoria del ángulo del rotor. La distinción entre la inestabilidad de voltaje y la inestabilidad del ángulo del rotor no es siempre muy clara y, en algunos casos, pueden existir fenómenos relacionados con ambos aspectos. Con frecuencia, la disyuntiva que se presenta es: ¿ El colapso de voltaje provoca la pérdida de sincronismo, o la pérdida de sincronismo causa el colapso de voltaje ?. El colapso de voltaje es provocado por componentes de carga desfavorables y de acción rápida tales como motores de inducción y convertidores de corriente directa.

Para caídas severas de voltaje (por ejemplo durante corto circuitos liberados lentamente), la demanda de potencia reactiva por parte de los motores de inducción se incrementa, contribuyendo al colapso de voltaje a menos que la protección o los contactores disparen los motores. (Esto ha sido llamado también *inestabilidad del motor de inducción [22]*). Posterior a las fallas, los motores tienen dificultad para lograr un reaceleramiento. El paro o frenado de motores puede causar que otros motores cercanos se "ahoguen" también. En estudios de simulación, los motores deben ser representados como dispositivos dinámicos. La característica de la compensación con bancos de capacitores en paralelo (potencia reactiva proporcional al cuadrado del voltaje) aumenta los problemas.

El aislamiento eléctrico y los estudios de disparo de carga por baja frecuencia han mostrado un probable colapso de voltaje cuando el desequilibrio en la isla es mayor que un 50%. El voltaje decae más rápido que la frecuencia, el decremento de voltaje a su vez, afecta a las cargas con sensibilidad de voltaje, lentamente la frecuencia decae y operan los relevadores de disparo de carga por baja frecuencia. También, se puede presentar el caso de que estos relevadores no operen debido a los bajos voltajes por lo que, podría ser necesario el disparo de carga por bajo voltaje.

B) Escenario 2: Estabilidad de Voltaje de Largo Término

El marco de tiempo en este escenario es de algunos minutos (típicamente va de dos a tres minutos de duración). En este caso, la intervención del operador frecuentemente no es posible. Para describir este escenario han sido utilizados términos como estabilidad de "medio término", y estabilidad "*post-transitoria*" o de "*post-disturbio*".

Este escenario se presenta debido a altos niveles de carga, grandes importaciones de potencia de puntos de generación remota o, algún disturbio súbito y grande. El sistema en este caso es transitoriamente estable debido a la sensibilidad de voltaje de las cargas. Disturbios tales como la pérdida de grandes generadores en un área de carga, o la pérdida de líneas de transmisión importantes, provocan altas pérdidas de potencia reactiva y consecuentemente, depresiones de voltaje en las áreas de carga. Cuando esto ocurre, los cambiadores de tap bajo carga de los transformadores (ULTC) y los reguladores de voltaje en distribución, sienten los bajos voltajes y actúan para restaurar los voltajes de distribución recuperando por lo tanto, los niveles de potencia de la carga.

La restauración de la carga provoca fuertes depresiones en los voltajes de transmisión. Los generadores cercanos son sobreexcitados y sobrecargados pero, los limitadores de sobreexcitación (o los operadores de las plantas), retornan las corrientes de campo a sus valores nominales tan pronto como la capacidad del tiempo de sobrecarga (dos a tres minutos) expira. Cuando esto sucede, los generadores lejanos deben entonces proporcionar la potencia reactiva lo cual, es ineficiente e inefectivo por los inconvenientes (mayores pérdidas por ejemplo) que trae consigo. El sistema de transmisión y generación no puede soportar largamente las cargas y las pérdidas reactivas por lo que, lo que prosigue es un rápido decrecimiento en el voltaje y, finalmente, un parcial o completo colapso de voltaje. La etapa final podría involucrar "atascamientos" de motores de inducción y operaciones de relevadores de protección. Dependiendo del tipo de cargas (incluyendo medios para desconexión por bajo voltaje) el colapso puede ser parcial o total.

C) Escenario 3: Inestabilidad de Voltaje de Largo Término

La inestabilidad de voltaje se desarrolla sobre un tranquilo y más largo periodo de tiempo y es originada principalmente por incrementos grandes y repentinos de la carga (los picos de carga de la mañana y la tarde por ejemplo) y también, por grandes y muy rápidos incrementos en la transferencia de potencia.

El crecimiento de la carga, medido en megawatts/minuto, puede ser absolutamente rápido. Acciones del operador, tales como una oportuna aplicación de equipo para suministro de potencia reactiva o disparo de carga, pueden llegar a ser necesarias para prevenir la inestabilidad. Factores como el límite de tiempo de sobrecarga de líneas de transmisión (decenas de minutos) y, pérdidas de una diversidad de carga debido al bajo voltaje, pueden ser importantes. La etapa final de la inestabilidad incluye acciones de equipo más rápido como el descrito en los escenarios 1 y 2.

Existen muchas interacciones entre los diferentes equipos y los márgenes de tiempo. Por ejemplo, la regulación de voltajes mediante cambiadores de tap va a prevenir la pérdida de una diversidad de cargas por medio de la regulación termostática de cargas de energía constante. Como otro ejemplo, la operación del limitador de máxima excitación previene la regulación normal del voltaje del generador.

2.5 Técnicas para Analizar la Estabilidad de Voltaje

2.5.1 Características P-V, V-Q en Nodos de Carga

Las formas más lentas de estabilidad de voltaje son frecuentemente analizadas como problemas de estado estable; para este tipo de análisis, las simulaciones de flujos de potencia son el método primario de estudio. Por medio de esta herramienta, son simulados puntos específicos de tiempo (*"snapshots"*) o *"fotografías del sistema"*, posteriores a una salida de línea o durante crecimientos de la carga. Además de esos flujos de potencia ante condiciones de post-disturbio, son también ampliamente utilizados otros dos métodos basados en los cálculos de flujos de potencia: a) las curvas P-V y, b) las curvas V-Q. Estos dos métodos determinan los límites de cargabilidad en estado estable los cuales a su vez, están íntimamente relacionados con la estabilidad de voltaje. Los programas convencionales de flujos de potencia pueden ser utilizados para un análisis aproximado.

2.5.1.1 Descripción de las Curvas P-V

Las curvas P-V son muy útiles para un análisis conceptual de la estabilidad de voltaje y para el estudio de sistemas radiales. Este método es también utilizado para grandes redes malladas donde P es la carga total en un área y V es el voltaje en un bus crítico o representativo. P puede ser también la potencia de transferencia a través de una línea de enlace o de interconexión. Es posible graficar el voltaje en varios buses.

Una desventaja en este tipo de curvas es que la simulación de flujos de potencia, va a divergir en el punto cercano a la "nariz" o máximo punto de potencia sobre la curva. Otra desventaja es el hecho de que la generación tiene que ser re-despachada realísticamente conforme la carga del área se ve incrementada.

Para el modelo elemental compuesto ahora por una fuente de voltaje y una carga puramente reactiva, la figura 2.4 nos muestra la familia de curvas P-V normalizadas para diferentes factores de potencia. En los factores de potencia con más adelanto, la potencia máxima es más alta (los factores de potencia en adelanto son obtenidos mediante la compensación en derivación). El voltaje crítico en estos casos es también más alto lo cual, es un aspecto muy importante de la estabilidad de voltaje.

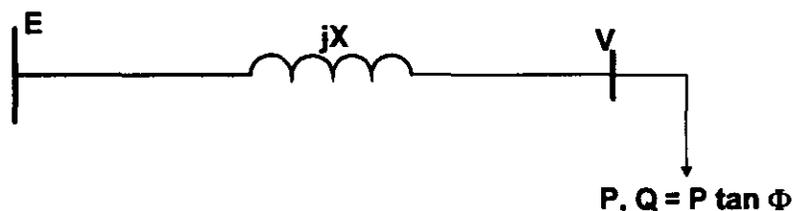


Figura 2.4a Fuente de voltaje y una carga puramente reactiva.

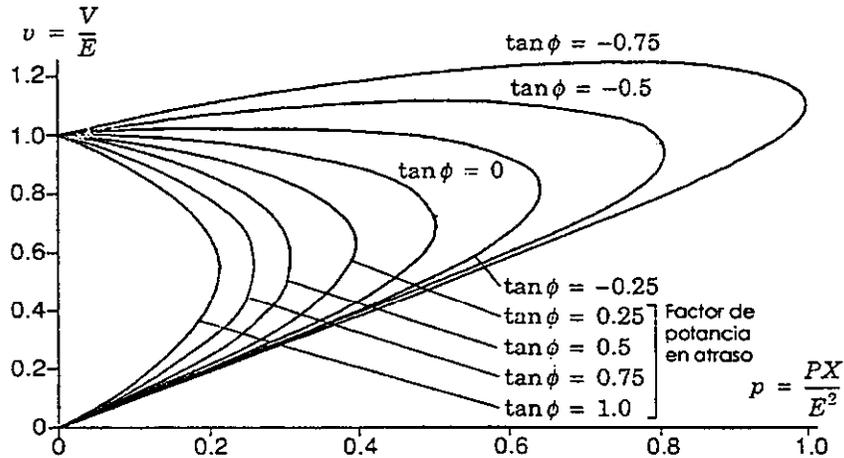


Figura 2.4b Curvas P-V normalizadas para una fuente fija (infinita) y reactancia de la red. Los factores de potencia correspondientes para $\tan \Phi = 1.0, 0.75, 0.5, 0.25,$ y 0 , son $0.707, 0.8, 0.894, 0.97$ y 1.0 .

2.5.1.2 Descripción de las Curvas V-Q

Para sistemas grandes, este tipo de curvas son obtenidas mediante una serie de simulaciones de flujos de potencia. Las curvas V-Q grafican el voltaje en un bus crítico o de prueba, contra la potencia reactiva en el mismo bus. La inyección de potencia reactiva es representada por medio de un condensador síncrono ubicado en el bus de prueba. En términos de un programa de software, el bus de prueba es convertido a un "bus PV" sin límites de potencia reactiva. Los cálculos de flujos de potencia son efectuados para una serie de magnitudes de voltaje asignados al condensador síncrono y, de esta forma, la potencia reactiva entregada por el condensador es graficada contra los voltajes asignados. En estas curvas, el voltaje es la variable independiente y es la variable que se ubica en el eje de las abscisas. La potencia reactiva capacitiva es graficada en la dirección positiva del eje vertical. Sin la aplicación de compensación reactiva en derivación en el bus de prueba, el punto de operación se encuentra en el valor cero del eje vertical (cero reactivos) lo cual, corresponde a remover o eliminar el condensador síncrono ficticio.

Estas curvas son frecuentemente llamadas curvas Q-V sin embargo, es importante apuntar que al emplear la terminología V-Q se hace énfasis en que el voltaje es la variable independiente. (Las curvas V-Q son producidas asignándole una serie de valores a la potencia reactiva de la carga en lugar de hacerlo al voltaje).

Las curvas V-Q presentan varias ventajas:

- La seguridad de voltaje está cercanamente relacionada a la potencia reactiva, y las curvas V-Q nos proporcionan el margen de potencia reactiva en el bus de prueba. En este caso, el margen de potencia reactiva es la distancia en MVar desde el punto de operación hasta el fondo (rodilla) de la curva o bien, hasta un punto donde la característica del voltaje al cuadrado de un capacitor aplicado, es tangente a la curva V-Q (ver figura 2.5). Cuando el bus de prueba es seleccionado en base a un criterio

acertado, este bus puede ser representativo de todos los buses que se encuentran dentro de un "área de control de voltaje" (un área donde las magnitudes de voltaje son coherentes).

- Las curvas V-Q pueden ser calculadas en diferentes puntos a lo largo de una curva P-V para analizar la robustez del Sistema.
- Pueden ser graficadas directamente sobre la curva V-Q, las características de compensación reactiva en derivación instalada en el bus de prueba (bancos de capacitores, compensadores estáticos de vars, o condensadores síncronos). El punto de operación en este caso, es la intersección de la característica V-Q del Sistema y la característica de la compensación reactiva (ver Figura 2.5b). Este aspecto es muy útil ya que la compensación reactiva, es con frecuencia una buena solución a los problemas de estabilidad de voltaje.
- La pendiente (inclinación) de la curva V-Q nos indica la robustez del bus de prueba (el DV para un DQ).
- Para un análisis más completo, la potencia reactiva de los generadores puede ser graficada sobre la misma curva. Cuando los generados más cercanos alcanzan sus límites de VAR's, la inclinación de la curva V-Q tiende a ser menos empinada y el fondo de la curva es aproximado.

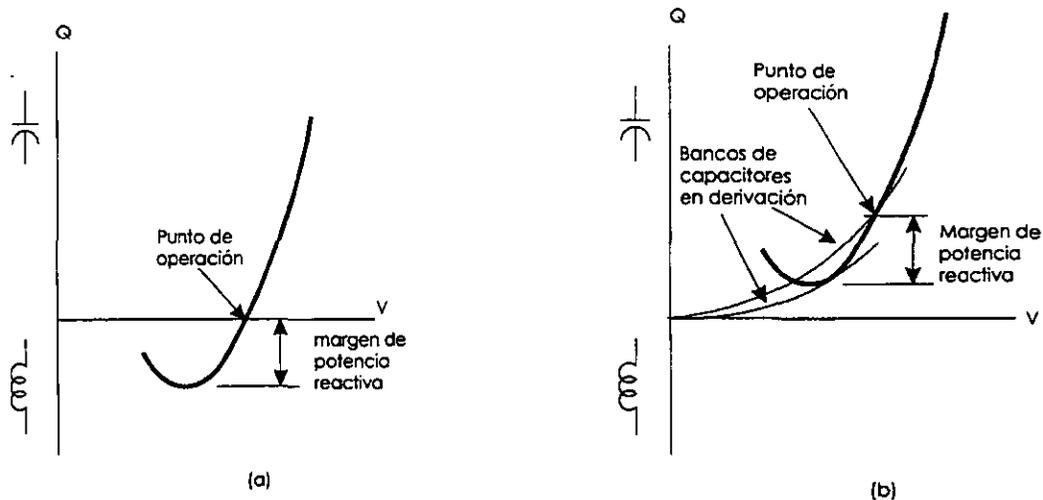


Figura 2.5 Márgenes de potencia reactiva.

Desde un punto de vista computacional, el bus artificial PV minimiza los problemas de divergencia de flujos de potencia. De este modo, pueden ser obtenidas soluciones incluso para el lado izquierdo de la curva. La divergencia ocurre solamente cuando los voltajes en los buses alejados del bus PV, son "arrastrados" a valores muy bajos. Las necesidades de re-asignación de generación son mínimas debido a que los únicos cambios en la potencia real, son provocados por los cambios en las pérdidas. Con objeto de que cada

solución de flujos de potencia sea más rápida, son utilizados valores iniciales de una solución anterior para un voltaje asignado ligeramente diferente. El proceso puede ser automatizado de tal manera que sea posible obtener la curva entera en un solo conjunto de cálculos computacionales. (una sola corrida de un programa de flujos de potencia con diferentes sub-casos).

Es posible representar también en este tipo de curvas, el efecto de las cargas con sensibilidad de voltaje y los cambiadores de tap alcanzando sus límites. Las curvas V-Q con cargas con sensibilidad de voltaje calculadas antes de que opere el cambiador de tap, van a tener un margen de potencia reactiva mucho más grande y voltajes críticos más bajos. En cambio, una vez que actúan los cambiadores de tap y alcanzan sus límites, las curvas tienden a "aplanarse" en lugar de levantarse o retornar sobre el lado izquierdo. Estas ideas son ilustradas en la figura 2.6.

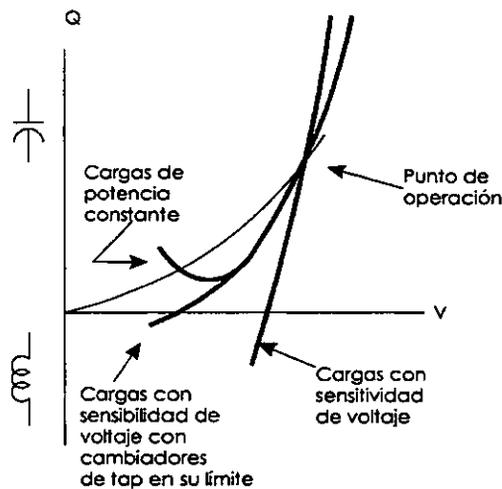


Figura 2.6 Curvas V-Q mostrando el efecto de cargas con sensibilidad de voltaje y cambiadores de tap en su límite.

Vale la pena apuntar que actualmente, las curvas V-Q son el método "caballo de batalla" para el análisis de estabilidad de voltaje en una gran cantidad de compañías eléctricas a nivel mundial. Sin embargo, debido a que este método hace énfasis artificialmente en un solo bus del sistema, es conveniente que las conclusiones obtenidas sean confirmadas por medio de otros métodos más completos y realistas.

2.5.1.3 Limitaciones de Orden Práctico en el Cálculo de Curvas V-Q

Las curvas V-Q como se ha mencionado, son una de las herramientas más utilizadas para determinar la proximidad al colapso de voltaje basándose en los márgenes de potencia reactiva de algunos buses de carga elegidos por el ingeniero analista, sin embargo, aunque este método es muy útil y proporciona información valiosa, es importante mencionar que presenta también algunos inconvenientes como son:

- *En un Sistema Eléctrico muy grande, es necesario determinar con anterioridad en cuales buses se considera conveniente calcular estas curvas ya que el pretender efectuar este análisis en todos los buses de carga, consumiría demasiado tiempo de cómputo.*
- *Al producir una curva V-Q, la zona donde se encuentra el bus analizado es fuertemente "estresada" y, por lo tanto, los resultados en algunos casos pueden ser engañosos.*
- *Debido a que este método hace énfasis artificialmente en un solo bus del Sistema, es conveniente que las conclusiones obtenidas sean confirmadas por medio de otros métodos más completos y realistas.*
- *En adición a lo anterior, al enfocar la atención en unos cuantos buses ; pueden ser erróneamente minimizados o no reconocidos los problemas que engloban a todo el Sistema en general, lo cual a su vez, hace perder sensibilidad en el análisis realizado.*

2.5.2 Introducción a las Técnicas de Análisis Lineal

El análisis lineal examina la estabilidad de voltaje en una condición de operación dada. La mayoría de las técnicas de análisis lineal están basadas en las ecuaciones linealizadas de flujos de potencia [25,26].

Las técnicas de análisis lineal más conocidas son las siguientes :

- a) Análisis de sensibilidad V-Q.*
- b) Descomposición del valor singular.*
- c) Análisis Modal.*

2.5.2.1 Análisis de Sensitividad V-Q

El análisis de sensibilidad V-Q determina la estabilidad de voltaje del Sistema, basado en el signo de la sensibilidad de la magnitud del voltaje en el bus hacia la inyección de potencia reactiva en el mismo bus. Una sensibilidad V-Q positiva significa que el voltaje en el bus se incrementa si es inyectada potencia reactiva en el mismo bus. El Sistema posee estabilidad de voltaje si todas las sensibilidades V-Q son positivas y en cambio, se dice que el sistema es inestable si la sensibilidad V-Q es negativa para al menos un bus.

Por medio del cálculo de las sensibilidades V-Q para todos los buses del Sistema, esta técnica nos proporciona una "fotografía instantánea" respecto a la estabilidad de voltaje de un Sistema. Sin embargo, como se describirá posteriormente en este capítulo, la inestabilidad de voltaje no ocurre solo para buses individuales y si en cambio, se presenta para modos individuales para cada uno de los cuales, cada bus dentro del sistema participa en un grado diferente. Por lo tanto, debido a que no es posible identificar modos

inestables individuales, la técnica de sensibilidad V-Q tiene una aplicación limitada para determinar el verdadero mecanismo de la inestabilidad de voltaje.

Las ecuaciones linealizadas de un Sistema de Potencia en estado estable son:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

donde

ΔP = cambio incremental en la potencia real del bus

ΔQ = cambio incremental en la inyección de potencia reactiva en el bus

$\Delta\theta$ = cambio incremental en el ángulo de voltaje del bus

ΔV = cambio incremental en la magnitud de voltaje del bus

Los elementos de la matriz Jacobiana proporcionan la sensibilidad entre el flujo de potencia y los cambios de voltaje en el bus.

La estabilidad de voltaje de un Sistema es afectada tanto por la potencia real (P) como por la potencia reactiva (Q). Sin embargo, en cada punto de operación podemos mantener constante P y evaluar la estabilidad de voltaje considerando las relaciones incrementales entre Q y V . Esto es análogo al procedimiento para formar la curva $Q-V$. A pesar de que los cambios incrementales en P son ignorados en la formulación, los efectos de los cambios en la carga del Sistema o en los niveles de transferencia de potencia, son tomados en cuenta mediante el estudio de las relaciones incrementales entre Q y V en diferentes condiciones de operación.

Basados en las anteriores consideraciones, si asumimos $\Delta P = 0$ en la ecuación (2.1), tenemos

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (2.2)$$

donde

$$J_R = J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \quad (2.3)$$

J_R es conocida como la matriz reducida del Sistema en estado estable. Esta matriz J_R representa la relación linealizada entre los cambios incrementales de las magnitudes de voltajes en buses (ΔV) y la inyección de potencia reactiva en el bus (ΔQ).

De la ecuación, 2.2 podemos escribir:

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (2.4)$$

La matriz J_R^{-1} es el Jacobiano V-Q reducido. Su $i^{\text{ésimo}}$ elemento diagonal es la sensibilidad V-Q en el bus i . Para eficiencia computacional, esta matriz no es formada explícitamente por lo que las sensibilidades V-Q son calculadas resolviendo la ecuación 2.2.

2.5.2.2 Análisis Modal

Las técnicas de Descomposición del Valor Singular y de Análisis Modal examinan ambas los modos de la estabilidad de voltaje con lo cual, al igual que la técnica de sensibilidad V-Q, proporcionan información respecto a la estabilidad de voltaje de todo el Sistema en estudio.

