

01170

10



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

MEJORA EN LA OPERACION DE LOS SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO SISTEMAS DE
TRANSMISION FLEXIBLES DE CORRIENTE ALTERNA
(FACTS)

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERIA
SISTEMAS DE POTENCIA

PRESENTA:

DANIEL PANIAGUA SILVA

DIRECTOR DE TESIS:
M.I. GUSTAVO VILLA CARAPIA

CIUDAD UNIVERSITARIA

JULIO 2001



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.

AGRADECIMIENTOS

Dr Amado Salazar Violante

MI Gustavo Villa Carapia

Ing Rafael Guerrero Cepeda

Dr José Cohen Sak

Ing Antonio Castro

Por su apoyo y/o por sus valiosas aportaciones sobre la investigación realizada

INDICE

Introducción

Antecedentes.....	i
Planteamiento del problema	ii
Objetivos	iv
Organización del trabajo	iv

Capítulo 1

Consideraciones generales de los sistemas de potencia y concepto de FACTS

1.1 Operación de las redes eléctricas	1
1.2 Control de potencia activa y reactiva.....	4
1.3 Compensación de redes eléctricas: inicio de los FACTS.....	7
1.3.1 Semiconductores de alta potencia.....	8
1.3.2 Desarrollo de los FACTS.....	10
1.3.3 Tipos de FACTS.....	14
1.3.3.1 Importancia de los diferentes tipos de controles.....	17

Capítulo 2

Controles en paralelo

2.1 Objetivos de la compensación en paralelo	
Soporte de tensión – estabilidad.....	19
2.2 Efectos del soporte de tensión en la estabilidad.....	19
2.2.1 Análisis generalizado de la relación entre la estabilidad síncrona y el soporte de la tensión.....	20
2.2.1.1 Soporte de tensión intermedio.....	22
2.2.1.2 Soporte rígido de tensión intermedia.....	24
2.2.1.3 Soporte intermedio con fuente limitada.....	28
2.3 Compensador estático de VAR's (CEV's)	30
2.3.1 Principio de funcionamiento.....	30
2.3.2 Configuraciones.....	31
2.3.3 Control y características de operación de los compensadores estáticos de VAR's.....	32
<i>Elementos del sistema de control</i>	32

<i>Características en estado estable para control discreto</i>	35
2.3.4 Aplicaciones.....	37
2.3.5 Curvas características p- δ	38
2.4 Compensador estático síncrono (STATCOM).....	39
2.4.1 Principio de funcionamiento.....	39
Convertidor de fuente de tensión (VSC).....	40
2.4.2 Aplicaciones.....	42
2.4.3 Curva característica p- δ	43
2.4.4 Aplicación real.....	44
2.5. Comparación teórica entre el STATCOM y el CEV.....	44
2.5.1 Características V-I y V-Q.....	44
2.5.2 Estabilidad transitoria.....	46
2.5.3 Dimensiones físicas e instalación.....	48

Capítulo 3

Controles serie

3.1 Objetivos de la compensación en serie.....	49
3.2 Condensador en serie fijo	51
3.2.1 Principio de funcionamiento.....	52
Efecto de la compensación en serie de un sistema de potencia.....	52
Regulación de tensión en régimen permanente y prevención de la caída de tensión.....	52
Mejora la estabilidad del ángulo del rotor en régimen transitorio.....	53
Control del flujo de energía.....	54
3.3 Condensador en serie controlado por tiristores (TCSC).....	55
3.3.1 Principio de funcionamiento.....	56
Modo de bloqueo.....	57
Modo de by-pass.....	57
Modo de refuerzo capacitivo.....	57
3.3.2 Reducción de la resonancia subsíncrona.....	58
3.3.3 Impedancia aparente de los TCSC.....	58
3.3.4 Aplicación para amortiguar las oscilaciones electromagnéticas.....	60
3.3.5 Curvas características p- δ compensación serie controlada.....	60
3.4 Compensador estático síncrono en serie (SSSC).....	61
3.4.1 Principio de funcionamiento.....	61

Fuente de tensión síncrona.....	61
A. <i>Característica p-δ</i>	64
B. <i>Capacidad para intercambiar potencia activa</i>	67
C. <i>Inmunidad a la resonancia</i>	71
D. <i>Rango de control y de va</i>	73
3.4.2 Conclusiones.....	74
3.5 Comparación entre el SSSC, TSSC y el TCSC.....	76

Capítulo 4

Combinación de controles en serie y paralelo

4.1 Transformador de desplazamiento de fase (PST) y PST asistido (APST).....	81
4.1.1 Principio de funcionamiento.....	82
4.1.2 Transformador asistido de desplazamiento de fase (APST).....	82
4.1.2.1 Diagrama básico.....	83
4.2 Controlador unificado de flujo de energía (UPFC).....	84
4.2.1 UPFC controlador general de flujos de potencia.....	86
4.2.2 Aplicaciones	87
4.2.3 Principio de funcionamiento.....	87
4.2.4 Curvas características p-δ.....	90
4.2.5 Comparación de diferentes controles de flujo de potencia.....	91

Capítulo 5

Comparación del STATCOM y CEV vía Simulación 94

5.1 Modelado del STATCOM en PSSE/E.....	95
5.1.1 Caso base para modelado en estado estable.....	96
5.1.2 Modelado en Dinámica.....	97
5.2 Simulación de caso real.....	106
5.2.1 Comparación en estado estable.....	107
5.2.1.1 Comparación en estado estable de 8 diferentes escenarios.....	108
5.2.1.2 Comparación de curvas P-V.....	109
5.2.2 Comparación en dinámica.....	111

Introducción

Antecedentes

La mayoría de los sistemas de potencia están fuertemente interconectados, involucrando conexiones internas, conexiones regionales y conexiones internacionales. Esto se hace por razones económicas [1], para reducir los costos de la electricidad y para mejorar la confiabilidad del suministro de la energía eléctrica.

Las interconexiones son necesarias no sólo para la entrega de energía, sino también para juntar las plantas eléctricas y los centros de carga con el fin de minimizar la capacidad total de potencia de generación y el costo del combustible, es decir, las interconexiones permiten tomar ventajas de la diversidad de cargas, la disponibilidad de los generadores y del precio del combustible para poder suministrar energía eléctrica a un mínimo costo y con los requerimientos de confiabilidad [1].

Con esa perspectiva las líneas de transmisión pueden restringir el flujo de potencia de los generadores, es decir, menor capacidad de transmisión significa mayores recursos de generación sin importar si el sistema cuenta con grandes o pequeñas plantas generadoras.

El costo de las líneas de transmisión, sus pérdidas así como las dificultades encontradas en la construcción de nuevas líneas, normalmente limitan la capacidad disponible de transmisión [1]. Existen muchos casos en donde se dispone de energía económica o reserva de energía que está embotellada por la capacidad de transmisión. En los sistemas eléctricos deregulados o globalizados, es necesario contar con una red eléctrica efectiva para crear un ambiente competitivo de un servicio eléctrico confiable [2].

Por otro lado, al crecer las transferencias de potencia, los sistemas de potencia se vuelven más complejos para su operación y control y el sistema se vuelve menos seguro para condiciones extremas del mismo. Tener grandes flujos de potencia sin controles adecuados implica tener potencia reactiva excesiva en varias partes del sistema, grandes oscilaciones en diferentes regiones de los sistemas, así como cuellos de botella; por lo anterior no se puede utilizar todo el potencial de las interconexiones, es decir las líneas de transmisión se tienen que operar muy por debajo de su capacidad máxima de transmisión [3].

Planteamiento del problema

Los sistemas de potencia actuales, en su mayoría son controlados por dispositivos mecánicos [1]. Existe una gran utilización de la micro electrónica, las computadoras y las comunicaciones de alta velocidad para el control y protección de los sistemas de transmisión actuales, sin embargo, después que las señales de operación son enviadas a los circuitos de potencia, la acción final en el control se lleva a cabo en los dispositivos de interrupción, y éstos son en su mayoría mecánicos, lo que hace que los controles no sean tan utilizados como se requiere. Otro problema con estos dispositivos mecánicos es que el control no puede ser utilizado frecuentemente, porque tienden a deteriorarse rápidamente en comparación de los dispositivos de interrupción de estado sólido [1].

Se puede afirmar desde un punto de vista de operación en estado estable como dinámica que los sistemas de potencia actuales no están controlados. Los ingenieros eléctricos han aprendido a vivir con estas limitaciones utilizando técnicas ingeniosas para hacer que los sistemas trabajen efectivamente, pero pagando el precio de tener grandes márgenes operativos y redundancia [5].

Esto representa una ventaja que puede ser utilizada efectivamente con el uso prudente de la tecnología que utiliza semiconductores de alta potencia que el Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica (EPRI, Electric Power Research Institute) optó por llamar Sistemas de Transmisión Flexibles de Corriente Alterna, FACTS, por sus siglas en inglés Flexible Alternant Current Transmission System.

En años recientes se tiene mayor demanda en las redes de transmisión, y esta demanda va a seguir creciendo por la falta de nuevas plantas generadoras o por la creciente competencia entre generadores (en sistemas deregulados) [4]. Además se tienen otro tipo de problemas como por ejemplo la dificultad de adquirir nuevos derechos de vías, el aumento de la demanda de energía, la ausencia de planeación a largo plazo y la necesidad de dar libre acceso a compañías generadoras. Todo esto hace que se tenga baja calidad en el suministro de energía y sistemas de potencia inseguros, entendiéndose por inseguro que, ante contingencias sencillas el sistema puede tener problemas de colapso.

Los FACTS son esenciales para aliviar algunas, no todas, de estas dificultades, porque mejoran en gran medida los sistemas de transmisión, haciéndolos más confiables [5].

Para los ingenieros eléctricos, uno de los aspectos más interesantes que ofrecen los FACTS es que proporcionan una nueva oportunidad para controlar la potencia y aumentar la capacidad de transmisión. Al controlar la corriente que fluye a través de una línea de transmisión a un costo razonable permite aumentar considerablemente la capacidad de las líneas existentes, y mas aún al utilizar

FACTS se le permite a la potencia fluir en dichas líneas bajo condiciones normales o bajo contingencias.

Con la habilidad que poseen los FACTS de controlar la impedancia serie, las impedancias en paralelo, la corriente, la tensión, el ángulo de fase, y la disminución de oscilaciones en varias frecuencias por debajo de la nominal, permiten a estos dispositivos tener una gran oportunidad de mejorar los sistemas de potencia. Estas necesidades y la de mantener la confiabilidad que requieren los sistemas no se pueden superar con dispositivos mecánicos a menos que se disminuyan las capacidades de transmisión de las líneas de transmisión [1].

Si se utilizan los FACTS se dará una nueva *flexibilidad* para que las líneas puedan transmitir potencias cercanas a sus límites térmicos. Se puede concluir que los interruptores mecánicos deben ser sustituidos por dispositivos basados en electrónica de potencia de alta velocidad. Se debe enfatizar que los FACTS es una tecnología de mejora, y no un sustituto uno a uno de los interruptores mecánicos.