La técnica de *análisis modal/eigenvalor* que aquí se describe, involucra el cálculo computacional de los eigenvalores y eigenvectores asociados de una matriz Jacobiana reducida (definida por la ecuación 2.3) generada a partir de un Sistema de Potencia en estado estable. Esta matriz reducida contiene la relación Q-V en la red y, en ella a la vez, se incluyen las características apropiadas de generadores, cargas, dispositivos de compensación de potencia reactiva y convertidores de corriente directa (HVDC). Mediante el uso de la matriz Jacobiana reducida, podemos examinar la relación que se presenta entre el cambio incremental en el voltaje de bus y el cambio incremental en la inyección de potencia reactiva en el mismo bus. Los eigenvalores de la matriz Jacobiana reducida identifican los diferentes modos a través de los cuales, el Sistema podría llegar a presentar una inestabilidad de voltaje. La magnitud de los eigenvalores proporciona una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad. Los eigenvalores por otro lado, proporcionan valiosa información relacionada con el mecanismo de la pérdida de estabilidad de voltaje.

2.5.2.2.1 Teoría Básica y Formulación del Análisis Modal

El Significado de los Modos

Para comprender por qué el eigen-análisis puede ser utilizado para los estudios de estabilidad de voltaje, podemos iniciar con un caso en el que tenemos un Sistema de Potencia con una sola carga. La relación linealizada entre el voltaje en la carga y su potencia reactiva de la misma, puede representarse por medio de la siguiente ecuación:

$$\lambda \Delta V = \Delta Q \quad (2.5)$$

donde λ puede ser considerada como el Jacobiano de la red o la sensibilidad V-Q. También es posible tomar a λ como el eigenvalor del Jacobiano de la red. Cuando λ es de un valor cercano a cero, cualquier cambio pequeño en la carga puede resultar en una gran variación en el voltaje. En este caso, el punto de operación es considerado como una condición con voltaje inestable desde el punto de vista de flujos de carga.

Ahora, vamos a considerar un Sistema ideal cuya matriz Jacobiana es de la forma:

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \cdot & \cdot \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \dots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \dots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Si λ_1 es cercano a cero, un cambio pequeño en la carga del bus 1 puede repercutir en un cambio grande en el voltaje del mismo bus. Sin embargo, los otros buses no son afectados. Por lo tanto, el colapso de voltaje solamente se presenta en bus 1. Mediante la comparación de los valores que componen a la matriz Jacobiana es posible observar de una manera sencilla, los buses que se encuentran involucrados en el colapso de voltaje.

Desafortunadamente, las matrices Jacobianas de los actuales Sistemas de Potencia no son matrices diagonales como la del Sistema ideal anterior. Sin embargo, se tiene la posibilidad de diagonalizar estas matrices utilizando la técnica de análisis modal. Con esta técnica, nos es posible obtener la siguiente relación transformada de *voltaje-potencia reactiva*:

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta v_1 \\ \Delta v_2 \\ \dots \\ \Delta v_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta q_1 \\ \Delta q_2 \\ \dots \\ \Delta q_n \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

donde :

$$\begin{aligned} [\Delta v] &= [\xi] [\Delta V], \\ [\Delta q] &= [\xi] [\Delta Q], \\ [\xi] &= \text{matriz de eigenvectores de } [J] \end{aligned}$$

Los vectores $[\Delta v]$ y $[\Delta q]$ tienen las mismas unidades que $[\Delta V]$ y $[\Delta Q]$ respectivamente. Estos vectores son la combinación lineal del voltaje físico y la potencia reactiva y se les puede llamar a su vez "*voltaje modal*" y "*potencia reactiva modal*". Si $\lambda_1 \rightarrow 0$, entonces el voltaje modal 1 viene siendo muy sensitivo a la carga de potencia reactiva 1. Esto resulta en el colapso del voltaje modal 1. Por otro lado, los otros voltajes modales permanecen sin efecto alguno.

La conclusión principal del anterior análisis es que el colapso de voltaje es actualmente el colapso del voltaje modal. Esto es, que el Sistema de Potencia no puede soportar un modelo particular de cargas de potencia reactiva. Una ilustración gráfica del fenómeno es que, si los voltajes modales son graficados contra el nivel de carga del Sistema, existe solamente una curva de voltaje modal que tiene un punto "nariz". (Los puntos nariz para otras curvas se encuentran en diferentes niveles de stress). En cambio, en una curva

tradicional de *Potencia-Voltaje*, todos los voltajes físicos tienen puntos nariz en el mismo nivel de carga.

La participación de cada carga en el modo crítico (el modo responsable del margen de colapso de voltaje del Sistema) determina la importancia de la carga en el colapso. A manera de ejemplo, el siguiente eigenvector para el modo crítico $[\xi_{crítico}] = [10, 20, 0.1, 0, 12, 0.5]$ tiene grandes multiplicadores para los buses 1, 2 y 5 para formar el voltaje y potencia modal críticos. Cualquier cambio pequeño en la carga de los buses resulta en un cambio muy grande en la potencia reactiva modal lo cual provoca a su vez un cambio muy grande en el voltaje modal. Como se puede ver de este ejemplo, los buses 1, 2 y 5 son por lo tanto los más vulnerables y propensos al colapso de voltaje.

La implementación de la anterior idea sobre Sistemas de Potencia reales involucra en general dos pasos:

- 1) *Formación de la matriz Jacobiana de estado estable del Sistema, y*
- 2) *Análisis de los eigenvalores o eigen-análisis de la matriz Jacobiana reducida, como se describe en la siguiente sección.*

2.5.2.2 Eigen-Análisis de J_R y Modos de la Inestabilidad de Voltaje

Las características de estabilidad de voltaje de un Sistema pueden ser identificadas mediante el cálculo de eigenvalores y eigenvectores de la matriz Jacobiana reducida J_R definida por la ecuación 2.3. Tenemos entonces que:

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (2.8)$$

donde

ξ = matriz de eigenvectores derechos normalizados de J_R
 η = matriz de eigenvectores izquierdos normalizados de J_R
 Λ = matriz diagonal de eigenvalores de J_R

De la ecuación 2.8

$$J_R^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta \quad (2.9)$$

Sustituyendo en la ecuación 2.3 tenemos

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (2.10)$$

o también

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (2.11)$$

donde ξ_i es la $i^{\text{ésima}}$ columna eigenvector derecho y η_i es la $i^{\text{ésima}}$ fila eigenvector izquierdo de J_R . Cada eigenvalor λ_i y los correspondientes eigenvectores derecho e izquierdo ξ_i y η_i definen el $i^{\text{ésimo}}$ modo de repuesta Q-V.

Debido a que $\xi^{-1} = \eta$, la ecuación 2.10 puede ser escrita como

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (2.12)$$

o

$$v = \Lambda^{-1} q \quad (2.13)$$

donde

$v = \eta \Delta V$ es el vector de variaciones de voltajes modales

y

$q = \eta \Delta Q$ es el vector de variaciones de potencia reactiva modales.

La diferencia entre las ecuaciones 2.4 y 2.13 es que Λ^{-1} es una matriz diagonal mientras que J_R^{-1} , en general, es no-diagonal. La ecuación 2.13 representa ecuaciones desacopladas de primer orden.

Por lo tanto, para el $i^{\text{ésimo}}$ modo tenemos que:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (2.14)$$

Si $\lambda_i > 0$, el $i^{\text{ésimo}}$ voltaje modal y la $i^{\text{ésimo}}$ variación de potencia reactiva modal están a lo largo de la misma dirección, indicando con esto que el Sistema tiene estabilidad de voltaje. Si por el contrario, $\lambda_i < 0$, el $i^{\text{ésimo}}$ voltaje modal y la $i^{\text{ésimo}}$ variación de potencia reactiva modal se encuentran a lo largo de direcciones opuestas indicando que el Sistema tiene una inestabilidad de voltaje. La magnitud de cada variación de voltaje modal es igual a la inversa de λ_i veces la magnitud de la variación de potencia reactiva modal. Tenemos entonces que la magnitud de λ_i determina el grado de estabilidad del $i^{\text{ésimo}}$ voltaje modal. La más pequeña magnitud positiva de λ_i nos indica el $i^{\text{ésimo}}$ voltaje modal más cercano a ser inestable. Cuando $\lambda_i = 0$, el $i^{\text{ésimo}}$ voltaje modal se colapsa debido a que cualquier cambio en la potencia reactiva modal provoca cambios infinitos en ese voltaje modal.

Vamos ahora a examinar las relaciones entre las sensibilidades V-Q de bus y los eigenvalores de J_R . En la ecuación 2.11, hacemos $\Delta Q = e_k$, donde e_k tiene todos los elementos igual a cero excepto para el $k^{\text{ésimo}}$ elemento el cual es igual a 1. Tenemos entonces que:

$$\Delta V = \sum_i \frac{\eta_{ik} \xi_i}{\lambda_i} \quad (2.15)$$

donde η_{ik} es el $k^{\text{ésimo}}$ elemento de η_i

La sensibilidad V-Q en el bus k está dada por

$$\frac{\partial V_k}{\partial Q_k} = \sum_i \frac{\xi_{ki} \eta_{ik}}{\lambda_i} \quad (2.16)$$

De la anterior ecuación podemos ver que las sensibilidades V-Q no pueden identificar modos individuales de colapso de voltaje; en cambio, éstas proporcionan información respecto a los efectos combinados de todos los modos de las variaciones de *voltaje-potencia reactiva*.

Es importante resaltar que si las resistencias de la red de transmisión son ignoradas y la matriz de admitancias de nodo Y_N es simétrica, la matriz Jacobiana reducida J_R es también simétrica y entonces, los eigenvalores y eigenvectores de J_R son reales. En adición a lo anterior, el eigenvector derecho y el eigenvector izquierdo de un eigenvalor de J_R son iguales. Por otra parte, si se cuenta con cambiadores de fase en transformadores (lo cual hace asimétrica a la matriz Y_N) y resistencias en las líneas, entonces J_R es solamente cercana a ser simétrica; aún en este caso para propósitos prácticos los eigenvalores de J_R son reales.

La magnitud de los eigenvalores puede proporcionar una medida relativa de la *proximidad* a la inestabilidad sin embargo, los eigenvalores no indican una medida absoluta debido a la no-linealidad del problema. Esto es análogo al factor de amortiguamiento en el análisis de estabilidad de señales pequeñas (ángulo), el cual es indicativo del grado de amortiguamiento pero no es una medida absoluta del margen de estabilidad. Si un megawatt de distancia es requerido para llegar a la inestabilidad de voltaje, el Sistema es estresado de manera incremental hasta que éste llega a ser inestable y el análisis modal es aplicado en cada uno de los puntos de operación. La aplicación del análisis modal ayuda a determinar que tan estable es el Sistema y cuanta carga extra o nivel de transferencia de potencia puede ser agregado. Cuando el Sistema alcanza el punto crítico de estabilidad de voltaje, el análisis modal resulta muy útil para identificar las áreas críticas en estabilidad de voltaje y los elementos que participan en cada modo.

2.6 Factores de Participación

Los eigenvalores indican si cada modo tiene estabilidad de voltaje y proporcionan un relativo grado de estabilidad. Otro aspecto importante del análisis de estabilidad de voltaje es el determinar cuales elementos físicos están asociados con cada modo para con esto, establecer el mecanismo de la potencial inestabilidad de voltaje.

Los elementos clave del Sistema incluyen todos los buses, ramas y generadores. Para cada uno de esos elementos, es definido un factor de participación para cada modo basado en los eigenvectores derecho e izquierdo de J_R . La participación es una indicación del grado en el cual cada elemento está asociado con un modo en particular.

2.6.1 Factores de Participación de Buses

La participación relativa del bus k en el modo i está dada por el factor de participación de bus:

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ik} \quad (2.17)$$

De la ecuación 2.16, podemos observar que P_{ki} determina la contribución de λ_i a la sensibilidad V-Q en el bus k .

Los factores de participación de buses determinan las áreas asociadas con cada modo. La suma de todas las participaciones de buses para cada modo es igual a la unidad debido a que los correspondientes eigenvectores derecho e izquierdo están normalizados. El tamaño de la participación del bus ante un eigenvalor dado, nos indica la efectividad de acciones correctivas aplicadas en ese bus, con el objeto de mejorar el margen de estabilidad de ese modo.

Existen generalmente dos tipos de modos. El primero de ellos tiene unos cuantos buses con grandes participaciones y todos los restantes buses con participaciones cercanas a cero, indicando con esto que el modo se encuentra muy localizado. El segundo tipo tiene muchos buses con pequeñas pero similares participaciones y el resto de los buses, cuentan con participaciones cercanas a cero, indicando que el modo no está claramente localizado. Un modo localizado típico ocurre cuando un bus de carga está conectado a una red muy robusta a través de una larga línea de transmisión. En cambio, un modo no-localizado típico se presenta cuando una región dentro de un gran Sistema es sometida a incrementos de carga y el principal soporte de potencia reactiva de esta región es agotado. Para realizar estudios de grandes Sistemas es importante distinguir entre modos localizados y modos no-localizados debido a que algunas veces, un modo localizado representa solamente una muy pequeña e insignificante porción del Sistema y en este caso, su impacto puede ser de mínima importancia.

Resulta poco práctico y además innecesario calcular todos los eigenvalores de J_R para un Sistema real con varios miles de buses. Por otro lado, calcular solamente el mínimo valor de J_R no es suficiente debido a que existe generalmente más de un modo débil asociado con diferentes partes del Sistema y, el modo asociado con el eigenvalor mínimo podría no ser el modo más problemático conforme el Sistema es "estresado". En la práctica, raramente es necesario calcular más de 5 ó 10 de los más pequeños eigenvalores para identificar todos los modos críticos que se tienen en el Sistema.

El factor de participación de bus definido en la ecuación 2.17, está calculado basado en los eigenvectores derecho e izquierdo de J_R . Los elementos del eigenvector derecho pueden también ser utilizados como un indicativo de la participación de cada bus a un modo en particular.

2.6.2 Factores de Participación de Ramas

Vamos en seguida a calcular el factor de participación de ramas asociado con el modo i , asumiendo que el vector de variaciones de potencia reactiva θ tiene todos sus elementos igual a cero excepto para el $i^{\text{ésimo}}$, el cual es igual a 1. Entonces de la ecuación 2.13, el correspondiente vector de variaciones de potencia reactiva de bus es:

$$\Delta Q^{(i)} = \eta^{-1} q = \xi q = \xi_i \quad (2.18)$$

donde ξ_i es el $i^{\text{ésimo}}$ eigenvector derecho de J_R .

Podemos además considerar que todos los eigenvectores derechos de J_R son normalizados de tal forma que:

$$\sum_j \xi_{ji}^2 = 1 \quad (2.19)$$

Con el vector de variaciones de potencia reactiva de bus igual a $\Delta Q^{(i)}$, el vector de variaciones de voltaje de bus $\Delta V^{(i)}$, es:

$$\Delta V^{(i)} = \frac{1}{\lambda_i} \Delta Q^{(i)} \quad (2.20)$$

y, el correspondiente vector de variaciones de ángulo de bus es:

$$\Delta \theta^{(i)} = -J_{P\theta}^{-1} J_{PV} \Delta V^{(i)} \quad (2.21)$$

Con las variaciones de voltaje y ángulo conocidas tanto para el extremo de envío como para el de recepción, puede ser calculado entonces el cambio linealizado en las pérdidas reactivas de rama.

La participación relativa de la rama j en el modo i está dada por el factor de participación:

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{perd. \text{ para rama } j}}{\max. \Delta Q_{perd. \text{ para todas las ramas}}} \quad (2.22)$$

Los factores de participación de rama indican, para cada modo, cuales ramas consumen la mayor cantidad de potencia reactiva en respuesta a un cambio incremental en la carga reactiva. Las ramas con altas participaciones representan enlaces débiles o bien, ramas altamente cargadas. Las participaciones de ramas son utilizadas para identificar medidas correctivas para mitigar problemas de estabilidad de voltaje y también para selección de contingencias.

2.6.3 Factores de Participación de Generadores y CEVs

Los generadores y CEVs (Compensadores Estáticos de Vars) son las fuentes más importantes de potencia reactiva en el Sistema. Los factores de participación de estos elementos nos indican, para cada modo, cuales generadores o CEVs suministran la mayor cantidad de potencia reactiva en respuesta a un cambio incremental en la carga reactiva del Sistema. Cabe aclarar que los CEVs son tratados de la misma forma que los generadores debido a que ambos son fuentes dinámicas de potencia reactiva.

Como en el caso de las participaciones de ramas, para cada inyección de potencia reactiva $\Delta Q^{(i)} = \xi_i$, son calculadas las variaciones de voltaje y ángulo en cada terminal de máquina. La variación de voltaje resultante es ΔV (como se muestra en la ecuación 2.20) y la correspondiente variación de ángulo ésta dada por la ecuación 2.21. Estos valores de ángulo y voltaje son empleados a su vez, para calcular el cambio en la potencia reactiva entregada por cada uno de los generadores y CEVs contemplados. La participación relativa del generador o CEV m para el modo i , está definida como:

$$P_{mi} = \frac{\Delta Q_m \text{ para la maquina } m}{\max. \Delta Q \text{ para todas las maquinas}} \quad (2.23)$$

Las participaciones de generadores y CEVs proporcionan información importante para lograr una adecuada distribución de reservas reactivas entre todas las máquinas con el objeto de mantener un adecuado margen de estabilidad.

2.7 Procedimientos Generales para realizar Estudios de Estabilidad de Voltaje

A medida que los problemas relacionados con la estabilidad de voltaje se han venido incrementando, las empresas eléctricas han decidido poner más atención en este fenómeno y destinar mayores recursos para su investigación. Como resultado de esto, se han desarrollado hasta ahora un buen número de técnicas para estudiar el problema. A medida que las técnicas y herramientas desarrolladas han sido más completas y eficientes, las empresas han empezado a considerar el análisis de estabilidad de voltaje como parte indispensable de los estudios necesarios para la planeación y operación de su Sistema. Sin embargo, a diferencia de los estudios de estabilidad angular, en los análisis de estabilidad de voltaje de un Sistema no existen todavía criterios normalizados y bien definidos así como procedimientos establecidos para llevar a cabo un estudio de este tipo. Hoy en día, todavía muchas empresas en el mundo continúan usando el declive de voltaje de post-contingencia como un indicador de la estabilidad de voltaje, mientras que algunas otras, utilizan criterios basados en la obtención de curvas $P-V$ o $V-Q$. Tomando en cuenta lo anterior, se observa claramente que existe una creciente necesidad por desarrollar y proponer un procedimiento práctico y eficaz el cual, puedan aplicar las empresas de energía eléctrica como parte de sus estudios cotidianos.

El procedimiento se encuentra conformado por los siguientes seis pasos:

- 1) *Establecimiento del caso base*
- 2) *Selección de una serie de probables contingencias para las cuales se desea analizar la estabilidad de voltaje del Sistema*
- 3) *Definición de un parámetro clave del Sistema para el cálculo de márgenes de estabilidad de voltaje (márgenes EV)*
- 4) *Especificación de un criterio de estabilidad de voltaje del Sistema*
- 5) *Determinación de los márgenes de estabilidad de voltaje para el caso base y para todas las probables contingencia asumidas*
- 6) *Diseño y validación de medidas correctivas para aquellos casos en los que no se satisfaga el criterio de estabilidad de voltaje establecido*

2.7.1 Establecimiento del Caso Base

Establecer el caso base para la evaluación de la estabilidad de voltaje involucra determinar:

- (a) *A que grado de detalle se desean representar los Sistemas interno (área de estudio) y externo y,*
- (b) *Como modelar todos los dispositivos que son importantes para la estabilidad de voltaje del Sistema en estudio.*

Idealmente se puede decir que se debería representar en tanto detalle como sea posible al Sistema interconectado completo incluyendo tanto el Sistema externo como el interno. Sin embargo, en la realidad generalmente es necesario recurrir a alguna forma de reducción del Sistema con objeto de mantener un tamaño manejable de dicho Sistema. Para análisis de estabilidad de voltaje es necesario utilizar una técnica de reducción, la cual debe estar fundamentalmente enfocada a retener las mismas características *demanda-suministro* de potencia reactiva para el Sistema original y para el Sistema reducido.

Para estudios de estabilidad de voltaje la representación del Sistema externo puede no ser tan extensiva, sin embargo, sí se requiere una representación más detallada de la red de distribución del Sistema interno (área de estudio) para lograr una determinación más precisa de los límites de estabilidad de voltaje.

2.7.2 Selección de Contingencias

En muchos de los casos, antes de poder establecer una lista de las contingencias críticas, es necesario llevar a cabo un análisis exhaustivo de todas las posibles contingencias (por ejemplo, todas las contingencias sencillas para líneas de transmisión, y todas las contingencias relacionadas con la pérdida de algún generador o algún elemento de compensación reactiva). Afortunadamente, la determinación de los márgenes de estabilidad de voltaje (EV) del Sistema es computacionalmente factible utilizando algún programa de análisis estático.

2.7.3 Definición del Parámetro Clave del Sistema (PCS) para el Cálculo del Margen de Estabilidad de Voltaje (EV)

El margen EV es una medida de la cercanía del Sistema a la inestabilidad de voltaje. El margen EV se define generalmente como la diferencia entre los valores de un parámetro clave del Sistema (PCS) en la condición de operación actual y el punto crítico de estabilidad de voltaje. De acuerdo a su conveniencia en particular, cada empresa puede elegir diferentes PCS (como la transferencia de potencia en un enlace importante o el incremento total de carga en alguna zona o área del Sistema).

2.7.4 Especificación del Criterio de Estabilidad de Voltaje

El criterio de estabilidad de voltaje define que tanto margen es considerado suficiente para el caso base así como también para todas las posibles contingencias.

Una vez definido el margen EV utilizando el PCS, el criterio de estabilidad de voltaje puede ser definido como "el Sistema tiene que ser estable en voltaje para el caso base y todas las posibles contingencias, cuando el valor del PCS esté x% arriba de su valor en la condición de operación actual". Por ejemplo, se puede indicar que el criterio de estabilidad de voltaje para el Sistema está definido como el 7% de incremento de la carga en el área de estudio, para el caso base y para todas las contingencias posibles. En otras palabras, esto quiere decir que para cualquier caso donde el margen sea menor al 7%, es necesario implementar medidas correctivas para incrementar el margen EV y poder cumplir con el criterio especificado.