La tecnología de los FACTS no es un solo control de alta potencia, sino una colección de controles, como se presenta en la siguiente tabla, los cuales pueden ser aplicados individualmente o en coordinación con otros para poder controlar uno o más de los parámetros del sistema antes mencionados. Con una buena elección del controlador FACTS se pueden disminuir las limitaciones específicas de una línea de transmisión.

Tipo de Control	Controles Convencionales Primera Generación de FACTS (Utilizan Tiristores SCR)	FACTS Segunda Generación de FACTS (Utilizan Tiristores GTO)
Compensación Serie	<ul style="list-style-type: none"> • TCSC.- Capacitores en Serie Controlado por Tiristores • TSSC.- Capacitores en Serie interrumpidos por Tiristores 	<ul style="list-style-type: none"> • SSSC.- Compensador Estático Síncrono en Serie
Compensación Paralelo	<ul style="list-style-type: none"> • CEV's.- Compensador Estático de VAR's: 	<ul style="list-style-type: none"> • STATCOM.- Compensador Estático Síncrono
Combinación Serie-Paralelo	<ul style="list-style-type: none"> • PST.- Transformador de Desplazamiento de Fase • APST.- Transformador de Desplazamiento de Fase Asistido 	<ul style="list-style-type: none"> • UPFC.- Controlador Unificado de Flujo de energía

Objetivos

Explicar los problemas operativos actuales relacionados con la red de transmisión así como las posibles soluciones con los FACTS.

Mostrar sobre la base de una investigación documental escrita en el ámbito mundial, que la segunda generación de FACTS comparada con los controles convencionales (primera generación), al incrementar el control en paralelo, en serie y combinación serie-paralelo, mejoran la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

Describir el modelado en estado estable y en dinámica del compensador estático síncrono (STATCOM), para hacer análisis de sistemas eléctricos de potencia, utilizando el programa de Power Technologies Inc. (PTI) llamado PSS/E (Power System Simulator for Engineers).

Comprobar vía simulación las características de mejora en estado estable y dinámica del STATCOM (segunda generación de FACTS) al compararlo con el CEV (primera generación de FACTS) para reforzar la investigación documental realizada.

Organización del trabajo

Para cumplir con los objetivos de este trabajo se organizó esta tesis en 5 capítulos los cuales se resumen a continuación:

En el capítulo 1, *Consideraciones generales de los sistemas de potencia y concepto de FACTS*, se describen los principales problemas que existen en la operación y control de los sistemas de potencia, principalmente en las redes de transmisión, que es en donde pueden intervenir los FACTS; se da una descripción de los dispositivos que se han utilizado para eliminar estos problemas así como los esfuerzos que se han realizado para desarrollar nueva tecnología basada en la electrónica de potencia para poder disminuir las limitaciones que tienen los dispositivos convencionales. Estas investigaciones dieron lugar a los FACTS que se pueden dividir en los siguientes tres grupos: 1) Compensadores en serie, 2) Compensadores en paralelo y 3) Combinaciones de compensadores en serie y en paralelo.

Dentro del capítulo 2, *Controles en Paralelo*; se describe los objetivos de la compensación en paralelo, dando una descripción de los efectos del soporte de la

tensión en la estabilidad con el método de áreas iguales. Después describe la operación, las características principales, el principio de funcionamiento y configuraciones de los controles FACTS que se conectan en paralelo, como son el compensador estático de vars (CEV) y el compensador estático síncrono (STATCOM), además se enuncian los beneficios que aportan para la mejora de los sistemas de potencia; por último se hace una comparación teórica de estos controles en paralelo.

En el capítulo 3, *Controles en serie*, se presenta un análisis similar a los controles en paralelo, es decir, se describen los objetivos de la compensación en serie y las características principales de los controles FACTS que se conectan en serie como el Compensador estático síncrono en serie (SSSC), los capacitores en serie controlados por tiristores (TCSC) y los capacitores en serie interrumpidos por tiristores (TSSC). Por último se hace una comparación entre estos dispositivos conectados en serie.

Las características principales de operación de los controles que utilizan una *combinación de la compensación en paralelo y en serie* están analizados en el capítulo 4. Estos controles son los transformadores de desplazamiento de fase PST, los transformadores de desplazamiento de fase asistido (APST) y el controlador general de flujos de potencia (UPFC). De nuevo al final de este capítulo se hace la comparación entre estos dispositivos.

Finalmente en el capítulo 5 *Comparación del STATCOM y CEV vía simulación*, se da una descripción del modelado en estado estable y en dinámica del compensador estático síncrono (STATCOM) en el programa PSS/E de PTI. Se hace un análisis en estado estable y en dinámica para comprobar los beneficios que nos ofrece el STATCOM en comparación a los CEV's y cuando no se utilizan FACTS. En este capítulo se muestran las gráficas de las simulaciones realizadas para poder hacer la comparación. En estado estable se muestran diagramas unifilares y curvas P-V, en dinámica se realizaron gráficas del comportamiento angular de los rotores de la zona analizada, las tensiones, los flujos de potencia y la generación de potencia reactiva.

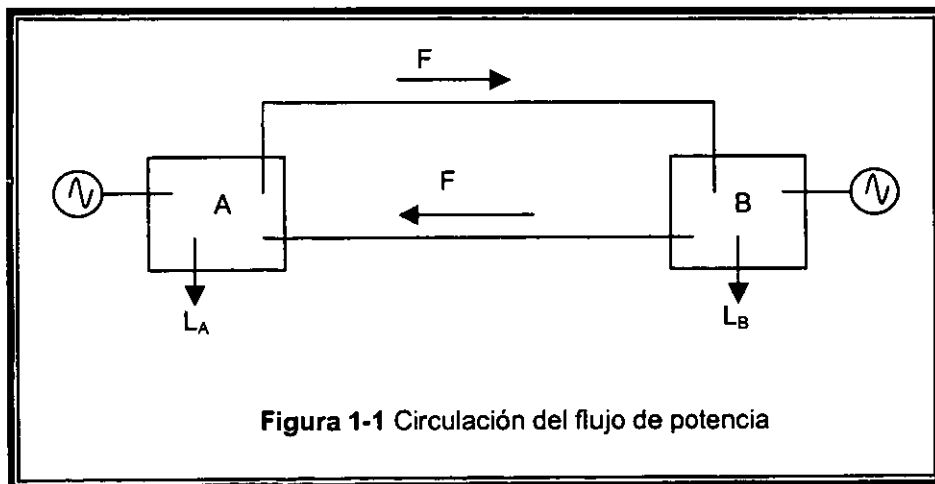
Capítulo 1

CONSIDERACIONES GENERALES DE LOS SISTEMAS DE POTENCIA Y CONCEPTO DE FACTS

1.1 OPERACION DE LAS REDES ELECTRICAS

El flujo de potencia en una red eléctrica dependen de la localización de cargas y centros de generación, así como de la estructura del sistema de transmisión. La distribución de flujos está gobernada por leyes eléctricas, de acuerdo a la impedancia de los elementos de la red, obteniendo en forma natural un equilibrio en tensiones y corrientes. En general, si no existe ningún control, los flujos de potencia seguirán las trayectorias de menor impedancia, independientemente de las fronteras físicas de las empresas eléctricas que forman la red interconectada. Lo anterior puede dar lugar a la "utilización" de los sistemas de transmisión de otras empresas, al operar los sistemas en forma interconectada.

La Fig. 1-1 muestra la circulación del flujo de potencia por los enlaces de interconexión entre sistemas, aún cuando el intercambio neto de potencia es igual a cero. Existen casos que resulta más atractivo, desde el punto de vista eléctrico, el suministro de parte de la carga en A, a través del sistema B, que hacerlo directamente, debido a los costos de generación.

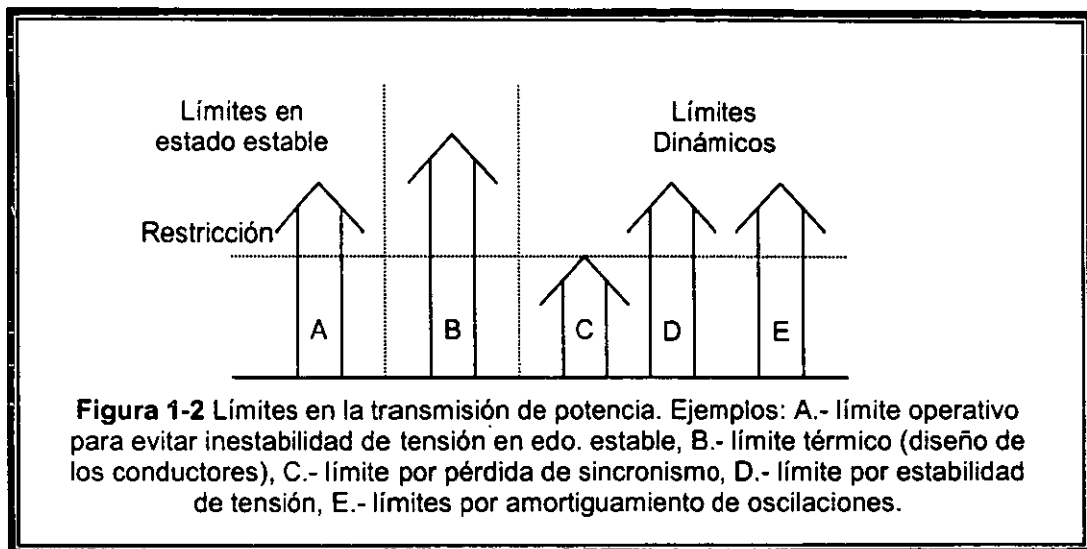


De esta forma, en una red eléctrica es factible tener elementos que están sobrecargados y otros con muy poca carga, adicionalmente es común observar la sobrecarga de los enlaces más cargados al crecer la demanda. Esto causa problemas en la operación del sistema, desde el punto de vista de seguridad y calidad del suministro, y requiere alguna forma de control.

Otro aspecto importante en la operación de sistemas eléctricos es la determinación de límites en la cargabilidad del sistema de transmisión. Esta actividad es básica en la supervisión de la seguridad en un sistema eléctrico.

En general, hay limitaciones debido a fenómenos dinámicos, donde la respuesta transitoria de elementos y controles es importante, y limitaciones de estado estable, donde se analiza el impacto de perturbaciones en el estado final de variables.

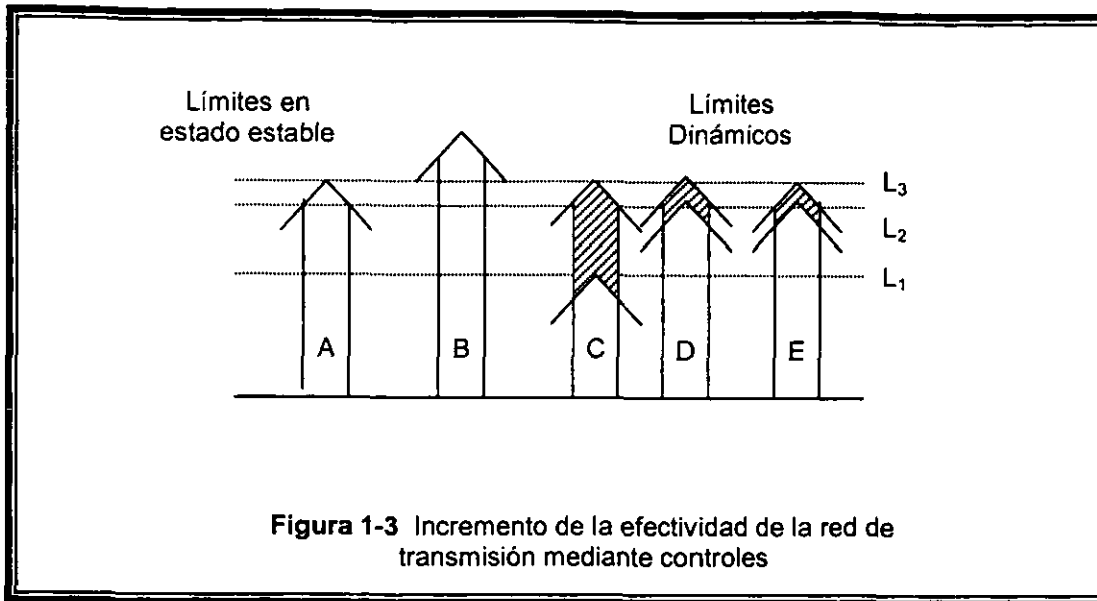
En la Fig. 1-2 se presenta un conjunto de límites para la transmisión de potencia en un sistema, en general los valores son diferentes, el límite que se utiliza en la operación es el más restrictivo de todos los analizados.



En el caso de sistemas longitudinales, con esquemas de transmisión radiales a grandes distancias, los límites pueden ser muy diferentes, encontrando que generalmente los sistemas están limitados por fenómenos dinámicos. Entre las restricciones dinámicas más comunes se tienen:

- límites por pérdida de sincronismo
- límites por estabilidad de tensión
- límites por amortiguamiento de oscilaciones

En muchos casos estos límites pueden estar abajo de los límites térmicos o por caída de tensión en estado estable, lo cual da la impresión de estar subutilizando estos elementos en la operación del sistema. La idea intuitiva es tratar de eliminar estas restricciones en la transmisión, mediante controles y ajustes adaptivos en la red, tratando de nivelar las limitaciones por los diferentes conceptos (Fig. 1-3), y de esta forma hacer un uso más efectivo de los sistemas de transmisión.



En la transmisión de potencia se utiliza el concepto de potencia natural, el cual establece un valor de referencia en la transmisión de energía, en este nivel de transmisión se logra el equilibrio entre la potencia reactiva generada por efecto capacitivo en la línea de transmisión y la potencia reactiva consumida en la reactancia serie de la línea. Adicionalmente, como resultado de este balance se logra el control del perfil de tensión en el elemento.

En la operación de los sistemas usualmente se tendrán líneas con flujos de potencia diferentes a su potencia natural, de esta forma será necesario generar o absorber la potencia reactiva requerida por el sistema de transmisión.

Para esto deberán existir fuentes adecuadas de potencia reactiva que compensen estos desbalances y los requerimientos de la carga reactiva de los usuarios. En la Tabla I se presentan algunas características eléctricas básicas de los sistemas de transmisión para diferentes niveles de tensión [30].

Tabla I. Características de Sistemas de Transmisión.

Tensión KV	(MVAR) 100 Km	Potencia Natural (MW)	Parámetros R (p.u.)	Base 100 MVA X (p.u.)	Z _c (Ω)
115	4.4	35	0.1	0.365	381
230	17.6	137	0.013	0.092	386
400	67.5	528	0.002	0.024	303
500	125	965	0.001	0.013	259

Uno de los objetivos principales en la operación de redes eléctricas es mantener la seguridad del suministro de energía. El concepto de seguridad involucra la supervisión de límites operativos en condiciones normales de operación y ante

posibles contingencias. De esta forma, un sistema se considerará seguro sólo si soporta el impacto de contingencias contenidas en el estándar de seguridad seleccionado. El estándar de seguridad típico es de primera contingencia, pero se pueden establecer condiciones más estrictas, con criterios de segunda o tercera contingencia.

Los criterios de seguridad llevan necesariamente a la supervisión continua de límites operativos, donde se considera la salida de elementos por falla, y a realizar acciones de control preventivo para eliminar el riesgo de inseguridad o colapso del sistema.

Las acciones de control preventivo protegen el sistema contra contingencias factibles de ocurrir; pero generalmente tienen gran impacto económico cuando operan. Ante esta problemática, es de interés analizar medios alternos para garantizar la seguridad operativa sin sacrificar la operación económica.

En la mayoría de las situaciones la inseguridad del sistema se puede resolver mediante inversiones adicionales en recursos de transmisión, o bien mediante la subutilización (embotellamiento) de los recursos de generación. La estrategia interesante es buscar aprovechar mejor los medios de transmisión disponibles, utilizando controles avanzados y ajustes menores en el sistema de transmisión.

En general, la seguridad del sistema requiere la disponibilidad de controles sobre las inyecciones de potencia activa y reactiva que tendrán que dársele, buscando optimizar el comportamiento de la tensión, la frecuencia y el sincronismo del sistema. Mientras la reserva de recursos de control sea suficiente en calidad y rapidez de respuesta, éste podrá operar en forma segura y eficiente.

1.2 CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

El sistema de potencia es normalmente perturbado por cambios en la potencia activa y reactiva de la carga, los cuales son contrarrestados por cambios en las fuentes de potencia activa y reactiva, logrando de esta forma el control de la frecuencia y las tensiones del sistema.

El problema de control es más complejo cuando las variaciones son grandes o bien cuando los cambios son muy rápidos. Este es el caso de la salida de líneas de transmisión con alto flujo de potencia o la pérdida de inyecciones de potencia activa y reactiva.

En sistemas débiles la rapidez del control es muy importante para evitar la desintegración del sistema ante la ocurrencia de contingencias críticas. La indisponibilidad de controles hace que se limite substancialmente la utilización de recursos de generación y transmisión, con el consiguiente impacto económico.

Además de su rapidez de respuesta, la localización de controles es muy importante para la coordinación de estrategias en diferentes áreas del sistema, normalmente se busca que tenga una distribución uniforme de controles. En todos los casos, los recursos de control se deben utilizar buscando mejorar las características de cargabilidad de la red de transmisión e incrementar la seguridad operativa.

Control de Potencia Activa

El control de flujos de potencia en una red de transmisión, sin modificar las cargas o generaciones, requiere de ajustes dinámicos en las características eléctricas del sistema. Las modificaciones producen el efecto de tener válvulas controladoras con cierta capacidad de regulación. La expresión simplificada para la transferencia de potencia activa entre dos puntos es analizada para evaluar el impacto de las diferentes variables en el flujo de potencia, ecuación 1.1

$$P_{ij} = \frac{V_i V_j}{X_{ij}} \text{sen}(\delta_{ij}) \quad (1.1)$$

De acuerdo a esta expresión, la transferencia de potencia depende de tres parámetros básicos; las magnitudes de las tensiones en los nodos extremos, la reactancia inductiva del enlace, y la diferencia entre los ángulos de fase de los nodos extremos.

Las magnitudes de tensiones generalmente están cerca de su valor nominal, especialmente cuando se dispone de fuentes de potencia reactiva para controlar el tensión en los nodos extremos. Lo importante es no reducir la transferencia de potencia debido a la degradación del perfil de tensión.

La reactancia inductiva X_{ij} es una medida de la distancia eléctrica entre los nodos extremos. Si se afecta el valor de la reactancia por una compensación externa a la línea, el valor del flujo de potencia se modificará debido al cambio de distancia eléctrica.

Si las trayectorias T1 y T2 en la Fig. 1-4 son idénticas, con la misma reactancia, transmitirán el mismo flujo por estar eléctricamente en paralelo.

Al incluir una compensación capacitiva (C) del 50%, la reactancia equivalente de T2 se reducirá al 50% del valor original, alterando la distribución del flujo en las líneas. La trayectoria T2 será dos tercios del valor total.

En general el valor del flujo en la línea de interés puede crecer o decrecer dependiendo del tipo y grado de compensación utilizado.

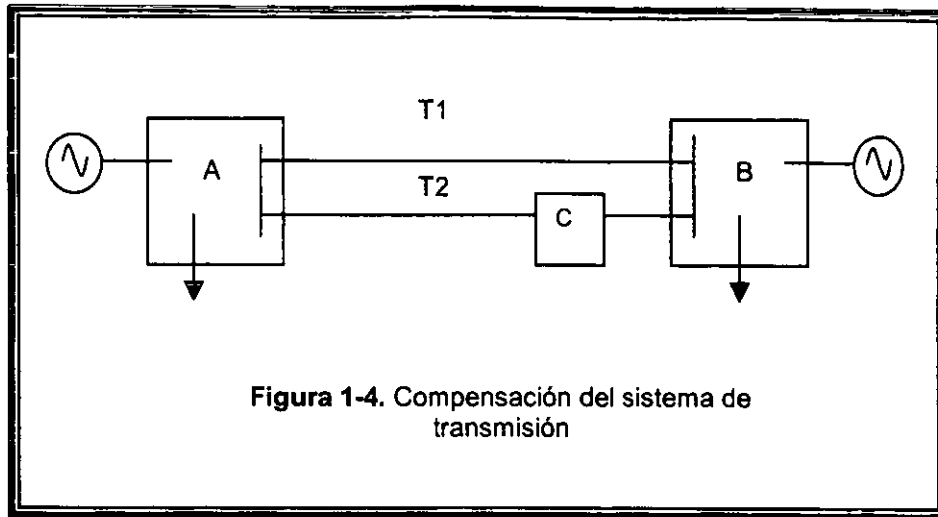


Figura 1-4. Compensación del sistema de transmisión

Otro parámetro importante en el flujo de potencia es el ángulo de fase entre los nodos extremos. Aquí, al incluir un dispositivo defasador (D) se altera también la distribución natural del flujo de potencia.

En la Fig. 1-5 las trayectorias T1 y T2 tienen la misma reactancia, sin embargo, debido al defasamiento del dispositivo, el flujo será diferente por cada enlace.