2.7.5 Determinación del Margen de Estabilidad de Voltaje del Sistema

Con el PCS definido y la lista de contingencias críticas seleccionadas, el siguiente paso es calcular los márgenes EV del Sistema para el caso base y todas los casos de contingencia.

Teóricamente, para calcular los márgenes EV del Sistema pueden utilizarse tanto las herramientas estáticas como las dinámicas. Los márgenes EV calculados utilizando los dos métodos deben ser muy parecidos, comprobando con esto que son utilizados modelos consistentes en ambos programas y que la inestabilidad de voltaje no ocurre durante el periodo transitorio. Sin embargo, debido a los altos requerimientos de tiempo de cómputo para realizar una simulación dinámica, en la realidad resulta poco práctico calcular los márgenes EV para todas las contingencias utilizando este tipo de herramienta. Por lo tanto, un procedimiento recomendable consiste en calcular los márgenes de estabilidad para el caso base y todas las contingencias utilizando alguna herramienta estática y, posteriormente, utilizar algún programa de simulación dinámica solo para cotejar los resultados estáticos obtenidos y, para determinar la cronología de la inestabilidad de voltaje posterior a unas cuantas contingencias críticas seleccionadas las cuales no satisfagan los criterios de estabilidad establecidos.

2.7.6 Diseño y Validación de Medidas Correctivas

Para mejorar la estabilidad de voltaje de un Sistema pueden ser aplicadas distintas medidas correctivas. Del mismo modo, pueden ser reforzadas diferentes partes del Sistema (generación, transmisión, distribución y cargas del Sistema) con el propósito de mejorar de manera global la estabilidad de voltaje del Sistema. La factibilidad y disponibilidad de cada opción depende de cada Sistema en particular. Algunas de las posibles medidas preventivas y correctivas incluyen control de potencia activa, compensación reactiva en serie y en derivación, disparo de carga por bajo voltaje, bloqueo de ULTCs y, automatización de distribución.

Para casos en los cuales no se satisface el criterio establecido para el margen de estabilidad de voltaje, se aplica el análisis modal descrito en el capítulo siguiente para identificar las mejores ubicaciones donde se deben aplicar las medidas correctivas.

CAPÍTULO 3

CARGABILIDAD

3.1 Introducción

La cargabilidad se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una línea de transmisión manteniendo sus condiciones normales de operación [28]. El concepto más general sobre cargabilidad o capacidad de transmisión es el criterio del límite o capacidad térmica del conductor; sin embargo, existen otros algunos criterios restrictivos como la caída del voltaje y margen de estabilidad.

La cargabilidad de una línea de transmisión se puede analizar tanto en el ámbito de planificación como de operación de SEP. Para ello se utilizan curvas características correspondientes al comportamiento de las variables que dependen de la cantidad de potencia que se transfiere por la línea y valiéndose de un modelo adecuado que tome en cuenta tanto las características de la línea como del SEP para la cuantificación de cargabilidad.

Un análisis más detallado es el estudio de cargabilidad para Sistemas Eléctricos Longitudinales (SEL) donde los niveles de cargabilidad están muy por debajo de las curvas estándar, y por lo cual no se pueden aplicar arbitrariamente curvas de cargabilidad de sistemas robustos al caso de SEL.

3.2 Resumen Histórico de la Cargabilidad

Debido al enorme crecimiento de la demanda en los centros de consumo de potencia eléctrica y la capacidad correspondiente de generación, se tiene como consecuencia que la energía sea transmitida en cantidades altamente considerables desde los lugares de generación (los mismos que por lo general se hallan ubicados a grandes distancias de los centros de consumo) a los centros de demanda (industriales o urbanos). Esta situación da lugar al problema de la transferencia de esta cantidad de potencia y de los criterios citados que se adoptan en el diseño y posterior operación de las líneas de transmisión. Se pueden mencionar los requerimientos citados por H.P. St. Clair en 1953 [29]:

- a) *Incrementar la carga de las líneas existentes.*
- b) *La construcción de líneas ó circuitos nuevos que operen al voltaje existente.*
- c) *La superposición de voltajes más elevados en los sistemas existentes, con el fin de minimizar las pérdidas por transmisión.*

Originalmente los conceptos sobre cargabilidad y comportamiento de las líneas de transmisión se efectuaron en base a los voltajes de las líneas que entonces estaban en operación. Por lo cual, el estudio de cargabilidad de líneas de transmisión fue considerado por Clair en base a estos niveles de voltaje, y consideraciones prácticas sobre las restricciones de límite térmico, caída de voltaje y límite de estabilidad, así como la evaluación de la cargabilidad para diferentes longitudes de línea. Entonces con base a la experiencia sobre el comportamiento de las líneas se estableció un criterio práctico que citaba una referencia de 1 pu de SIL para una línea convencional de 330 kV, 300 millas, que opere a 60 Hertz; de tal manera que para esta carga la pérdida neta de potencia reactiva es igual a cero.

Sin embargo, para longitudes menores se supondría que el producto potencia-longitud se conservaría y, por ejemplo para una longitud de 50 millas se esperaría un punto de referencia de 6 SIL; sin embargo Clair justificó prácticamente que la pérdida de potencia reactiva y una corriente de línea resultaban bastante imprácticas además de que la cantidad de energía concentrada en tan poca longitud afectarían seriamente el servicio y la confiabilidad, así que el producto potencia-longitud debería reducirse progresivamente antes de las 300 millas, aunque la limitación por estabilidad no restringe la capacidad de transmisión porque si se considera que la línea es básicamente una reactancia y requiere que la diferencia angular entre el nodo de recepción y de envío sea tal que permita un flujo de energía en la línea y si tal reactancia se disminuye al disminuir la longitud, la capacidad de la línea aparentemente se puede incrementar respetando el límite de estabilidad, pero no así se considera la pérdida de energía en la línea y el consumo de potencia reactiva. En base a consideraciones como las mencionadas, se sitúa otro punto de referencia para 50 millas: una carga de 3 pu de SIL.

Una vez establecidos los puntos de 50 y 300 millas, los puntos intermedios de la curva se determinaron considerando una reducción proporcional uniforme del producto potencia-longitud en el rango de 3 pu de SIL y 1 pu de SIL, hasta una longitud de 400 millas, en la que se estableció una carga de 0.8 pu de SIL por limitación de estabilidad. (Véase la figura 3.1a)

En 1967 el departamento de Planeación de la American Electric Power Service Corporation (AEP) hizo una revisión a la curva de Clair para líneas mayores de 330 kV, hasta el nivel reciente de 500 kV, ampliando la curva hasta 600 millas. La curva obtenida, básicamente igual a la de Clair, fue establecida a través de consideraciones prácticas, y como la curva de Clair, también ha sido ampliamente utilizada como guía de diseño para líneas de transmisión, apareciendo publicada en numerosos manuales [30] (Véase la figura 3.1b)

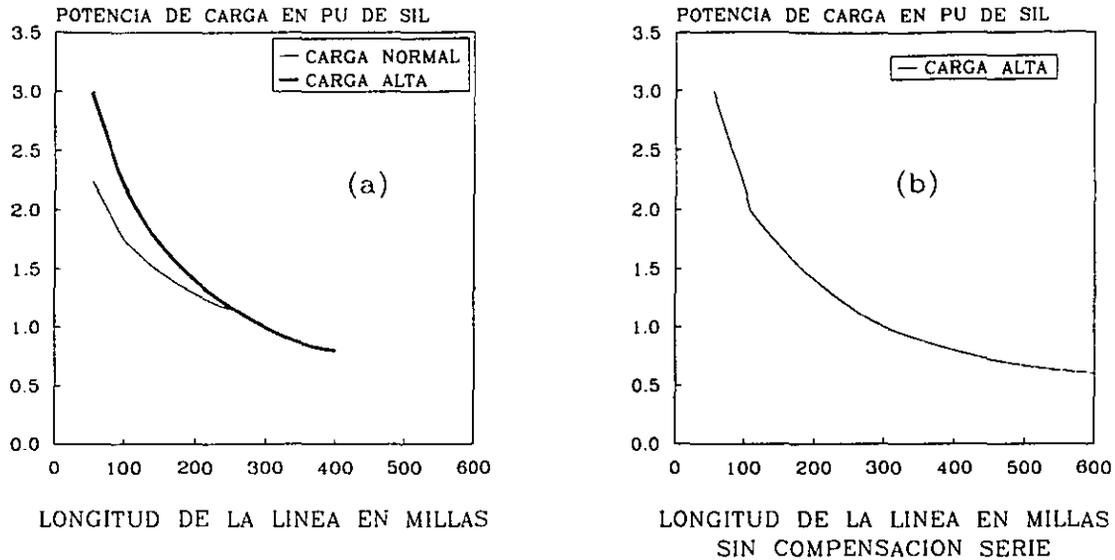


Fig. 3.1 Curvas de Cargabilidad: (a) Clair; (b) Revisión - 1967

Más adelante, en 1979 de nuevo los ingenieros de la AEP justificaron analíticamente (mediante un programa digital) la curva de cargabilidad para niveles de tensión extra alto (EHV) para los niveles de tensión existentes entonces (765 kV) y futuras aplicaciones de nivel de tensión ultra alto (UHV) [31], incluyendo la base analítica para utilizar los criterios de cargabilidad, y demostrar la validez del modelo analítico aplicándolo a voltajes de transmisión de líneas existentes verificándolo con la curva de Clair, además de la extensión de las características de cargabilidad a los conceptos de líneas EHV y UHV incorporando las debidas suposiciones y criterios, con lo que se comprobó que para sistemas robustos se podría utilizar una curva de cargabilidad generalizada para todos los niveles de tensión [30].

3.3 Deducción Analítica de la Transferencia de Potencia y Límite de Estabilidad

Para representar líneas de transmisión se emplean diversos modelos, de acuerdo a las consideraciones requeridas. Sin embargo, el empleo del circuito π -equivalente (Véase la figura 3.2) proporciona la solución exacta para cualquier longitud de línea. Los parámetros del circuito π -equivalente se determinan aplicando a los del π nominal los factores de corrección F_1 y F_2 según las ecuaciones siguientes. (3.1) y (3.2).

$$F_1 = \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l} \quad (3.1)$$

$$F_2 = \frac{\tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right)}{\frac{\gamma l}{2}} \quad (3.2)$$

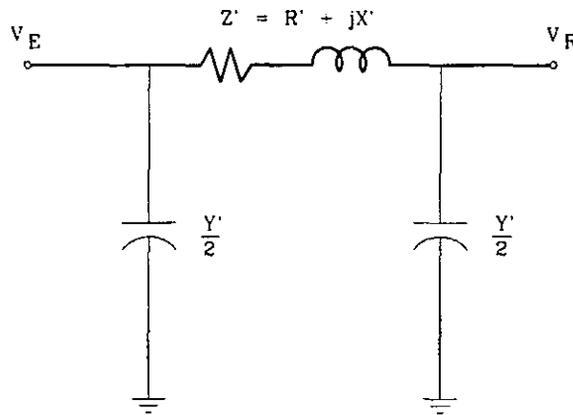


Fig. 3.2 Circuito π -Equivalente de la Línea de Transmisión

Asimismo con los parámetros del circuito π -equivalente, las relaciones de voltaje y corriente en los extremos de envío y recepción de la LT corresponde a las siguientes expresiones:

$$V_E = \left(1 + \frac{Y'Z'}{2}\right) V_R + Z' I_R \quad (3.3)$$

$$I_E = Y' \left(1 + \frac{Y'Z'}{4}\right) V_R + \left(1 + \frac{Y'Z'}{2}\right) I_R$$

Aplicando la Ley de Kirchhoff de Voltajes (LKV) al circuito de la figura 3.2, la corriente de recepción es:

$$I_R = \frac{V_E - V_R}{Z'} - \frac{Y'}{2} V_R = \frac{V_E e^{j\beta E} - V_R}{R' + jX'} - \frac{j\omega C' l}{2} V_R \quad (3.4)$$

En base a lo anterior, la potencia compleja entregada al extremo de recepción S_R está definida por la siguiente ecuación:

$$S_R = V_R I_R^* = V_R \left(\frac{V_E e^{j\beta E} - V_R}{R + jX'} \right)^* + \frac{j\omega C' l}{2} V_R^2$$

$$S_R = \frac{V_E V_R e^{j\delta_E} - V_R^2}{R + jX} - \frac{V_R^2}{R + jX} + \frac{j\omega C' l}{2} V_R^2 \quad (3.5)$$

Se desarrolla la ecuación (3.5), considerando valores de admitancia en lugar de impedancia $(R' + jX')^{-1} = (G + jB)$, y la admitancia en paralelo ($Y' = j\omega C' l$) para separar en parte real e imaginaria:

$$S_R = P_R + jQ_R$$

$$P_R = V_E V_R (G \cos \delta_E - B \sin \delta_E) - V_R^2 G \quad (3.6)$$

$$Q_R = V_E V_R (B \cos \delta_E - G \sin \delta_E) + V_R^2 \left(\frac{Y'}{2} - B \right)$$

Para obtener una función simplificada en la transferencia de potencia activa, de la ecuación (3.4) en la fórmula de potencia activa se desprecia el valor de la resistencia (o de la conductancia en su caso) para obtener la ecuación de transferencia activa para el caso sin pérdidas:

$$P_R = \frac{V_E V_R}{X'} \sin \delta_E \quad (3.7)$$

El despreciar las pérdidas de potencia activa por transmisión hace que la potencia activa en el extremo de envío de la línea sea igual a la correspondiente en el extremo de recepción (esto es: $P_E = P_R$).

La ecuación 3.7 se representa gráficamente en la figura 3.3. Considerando que las magnitudes de voltaje se mantienen constantes, y el ángulo de fase δ_E varía de 0° a 90° , a medida de que la potencia real transmitida se incrementa. La máxima cantidad de potencia que la línea puede entregar (la cual ocurre cuando $\delta_E = 90^\circ$) está dada por:

$$P_{\max} = \frac{V_E V_R}{X'} \quad (3.8)$$

Donde P_{\max} representa el límite teórico de estabilidad de estado permanente para una línea sin pérdidas

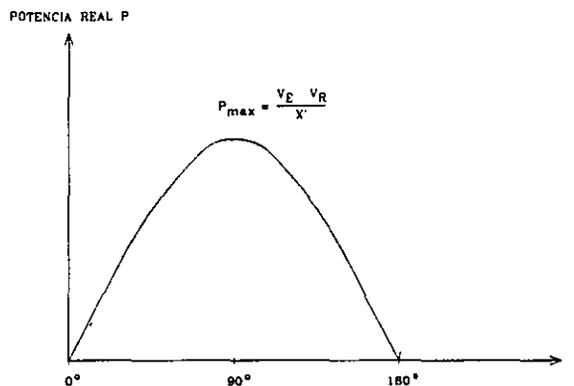


Fig. 3.3 Potencia Real Entregada por una LT, sin Pérdidas vs Ángulo de Voltaje a través de ésta.

3.4 Características de Sistemas Eléctricos Longitudinales

El desarrollo de las curvas de cargabilidad descrito en el párrafo anterior se ha hecho invariablemente para estudio de sistemas robustos, donde las capacidades de corto circuito (CCC) son del orden de los 50 kA, lo que representa para un nivel de voltaje de 230 kV:

$$CCC = \sqrt{3}(230)(50) = 19.92 = 20[\text{GVA}] \quad (3.9)$$

En el caso de sistemas eléctricos longitudinales, los niveles de corto circuito se encuentran muy por debajo de estas cifras; por ejemplo en el sistema interconectado mexicano el mayor nivel de corto circuito en la red troncal de 400 kV es del orden de 15 GVA; con base a esto es preciso determinar la cargabilidad para líneas de transmisión en SEL y evaluar su sensibilidad ante variaciones del nivel de falla, el que, como se sabe, no es constante ya que depende del número de unidades generadoras sincronizadas y de la configuración de la red, los cuales varían a lo largo de un mismo día a medida de que varía la demanda del sistema. Otra característica que distingue a un SEL es la configuración poco mallada de su red, con las centrales generadoras, conectando a cargas radiales lejanas.

Dado que los conceptos de cargabilidad expresados por H.P. St. Clair y el desarrollo analítico de Dunlop consideran que el sistema simplificado es robusto, las curvas que se publicaron por ellos no se deben aplicar arbitrariamente en el caso de sistemas longitudinales. Es necesario considerar niveles de CCC más realistas y exponer el impacto que tienen estos en la cargabilidad de una línea de transmisión.

La estructura de los sistemas eléctricos longitudinales está relacionada de manera directa con el desarrollo urbano e industrial, y por lo tanto la economía, de los países. En las ciudades capital se encuentra concentrada de 50% a 80% de la demanda total del país debido a la alta concentración de población y al consumo residencial predominante que ocurre de manera típica. Además, de que las principales centrales generadoras, generalmente hidroeléctricas, están alejadas de los principales centros de consumo. Esta es una de las características distintivas de los sistemas eléctricos débiles o longitudinales.

Debido a la configuración descrita en el párrafo anterior, los SEL tienen pocas trayectorias en paralelo, y pocos y dispersos generadores. Esto resulta en impedancias equivalentes elevadas y definidas predominantemente por líneas y transformadores en serie. Asimismo, dicha característica provoca grandes variaciones en los valores de las reactancias equivalentes ante cambios topológicos en la red. Por ello es necesario que los estudios de cargabilidad se realicen para distintas condiciones de operación.

3.5 Cargabilidad en Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia

La interpretación de la cargabilidad de una línea de transmisión real se puede simplificar al considerar en primer lugar el comportamiento de una línea de transmisión ideal (sin pérdidas). Para ello se introduce el concepto de impedancia característica sin pérdidas.

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (3.10)$$

Asimismo, el SIL (en pu) se calcula como el recíproco de la impedancia característica sin pérdidas; y la línea de transmisión ideal que alimente a una carga igual a esta impedancia mantiene un perfil plano de voltaje a lo largo de toda su longitud y en estas condiciones la inyección de potencia reactiva producida por la capacitancia propia de la línea de transmisión se mantiene en equilibrio con el consumo de reactivos de la reactancia serie. Esta es la razón de que el valor del SIL sea un punto de referencia para expresar la cargabilidad de una línea de transmisión.

Una forma aproximada para determinar la cargabilidad de líneas de transmisión en sistemas eléctricos robustos es expresar la X de líneas sin pérdidas en función de su longitud y emplear la ecuación (3.10):

$$P_R = \frac{V_E V_R}{Z_C \operatorname{sen}(\beta l)} \operatorname{sen} \delta_E \quad (3.11)$$

expresando la ecuación (3.11) en términos del SIL:

$$P_R = \frac{V_E}{V_{nom}} \frac{V_R}{V_{nom}} \frac{V_{nom}^2}{Z_C} \frac{\text{sen}(\delta_E)}{\text{sen}(\beta l)}$$

$$P_R = V_E V_R (\text{SIL}) \frac{\text{sen}(\delta_E)}{\text{sen}(\beta l)} \quad (3.12)$$

En la ecuación (3.12) las magnitudes de voltaje V_E y V_R están en pu. La constante de fase (β) se puede expresar en términos de longitud de onda (λ), que para 60 Hz es de 5000 km; $\beta = 2\pi/\lambda = 2\pi/5000$, con lo cual se obtiene la ecuación (3.13):

$$P = V_E V_R (\text{SIL}) \frac{\text{sen}(\delta_E)}{\text{sen}(0.0072l)} \quad (3.13)$$

en la que el argumento está en grados eléctricos y l en km.

Para verificar analíticamente la curva de cargabilidad de una línea de transmisión, se considera que ésta une a dos sistemas aislados, uno de envío y otro de recepción los cuales se representan como equivalentes de Thévenin, también modelados en secuencia positiva [32,33,31]. (véase las figuras 3.4 y 3.5)

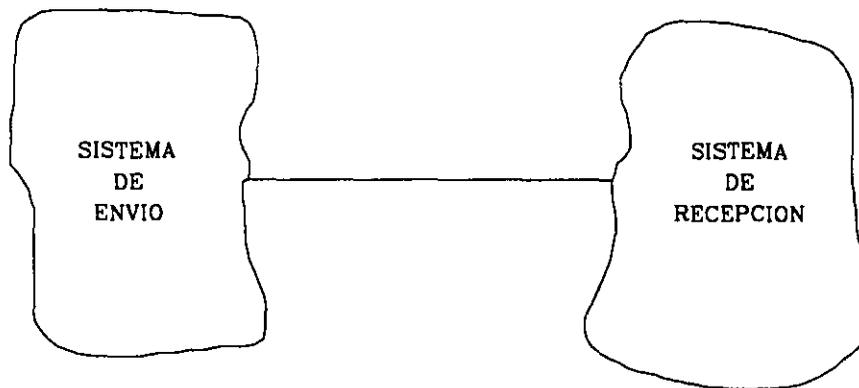


Fig. 3.4 Sistemas Unidos por una Línea

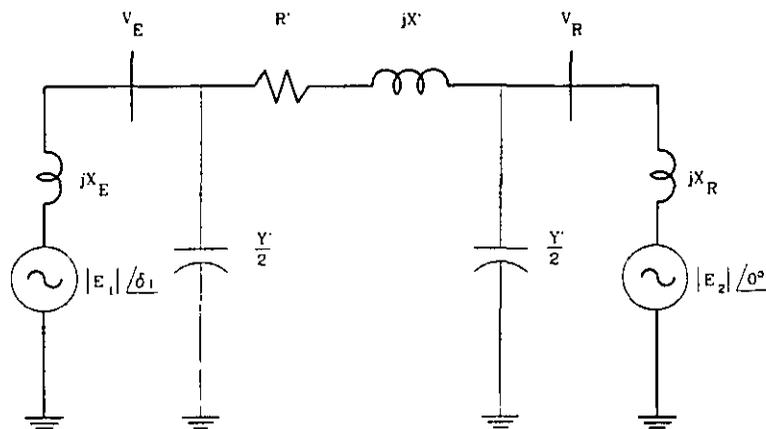


Fig. 3.5 Equivalente Simplificado de los Sistemas y de la Línea.