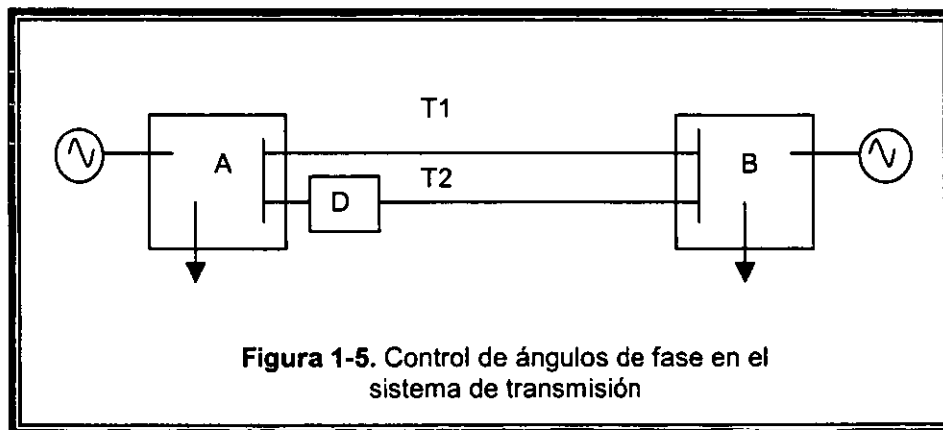


Figura 1-5. Control de ángulos de fase en el sistema de transmisión

Control de Potencia Reactiva

La localización de la demanda de potencia reactiva es un factor importante en la circulación de reactivos en un sistema. En general se trata de localizar las fuentes de potencia reactiva lo más cerca posible (eléctricamente) de los puntos de demanda, tratando de reducir el flujo de reactivos.

Por otro lado, el comportamiento variable de los sistemas de transmisión, desde el punto de vista reactivo, da lugar a la circulación de potencia reactiva y a problemas en el control de tensión del sistema.

Usualmente se trata de mantener un perfil de tensión uniforme en la red de alta tensión, coordinando las tensiones de referencia de las fuentes de reactivos y el ajuste de derivaciones (taps) en transformadores, ambas acciones actúan como válvulas de control para el flujo de potencia reactiva. Se puede decir que al

controlar la circulación de reactivos se mantiene un perfil de tensión más uniforme, aumentando de esta forma la cargabilidad del sistema de transmisión.

De acuerdo a lo descrito en las secciones anteriores, se puede concluir que para controlar el flujo de potencia y aprovechar al máximo el sistema de transmisión, es necesario disponer de cierto rango de control en los siguientes parámetros básicos:

- I. Reactancia de líneas de transmisión,
- II. Inyecciones de potencia reactiva,
- III. Defasamiento angular de tensiones nodales.

1.3 COMPENSACION DE REDES ELECTRICAS: INICIO DE LOS FACTS

El propósito de la compensación es la alteración de corrientes y tensiones a base de cambiar los parámetros eléctricos en un punto local del sistema de transmisión. Otra forma de lograr este propósito es tomar potencia de la línea y reinyectarla como tensión o corriente que posean las mismas características que las que *pueda crear un capacitor o un inductor, pero en su lugar son generadas por un rectificador de estado sólido para sintetizar los efectos del dispositivo pasivo.* Este método de compensación ofrece muchas ventajas, particularmente si se elimina la necesidad de grandes componentes reactivas.

Buscando alternativas , la tecnología dirigió sus pasos hacia los semiconductores. Por más de 20 años se han desarrollado dispositivos utilizando como base semiconductores de alta potencia conocidos como **tiristores** [6]. Sus componentes, son discos de silicio de pocas pulgadas de diámetro y una fracción de pulgada de grueso y pueden manejar cientos y a veces miles de amperes a potenciales de miles de volts. El Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica (EPRI) optó por llamar **FACTS: Sistemas de Transmisión Flexibles de Corriente Alterna**; a la amplia gama de aplicaciones para los circuitos basándose en tiristores.

El desarrollo de sistemas flexibles se ha basado en una combinación de la electrónica de potencia con sistemas de control modernos. El desarrollo de tiristores de alta capacidad ha sido muy importante para la aplicación de esta tecnología en los sistemas de transmisión. Esencialmente se tiene gran rapidez (1/2 ciclo) para realizar la conexión / desconexión de elementos, sin esfuerzos o pérdida de vida útil en componentes. Generalmente, la inserción o desconexión de reactores es controlada y continua, todo a través de la coordinación del ángulo de disparo de tiristores.

El desarrollo de estos dispositivos provee a la industria eléctrica con nueva tecnología capaz de hacer frente en forma efectiva a las demandas de los usuarios. Estos interruptores son la base para el control de sistemas que pueden guiar el flujo de megawatts tan rápido y eficiente como lo hacen los circuitos

integrados de microwatts. Pueden resguardarse de interrupciones en cascada e incrementar significativamente la capacidad utilizable de muchas líneas de transmisión.

Mas aún, actuando en una pequeña fracción de un ciclo de CA pueden evitar inestabilidades, daños en equipos y/o desconexiones. Un interruptor elaborado con tiristores, por ejemplo, puede desconectar una línea de potencia con falla y volverla a conectar sin interrumpir la forma de la onda de CA.

Los sistemas basados en tiristores pueden controlar impedancias, tensiones, corrientes y ángulos de fase de tal forma que sería imposible lograrlo con los interruptores mecánicos.

Estos dispositivos pueden aumentar la flexibilidad de las redes de transmisión haciendo posible que la compañía eléctrica suministradora utilice mejor sus líneas de transmisión que actualmente están limitadas por sobrecargas, estabilidad u otros problemas.

De hecho, en algunos casos, se puede duplicar la capacidad de algunas líneas importantes; en este sentido, las compañías suministradoras pueden diferir la instalación de nuevas líneas de transmisión y de plantas generadoras.

1.3.1 Semiconductores de alta potencia

Dentro de los dispositivos electrónicos de potencia, podemos citar: los diodos y transistores de potencia, el tiristor, así como otros derivados de éstos, tales como los triac, diac, conmutador unilateral o SUS, transistor uniunión o UJT, el transistor uniunión programable o PUT y el diodo Shockley.

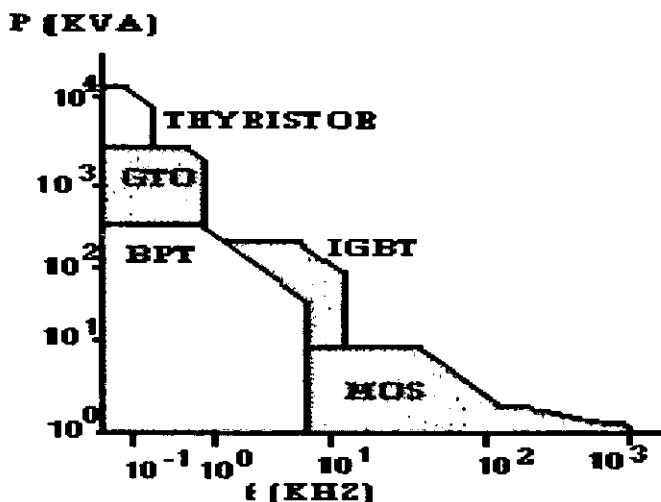
Existen tiristores de características especiales como los fototiristores, los tiristores de doble puerta y el tiristor bloqueable por puerta (GTO).

Lo más importante a considerar de estos dispositivos, es la curva característica que nos relaciona la intensidad que los atraviesa con la caída de tensión entre los electrodos principales.

El componente básico del circuito de potencia debe cumplir los siguientes requisitos:

- Tener dos estados claramente definidos, uno de alta impedancia (bloqueo) y otro de baja impedancia (conducción).
- Poder controlar el paso de un estado a otro con facilidad y pequeña potencia.
- Ser capaces de soportar grandes intensidades y altas tensiones cuando está en estado de bloqueo, con pequeñas caídas de tensión entre sus electrodos, cuando está en estado de conducción. Ambas condiciones lo capacitan para controlar grandes potencias.
- Rapidez de funcionamiento para pasar de un estado a otro.

El último requisito se traduce en que a mayor frecuencia de funcionamiento habrá una mayor disipación de potencia. Por tanto, la potencia disipada depende de la frecuencia.



Ahora veremos los tres bloques básicos de semiconductores de potencia y sus aplicaciones fundamentales:

Semiconductores de alta potencia

Dispositivo	Intensidad máxima
Rectificadores estándar o rápidos	50 a 4800 Amperios
Transistores de potencia	5 a 400 Amperios
Tiristores estándar o rápidos	40 a 2300 Amperios
GTO	300 a 3000 Amperios

Aplicaciones :

- Tracción eléctrica: troceadores y convertidores
- Industria:
 - Control de motores asíncronos
 - Inversores
 - Caldeo inductivo
 - Rectificadores

Módulos de potencia

Dispositivo	Intensidad máxima
Módulos de transistores	5 a 600 A. 1600 V.
SCR / módulos rectificadores	20 a 300 A. 2400 V.
Módulos GTO	100 a 200 A. 1200 V.
IGBT	50 a 300A. 1400V.

Aplicaciones :

- Soldadura al arco
- Sistema de alimentación ininterrumpida (SAI)
- Control de motores
- Tracción eléctrica

Semiconductores de baja potencia

Dispositivo	Intensidad máxima
SCR	0'8 a 40 A. 1200 V.
Triac	0'8 a 40 A. 800 V
Mosfet	2 a 40 A. 900 V.

Aplicaciones :

- Control de motores
- Aplicaciones domésticas
- Cargadores de baterías
- Control de iluminación
- Control numérico
- Ordenadores

En los últimos años el desarrollo de esta tecnología ha permitido diseñar nuevos sistemas de excitación de generadores, estaciones rectificadoras e inversoras para sistemas de transmisión de alta tensión en corriente directa, y también sistemas de compensación estáticos, utilizando todos ellos microprocesadores y nuevos esquemas de control para el control de disparo de tiristores.

En síntesis, abren posibilidades para el control de distribución de potencia que no pudo ser explotada por sus predecesores: los interruptores electromecánicos. Las compañías eléctricas que los utilicen serán capaces de entregar más potencia de mejor calidad mientras se reducen las pérdidas por transmisión y consecuentemente la cantidad de energía que deben generar.

1.3.2 Desarrollo de los FACTS

El concepto de FACTS expresa un grupo de conceptos de controles de alta velocidad de potencia, los cuales utilizan la tecnología en estado sólido y representan el siguiente paso en la evolución de la compensación.