La cargabilidad de líneas de transmisión puede resultar determinada por la capacidad térmica de los conductores o del equipo terminal, por la caída del voltaje *que ocurre entre los extremos de envío y de recepción* o por la separación angular máxima entre las fuentes de voltaje de los equivalentes en ambos extremos (margen de estabilidad de estado estacionario). En sistemas eléctricos débiles, es raro encontrar líneas, aún cortas, cuya cargabilidad esté definida por la capacidad térmica de los conductores; en cambio, en sistemas robustos, es usual que las líneas cortas (80 km) estén limitadas por dicho factor.

3.5.1 Limitación Térmica

El límite térmico está determinado por la máxima temperatura del conductor. La temperatura de éste afecta la flecha entre las torres y la pérdida de la resistencia a la tensión mecánica debido al recocimiento que puede sufrir si la temperatura es muy alta. Con ello podrían violarse las distancias a tierra permisibles, o bien podría excederse el límite de elasticidad del conductor, con lo cual ya no recuperaría su longitud original cuando se enfriara. La temperatura del conductor depende de la magnitud de la corriente y de su duración, así como de la temperatura ambiente, velocidad del viento y de las condiciones físicas en la superficie del conductor. Ya que este límite resulta de la producción de calor por las pérdidas óhmicas, la constante de tiempo térmica es de varios minutos; se puede hablar entonces de una capacidad o límite térmico de corto plazo y otra de largo plazo. Para líneas de extra alto voltaje en adelante, las consideraciones ambientales, tales como el efecto corona y los efectos de campos, obligan a que su diseño resulte en capacidades térmicas elevada. La capacidad térmica cuando se tienen varios conductores por fase, en especial en los niveles de EHV y UHV, generalmente excede por un margen significativo los requerimientos del sistema para transferir potencia a través de una línea específica. En tales casos, el equipo terminal de la línea, tal como las trampas de onda, o el equipo de subestación presentan un límite térmico más restrictivo que la línea misma.

3.5.2 Caída de voltaje

La limitación de caída de voltaje es de suma importancia, sobre todo en sistemas eléctricos longitudinales; está íntimamente relacionada con la capacidad de suministro de reactivos en los extremos terminales de la línea [32,33,34]. Con base en el modelo simplificado de la figura 3.6, la caída de voltaje se define entre el nodo de envío V_E y el de recepción V_R .

$$CV = \frac{V_E - V_R}{V_R} \times 100 \quad (3.14)$$

y en consecuencia el voltaje límite del extremo de recepción (V_{RL}) en términos de CV:

$$V_{RL} = V_E \left[1 - \frac{CV}{100} \right] \quad (3.15)$$

El criterio usual es de permitir una caída de 5% la cual puede aparecer como muy estricta: sin embargo, es importante recordar que se está utilizando para estudios de planificación donde se tienen importantes incertidumbres en cuanto a la evolución de la carga y la demanda futuras [35]. Sin embargo, se pueden realizar estudios paramétricos para planificar el aumento de cargabilidad y degradar, por ejemplo aun 7.5% la caída de voltaje permisible.

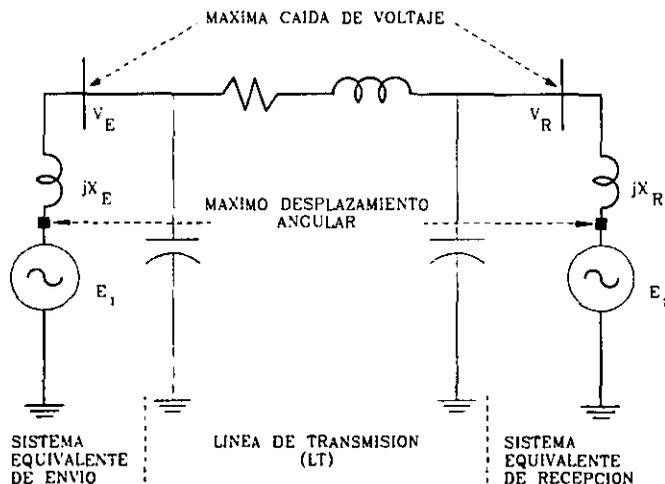


Fig. 3.6 Modelo para Análisis de Cargabilidad en LT.

3.5.3 Margen de Estabilidad

La limitación de estabilidad se refiere al margen entre la potencia máxima (P_{\max}) y la potencia de operación permisible (P_{op}) (véase la figura 3.7). El ME se define en términos de P_{\max} y P_{op} :

$$ME = \frac{P_{\max} - P_{op}}{P_{\max}} \times 100 \quad (3.16)$$

Este margen se selecciona para proporcionar un funcionamiento estable del sistema ante una variedad de contingencias que pueden provocar cambios de carga transitorios y de régimen permanente en la línea. Esos cambios pueden ser provocados por maniobras de apertura y cierre en líneas y transformadores, por cambios en el despacho de generación o por disturbios eléctricos, tales como fallas o pérdida de generación. El nivel del margen se basa en el juicio y en la experiencia de los sistemas existentes [36], así como en los criterios de planificación que se siguen, específicamente los referentes a la confiabilidad con que se planifican los sistemas [37].

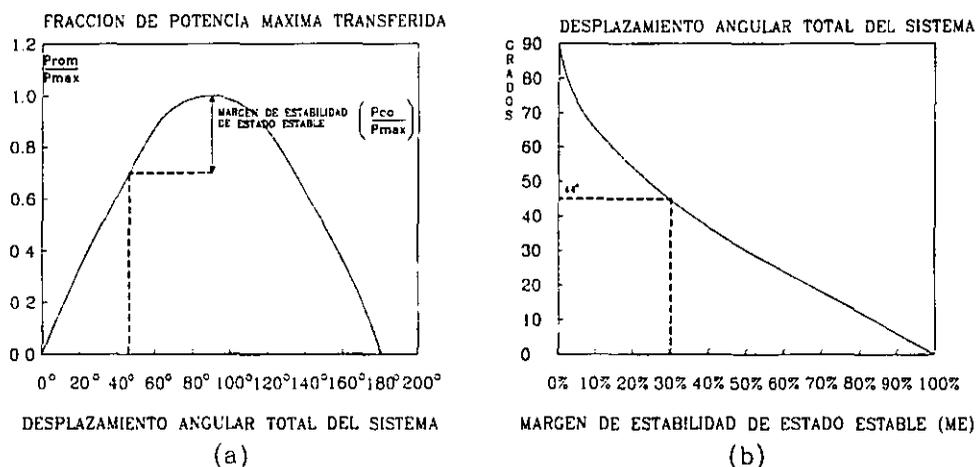


Fig. 3.7 a) Curva de Ángulo-Potencia, b) Conversión del ME a Desplazamiento Angular.

Generalmente se utiliza un margen de 30% a 35% y, en relación con la ecuación (3.16) para un 35% (0.35 pu) de margen de estabilidad:

$$0.35 = 1 - \frac{P_{op}}{P_{\max}}; \frac{P_{op}}{P_{\max}} = 0.65 \quad (3.17)$$

y considerando la simplificación de la línea sin pérdidas:

$$P_{op} = P_{\max} \sin(\delta_E); \quad (3.18)$$

$$\delta_E = \sin^{-1}(0.65) = 40^\circ$$

Para un valor de ME de 30%, el ángulo δ_E es igual a 44° (véase de nuevo la figura 3.7). Se debe destacar que la separación angular se refiere al sistema completo; esto es, desde la fuente de voltaje equivalente en el extremo receptor hasta la fuente equivalente en el extremo de envío. Como puede observarse, se incluyen entre ambas fuentes de voltaje ideal la suma de las reactancias equivalentes de los sistemas extremos y la impedancia de la línea.

3.6 Cargabilidad en Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia

La metodología de curvas de cargabilidad que tradicionalmente se ha circunscrito a planificación, se puede aplicar para determinar curvas-guía para el personal de operación. Incluso sin disponer de una herramienta ad-hoc para la obtención de curvas de cargabilidad, se pueden obtener curvas de voltaje-flujo (V-P) y de ángulo-flujo (δ -P) para líneas específicas, utilizando un programa de flujos de potencia. Es conveniente insistir en la importancia de considerar en tales estudios la capacidad efectiva del suministro de reactivos de las fuentes de voltaje de Thévenin en ambos extremos. Asimismo, y en caso de líneas sujetas a flujos de potencia en ambas direcciones, se debe obtener curvas para cada dirección.

Ya que como se señaló antes, el nivel de falla en SEL varía de manera considerable a lo largo del día, ocasionando que también cambie la cargabilidad de las líneas de transmisión; por lo tanto, es necesario evaluarla para las distintas condiciones de operación.

En el caso de una línea con una red de transmisión en paralelo, se debe analizar la cargabilidad de la línea con y sin la trayectoria en paralelo. Además, se necesita determinar el margen de estabilidad de estado estable, en función del flujo a través de la línea, con y sin dicha trayectoria.

Es importante destacar que en el estudio de cargabilidad en el ámbito de operación resulta determinante incluir los límites de reactivos en ambos extremos, especialmente en el caso de SEL. Adicionalmente, en los estudios de cargabilidad en operación, es necesario evaluar el impacto de contingencias, con atención especial al efecto que dichas contingencias tengan sobre el soporte de voltaje (suministro de reactivos).

Para efectuar estudios de cargabilidad en el ámbito de operación se agregó en el programa digital una subrutina de solución de flujos de potencia. El procedimiento para obtener las evaluaciones de cargabilidad en el ámbito de operación se muestra en la figura 3.8.

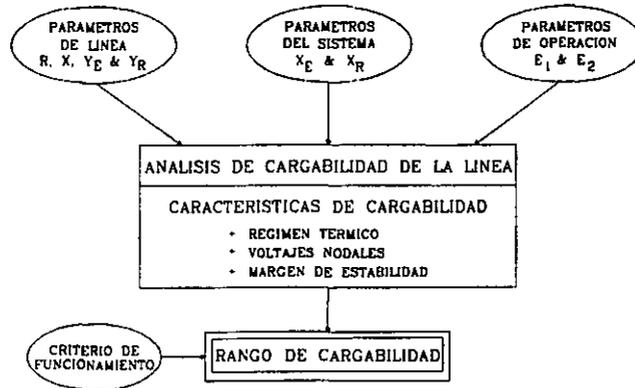


Fig. 3.8 Procedimiento para Obtener la Cargabilidad de una Línea de Transmisión en el Ámbito de Operación.

En los parámetros de la línea se distinguen las admitancias de envío y recepción (Y_E y Y_R) para permitir la conexión de reactores, cuya susceptancia se restaría de la línea. El programa permite cuantificar la cargabilidad para cada factor limitante:

- a) Régimen térmico;
- b) Caída de voltaje,
- c) Margen de estabilidad, y
- d) Suministro de potencia reactiva de las fuentes equivalentes de envío y recepción.

Debido a que la herramienta está enfocada a servir como apoyo de los operadores, es necesario simular las condiciones reales de la operación del sistema en condiciones de carga máxima. Con esas condiciones se obtiene un caso base de flujos representativo de carga alta. Los estudios de cargabilidad reflejan una especie de extrapolación para un rango de operación sin tener que efectuar múltiples corridas de flujo. El caso base de flujos sirve para determinar los voltajes atrás de las reactancias equivalentes en Thévenin. Para presentar de manera más objetiva los resultados de las características de cargabilidad en operación [31], el comportamiento de las tres limitantes se presentan de manera gráfica.

Se debe subrayar que al integrar en el modelo de cargabilidad de operación los parámetros de la línea, los del sistema y las características de operación, se describe una línea específica en un lugar específico y bajo condiciones de operación específicas.

En general, los análisis de cargabilidad producen resultados optimistas (cargabilidad más alta) que con corridas rigurosas de flujos de potencia. Esto se debe a que los equivalentes de Thévenin utilizados en el modelo de cargabilidad se suponen fijo para un

rango amplio de niveles de carga. Como se sabe, en sistemas débiles las variaciones de carga y, por lo tanto, de distribución de generación afectan notablemente las suposiciones que se utilizan en los análisis de cargabilidad. Se podrían evaluar las curvas para distintas condiciones de operación representativas del sistema.

Generalmente interesa evaluar la cargabilidad para condiciones de carga alta en el sistema; incluso en tales condiciones de carga, muchas veces se desea determinar la cargabilidad del sistema de transmisión después de contingencias. Por estas razones, es de suma importancia que el caso base de flujos sea representativo del rango de condiciones de operación prevalecientes en el sistema eléctrico: distribución de la generación, nivel de la demanda y configuración de la red. Con una selección adecuada del caso base de flujos se logrará mejor precisión en los cálculos de cargabilidad.

Los análisis de cargabilidad en el ámbito de operación permiten detectar el factor más restrictivo. Con una corrida de flujos sencilla se podría concluir, de manera errónea, que falta compensación reactiva cuando el problema real fuera que ya se está llegando al límite de estabilidad de estado estacionario. Otra característica atractiva de este tipo de cálculos de cargabilidad es que permite obtener soluciones aproximadas a casos de difícil convergencia.

Los conceptos de cargabilidad juegan un papel importante en estudios de seguridad y de planeamiento operativos. Dichos estudios son particularmente adecuados para evaluar los efectos de cambios en el sistema y para identificar factores limitantes a la operación del sistema de transmisión. Ambos detalles son necesarios para planificar los refuerzos a la transmisión. El primer paso para dichos refuerzos sería identificar las limitaciones existentes.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE EL SALVADOR

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

4.1.1 Generación

El Sistema Eléctrico de El Salvador, cuenta con una capacidad instalada de 914 MW (Tabla 4.1), que la producen 10 Plantas Hidroeléctricas, 5 Plantas Térmicas, 4 Plantas Turbogas y 3 Plantas Diesel de Generación Privada.

4.1.2 Red de transmisión

La Red de Transmisión de El Salvador está conformada por 31 líneas en 115 kV con una extensión aproximada de 787.64 km, en la figura 4.1 se puede observar la red de transmisión existente. El Sistema Eléctrico de El Salvador opera interconectado con el de Guatemala, a través de un enlace que proviene de la subestación Guatemala Este a la subestación Ahuachapan, conformado por una línea de 230 kV, de 2 conductores por fase ACSR calibre 477 kCM, con una longitud de 97 km (Tabla 4.2).

4.1.3 Demanda máxima estimada para el año de 1999

El factor de potencia por subestación tiene un valor aceptable, ya que el valor promedio es de 0.978 y la demanda estimada para el verano de 1999 es 717 MW. Tabla 4.3.

4.1.4 Compensación capacitiva

La compensación reactiva capacitiva actual con la que cuenta el Sistema Eléctrico de El Salvador es de 80.4 MVar, ubicados en las subestaciones de transmisión. Tabla 4.4.

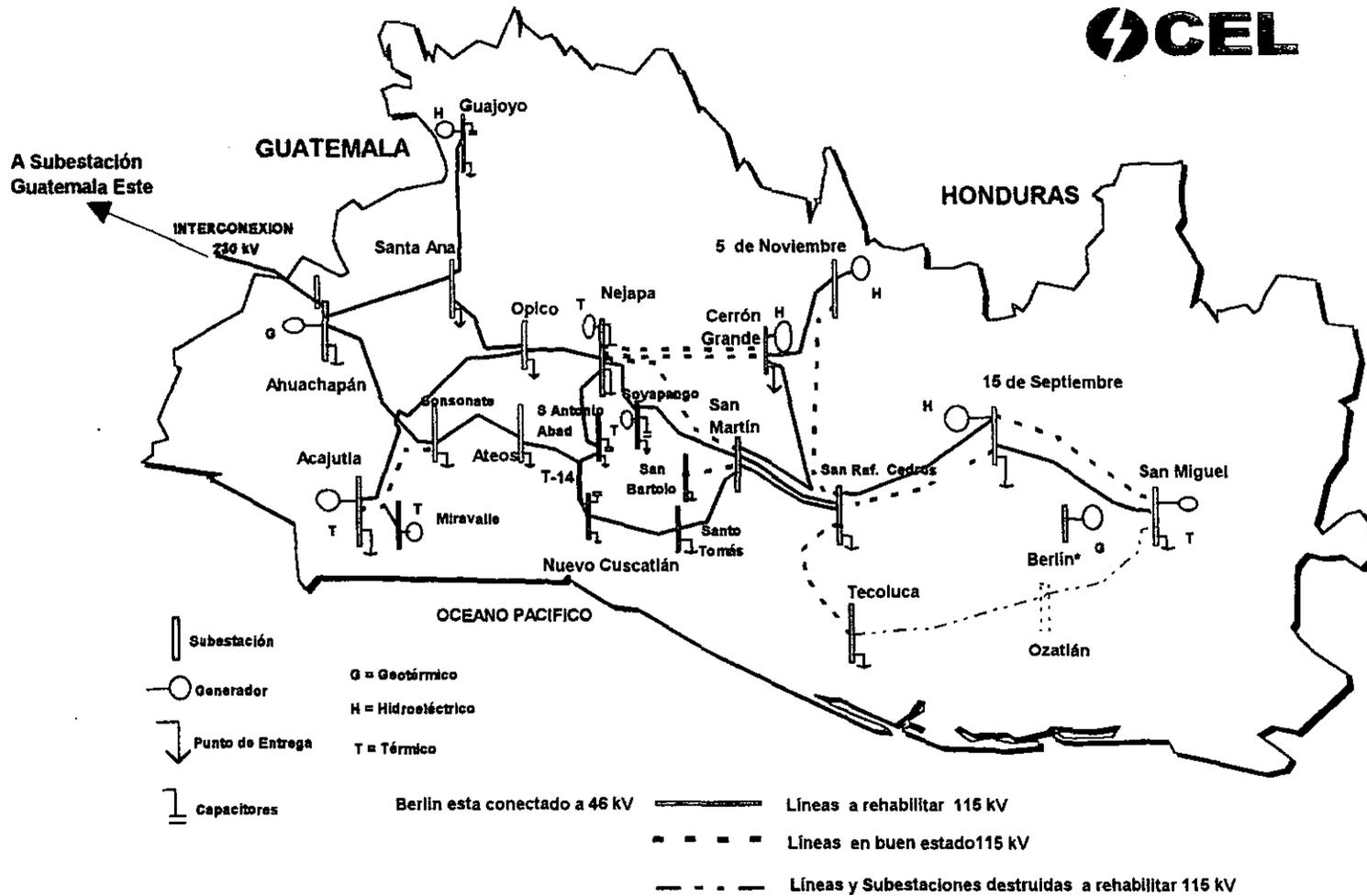
TABLA 4.4
COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA
DEMANDA MÁXIMA DE VERANO DE 1999

SUBESTACIÓN	VOLTAJE kV	CAPACIDAD MVar
Guajoyo	46	12
Nejapa	23	12
Nuevo Cuscatlán	46	12
San Antonio	46	12
Soyapango	46	2 x 10.8 y 2 x 5.4

TABLA 4.1
DESPACHO TÍPICO DE GENERACIÓN CONSIDERADO PARA VERANO DE 1999

No. BUS	CLAVE	NOMBRE	TIPO	FACTOR DE POT.	X ^d	VOLT NOM KV	CAPACIDAD MBase	DESPACHO MW	RESERVA MW	PMax MW	PMin MW	QMax MVAR	QMin MVAR
1042	15SE-U1	15 DE SEPTIEMBRE	HIDROELÉCTRICA	0.90	0.2500	13.80	100.05	73.000	7.000	80.000	40.000	25.000	-30.000
1043	15SE-U2	15 DE SEPTIEMBRE	HIDROELÉCTRICA	0.90	0.2500	13.80	100.05	75.000	5.000	80.000	40.000	25.000	-30.000
1024	5NOV-U1	5 DE NOVIEMBRE	HIDROELÉCTRICA	0.90	0.2100	13.80	16.67	11.900	1.100	13.000	5.000	5.000	-7.100
1025	5NOV-U2	5 DE NOVIEMBRE	HIDROELÉCTRICA	0.90	0.2100	13.20	16.67	11.900	1.100	13.000	5.000	5.000	-7.100
1026	5NOV-U3	5 DE NOVIEMBRE	HIDROELÉCTRICA	0.90	0.2900	13.20	18.52	11.900	1.100	13.000	5.000	5.000	-7.260
1027	5NOV-U4	5 DE NOVIEMBRE	HIDROELÉCTRICA	-0.10	0.3500	13.20	18.52	11.900	3.100	15.000	5.000	2.000	-7.260
1028	5NOV-U5	5 DE NOVIEMBRE	HIDROELÉCTRICA	0.90	0.1700	13.20	26.40	20.300	1.700	22.000	7.000	7.500	-7.260
1016	ACAJ-U1	ACAJUTLA	TÉRMICA	0.85	0.0810	13.20	41.50	29.200	0.800	30.000	10.000	13.000	-13.000
1017	ACAJ-U2	ACAJUTLA	TÉRMICA	0.85	0.0930	13.20	47.40	32.100	0.900	33.000	10.000	15.000	-15.000
1018	ACAJ-U3	ACAJUTLA	TÉRMICA	0.80	0.1820	13.80	57.80	30.400	0.600	31.000	6.000	20.000	-15.000
1019	ACAJ-U4	ACAJUTLA	TÉRMICA	0.80	0.1820	13.20	57.80	31.100	0.300	31.400	6.000	20.000	-15.000
1020	ACAJ-U5	ACAJUTLA	TÉRMICA	0.80	0.1520	13.20	87.50	53.800	6.200	60.000	13.700	25.000	-20.000
1005	AHUA-U1	AHUACHAPÁN	GEOTÉRMICA	0.80	0.1320	13.80	46.80	0.000	0.000	30.000	5.000	16.400	-10.000
1006	AHUA-U2	AHUACHAPÁN	GEOTÉRMICA	0.80	0.1320	13.80	46.80	18.800	11.200	30.000	5.000	16.400	-10.000
1007	AHUA-U3	AHUACHAPÁN	GEOTÉRMICA	0.88	0.1600	13.80	45.45	21.000	14.000	35.000	5.000	15.000	-11.000
1050	BERL-U1	BERLIN	GEOTÉRMICA	0.80	0.2270	4.20	37.00	28.000	3.000	31.000	5.000	15.000	-15.000
1031	BERL-U2	BERLIN	GEOTÉRMICA	0.80	0.2270	4.20	75.00	50.000	10.000	60.000	20.000	26.000	-25.000
1032	CGRA-U1	CERRÓN GRANDE	HIDROELÉCTRICA	0.90	0.1850	13.80	75.00	50.000	10.000	60.000	20.000	26.000	-25.000
1010	CGRA-U2	CERRÓN GRANDE	HIDROELÉCTRICA	0.90	0.1850	13.80	18.52	0.000	0.000	16.500	7.000	6.500	-7.260
1057	NP1-5U	GENERACIÓN PRIV.	DIESEL	0.80	0.2270	13.80	52.50	42.000	0.600	42.600	10.000	25.000	-30.000
1059	NP1U	GENERACIÓN PRIV.	DIESEL	0.80	0.2270	13.80	52.50	42.000	0.600	42.600	10.000	25.000	-30.000
1060	NP2-5U	GENERACIÓN PRIV.	DIESEL	0.80	0.2270	13.80	52.50	42.000	0.600	42.600	10.000	25.000	-30.000
1054	NP34-5U	GENERACIÓN PRIV.	DIESEL	0.80	0.2270	13.80	26.00	0.000	0.000	19.500	6.000	10.000	-11.000
1070	SMIG-U1	SAN MIGUEL	TURBOGAS	0.85	0.1750	13.20	24.92	13.500	2.500	16.000	5.000	7.000	-4.600
1070	SOYA-U12	SOYAPANGO	TURBOGAS	0.85	0.1500	13.20	24.92	0.000	0.000	16.000	5.000	7.000	-4.600
1071	SOYA-U3	SOYAPANGO	TURBOGAS	0.80	0.1760	13.20	34.60	0.000	0.000	20.000	5.000	10.000	-6.000
TOTAL:							1201.38	699.800	81.4	883.200	270.7	397.8	-393.44

Figura 4.1 RED DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE EL SALVADOR



* Fuente: COMISIÓN EJECUTIVA HIDROELÉCTRICA DEL RÍO LEMPA -DIVISIÓN DE TRANSMISIÓN.