El desarrollo de los FACTS se dirige a realzar la red de CA utilizando una malla estratégicamente establecida de controladores dinámicos los cuales pueden llevar a cabo varias funciones:

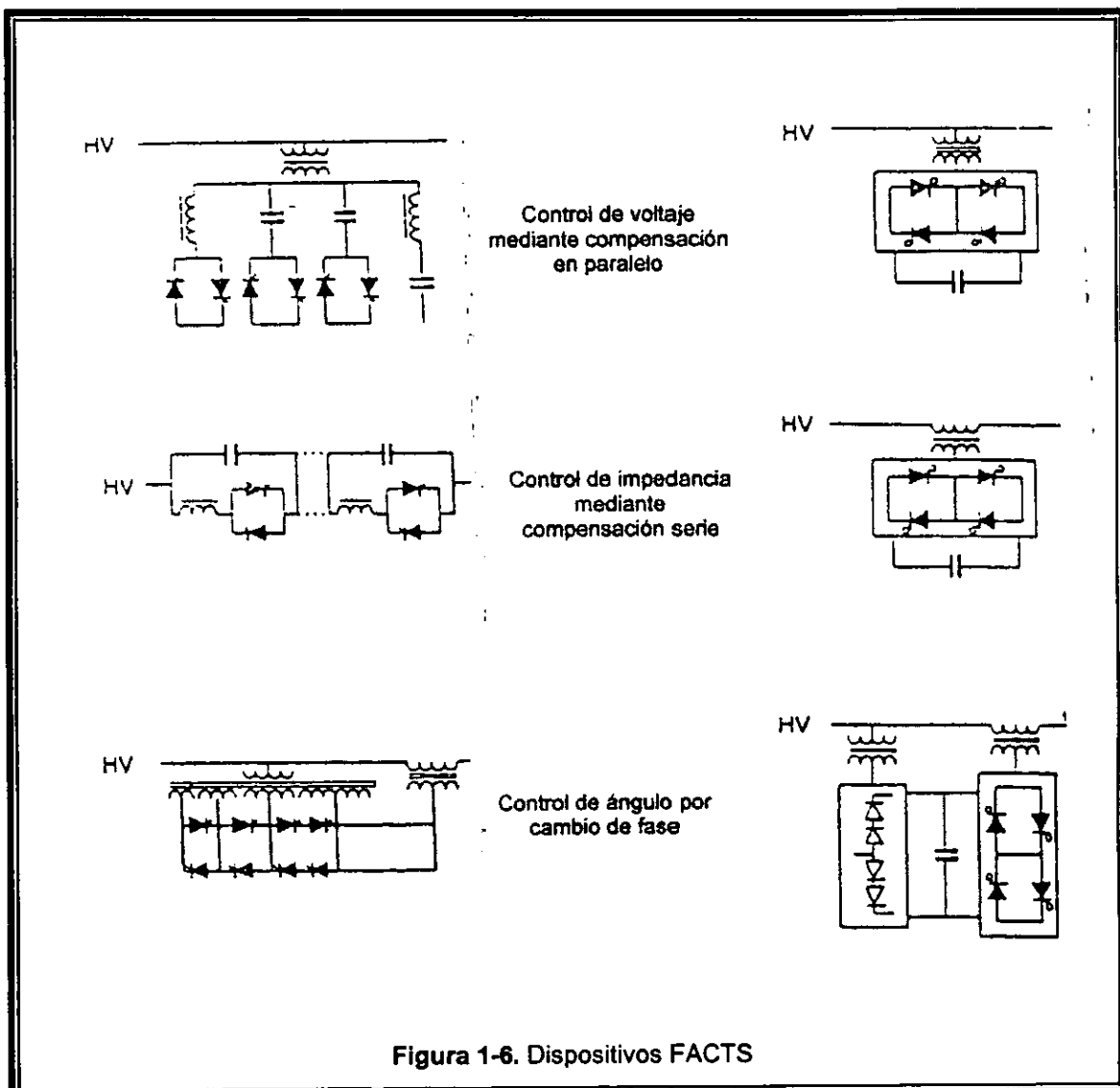
- Controlar el flujo de potencia en la red.
- Respuesta dinámica a las inestabilidades del sistema.

- Maximizar la transferencia de potencia minimizando las pérdidas de potencia reactiva.

Se estima que instalando los dispositivos FACTS en lugares estratégicos del sistema de transmisión pueden rendir un incremento cercano al 40% [32]. de la capacidad en la red de transmisión existente.

Existen dos familias de dispositivos FACTS. El primer grupo se basa en el aumento de técnicas de compensación pasiva con tiristores, aquí se incluye el compensador estático de VAR (CEV's) el cual puede considerarse como el primer dispositivo de FACTS.

El segundo grupo de dispositivos utiliza tiristores GTO basados en fuentes rectificadoras de tensión para sintetizar la compensación necesaria. La figura 1-6 ilustra como se pueden implementar tres métodos de compensación.



Todos los métodos de compensación basados en tiristores operan con el principio de reemplazar los interruptores mecánicos con interruptores de estado sólido para controlar las componentes pasivas.

Por ejemplo el compensador estático de VARS (CEV), el cual quedará descrito más adelante, consiste de capacitores e inductores conectados en derivación con el sistema de potencia.

Los dispositivos pasivos se conectan dentro del circuito a través de bancos de pares de tiristores. La impedancia de la red cambia en respuesta a las variaciones de la carga al conectar o desconectar un capacitor o al variar el ángulo de disparo de los tiristores variando el tiempo a una fracción de medio ciclo en que la inductancia está en el circuito.

Las componentes pasivas también se pueden incluir en serie con la línea usando tiristores para cortar su salida cuando sus funciones compensatorias no sean requeridas.

El dispositivo más importante del segundo grupo de FACTS (ilustrado al lado derecho de la figura 1-6) es la fuente de tensión trifásica rectificadora. Este es un elemento electrónico de potencia en estado sólido capaz de convertir CD a CA o viceversa.

Esto se lleva a cabo con interruptores GTO en estado sólido y una pequeña cantidad de energía almacenada en CD necesaria para mantener una tensión constante en las terminales de CD durante las operaciones normales. Se habrá de notar que los dispositivos FACTS de este tipo no almacenan potencia, en cambio la corriente absorbida en una fase es inmediatamente reinyectada al sistema a través de otra fase.

Así la tensión generada está siempre en sincronismo con la tensión del sistema. Las promesas de los sistemas basándose en rectificadores son:

- Mejoran la estabilidad y comportamiento de los sistemas de transmisión permitiendo una mayor utilización de los activos existentes.
- Los dispositivos basados en rectificadores conducen a mejorar los diseños modulares. Esto reducirá la cantidad de detalles necesarios para cada proyecto, asegurando mejores diseños y permitiendo simplificar las estrategias de mantenimiento.
- La modularidad y compactación de estos dispositivos significa que las unidades se entregan listas para su ensamble, minimizando así los espacios para su instalación con la ventaja adicional que se pueden relocalizar, lo que asegura que los dispositivos pueden usarse durante toda su vida útil.

- Debido a que los dispositivos confían en la electrónica de potencia para realizar la compensación, el costo de este tipo de compensación se irá reduciendo a medida que se avance en los interruptores de estado sólido.

Los sistemas flexibles de transmisión incluyen alta tensión de corriente directa y los avances en los tiristores relacionados, que son los que limitan el presente control mecánico de los sistemas de transmisión de potencia de corriente alterna.

Utilizando controladores electrónicos confiables de potencia y alta velocidad, la tecnología ofrece a la industria eléctrica cinco oportunidades para incrementar la eficiencia:

1. Seguridad de carga (no sobrecarga) de las líneas de transmisión a niveles cercanos a sus límites térmicos.
2. Mayor flexibilidad para transferencia de carga entre las áreas controladas, de tal forma que los márgenes de reserva de generación aumenten.
3. Prevenir las salidas en cascada limitando los efectos de las fallas y daños en los equipos.
4. Amortiguación de las oscilaciones del sistema de potencia que podrían dañar al equipo y los límites que se usan en la capacidad de transmisión
5. Mayor control de potencia, de tal forma que circule la energía por las rutas de transmisión deseadas.

Por esto los sistemas flexibles obligan a estrechar la relación entre los controles de transmisión con la habilidad para dirigir los parámetros interrelacionados que contienen los sistemas de hoy en día, incluyendo impedancias en serie, impedancias en derivación, ángulo de fase.

Agregando los equipos necesarios para hacer a los sistemas flexibles; los operadores son capaces de utilizar una línea de transmisión a valores cercanos a sus límites térmicos.

Por ejemplo, una línea de transmisión de 500 KV tiene un límite de carga de 1000 a 2000 MW para operación sin riesgo, pero tiene un límite térmico de 3000 MW [33].

Es frecuente que no sea posible soportar ciertas restricciones y mantener la confiabilidad requerida utilizando medios mecánicos convencionales solamente, tales como intercambio de taps cambiadores de fase (defasadores) y capacitores o inductores (reactores) con interruptores.

Facilitando la transferencia de bloques de energía las redes interconectadas ayudan a minimizar la necesidad de instalar nuevas plantas generadoras de potencia y hacen factible la compra o venta de energía entre ellas.

Para este fin, la red eléctrica de transmisión flexible de energía eléctrica proporciona un costo bajo. Y sin embargo, una red de transmisión inadecuada llevará a costos altos.

La dificultad, cada vez mayor, para adquirir los derechos de vía para nuevas líneas de transmisión, así como los costos que esto implica, han hecho posible la utilización de la tecnología de los sistemas flexibles de transmisión.

Además permite la planeación de líneas de transmisión bajo nuevas opciones para controlar la potencia, aumentando la capacidad de las líneas de transmisión actuales, modificando las impedancias de la línea así como la regulación del ángulo de fase.

La nueva tecnología, entonces se podría concluir que no se refiere a un simple controlador electrónico de potencia, sino a un conjunto de controladores, los cuales pueden ser usados individual o colectivamente en cualquier sistema eléctrico de potencia, en donde se quieran controlar los cinco puntos interrelacionados descritos anteriormente.

1.3.3 Tipos de FACTS

En general los FACTS pueden ser divididos en cuatro categorías:

- Controles en serie
- Controles en paralelo
- Combinaciones de controles serie-serie
- Combinaciones de controles serie-paralelo

Aunque la primera y la tercera suelen considerarse como controles en serie.

La figura 1-7a muestra el símbolo generales de los FACTS: un tiristor

Controles en serie (Figura 1-7b): Los controles en serie pueden ser impedancias variables, como capacitores, reactores, etc. O dispositivos con electrónica de potencia con fuentes variables de frecuencia fundamental, con frecuencias subsíncrona o armónica (o combinaciones). En general, todos los controles en serie inyectan una tensión en serie con la línea. Aún las impedancias variables en serie representan una inyección de tensión serie en la línea. Mientras la tensión en fase esté en cuadratura con la corriente de línea, el control serie solo genera o absorbe potencia reactiva, cualquier otra relación del ángulo de la tensión y la corriente involucraría tener potencia real.