TABLA 4.2
RED DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE 'EL SALVADOR'

No.	LINEAS DE TX EN OPERACIÓN		CALIBRE	No. CIRCUITOS	COND. FASE	CAP. TERMICA AMPERES	LONGITUD km	P. MAX MVA
	DE SUB	A SUB						
115 kV								
1	5 DE NOVIEMBRE	CERRON GRANDE	ACSR-477-kCM	1	1	670	18.10	133.30
2	5 DE NOVIEMBRE	SN RAFAEL CEDR.	ACSR-477-kCM	1	1	670	30.00	133.30
3	GUAJOYO	SANTA ANA	ACSR-477-kCM	1	1	670	27.30	133.30
4	ACAJUTLA	OPICO	ACSR-477-kCM	1	1	670	64.60	133.30
5	ACAJUTLA	SONSONATE	ACSR-477-kCM	1	1	670	23.70	133.30
6	SONSONATE	ATEOS	ACSR-477-kCM	1	1	670	28.90	133.30
7	NVO. CUSCATLAN	ATEOS	ACSR-477-kCM	1	1	670	23.90	133.30
8	AHUACHAPAN	SANTA ANA	ACSR-477-kCM	1	1	670	36.50	133.30
9	AHUACHAPAN	SOSNSONATE	ACSR-477-kCM	1	1	670	25.50	133.30
10	CERRON GRANDE	SAN MARTIN	ACSR-477-kCM	1	1	670	50.20	133.30
11	15 DE SEPTIEMBRE	SN RAFAEL CEDR.	ACSR-477-kCM	1	1	670	40.10	133.30
12	15 DE SEPTIEMBRE	SN RAFAEL CEDR.	ACSR-477-kCM	1	1	670	39.50	133.30
13	15 DE SEPTIEMBRE	BERLIN	ACSR-4/0	1	1	365	35.20	72.62
14	15 DE SEPTIEMBRE	SAN MIGUEL	AAAC-4/0	1	1	365	44.50	72.62
15	SN RAFAEL CEDR.	SAN MARTIN	ACSR-477-kCM	1	1	670	21.50	133.30
16	SN RAFAEL CEDR.	SAN MARTIN	ACSR-477-kCM	1	1	670	20.80	133.30
17	SOYAPANGO	NEJAPA	ACSR-477-kCM	1	1	670	9.70	133.30
18	SOYAPANGO	SAN MARTIN	ACSR-477-kCM	1	1	670	11.20	133.30
19	SANTA ANA	OPICO	ACSR-477-kCM	1	1	670	23.10	133.30
20	SN ANTONIO ABAD	NEJAPA	ACSR-477-kCM	1	2	1340	6.70	266.59
21	NVO. CUSCATLAN	SN ANTONIO ABAD	ACSR-477-kCM	1	2	1340	11.60	266.59
22	NEJAPA	OPICO	ACSR-477-kCM	1	1	1340	19.00	133.30
23	NVO. CUSCATLAN	S. TOMAS	ACSR-477-kCM	1	2	1340	17.90	266.59
24	S. TOMAS	SAN MARTIN	ACSR-477-kCM	1	2	1340	14.10	266.59
25	CERRON GRANDE	NEJAPA	ACSR-477-kCM	2	2	1340	40.10	266.59
26	CERRON GRANDE	NEJAPA	ACSR-477-kCM	2	2	1340	40.10	266.59
27	NEJAPA	SAN MARTIN	ACSR-477-kCM	1	2	1340	16.60	266.59
28	SN RAFAEL CEDR.	TECOLUCA	ACSR-477-kCM	1	1	670	27.70	133.30
29	SN MARTIN	SAN BARTOLO	ACSR-477-kCM	1	1	670	5.10	133.30
30	BERLIN	SAN MIGUEL	ACSR-477-kCM	1	1	670	12.84	133.30
31	NPOWER	NEJAPA	ACSR-477-kCM	1	1	670	1.60	133.30
230 kV								
	AHUACHAPAN	GUATEMALA ESTE	ACSR-477-kCM	1	2	1200	97.00	477.48

ESTA TABLA
 FORMA PARTE
 DE LA INFORMACION
 QUE SE ENCUENTRA
 EN EL DOCUMENTO
 "ESTUDIO DE
 ESTABILIDAD DE
 VOLTAJE EN EL
 SISTEMA ELÉCTRICO
 DE EL SALVADOR"
 DE LA COMISION
 NACIONAL DE
 ENERGIA ELÉCTRICA

TABLA 4.3
DEMANDA MÁXIMA ESTIMADA PARA VERANO DE 1999

NODO	SUBESTACIÓN	kV	FP	MW	MVAR	A	Z
1002	AHUA-46	46.00	0.987	13.080	2.128	1	1
1009	GUAJ-46	46.00	0.988	6.540	1.008	1	2
1012	SANA-46	46.00	0.977	48.069	10.416	1	2
1014	ACAJ-34	34.00	0.987	11.663	1.904	1	3
1015	ACAJ-46	46.00	0.996	11.554	1.008	1	3
1022	SONS-46	46.00	0.957	8.829	2.688	1	3
1030	CGRA-46	46.00	0.985	12.317	2.128	2	4
1034	ATEO-34	46.00	0.993	8.284	1.008	2	5
1035	ATEO-46	46.00	0.99	25.615	3.584	2	5
1037	NCUS-23	23.00	0.979	59.078	12.320	2	5
1039	OPIC-46	46.00	0.96	14.170	4.144	2	5
1041	SRAF-46	46.00	0.989	29.648	4.368	2	7
1045	TECO-46	46.00	0.987	14.170	2.352	2	9
1047	15SE-46	46.00	0.905	17.440	8.176	2	10
1053	SMIG-46	46.00	0.985	68.888	12.208	3	12
1056	NEJA-23	23.00	0.972	79.679	19.376	4	6
1063	SANT-23	23.00	0.979	83.385	17.472	4	6
1065	SBAR-23	23.00	0.99	46.216	6.720	4	6
1068	SOYA-23	23.00	0.988	93.413	24.304	4	6
1069	SOYA-46	46.00	0.981	19.947	3.920	4	6
1073	STOM-46	46.00	0.985	45.562	12.320	4	6
	TOTAL:		0.977	717.547	153.552		

4.2 OBJETIVOS Y ALCANCE DEL ESTUDIO

Como objetivos del estudio se presentan los siguientes:

1. Ilustrar el comportamiento del Sistema Eléctrico de El Salvador en las condiciones de red de transmisión y de demanda máxima estimada para el verano de 1999.
2. Proponer soluciones factibles de aplicar a corto y a mediano plazo, con el propósito de disponer de un margen de seguridad aceptable en la operación del Sistema Eléctrico de El Salvador y disminuir la probabilidad de que se presenten colapsos de voltaje.

El alcance para el estudio es:

Evaluar desde el punto de vista de estabilidad de voltaje, las acciones factibles de ser aplicadas en el Sistema Eléctrico de El Salvador.

Los análisis efectuados contemplaron los siguientes casos:

- Comportamiento del Sistema Eléctrico sin considerar la inclusión de elementos de compensación adicionales a los que están programados.
- Comportamiento del Sistema Eléctrico considerando la inclusión de compensación reactiva capacitiva.
- Comportamiento del Sistema Eléctrico considerando desconexión controlada de carga, ante la ocurrencia de contingencias.

4.3 CONSIDERACIONES

4.3.1 Despachos de Generación

En la tabla 4.5 se indica la capacidad en generación que se tiene programada disponer mensualmente durante 1999. Para la realización de los análisis se consideró la correspondiente al mes de abril.

En la tabla 4.1 se indica uno de los dos despachos de generación que fue considerado para satisfacer la demanda de 717 MW. Como se podrá observar, dadas las características de las centrales generadoras hidráulicas se consideró una capacidad de potencia activa inferior a la nominal, debido a la disminución del nivel de agua en las presas. En este despacho la reserva rodante es de 11%.

4.3.2 Red de Transmisión

En cuanto a la red de transmisión, se analizaron dos casos. El primero considera la disponibilidad de la línea de 78 km (aislada en 230 kV) Acajutla – Nuevo Cuscatlán, con calibre ACSR-477-kCM, 2 conductores por fase y una longitud de 78 km. En el segundo, se considera la **no** disponibilidad de este enlace.

4.3.3 Caso Base de Estudio

Para el caso base de estudio, sólo se considerará el más crítico; que en nuestro estudio resultó ser el caso que considera la ausencia de la unidad 1 de la central Guajoyo y la ausencia de la línea Acajutla – Nuevo Cuscatlán. Esto debido a que es el caso que presenta mayor interés de análisis.

4.3.4 Modelación de la carga

El comportamiento de la carga representa un papel de suma importancia en la respuesta del Sistema Eléctrico durante la ocurrencia de contingencias que involucren desviaciones del voltaje y/o de la frecuencia. En el caso particular de este estudio, se consideró conveniente modelar la carga de la manera siguiente:

- Del 100% de la carga, se supuso como 30% de la potencia activa y 30% de la potencia reactiva compuesta por motores de inducción.
- El 70% de la carga restante en cada subestación, se supuso ligeramente dependiente de las desviaciones del voltaje y de la frecuencia.

En la tabla 4.6 se indica por subestación la distribución de la carga en estas componentes.

4.3.5 Tipos de análisis efectuados

Los tipos de análisis que se consideraron necesarios de efectuar se indican a continuación:

4.3.5.1 Estado Estable

4.3.5.1.1 Análisis de Flujos de Potencia

Este tipo de análisis se realiza para conocer voltajes nodales, distribución de flujos de potencia en enlaces y transformadores, pérdidas a nivel Sistema y Área, y márgenes de potencia activa y potencia reactiva en generadores. Generalmente es el primer análisis en efectuar.

4.3.5.1.2 Análisis Modal

Mediante la aplicación del análisis modal para el estudio de la estabilidad de voltaje se obtienen los *eigenvalores* o *modos críticos* del sistema eléctrico así como los *eigenvalores* asociados a cada modo. Los modos proporcionan una magnitud relativa a la cercanía de inestabilidad de voltaje, esto es que cuando los *eigenvalores* son más cercanos a cero ($\lambda \rightarrow 0$), la distancia a la inestabilidad es más corta. Los *eigenvalores* por su parte, proporcionan factores de participación de los elementos que intervienen en el modo analizado. En este trabajo además de los *eigenvalores* o *modos*, se reportan factores de participación de buses los cuales, permiten identificar para los modos críticos

del sistema, las áreas o zonas donde se encuentran los buses que presentan o pudieran presentar deficiencias de potencia reactiva. En este sentido cabe mencionar que *los buses con los mayores factores de participación son los elementos que en un momento dado intervienen de manera más decisiva para dar origen a la inestabilidad de un modo crítico.*

4.3.5.1.3 Obtención de Curvas V - Q

A partir de la información que nos proporciona el análisis modal, los márgenes de potencia reactiva en los nodos más críticos, se determinan por medio de las curvas V-Q. Con este tipo de curvas se determina, dependiendo el margen de reserva de potencia reactiva que tan estable es el nodo.

4.3.5.1.4 Obtención de Curvas P - V

Con éstas curvas se indica gráficamente el margen de seguridad en el que opera el Sistema Eléctrico. Ya que nos indican cual es el incremento de potencia activa que se puede tener para alcanzar el límite máximo de transferencia.

**PLAN DE OPERACIÓN DEL SISTEMA
DISPONIBILIDAD DE POTENCIA NETA (MW) AÑO 1999**

PLANTA	ENE.	FEB.	MZO.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
GUAJOYO	15.0	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.0	15.0
CERRO GRANDE	135.0	135.0	120.0	110.0	100.0	55.0	55.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
5 DE NOVIEMBRE	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	64.0	64.0	63.0	77.0	77.0	77.0
15 DE SEPTIEMBRE	170.0	85.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0
HIDRO	397.0	312.0	367.0	357.0	347.0	302.0	289.0	369.0	368.0	382.0	397.0	397.0
AHUACHAPAN	48.6	44.6	51.2	44.4	44.4	47.9	47.9	48.3	48.7	48.5	51.7	51.7
BERLÍN	26.7	26.7	26.7	26.7	26.7	26.7	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4
GEOTÉRMICO	75.3	71.3	77.9	71.1	71.1	74.6	101.3	101.7	102.1	101.9	105.1	105.1
ACAJUTLA VAPOR	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	31.0	31.0	31.0	62.0	62.0
ACAJUTLA TURBOGAS	93.0	123.0	123.0	63.0	123.0	123.0	123.0	123.0	123.0	123.0	123.0	123.0
SOYAPANGO	50.0	50.0	30.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
SAN MIGUEL	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
TÉRMICO	223.0	253.0	233.0	193.0	253.0	253.0	263.0	222.0	222.0	222.0	253.0	253.0
NEJAPA POWER	127.0	127.0	127.0	127.0	127.0	127.0	127.0	127.0	127.0	127.0	127.0	127.0
" PESA "	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0	45.0
TOTAL PRIVADO	127.0	127.0	127.0	127.0	127.0	172.0						
DISPONIBLE	822.3	763.3	804.9	748.1	798.1	801.6	815.3	864.7	864.1	877.9	927.1	927.1
DEMANDA NACIONAL	732.3	715.3	730.3	714.0	723.0	715.0	720.0	727.0	733.0	747.0	757.0	779.0
RESERVA	90	48	74.7	34.1	75.1	86.6	95.3	137.7	131.1	130.9	170.1	148.1
%	12.3%	6.7%	10.2%	4.8%	10.4%	12.1%	13.2%	18.9%	17.9%	17.5%	22.5%	19.0%

TABLA 4.6

DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA POR SUBESTACIÓN, CONSIDERANDO PARTE DE LA MISMA , COMPUESTA POR MOTORES DE INDUCCIÓN

No.	SE.	KV	FP	MW	MVAR	A	Z	MW	MVAR	30% MOT.	30% MOT.	30% MOT.	HP (FP =0.9)
								70%	70%	P	Q	S	HP
1002	AHUA-46	46.00	0.987	13.080	2.128	1	1	9.156	1.490	3.92	0.64	3.98	4796.3
1009	GUAJ-46	46.00	0.988	6.540	1.008	1	2	4.578	0.706	1.96	0.30	1.99	2395.0
1012	SANA-46	46.00	0.977	48.069	10.416	1	2	33.648	7.291	14.42	3.12	14.76	17801.4
1014	ACAJ-34	34.50	0.987	11.663	1.904	1	3	8.164	1.333	3.50	0.57	3.55	4277.1
1015	ACAJ-46	46.00	0.996	11.554	1.008	1	3	8.088	0.706	3.47	0.30	3.48	4197.6
1022	SONS-46	46.00	0.957	8.829	2.688	1	3	6.180	1.882	2.65	0.81	2.77	3340.3
1030	CGRA-46	46.00	0.985	12.317	2.128	2	4	8.622	1.490	3.70	0.64	3.75	4523.9
1034	ATEO-34	34.50	0.993	8.284	1.008	2	5	5.799	0.706	2.49	0.30	2.50	3020.3
1035	ATEO-46	46.00	0.99	25.615	3.584	2	5	17.931	2.509	7.68	1.08	7.76	9361.2
1037	NCUS-23	23.00	0.979	59.078	12.320	2	5	41.355	8.624	17.72	3.70	18.10	21842.1
1039	OPIC-46	46.00	0.96	14.170	4.144	2	5	9.919	2.901	4.25	1.24	4.43	5343.4
1041	SRAF-46	46.00	0.989	29.648	4.368	2	7	20.754	3.058	8.89	1.31	8.99	10846.3
1045	TECO-46	46.00	0.987	14.170	2.352	2	9	9.919	1.646	4.25	0.71	4.31	5198.7
1047	15SE-46	46.00	0.905	17.440	8.176	2	10	12.208	5.723	5.23	2.45	5.78	6971.3
1053	SMIG-46	46.00	0.985	68.888	12.208	3	12	48.222	8.546	20.67	3.66	20.99	25321.1
1056	NEJA-23	23.00	0.972	79.679	19.376	4	6	55.775	13.563	23.90	5.81	24.60	29678.7
1063	SANT-23	23.00	0.979	83.385	17.472	4	6	58.370	12.230	25.02	5.24	25.56	30835.0
1065	SBAR-23	23.00	0.99	46.216	6.720	4	6	32.351	4.704	13.86	2.02	14.01	16902.9
1068	SOYA-23	23.00	0.968	93.413	24.304	4	6	65.389	17.013	28.02	7.29	28.96	34934.6
1069	SOYA-46	46.00	0.981	19.947	3.920	4	6	13.963	2.744	5.98	1.18	6.10	7357.5
1073	STOM-46	46.00	0.965	45.562	12.320	4	6	31.893	8.624	13.67	3.70	14.16	17082.5
SUMA			0.977	717.547	153.552			502.283	107.486	215.264	46.066	220.507	266027.1

4.4 DESARROLLO

A continuación se indica la manera como se realizó el análisis del estudio de Estabilidad de Voltaje para el Sistema Eléctrico de 'El Salvador'.

4.4.1 Análisis en Estado Estable

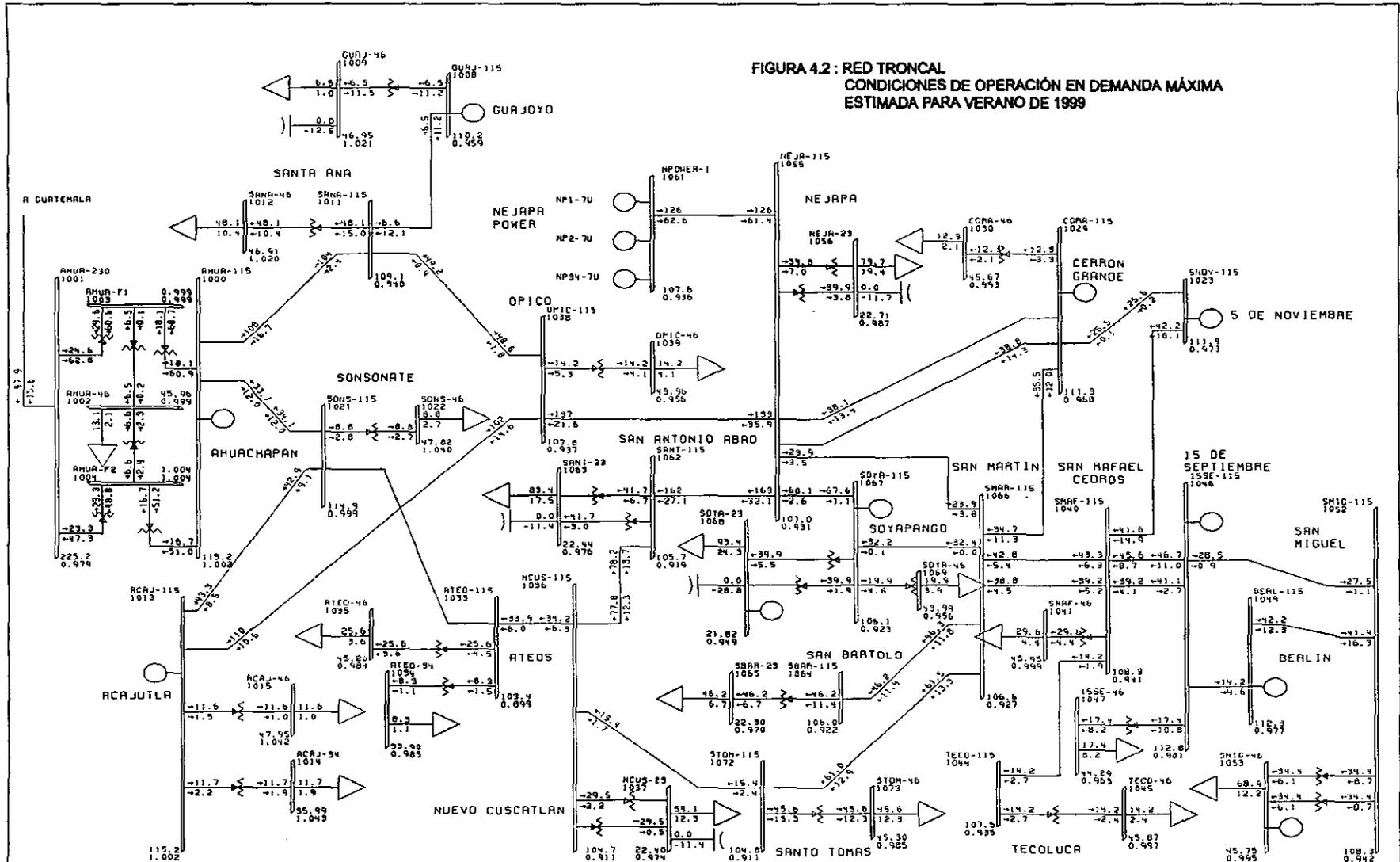
⇒ Para la Ocurrencia de la contingencia, se procedió a realizar los siguientes casos:

- Flujos de Potencia
- Análisis Modal
- Curvas V - Q
- Curvas P - V

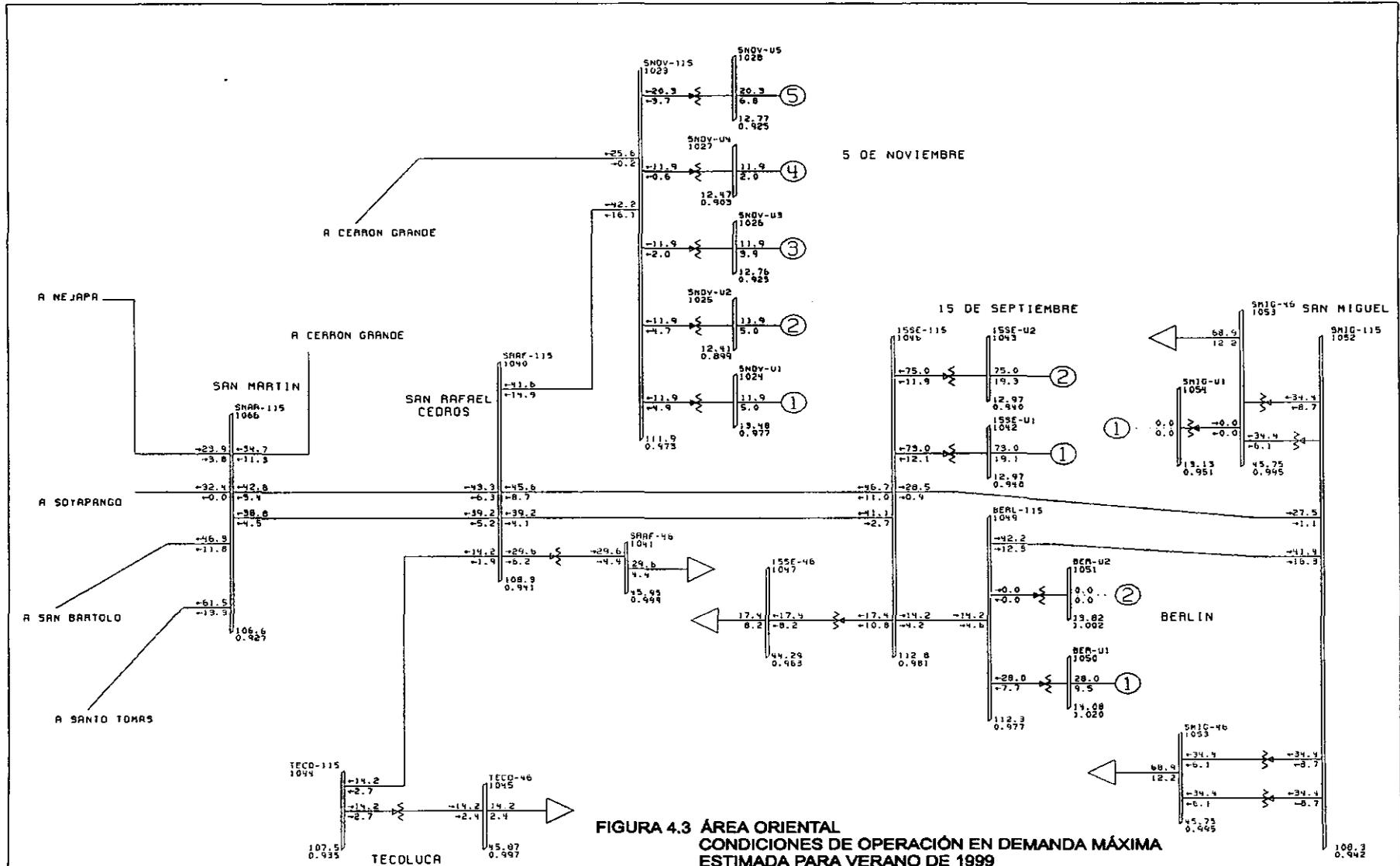
4.4.1.1 Flujos de Potencia

Para realizar el estudio se dividió el Sistema Eléctrico en 3 áreas: Área Oriental, Área Central y Área Occidental. En las figuras 4.2, 4.3, 4.4, y 4.5 se muestran los diagramas unifilares de dichas áreas. En el primer diagrama se muestra la red troncal a nivel Sistema, en los siguientes diagramas se muestra en mayor detalle, la red correspondiente a las Áreas Oriental, Central y Occidental, indicando claramente los puntos en donde existe generación y la capacidad de la misma, así como los flujos de potencia a nivel sistema y en cada Área.

FIGURA 4.2 : RED TRONCAL
CONDICIONES DE OPERACIÓN EN DEMANDA MÁXIMA
ESTIMADA PARA VERANO DE 1999



<p>COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA-DIVISION TRANSMISION. DEM. MAX. VERANO/99. DESP. #2. SIN LT ACAJ-NCUS SIN LT ACAJUTLA NVO. CUSCATLAN. FRI, MAR 19 1999 16:40</p>	<p>KV: ±35 . ±46 . ±115</p>	<p>BUS - VOLTAGE (KV/PU) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR</p>
---	-----------------------------	---



	COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA-DIVISION TRANSMISION. DEM. MAX. VERANO/99. DESP. #2. SIN LT ACAJ-NCUS SIN LT ACAJUTLA NVO. CUSCATLAN FRI, MAR 19 1999 16:47	KV: <35 , <46 , <115	BUS - VOLTAGE (KV/PU) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR
--	---	----------------------	--

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE EL SALVADOR

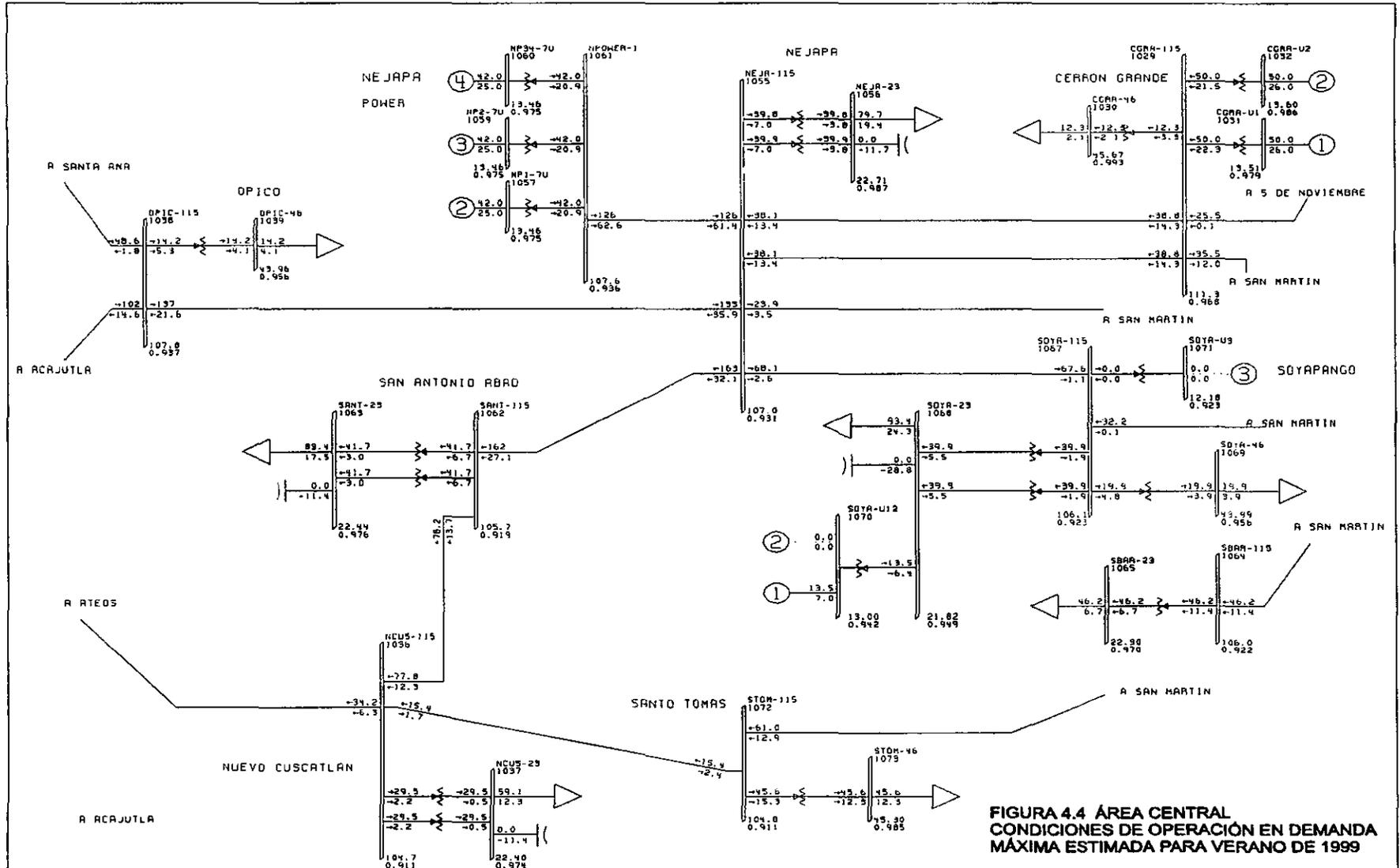


FIGURA 4.4 ÁREA CENTRAL
CONDICIONES DE OPERACIÓN EN DEMANDA
MÁXIMA ESTIMADA PARA VERANO DE 1999

<p>COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA-DIVISION TRANSMISION. DEM. MAX. VERANO/99. DESP. #2. SIN LT ACAJ-NCUS SIN LT ACAJUTLA NVO. CUSCATLAN FRI, MAR 19 1999 16:53</p>	<p>KV: 535, 546, 5115</p>	<p>BUS - VOLTAGE (KV/PU) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR</p>
--	---------------------------	---

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE EL SALVADOR

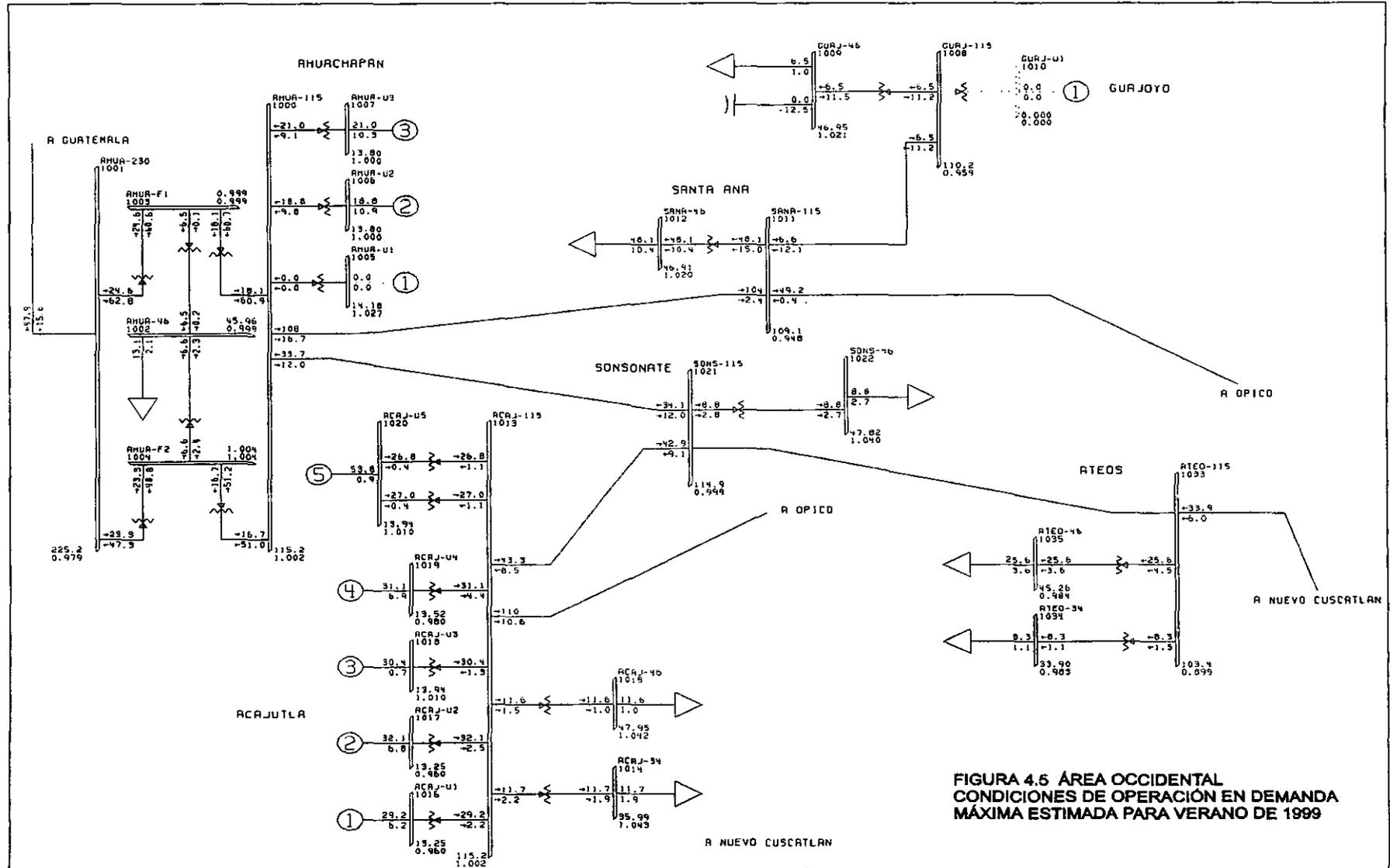


FIGURA 4.5 ÁREA OCCIDENTAL
CONDICIONES DE OPERACIÓN EN DEMANDA
MÁXIMA ESTIMADA PARA VERANO DE 1999

	COMISIÓN EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA-DIVISION TRANSMISION. DEM. MAX. VERANO/99. DESP. #2. SIN LT ACAJ-NCUS SIN LT ACAJUTLA NVO. CUSCATLAN FRI. MAR 19 1999 16:55	BUS - VOLTAGE (KV/PU) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR KV: 435 , 446 , 4115
--	---	--

Como se puede observar en la tabla 4.7, la potencia activa y reactiva generada por las unidades del Sistema Eléctrico de El Salvador, es 700 MW y 188.5 MVAR respectivamente. La capacidad máxima disponible de potencia reactiva a nivel Sistema es 347.7 MVAR (descontando los 150 MVAR suministrados por las cinco unidades de Chixoy). La reserva de potencia reactiva disponible sería 159.2 MVAR (347.7 – 188.5).

TABLA 4.7
POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA PROPORCIONADAS POR LAS UNIDADES GENERADORAS
DEMANDA MÁXIMA DE VERANO DE 1999

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS/E											
***COMISION EJECUTIVA HIDROELECTRICA DEL RIO LEMPA-DIVISION											
TRANSMISION. DEM. MAXIMA ESTIMADA VERANO/99.											
GENERATOR SUMMARY:											
BUS	NAME	BSVLT	#MAC	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	
2	CHY-H1	13.8	1	3	37.3	7.1	30.0	-20.0	1.0370	1.0370	
3	CHY-H2	13.8	1	3	37.3	7.1	30.0	-20.0	1.0370	1.0370	
4	CHY-H3	13.8	1	3	37.3	7.1	30.0	-20.0	1.0370	1.0370	
5	CHY-H4	13.8	1	3	37.3	7.1	30.0	-20.0	1.0370	1.0370	
6	CHY-H5	13.8	1	3	37.3	7.1	30.0	-20.0	1.0370	1.0370	
1006	AHUA-U2	13.8	1	2	18.8	8.8	16.4	-10.0	1.0000	1.0000	
1007	AHUA-U3	13.8	1	2	21.0	8.4	15.0	-11.0	1.0000	1.0000	
1016	ACAJ-U1	13.8	1	2	29.2	5.8	13.0	-13.0	.9602	.9602	
1017	ACAJ-U2	13.8	1	2	32.1	6.4	15.0	-15.0	.9602	.9602	
1018	ACAJ-U3	13.8	1	2	30.4	1.2	20.0	-15.0	1.0100	1.0100	
1019	ACAJ-U4	13.8	1	2	31.1	6.1	20.0	-15.0	.9800	.9800	
1020	ACAJ-U5	13.8	1	2	53.8	1.9	25.0	-20.0	1.0100	1.0100	
1024	5NOV-U1	13.8	1	-2	11.9	5.0	5.0	-7.1	1.0000	.9997	
1025	5NOV-U2	13.8	1	2	11.9	5.0	5.0	-7.1	.9200	.9200	
1026	5NOV-U3	13.8	1	2	11.9	2.0	5.0	-7.3	.9250	.9250	
1027	5NOV-U4	13.8	1	2	11.9	1.5	2.0	-7.3	.9200	.9200	
1028	5NOV-U5	13.8	1	2	20.3	3.4	7.5	-7.3	.9250	.9250	
1031	CGRA-U1	13.8	1	2	50.0	22.3	26.0	-25.0	1.0000	1.0000	
1032	CGRA-U2	13.8	1	2	50.0	18.4	26.0	-25.0	1.0000	1.0000	
1042	15SE-U1	13.8	1	2	73.0	11.7	25.0	-30.0	.9402	.9402	
1043	15SE-U2	13.8	1	2	75.0	11.9	25.0	-30.0	.9402	.9402	
1050	BER-U1	13.8	1	2	28.0	5.8	15.0	-15.0	1.0200	1.0200	
1057	NP1-7U	13.8	1	2	42.0	20.1	25.0	-30.0	1.0000	1.0000	
1059	NP2-7U	13.8	1	2	42.0	20.1	25.0	-30.0	1.0000	1.0000	
1060	NP34-7U	13.8	1	2	42.0	20.1	25.0	-30.0	1.0000	1.0000	
1070	SOYA-U12	13.8	2	-2	13.5	7.0	7.0	-4.6	1.0000	.9780	
SUBSYSTEM TOTALS					886.4	226.0	497.9	-454.6			
MVABASE = 1327.0											

A partir de la tabla anterior, se observa que Cerrón Grande y Nejapa son las unidades que más aporte de potencia reactiva tienen en el sistema eléctrico de El Salvador.

Si la línea Acajutla – Nuevo Cuscatlán, entrará en operación, se tendría una buena mejoría en los voltajes de la red de transmisión. Ésta línea se tiene como proyecto futuro. Sería una línea de 78 km, 2 conductores por fase y calibre ACSR-477-kCM. Así por ejemplo, en la tabla 4.8 se indican los voltajes en algunas subestaciones de 115 kV. El beneficio obtenido con la inclusión de esta línea, se hará más evidente ante la ocurrencia de contingencias.

TABLA 4.8
VOLTAJES EN ALGUNAS SUBESTACIONES DE 115 kV CONSIDERANDO EN OPERACIÓN LA LÍNEA
ACAJUTLA – NUEVO CUSCATLÁN
DEMANDA MÁXIMA DE VERANO DE 1999

SUBESTACIÓN	SIN LÍNEA VOLTAJE (kV)	CON LÍNEA VOLTAJE (kV)
Ateos	110.1	111.3
Nuevo Cuscatlán	109.4	110.8
San Miguel	109.3	109.5
Santo Tomás	109.3	110.5
Sonsonate	113.6	114.1

El margen de reserva de potencia reactiva en unidades generadoras, también se ve mejorado. Sin la línea, se obtuvo 159.2 MVAR; con la línea, se tienen 178.5 MVAR. Esto es, una diferencia prácticamente de 20 MVAR.

4.4.2 CONTINGENCIA

Todo Sistema Eléctrico está expuesto a la ocurrencia de contingencias que involucran la desconexión de líneas de transmisión y/o la desconexión de unidades generadoras. La desconexión de estos elementos generalmente trae como consecuencia que el Sistema opere en una situación de riesgo. Riesgo que debe ser evaluado con la finalidad de determinar si el Sistema puede soportarlo por medio de la respuesta única de sus sistemas de control de regulación de voltaje y/o de velocidad, o bien si es necesario establecer acciones preventivas y/o correctivas para salvaguardar su integridad.

El tipo y número de elementos que pueden verse involucrados durante la ocurrencia de contingencias en el Sistema Eléctrico, son bastante amplios; por lo cual deben ser analizadas aquellas contingencias que sean consideradas como más factibles de ocurrir y que sobre todo sometan a un mayor riesgo la operación del Sistema.

En este estudio se observó el comportamiento del Sistema Eléctrico de El Salvador, ante la ocurrencia de contingencias que consideraron la desconexión de líneas de transmisión y/o de unidades generadoras. Las contingencias consideradas se indican en la tabla 4.9.

TABLA 4.9
CONTINGENCIAS CONSIDERADAS EN LA RED DE TRANSMISIÓN
DEMANDA MÁXIMA DE VERANO DE 1999

DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA	LONGITUD km	IDENTIFICADA COMO
Ateos – Sonsonate	23.9	2A – CS1
Acajutla – Sonsonate	23.7	2A – CS2
Nejapa – San Antonio Abad	6.7	2A – CS3
San Martín – Santo Tomás	14.1	2A – CS4
San Miguel – Berlín	12.8	2A – CS5
15 de Septiembre – Berlín	35.2	2A – CS6
Ahuachapán – Santa Ana	36.5	2A – CS7

Desde el punto de vista de análisis de flujos de potencia, la ocurrencia de estas contingencias provocaría principalmente degradación en el voltaje. Valores bajos de voltajes que en un momento dado, a parte de no ser operables, provocarían que el Sistema operara prácticamente al borde del colapso.