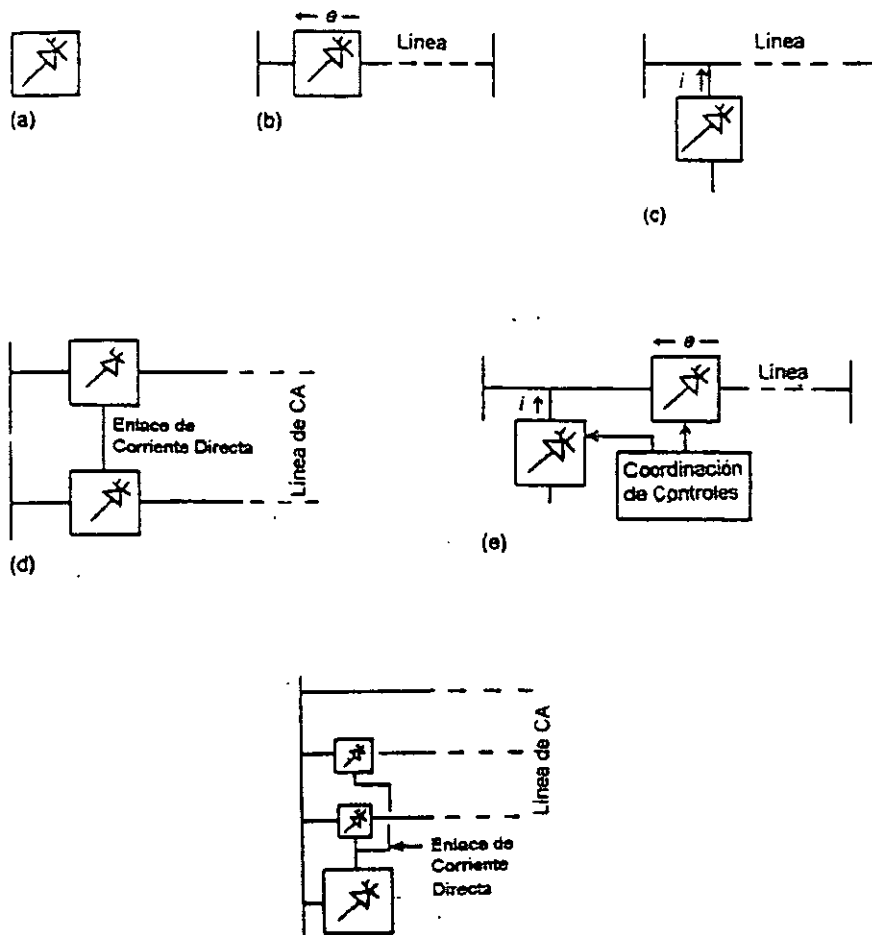


Figura 1-7 (a) Tiristor, (b) Controles en Serie, (c) Controles en paralelo, (d) Combinación serie-serie, (e) Controles Serie Paralelo (f) Controles Serie Paralelo en control unificado de flujo

Controles en Paralelo (Figura 1-7c): Al igual que en el caso de los controles en serie pueden ser impedancias variables, fuentes variables o combinación de ellas. El principio de los controles en paralelo es inyectar corriente al sistema en el punto de conexión. Mientras la corriente inyectada esté en cuadratura con la tensión de línea estos controles sólo generan o absorben potencia reactiva, de lo contrario también se involucraría a la potencia real.

Combinación de controles serie-serie (Figura 1-7d): Esto puede ser una combinación de controles en serie separados, los cuales se controlan en forma coordinada en un sistema de transmisión multilínea, o puede ser un control unificado figura 1-7d, en donde el control provee de compensación serie reactiva independiente para cada línea, pero además transfiere la potencia real a lo largo de la línea con un enlace de potencia. La capacidad de transferencia de potencia real del control unificado serie-serie, referido como control de flujo de potencia entre líneas, hace posible balancear el flujo de potencia activa y reactiva en las líneas y maximizar la utilización de los sistemas de transmisión. Note que el término “unificado” significa que las terminales de CD todos los convertidores están conectados juntos para la transferencia de potencia real.

Combinación de controles serie-paralelo (Figura 1-7e y 1-7f). Esto puede ser una combinación de controles serie y paralelo separados, los cuales están controlados en forma coordinada (Figura 1-7e), o un control unificado de flujos de potencia con elementos en serie y en paralelo (Figura 1-7f). El principio de operación es inyectar corriente al sistema con la sección en paralelo del control e inyectar tensión en serie con la sección serie del control. Cuando los controles serie y paralelo están unificados o unidos, puede haber un intercambio de potencia real en la parte serie y la parte en paralelo por medio de un enlace de potencia.

Controles en serie:

- SSSC.- Compensador Estático Síncrono en Serie
- TCSC.- Capacitores en Serie Controlado por Tiristores
- TSSC.- Capacitores en Serie interrumpidos por Tiristores

Controles en paralelo

- CEV's.- Compensador Estático de VAR's:
 - TCR.- Reactancia controlada por Tiristores
 - TCS.- Condensador conmutado por Tiristores
 - TRS.- Reactancia conmutada por Tiristores
- STATCOM.- Compensador Estático Síncrono

Combinación serie-paralelo

- UPFC.- Controlador Unificado de Flujo de Energía
- PST.- Transformador de Desplazamiento de Fase
- APST.- Transformador de Desplazamiento de Fase Asistido

1.3.3.1 Importancia de los diferentes tipos de controles

Es importante apreciar que los controles conectados en serie impactan en la tensión y por lo tanto en la corriente de línea y en el flujo de potencia. Si el propósito de la aplicación es controlar la corriente/flujo de potencia y disminuir las oscilaciones, los controles en serie son más efectivos que los controles en paralelo para una misma potencia en MVA.

Por otro lado, como ya se mencionó, los controles en paralelo son como fuentes de corriente que inyectan corriente a la línea. Los controles conectados en paralelo son efectivos para el control de tensión en el punto de conexión y alrededor del punto inyectando corriente (en atraso o en adelante), esta inyección se puede ver como inyección de potencia reactiva, además puede inyectar sólo potencia reactiva o potencia activa y reactiva para un control más efectivo del control de tensión y para disminuir las oscilaciones de tensión.

Esto no quiere decir que los controles conectados en serie no puedan ser utilizados para mantener la tensión en una línea. Después de todo las fluctuaciones de tensión son generalmente consecuencia de las caídas de tensión en las impedancias series de las líneas de transmisión, transformadores y generadores. Más aún añadir o disminuir tensión en serie con los controles en serie puede ser la forma más efectiva en costo para mejorar el perfil de tensión. Pero el control conectado en paralelo es mucho más efectivo en mantener la tensión requerida en un punto de la red.

Una ventaja importante de los controles en paralelo es que influye en el bus independientemente de cuantas líneas estén conectadas a ese bus. Utilizando controles en serie, la solución puede ser que necesite controles separados para cada línea conectada a la subestación, particularmente si la aplicación es para la contingencia de la salida de una línea. Sin embargo, esto no debe ser una razón decisiva para escoger un control en paralelo, porque los MVA requeridos en el control en serie son menores comparados con el control en paralelo, y en dado caso, el control en paralelo no provee directamente el control del flujo de potencia en una línea.

Por otro lado. Los controles en serie tienen que ser diseñados para soportar contingencias y sobrecargas dinámicas, y soportar o aislarlos (bypass) contra corrientes de corto circuito. Deben ser protegidos por apartarayos de oxido de metal o temporalmente aislarlos con dispositivos de estado sólido cuando se tengan corriente demasiado altas, deben ser diseñados para soportar contingencias de sobretensión o sobretensiones dinámicos.

Por lo antes descrito se observa que tener una combinación de controles en serie con controles en paralelo es la mejor opción para dar un control efectivo en el flujo de la potencia real y en el control de la tensión.

Para la combinación de controles en serie y en paralelo, el control en paralelo puede ser una unidad sencilla que se coordine con un control de línea (figura 1-8). Este arreglo puede ofrecer beneficios adicionales como el control de potencia reactiva si se utilizan controles unificados. El beneficio de añadir un almacenamiento a los controles (como un capacitor grande de CD, o una batería de almacenamiento o un superconductor magnético) es significativo, sobre todo en el control dinámico de los sistemas.

Dados los atributos y los beneficios de cada control, se puede decir que para un determinado problema es necesario evaluar las características de los controles series o paralelos o las combinaciones para poder decidir cuál es la mejor opción.

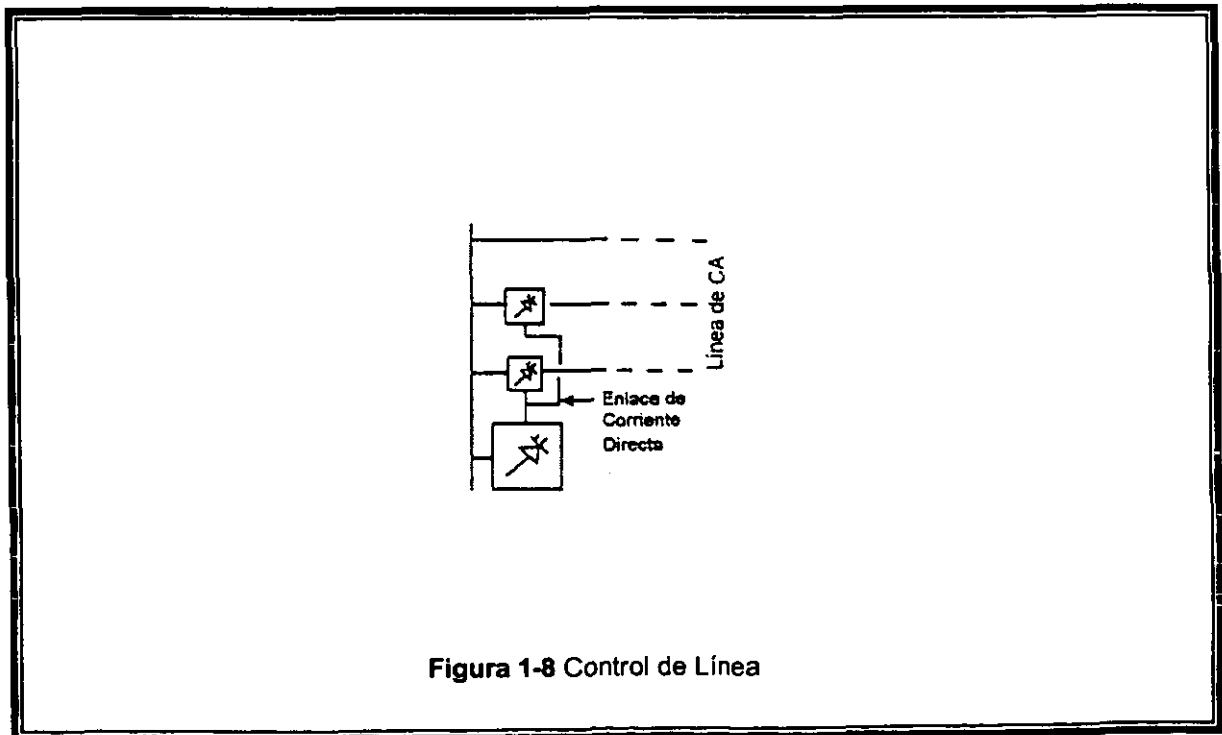


Figura 1-8 Control de Línea

Capítulo 2

CONTROLES EN PARALELO

2.1 OBJETIVOS DE LA COMPENSACION EN PARALELO (SOPORTE DE TENSION ESTABILIDAD)

El control de tensión que se logra en los nodos intermedios de dos o más tramos, de una red de transmisión; es a menudo un factor determinante para conservar el sincronismo del sistema eléctrico. Si esta tensión se soporta por fuentes locales de potencia reactiva, las constantes de tiempo de tales dispositivos deben ser razonablemente cortas, en comparación con la frecuencia de oscilación del sistema (generalmente los periodos son mayores a 1 segundo).