Ante la desconexión de la línea Ateos – Sonsonate, se tendría un voltaje de 103.3 kV (0.898 pu) en el bus de 115 kV de la subestación Ateos. Previo a la ocurrencia de esta contingencia, el voltaje en este bus es 110.1 kV (0.95 pu)¹.

4.4.2.1 Análisis Modal de las Contingencias

El análisis modal es una de las más recientes técnicas de análisis lineal desarrollada para el estudio de la estabilidad de voltaje en estado estable. Las principales ventajas de esta técnica están relacionadas con su capacidad de proporcionar información valiosa respecto a la cercanía de un sistema al colapso de voltaje, la identificación de los mecanismos físicos que conducen a la inestabilidad, así como el desarrollo y evaluación de medidas correctivas.

Los buses con altos factores de participación suelen ser los sitios más recomendables para tomar acciones preventivas, como la compensación capacitiva o, en su defecto, si no se tiene la disponibilidad de esa compensación, los buses mencionados indican también las zonas en donde un esquema de corte de carga tendría un mayor efecto para aliviar al sistema.

¹ Dado el volumen de información, obtenida para cada uno de los análisis efectuados, en éste trabajo, sólo se incluye y explica el resultado de mayor interés.

En la tabla 4.10 se presentan las magnitudes de los eigenvalores o modos del sistema para las contingencias.

MAGNITUDES DE LOS EIGENVALORES PARA CONTINGENCIAS SENCILLAS EN LT's						
MODOS CRÍTICOS	Caso CS1	Caso CS2	Caso CS3	Caso CS4	Caso CS5	Caso CS6
	Fuera LT sons-ateo	Fuera LT acaj-sons	Fuera LT smar-stom	Fuera LT smig-ber	Fuera LT 15sep-ber	Fuera LT ahua-sana
	λ	λ	λ	λ	λ	λ
1	0.1863	0.7705	0.8966	0.7266	0.9426	0.3963
2	1.0456	1.2821	1.2923	0.9388	1.2930	1.0288
3	1.2520	1.3058	1.3282	1.3067	1.3356	1.1751
4	1.2809	1.5223	1.5361	1.3301	1.5647	1.3508
5	1.2908	1.6543	1.7033	1.5562	1.7544	1.2994
6	1.5321	1.8155	1.8467	1.7361	1.8660	1.6210
7	1.7612	2.0375	2.0730	1.8546	2.0760	1.7452
8	2.0145	2.262	2.2899	2.0717	2.2962	1.8268
9	2.2681	2.3613	2.3702	2.2946	2.3923	2.2789
10	2.2237	2.8433	2.7933	2.3781	3.0340	2.3436
11	2.5214	3.3036	3.5362	3.0102	3.7161	2.7732
12	2.6350	4.0032	3.9872	3.4722	3.8462	3.5714

Tabla 4.10 Magnitudes de los modos del sistema para las contingencias sencillas

De acuerdo a los resultados que se observan en la tabla 4.10, los eigenvalores más pequeños ($\lambda_1 = 0.1863$) se obtienen para la contingencia 1 (CS1), en la cual, se considera fuera de operación la línea de 115 kV Sonsonate-Ateo.

En la tabla 4.11 se reportan los factores de participación para los tres modos más críticos de la contingencia más severa que como se mencionó anteriormente, corresponde a la contingencia 1 (CS1).

FACTORES DE PARTICIPACIÓN DE BUSES CONSIDERANDO FUERA LA LT SONSONATE - ATEO								
MODO 1 (λ^1)			MODO 2 (λ^2)			MODO 3 (λ^3)		
Nº. BUS	NOMBRE	F.P.	Nº. BUS	NOMBRE	F.P.	Nº. BUS	NOMBRE	F.P.
1034	'ATEO-34'	0.2178	1027	'5NOV-U4'	0.9480	1030	'CGRA-46'	0.6385
1035	'ATEO-46'	0.1954	1034	'ATEO-34'	0.1409	1009	'GUAJ-46'	0.3217
1037	'NCUS-23'	0.1902	1030	'CGRA-46'	0.0963	1039	'OPIC-46'	0.2943
1063	'SANT-23'	0.1867	1039	'OPIC-46'	0.0877	1012	'SANA-46'	0.2459
1070	'SOYA-U12'	0.1845	1009	'GUAJ-46'	0.0832	1008	'GUAJ-115'	0.2388
1068	'SOYA-23'	0.1840	1035	'ATEO-46'	0.0682	1047	'15SE-46'	0.2285
1033	'ATEO-115'	0.1805	1012	'SANA-46'	0.0681	1027	'5NOV-U4'	0.1809
1030	'CGRA-46'	0.1799	1008	'GUAJ-115'	0.0644	1011	'SANA-115'	0.1629
1073	'STOM-46'	0.1783	1024	'5NOV-U1'	0.0644	31	'GS691'	0.1392
1069	'SOYA-46'	0.1774	1025	'5NOV-U2'	0.0639	29	'GN691'	0.1230
1065	'SBAR-23'	0.1770	1023	'5NOV-115'	0.0589	14	'ESC231'	0.1138
1056	'NEJA-23'	0.1737	1033	'ATEO-115'	0.0550	33	'GS231'	0.1089
1036	'NCUS-115'	0.1692	1011	'SANA-115'	0.0475	9	'GE231'	0.1048
1071	'SOYA-U3'	0.1673	1070	'SOYA-U12'	0.0418	30	'GN231'	0.1011
1072	'STOM-115'	0.1666	1037	'NCUS-23'	0.0411	1002	'AHUA-46'	0.0965
1062	'SANT-115'	0.1636	1071	'SOYA-U3'	0.0368	1022	'SONS-46'	0.0923
1067	'SOYA-115'	0.1615	1038	'OPIC-115'	0.0361	1038	'OPIC-115'	0.0912
1061	'NPOWER-1'	0.1562	1063	'SANT-23'	0.0340	1001	'AHUA-230'	0.0894
1055	'NEJA-115'	0.1561	1073	'STOM-46'	0.0338	1000	'AHUA-115'	0.0847
1057	'NP1-7U'	0.1556	1036	'NCUS-115'	0.0334	1004	'AHUA-F2'	0.0833
1059	'NP2-7U'	0.1556	1068	'SOYA-23'	0.0329	1003	'AHUA-F1'	0.0829
1060	'NP34-7U'	0.1556	1069	'SOYA-46'	0.0299	1015	'ACAJ-46'	0.0769
1064	'SBAR-115'	0.1540	1072	'STOM-115'	0.0297	1034	'ATEO-34'	0.0723
1066	'SMAR-115'	0.1516	31	'GS691'	0.0288	1021	'SONS-115'	0.0675
1029	'CGRA-115'	0.1442	1062	'SANT-115'	0.0271	1014	'ACAJ-34'	0.0520

Tabla 4.11 Factores de participación de buses para la contingencia Sonsonate-Ateo

De acuerdo a los resultados ilustrados en la tabla 4.11 se puede comentar lo siguiente:

- Ante la ocurrencia de la contingencia Sonsonate-Ateo, los buses que presentan los mayores factores de participación para el modo más crítico (λ_1) son:

<i>Ateo-34, 46 y 115 kV</i>	<i>Nejapa-23</i>
<i>Nuevo Cuscatlán-23</i>	<i>Cerrón Grande-46</i>
<i>San Antonio-23</i>	<i>Santo Tomás-46</i>
<i>Soyapango-U12, 23 y 46 kV</i>	<i>Santa Barbara-23</i>

Se puede ver en este caso que varios de los buses que poseen los más altos factores de participación son buses que se encuentran en zonas cercanas a donde ocurre la falla lo cual, resulta completamente lógico ya que la zona que resulta más afectada debe ser precisamente la zona donde se encuentra la falla.

- En este caso se observa también que para el modo 1 (λ_1), los buses con los mayores factores de participación son varios y que las magnitudes de dichos factores son muy cercanas entre sí por lo que se trata de un modo representativo del sistema. Los modos del sistema como se mencionó en secciones anteriores, son los modos que se deben analizar con detalle debido a que son los que en un momento dado pueden provocar inestabilidades que involucran una buena parte del sistema y en algunos casos, al sistema completo.

4.4.2.2 Curvas V-Q Y P-V para las Contingencias

Curvas V-Q.

Para la elaboración de las curvas V-Q se consideraron los siguientes buses:

1. *Buses de 46 kV representativos del sistema*
2. *Buses con altos factores de participación*
3. *Buses de 115 kV representativos del sistema*

Lo anterior considera la ocurrencia de contingencias en la red de transmisión de 115 kV. De los resultados indicados en las figuras se puede observar que la condición más desfavorable se presenta con la desconexión de la Línea de Transmisión **Sonsonate-Ateo**. Para la figura 4.6, la cual describe el comportamiento de los buses de 46 kV y 115 kV con altos factores de participación, se advierte que el bus de Soya-U12 es inestable para esta contingencia, ya que no interseca al eje de referencia (punto de operación) lo cual es indicativo de que no existe una solución, mientras que los buses restantes quedan con poco margen de potencia reactiva (alrededor de 10 MW).

Curvas P-V.

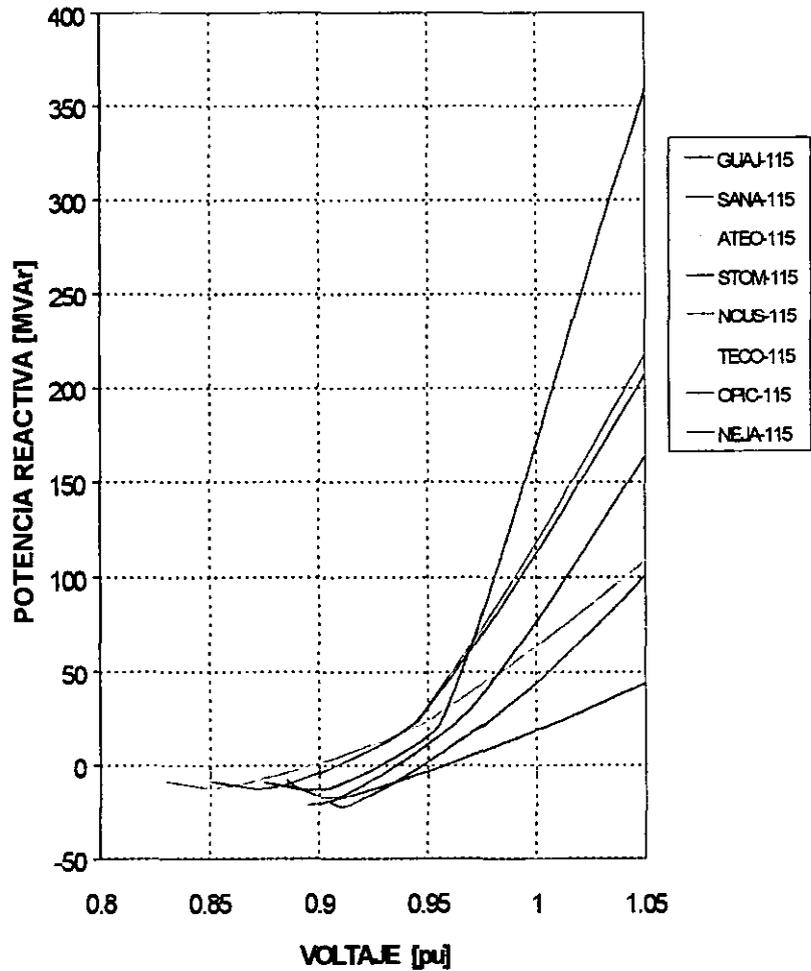
Para la elaboración de las curvas P-V se consideraron los siguientes buses:

1. *Buses de 46 kV representativos del sistema*
2. *Buses con altos factores de participación*
3. *Buses de 115 kV representativos del sistema*

Considerando como Parámetro Clave del Sistema (PCS), al incremento total de la carga en el sistema de El Salvador, se encontró que para la contingencia en donde ocurre la desconexión de la LT *Sonsonate-Ateo* se contará con el menor margen de estabilidad de voltaje (13 MW), lo cual significa que teóricamente puede haber un incremento máximo de carga en el área de El Salvador de 730 MW (nariz de la curva). Sin embargo es sabido que en la práctica nunca es recomendable operar en la nariz de la curva P-V por lo que se requiere un determinado margen de seguridad que en este caso, no existiría o en su caso sería mínimo. Figura 4.7

En la figura 4.8 se muestra una comparación de las curvas P-V y las V-Q, en el bus Opico 46 kV en las líneas de 115 kV.

MÁRGENES DE POTENCIA REACTIVA EN BUSES DE 115 KV
 REPRESENTATIVOS DEL SISTEMA, CURVAS V-Q
 Contingencia: Desconexión de L.T. de 115 KV de Sons. - Ateo



MÁRGENES DE POTENCIA REACTIVA EN BUSES DE 46 KV
 REPRESENTATIVOS DEL SISTEMA, CURVAS V-Q
 Contingencia: Desconexión de L.T. de 115 KV de Sons. - Ateo

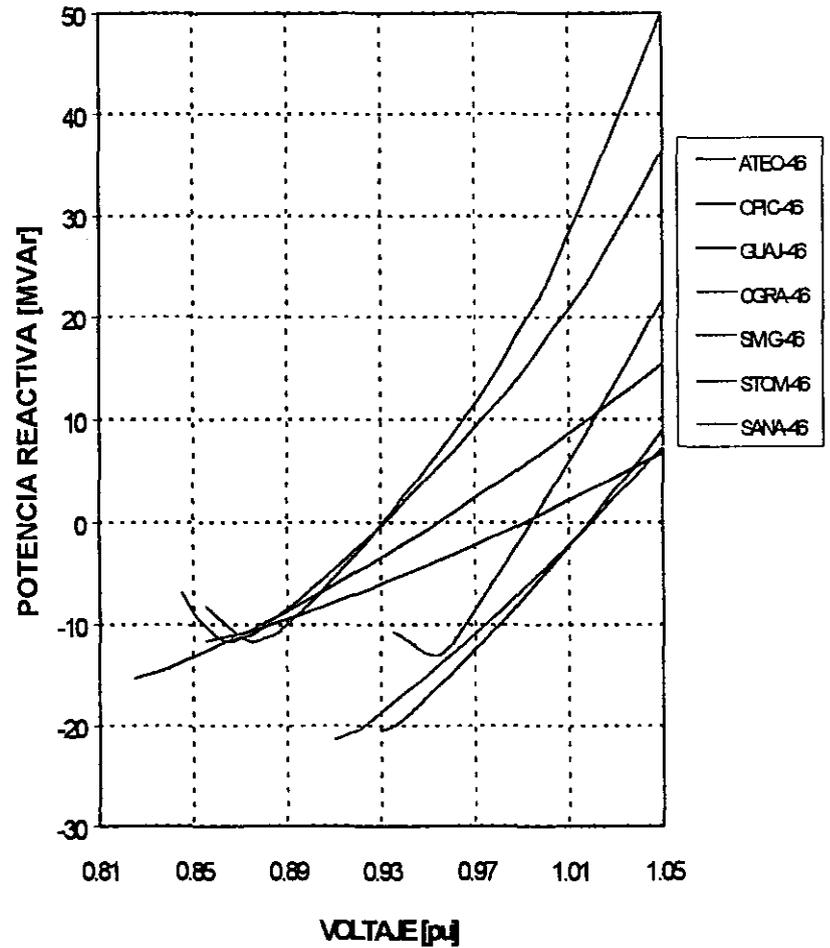
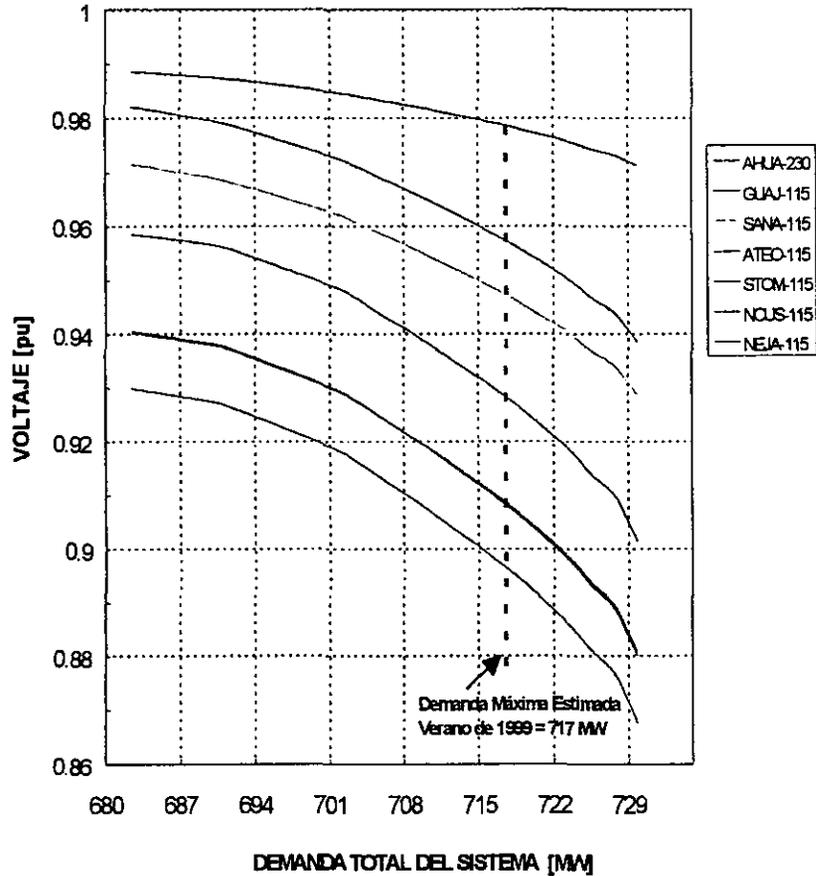


Figura 4.6 Curvas V -Q

CURVAS P-V EN BUSES DE 115 KV Y EN AHUACHAPAN 230 KV

Contingencia: Fuera L.T. Sonsonate - Ateco.



CURVAS P-V EN BUSES DE 46 KV Y EN AHUACHAPAN 230 KV

Contingencia: Fuera L.T. Sonsonate - Ateco.

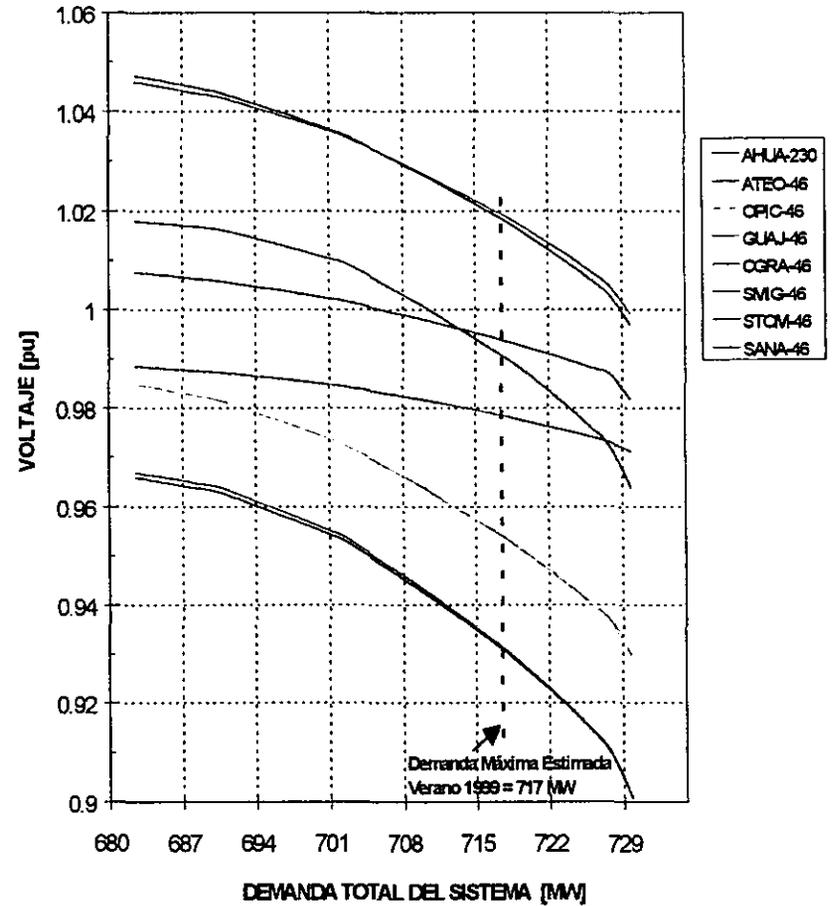
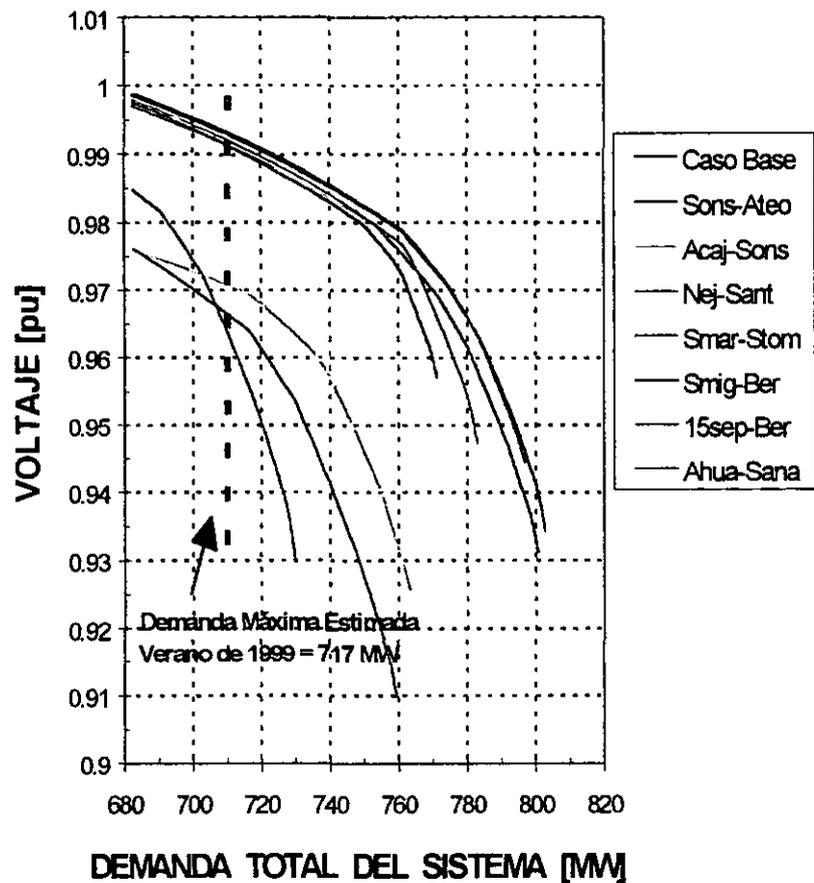


Figura 4.7 Curvas P - V

COMPARACIÓN DE CURVAS P-V EN BUS OPICO 46 KV ANTE LA OCURRENCIA DE CONTINGENCIAS EN LÍNEAS DE 115 KV



COMPARACIÓN DE MÁRGENES DE POTENCIA REACTIVA EN OPICO 46 KV ANTE LA OCURRENCIA DE CONTINGENCIAS EN LÍNEAS DE 115 KV

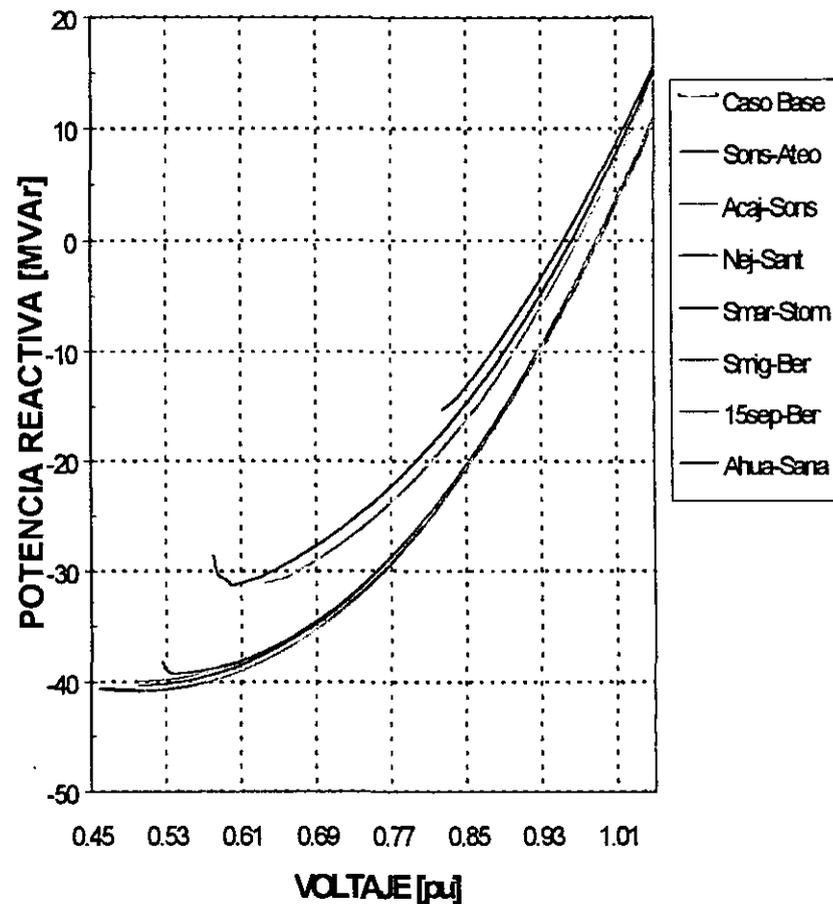


Figura 4.8 Comparación de Curvas P - V y Curvas Q - V

4.4.3 Posibles Soluciones

A continuación se muestran dos opciones de compensación capacitiva que se pueden aplicar en el Sistema Eléctrico de El Salvador, para mejorar los márgenes de potencia reactiva; además, se indican los valores de compensación para cada opción.

4.4.3.1 Compensación Capacitiva en Buses de 46 kV y 23 kV (OPCIÓN 1)

Flujos de Potencia

Con la finalidad de mejorar el comportamiento del Sistema Eléctrico de El Salvador, ante la ocurrencia de contingencias; se consideró conveniente contemplar que existe compensación capacitiva en buses de 46 kV y 23 kV. Esto a pesar de que se han observado niveles de voltaje superiores a 1.0 pu en la mayoría de estos buses. *La aplicación de esta opción 1 de compensación; requiere que previamente sean realizados estudios específicos que consideren la relación existente entre la posición de taps en transformadores y dicha compensación.*

De acuerdo con los resultados de los análisis efectuados, la compensación se ubicó en nodos en los cuales se pueden obtener mayores beneficios desde el punto de vista de soporte de voltaje, de análisis modal y de márgenes de reserva de potencia reactiva. Una vez seleccionados dichos nodos, se analizó su efecto ante la ocurrencia de las contingencias.

Como en un principio no se conocen los requerimientos de compensación capacitiva, se consideró que dicha compensación podría estar conformada por cuatro módulos de 6 MVAR "switchables"; de tal manera que se conectarán y/o desconectarán los que sean requeridos por el Sistema. Una vez concluidos los análisis se podrá conocer los requerimientos reales.

La conexión de los módulos de compensación se efectúa cuando el voltaje en el bus de 115 kV de la subestación en la cual se ubica el banco de capacitores, es menor a 0.95 pu.

La desconexión de los módulos de capacitores se lleva a cabo cuando el voltaje en el bus de 115 kV de la subestación en la cual se ubica el banco de capacitores, es superior a 0.98 pu. Este ajuste se consideró debido a que por la relación de los transformadores, los voltajes en baja tensión podrían ser superiores a 1.06 pu si se permitiera que el voltaje en el lado de 115 kV fuera mayor o igual a 1.0 pu.

En la tabla 4.12 se indican los nodos en los que se ubicó la compensación. Como se ha podido observar, las unidades la central de Nejapa contribuyen de manera significativa con buena cantidad de potencia reactiva para el soporte de voltaje. Es por ello, que se contempla compensación capacitiva adicional.

TABLA 4.12

SUBESTACIONES DE 46 kV Y 23 kV EN LAS CUALES SE CONSIDERÓ BANCOS DE CAPACITORES
DEMANDA MÁXIMA DE VERANO DE 1999

SUBESTACIÓN	VOLTAJE kV	CAPACIDAD MVar
Ateos	46	4 x 6
Nejapa (adicional a lo instalado)	23	4 x 6
Opico	46	4 x 6
Santa Ana	46	4 x 6
San Miguel	46	4 x 6
Soyapango	46	4 x 6
Santo Tomás	46	4 x 6

En la tabla 4.13 se muestra la compensación requerida por el Sistema Eléctrico, para el caso base y la contingencia sencilla.

TABLA 4.13

COMPENSACIÓN REQUERIDA EN NODOS DE 46 kV Y 23 kV (OPCIÓN 1)
DEMANDA MÁXIMA ESTIMADA PARA VERANO DE 1999

SUBESTACIÓN	CAPACIDAD MVar ¹	CASO ANALIZADO MVar REQUERIDOS	
		CASO BASE	CASO CS1
ATEOS - 46	4 X 6	12	24
NEJAPA - 23 ²	4 X 6	18	24
OPICO -46	4 X 6	0	6
SANTA ANA - 46	4 X 6	0	6
SAN MIGUEL - 46	4 X 6	12	12
SOYAPANGO - 46	4 X 6	12	18
SANTO TOMAS - 46	4 X 6	24	24

¹ Capacidad supuesta en los análisis.

² Compensación actualmente instalada: 12 MVar.

En la tabla 4.14 se muestra el efecto de la compensación considerada, en los márgenes de potencia reactiva a nivel sistema.

TABLA 4.14

MÁRGENES DE POTENCIA REACTIVA A NIVEL SISTEMA
CONSIDERANDO COMPENSACIÓN EN SUBESTACIONES DE 46 kV Y 23 kV (OPCIÓN 1)
DEMANDA MÁXIMA ESTIMADA PARA VERANO DE 1999

CONDICIÓN	CASO ANALIZADO POTENCIA REACTIVA (MVar)	
	CASO BASE	CASO CS1
ACTUAL	159.2	100.1
COMPENSACIÓN EN 46 kV Y 23 kV	237.4	233.8

4.4.3.2 Compensación Capacitiva en Buses de 115 kV (OPCIÓN 2)

Flujos de Potencia

Considerando que los niveles de voltaje en la mayoría de las subestaciones de 115 kV, son inferiores a 0.95 pu; se analizó la opción de instalar compensación capacitiva en aquellas que de acuerdo a los resultados de los análisis efectuados, son las que presentan mayores requerimientos de compensación. Al igual que en la opción 1, como en un principio no se conocen dichos requerimientos de compensación, se asumió módulos de bancos de capacitores instalados en las subestaciones seleccionadas.

El voltaje de conexión de los módulos de compensación se efectúa cuando el voltaje en el bus en el cual está el banco de capacitores, es menor a 0.95 pu. El voltaje de desconexión se asume que se efectúa cuando el voltaje es igual o mayor que 0.98 pu. En la tabla 4.15 se indican los nodos en los que se ubicó dicha compensación.

TABLA 4.15
SUBESTACIONES DE 115 kV EN LAS CUALES SE CONSIDERÓ BANCOS DE CAPACITORES
 (OPCIÓN 2)
 DEMANDA MÁXIMA DE VERANO DE 1999

SUBESTACIÓN	CAPACIDAD MVar
Ateos	4 x 4
Santa Ana	4 x 9
San Miguel	4 x 9
Santo Tomás	4 x 10
Tecoluca	4 x 3

Con la información de la tabla 4.15, se procedió a determinar el efecto de la compensación en el comportamiento del Sistema Eléctrico, ante la ocurrencia de contingencias. En la tabla 4.16 se indican los resultados.

TABLA 4.16
COMPENSACIÓN REQUERIDA EN NODOS DE 115 kV (OPCIÓN 2)
 DEMANDA MÁXIMA DE VERANO DE 1999

SUBESTACIÓN	CAPACIDAD MVar	CASO ANALIZADO MVar REQUERIDOS	
		CASO BASE	CASO CS1
ATEOS	4 X 9	18	27
SANTA ANA	4 X 9	27	36
SAN MIGUEL	4 X 9	27	27
SANTO TOMÁS	4 X 10	40	40
TECOLUCA	4 X 6	12	12

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Generales

5.1.1 Conclusiones

- La Estabilidad de Voltaje en un Sistema Eléctrico de Potencia, es un tema que ha ido adquiriendo importancia de unos diez años a la fecha, debido a que se han presentado colapsos de voltaje totales o parciales en diferentes Sistemas Eléctricos del mundo.
- La Estabilidad de Voltaje incluye temas que contemplan: *la compensación de potencia reactiva, la cargabilidad en líneas de transmisión y el control de voltaje.*
- Para realizar este tipo de estudios, se cuenta con las herramientas de análisis de estabilidad de voltaje: Las curvas P-V, permiten conocer, cual es la máxima potencia en MW que se puede transmitir en el Sistema antes de que ocurra una inestabilidad. Las curvas V-Q, indican el margen de potencia reactiva en el cual opera satisfactoriamente el Sistema (prácticamente, se considera como bueno un margen mayor a 50 MVAR, depende del Sistema). El análisis modal, informa en que nodos del Sistema pueden existir problemas de inestabilidad, así como los buses que tienen un alto factor de participación en los cuales un pequeño cambio en voltaje y/o potencia reactiva puede hacer que el Sistema se vuelva inestable y tal vez llegar al colapso de voltaje (total o parcial).
- El Estudio de Estabilidad de Voltaje, requiere realizar un análisis detallado del Sistema. Conocer su capacidad instalada, su demanda máxima, su red de transmisión y los voltajes en los que opera; para que a partir de esos datos se inicien los análisis de flujos de potencia que junto con el comportamiento del voltaje, nos permiten prever situaciones que implican: *regulación de voltaje, sobrecarga en líneas de transmisión y en transformadores, determinación de pérdidas y obtención de márgenes de estabilidad de voltaje, entre otros.*

5.1.2 Recomendaciones

- Al realizar un Estudio de Estabilidad de Voltaje en un Sistema Eléctrico de Potencia, es necesario tener claros los conceptos de la teoría básica que se requieren para un estudio de estabilidad, así como conocer cuáles son las técnicas que en ese momento pueden darnos más facilidades para analizar la estabilidad de voltaje. Pero no olvidando que la situación económica desempeña un papel importante, en la implantación de las acciones resultantes de los estudios.

5.2 Relacionadas con el Análisis del Sistema Eléctrico de El Salvador

5.2.1 Conclusiones

- Del análisis del comportamiento eléctrico del Sistema de El Salvador, en condiciones de demanda máxima estimada para el verano de 1999, se tienen las siguientes conclusiones:
- Los voltajes en las subestaciones de 46 kV, 34.5 kV y 23 kV; generalmente son superiores a su valor nominal, debido principalmente a la relación de voltajes de los transformadores de potencia y a los buenos factores de potencia en estos nodos.
 - Los voltajes de operación en las subestaciones de 115 kV, son del orden de 110 kV (0.95 pu), debido principalmente a la relación de voltajes de los transformadores de potencia y a la falta de compensación capacitiva. Esto aparentemente no representa problema alguno, sin embargo, ante la ocurrencia de contingencias los voltajes podrían degradarse a tal magnitud; que la operación del Sistema podría someterse a riesgos innecesarios.
 - Las unidades generadoras de Nejapa y de Cerrón Grande, contribuyen de manera significativa en el soporte del voltaje de la red de 115 kV, quedando con poco margen de potencia reactiva. Lo anterior se acentúa, ante la ocurrencia de contingencias en la red de 115 kV o bien ante la pérdida súbita de generación.
 - Las zonas del Sistema Eléctrico en las que se detectó que existe déficit de potencia reactiva y por consiguiente una ausencia para disponer de un buen soporte de voltaje; están asociadas con las subestaciones: Ateos, Nejapa, Opico, Santa Ana, San Miguel, Soyapango y Santo Tomás.
 - Se consideró una importación de Guatemala del orden de 45 a 50 MW entrando a la subestación Ahuachapán. A medida que esta importación sea mayor, significa que se tiene menor disponibilidad de generación en el Sistema Eléctrico de El Salvador y por consiguiente menos soporte de voltaje.
 - Con la finalidad de disponer de un margen de seguridad en el Sistema Eléctrico, tanto en condiciones de operación normal como bajo contingencia, se analizaron las siguientes opciones de compensación capacitiva:

Compensación en nodos de 46 kV y 23 kV

- Ateos
- Nejapa
- Opico
- Santa Ana
- San Miguel
- Soyapango
- Santo Tomás

Compensación en nodos de 115 kV

- Ateos
 - Santa Ana
 - San Miguel
 - Santo Tomás
 - Tecoluca
- Sólo se menciona en este estudio, el análisis de una sola contingencia, la resultó más severa. Ya que de reportar todas las contingencias el trabajo hubiera sido demasiado extenso. Además de que sólo se trata de resaltar la importancia de la Estabilidad de Voltaje en un Sistema Eléctrico.

5.2.2 Recomendaciones

- Con la finalidad de que la operación del Sistema Eléctrico de El Salvador se efectúe con márgenes adecuados de potencia reactiva y poder así, disminuir los efectos provocados por la ocurrencia de contingencias, tanto en la red de transmisión como en centrales generadoras, se recomienda la instalación de compensación capacitiva en subestaciones de 115 kV.

De acuerdo a los resultados del estudio, y a la existencia de compensación capacitiva en las redes de 46 kV, 34.5 kV y 23 kV, la compensación propuesta en el nivel de 115 kV es:

- | | |
|----------------|---------|
| • Ateos: | 18 MVar |
| • Santa Ana: | 36 MVar |
| • San Miguel: | 36 MVar |
| • Santo Tomás: | 40 MVar |
| • Tecoluca: | 12 MVar |

Esta compensación deberá ser conectada y/o desconectada de manera automática. El número de módulos y capacidad de los mismos, deberá quedar determinada mediante un estudio específico.

BIBLIOGRAFÍA

1. T.J.E.Miller (editor), *Reactive Power Control in Electric Systems*, John Wiley & Sons, 1982.
2. John E. Harder & Asea Kabel, *Power Capacitor Construction, Capability and Protection*, ABB Sweden.
3. Petersson, "*Reactive Power Compensation*," ASEA Publication NK 02-3005 E, May 1983.
4. Baum, "*Voltage Regulation and Insulation for Large-Power Long-Distance Transmission Systems*," AIEE Trans., Vol. 40, pp. 1017-1032, June 1921.
5. Iliceto and E. Cinieri, "*Comparative Analysis of Series and Shunt Compensation Schemes for AC Transmission Systems*," IEEE Trans., Vol. PAS-96, pp. 1819-1830, November/December 1977.
6. Clark, "*Considerations in the Evaluation of Series and Shunt Compensation Alternatives*," Paper presented at the T & D Expo., Chicago, May 14-16, 1985.
7. Butler and C. Concordia, "*Analysis of Series Capacitor Application Problems*," AIEE Trans., Vol. 56, p. 975, 1937.
8. Starr and R.D. Evans. "*Series Capacitors for Transmission Circuits*," AIEE Trans., Vol. 61, pp. 963, 1942.
9. Ashok Kumar, K. Parthasarathy, F.S. Prabhakara, and H.P. Kincha "*Effectiveness of Series Capacitors in Long Distance Transmission Lines*," IEEE Trans., Vol. PAS-89, pp. 941-950, May/June 1970.
10. Clark, "*Voltage Control and Reactive Supply Problems*," IEEE Course Text on Reactive Power: Basics, Problems, and Solutions, Publication 87EH0262-6-PWR.
11. U.S. Department of Energy Report, "*Static Reactive Power Compensators for High Voltage Power Systems*," Prepared by General Electric Company, DOE/NBM-1010, March 1982.
12. Grande G. Armando, Cuevas A. Fco., "Análisis de Resonancia Armónica y de Sobrevoltajes Transitorios en la Subárea de Cd. Juárez, Chih., con motivo de la incorporación de dos Bancos de Capacitores en Derivación en el nivel de 115 kV", CFE, UIE, Mayo 1995.
13. Barbier and J. P. Barret, "*Analysis of Phenomena of Voltage Collapse on a Transmission System*," Revue Generale de l-electricite, Vol. 89, October 1980, pp. 672-690.

14. IEEE Committee Report, "*Proposed Terms and Definitions for Power System Stability*," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, nO. 7, PP. 1894-1898, JULY 1982.
15. Kundur Prabha, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
16. Juan Antonio Yebra Morrón, *Compensación de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos*, McGraw-Hill, 1986.
17. Carson W. Taylor, *Power System Voltaje Stability*, Editorial McGraw-Hill, 1994.
18. Cate, K. Hemmaplardh, J. W. Manke, and D.P. Gelopulos, "*Time Frame Notion and Time Response of the Models in Transient, Mid-Term and Long-Term Stability Programas*," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 1, pp. 143-151, January 1984.
19. Pal, "M. K. *Voltage Stability Conditions Considering Load Characteristics*," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, pp. 243-249, February 1992.
20. Weedy, *Electric Power Systems*, Third Edition Revised, John Wiley & Sons, 1987 (earlier editions 1967, 1972, and 1979).
21. General Electric Company, *Voltage Regulation*, Omnitext, 1979.
22. Van Cutsem, "*Dynamic and Static Aspects of Voltage Collapse*," Proceedings: Bulk Power System Voltage Phenomena-Voltage Stability and Security, EPRI EL-6183, pp. 6-55-6-79, January 1989.
23. Taylor, "*Concepts of Undervoltage Load Shedding for Voltage Stability*," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, pp. 480-488, April 1992.
24. Clark, "*Voltage Stability: Criteria, Planning Tools, Load Modeling*," EPRI/NERC Forum on Operational and Planning Aspects of Voltage Stability, Breck-enridge, Colorado, 14-15 September 1992.
25. Van Custsem, "*Voltage Collapse Mechanisms: A Case Study*," Proceedings: Bulk Power System Voltage Phenomena II: Voltage Stability and Security, Deep Creek Lake, Maryland, pp. 85-101, 4-7 August 1991.
26. Gao, G.K. Morison, and P. Kundur, "*Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis*," IEEE Trans., Vol. PWRS-7, No. 4, pp. 1529-1542, November 1992.
27. Martins, "*Efficient Eigenvalue and Frequency Response Methods Applied to Power System Small-Signal Stability Studies*," IEEE Trans., Vol. PWRS-1, No. 2, pp. 217-225, February 1986.
28. Ing. Nahum Roman Vargas - Área de Control Oriental, Octubre de 1993

29. St. Clair, "Practical concepts in capability and performance of Transmission lines", AIEEE. Trans. on PAS, Vol. 72, Part III, pags. 1152-1157, Diciembre 1953.
30. Arroyo, "Operación de Líneas de Transmisión", Memoria del IEEE. México 79, págs. 112-120. Septiembre de 1979.
31. Gutman, "Application of line loadability concepts to operating studies", 88WM 167-9. 1988.
32. Roman, G. Arroyo, "Evaluación de Cargabilidad en Líneas de Transmisión", 4to. Coloquio Académico de la Selección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-IPN, 25-27 Noviembre 1992, México D.F.
33. Dunlop, R. Gutman, P.P. Marchenko, "Analytical Development of Loadability Characteristics for EHV and UHV Transmissions Lines", IEEE. Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No.2, March/April 1979.
34. Kay, P.W. Sauer, R.D. Shultz, R.A. Smith, "EHV and UHV line loadability dependence on VAR supply capability", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-101, No.9 September 1982.
35. Aboytes, G. Arroyo, "Security Assessment in the Operation of Longitudinal Power Systems", IEEE, Trans. on Power Systems, Vol. PWRS-1, No.2, págs. 225-232. Mayo 1986.
36. EPRI, "Transmission Line Reference Book", 345 kV and Above, second edition, 1982.
37. Miller, J.E. Timothy, "Reactive power control in electric systems", New York, John Wiley, 1982.
38. Arroyo Roman, "Programa para obtener con microcomputadora la curva de cargabilidad de Líneas de Transmisión", 1er. Congreso de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas de la ESIME-IPN, 25-29 Noviembre 1991, México D.F.
39. Marbury, Power Capacitor, Editorial McGraw-Hill.