Existen cinco diferentes tipos de fuentes controlables de potencia reactiva:

- i. Generadores intermedios
- ii. Condensadores síncronos en paralelo
- iii. Bancos de capacitores en paralelo
- iv. Compensadores estáticos de VAR's
- v. STATCOM.- Compensador Estático Síncrono

Los generadores intermedios dotados con sistemas de excitación relativamente rápidos sirven adecuadamente al propósito de soporte de tensión; sin embargo agregan el efecto inercial que los caracteriza influyendo en el comportamiento dinámico del sistema.

El soporte de tensión paralelo (shunt) se logra con los condensadores síncronos, bancos de capacitores y los compensadores estáticos de VAR's; sin embargo los dispositivos que presentan las mejores características dinámicas son los dispositivos STATCOM.

2.2 EFECTOS DEL SOPORTE DE TENSION EN LA ESTABILIDAD

Para dar mejor explicación de las ventajas operativas que se pueden obtener con los FACTS es necesario entender cuál es la relación entre potencia activa y potencia reactiva y tensión así como analizar el método de áreas iguales.

La necesidad de tener fuentes controlables de potencia reactiva (compensadores dinámicos) surge fundamentalmente por tres aspectos:

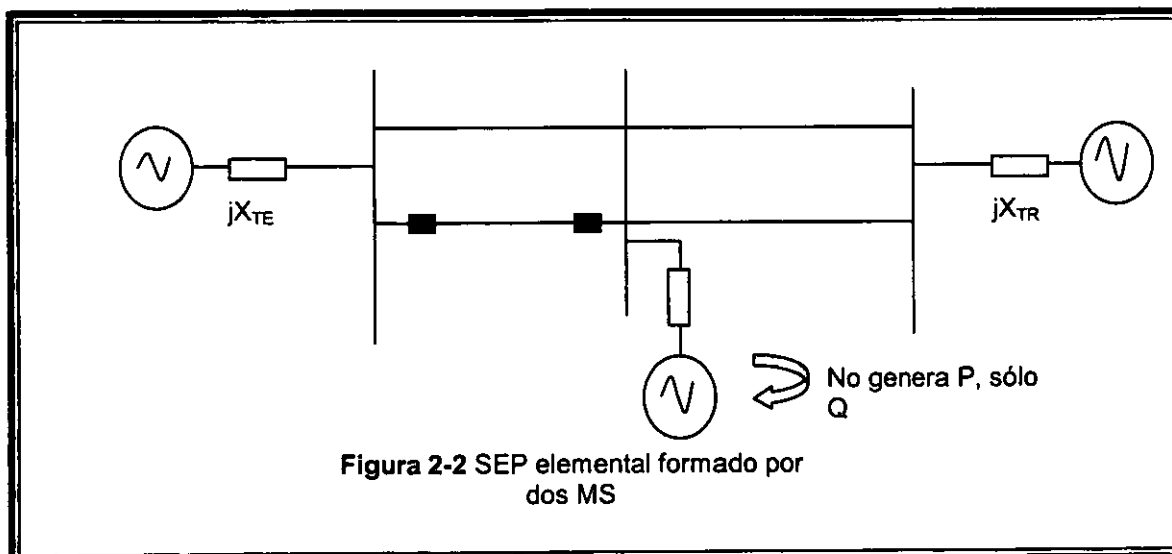
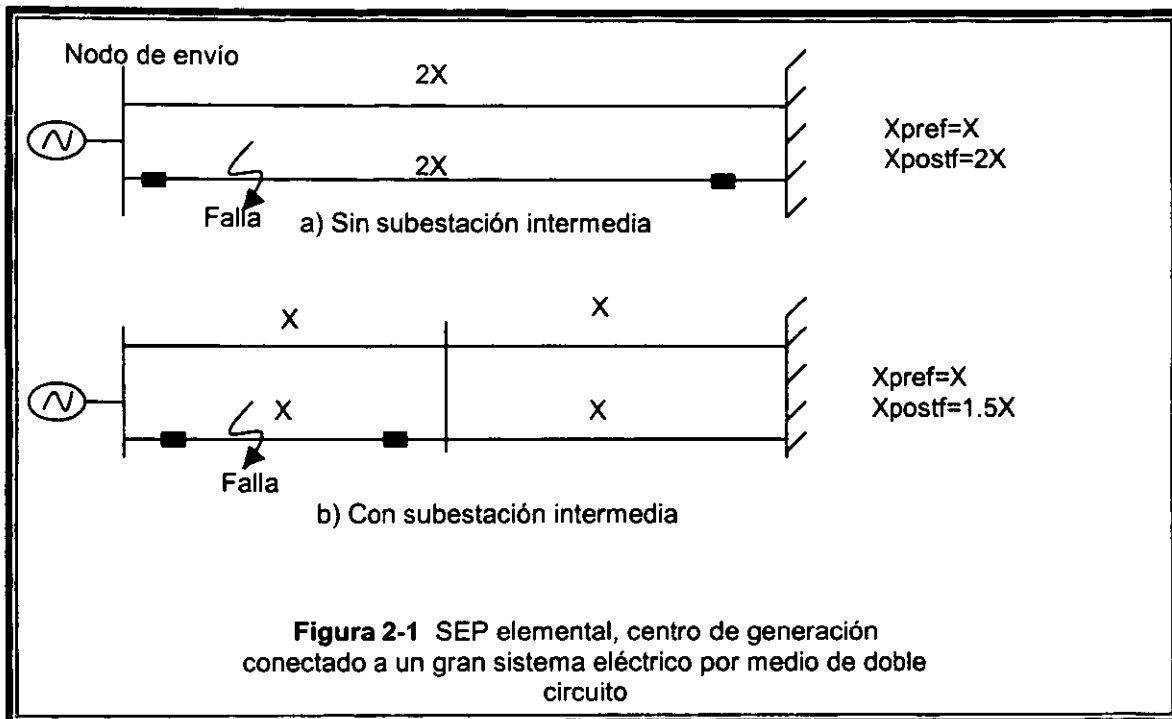
- **Mantener la estabilidad de máquinas síncronas.** El control de la tensión mediante fuentes controlables de potencia mejora la estabilidad del SEP ante la ocurrencia de disturbios que provocan que los rotores cambien rápidamente sus posiciones. Por lo que las fuentes de reactivos pueden mejorar la estabilidad transitoria y dinámica.
- **Controlar la tensión para mantener los valores cercanos al nominal.** Al ocurrir cambios bruscos de carga o de topología de la red, puede requerirse corregir la tensión ya sea en unos cuantos ciclos o en segundos dependiendo de la magnitud del cambio, de lo contrario, pueden dañar al equipo de los usuarios aunque sean variaciones temporales; por ejemplo el efecto "flicker" que son pequeñas variaciones de tensión, debe corregirse en unos cuantos ciclos.
- **Regular los perfiles de tensión en la red eléctrica.** Esto, para evitar la circulación innecesaria de potencia reactiva, reducir las pérdidas de energía y poder aprovechar mejor las capacidades del equipo de transmisión y transformación.

2.2.1 Análisis Generalizado de la Relación entre la Estabilidad Síncrona y el Soporte de la Tensión

El límite de estabilidad de estado estable entre dos fuentes de tensión separadas por una reactancia inductiva, se alcanza cuando el ángulo llega a 90° . Al agregar una subestación intermedia se están haciendo más manejables las líneas ante maniobras al reducirse su longitud y también reduciendo la contingencia sencilla en su grado de severidad para el sistema eléctrico; sin embargo no se mejora el límite de estabilidad.

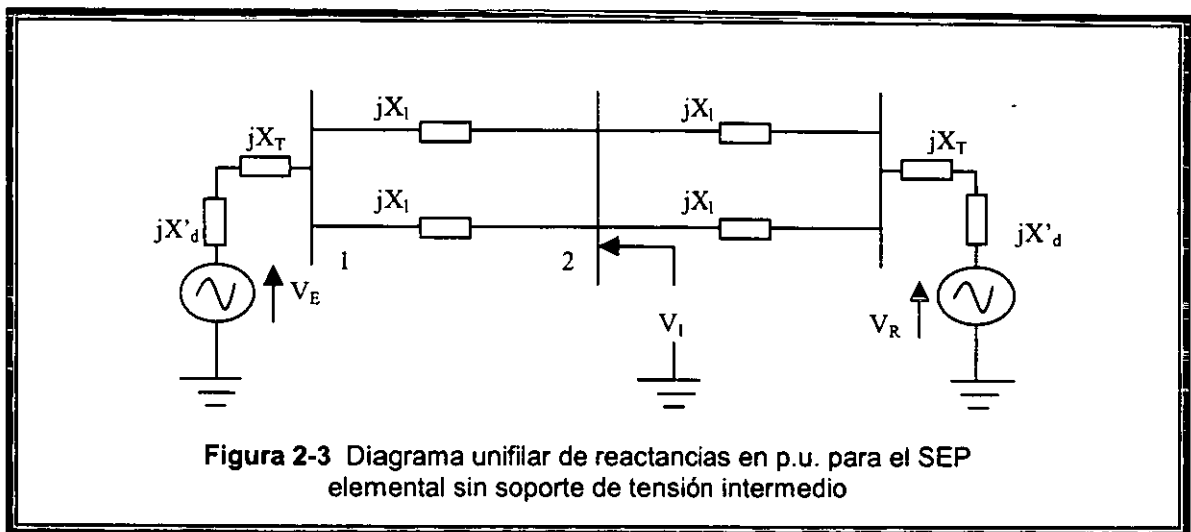
El sistema de la figura 2-1 puede también representarse como uno formado por dos máquinas síncronas (MS); una de envío y otra de recepción como se muestra en la figura 2-2. En ésta última se ha agregado en la subestación intermedia una fuente controlable de potencia reactiva.

Se tienen dos formas para mejorar la estabilidad de redes de transmisión con fuentes de reactivos: **1)** aumentando la cargabilidad en estado estable y, **2)** mejorando la estabilidad transitoria de primera oscilación.



2.2.1.1 Soporte de Tensión Intermedio

En este primer caso no hay fuente controlable de potencia reactiva (compensador dinámico) en la subestación intermedia y para propósitos de simplificación, la capacitancia y resistencia de las líneas son despreciables. El diagrama unifilar de reactancias en por unidad para el SEP elemental sin soporte de tensión intermedio queda mostrado en la figura 2-3



La característica de transferencia de potencia ($P-\delta$) para el SEP de la figura anterior está dada por la ecuación 2.1

$$P = \frac{V_E V_R}{X} \text{sen} \delta_{ER} = P_{\max} \text{sen} \delta_{ER} \quad (2.1)$$

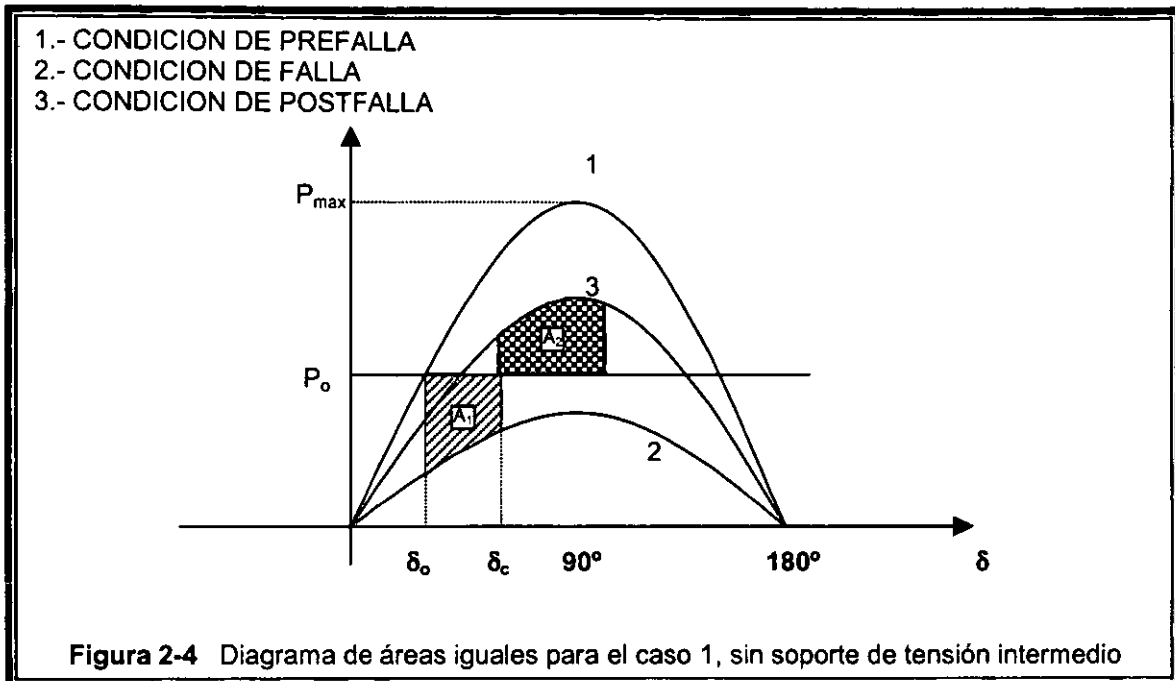
donde

$$X = 2X'_d + 2X_T + X_l$$

Se asumieron valores idénticos tanto para las reactancias de los transformadores de ambos extremos (X_T), como para las reactancias transitorias (X'_d).

Al suponer que ocurre una falla en la línea de transmisión que está entre los interruptores 1 y 2 de la figura 2-3.

La falla se libera disparando los interruptores. Las características P- δ de prefalla, durante la falla y postfalla se ilustran en la figura 2-4 por las curvas 1, 2 y 3 respectivamente.



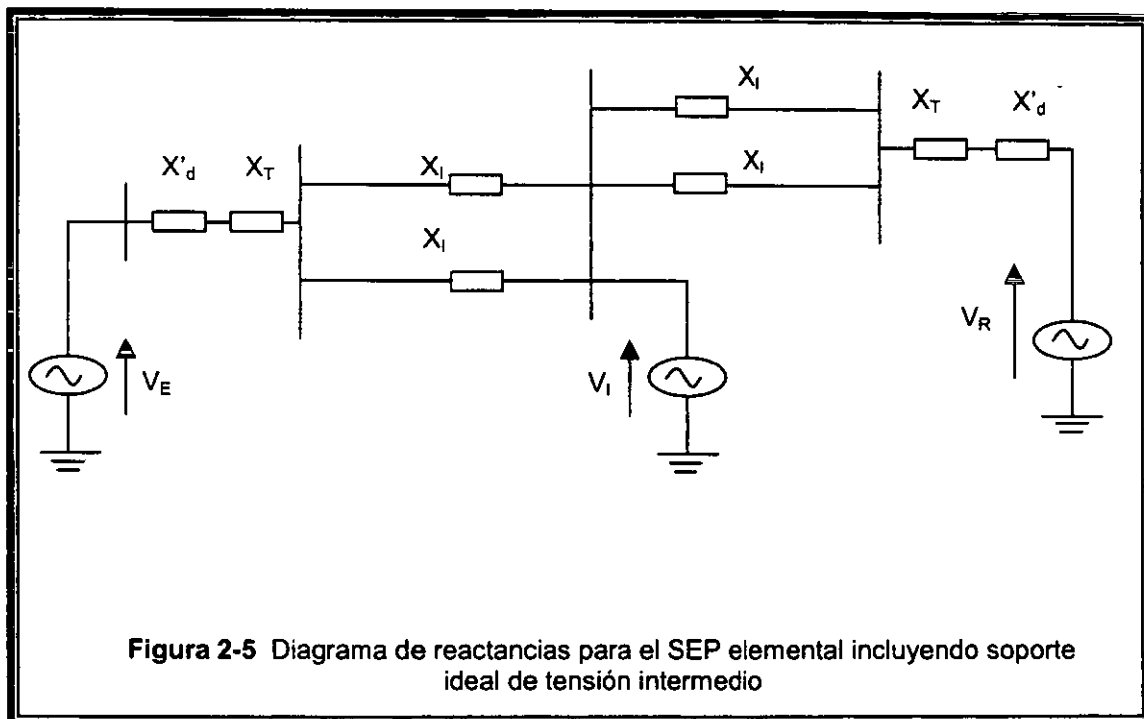
Las tensiones de envío y recepción usados en la ecuación 2.1 son las tensiones transitorias internas, atrás de la reactancia transitoria.

La curva 3 resulta de sustituir X_i por $1.5X_i$ en la ecuación 2.1 El punto P_0 - δ_0 en la curva 1 se escogió de manera que la energía desacelerante A_2 logre un balance justo de la energía acelerante A_1 . Normalmente se procura evitar operar sin margen de estabilidad transitoria para soportar la primer contingencia.

2.2.1.2 Soporte Rígido de Tensión Intermedia

Si se colocara en la subestación intermedia una fuente de capacidad ilimitada se podrían generar los reactivos necesarios a fin de controlar rigidamente la tensión del punto medio en un valor V_I .

Como se observa en el diagrama de reactancias de la figura 2-5, cuando se agrega una fuente de tensión ideal en la subestación intermedia esto equivale a dividir la red de transmisión en dos secciones independientes.



La transferencia de potencia sigue siendo del nodo de envío (E) al nodo de recepción (R). La fuente de tensión intermedia (V_I) sólo tiene capacidad de entregar o absorber potencia reactiva.

Las ecuaciones de transferencia de potencia para cada sección son:

$$P_{EI} = \frac{V_E V_I}{0.5X} \text{sen} \delta_{EI}$$

$$P_{IR} = \frac{V_I V_R}{0.5X} \text{sen} \delta_{IR} \quad (2.2)$$

Como el soporte de tensión intermedia separa en dos mitades exactas a la red, y al ser similares las ecuaciones 2.1 y 2.2, se puede expresar la transferencia de potencia Envío-Recepción (ecuación 2.3), suponiendo magnitudes iguales en las tensiones de envío y recepción, ($V_E = V_R = V$; $\delta_T = \delta_1 + \delta_2$; $P_{EI} = P_{IR} = P$)

$$P_{ER} = 2 \frac{VV_I}{X} \operatorname{sen} \frac{\delta_{ER}}{2} \quad (2.3)$$

La característica (P- δ) se duplica, si además se supone que la tensión intermedia se controla en un valor igual que en los extremos de envío y recepción.

Al operar en iguales condiciones que en el caso uno, se soportaría la misma falla con un margen mucho mayor como se ilustra en el diagrama de áreas iguales de la figura 2-6. Para que ésta última sea válida, la fuente de reactivos conectada en el nodo intermedio debe tener la capacidad suficiente para inyectar los MVAR capacitivos necesarios ante la primera oscilación y con la respuesta de tiempo adecuada. Para este enfoque simplificado se puede asumir una respuesta instantánea.

La potencia reactiva proporcionada por el compensador dinámico queda expresada por la ecuación 2.4

$$Q_c = 4P_{\max} \frac{V}{V} \left(\frac{V_I}{V} - \cos \frac{\delta}{2} \right)$$

haciendo $V_I = V$ entonces

$$Q_c = 4P_{\max} \left(1 - \cos \frac{\delta}{2} \right) \quad (2.4)$$

- 1.- CONDICION DE PREFALLA
- 2.- CONDICION DE FALLA
- 3.- CONDICION DE POSTFALLA

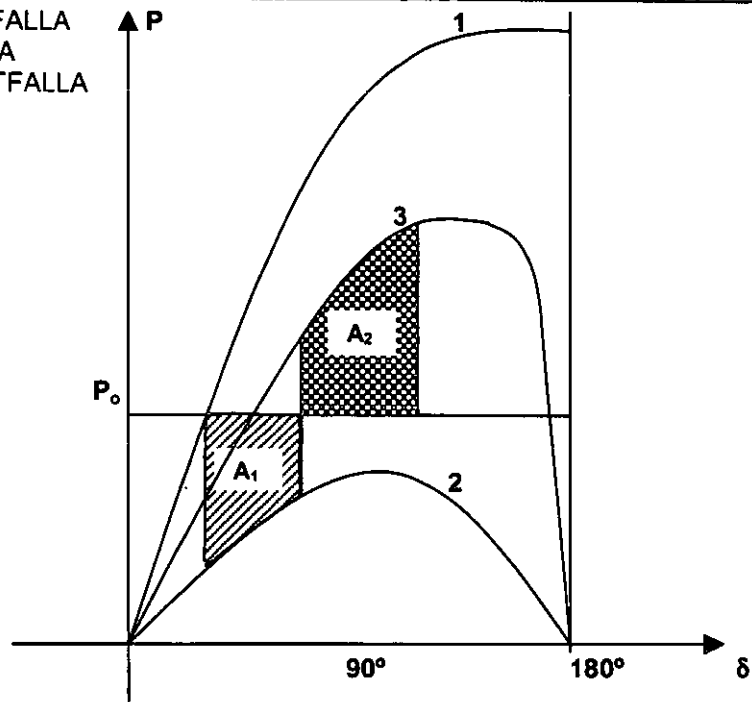
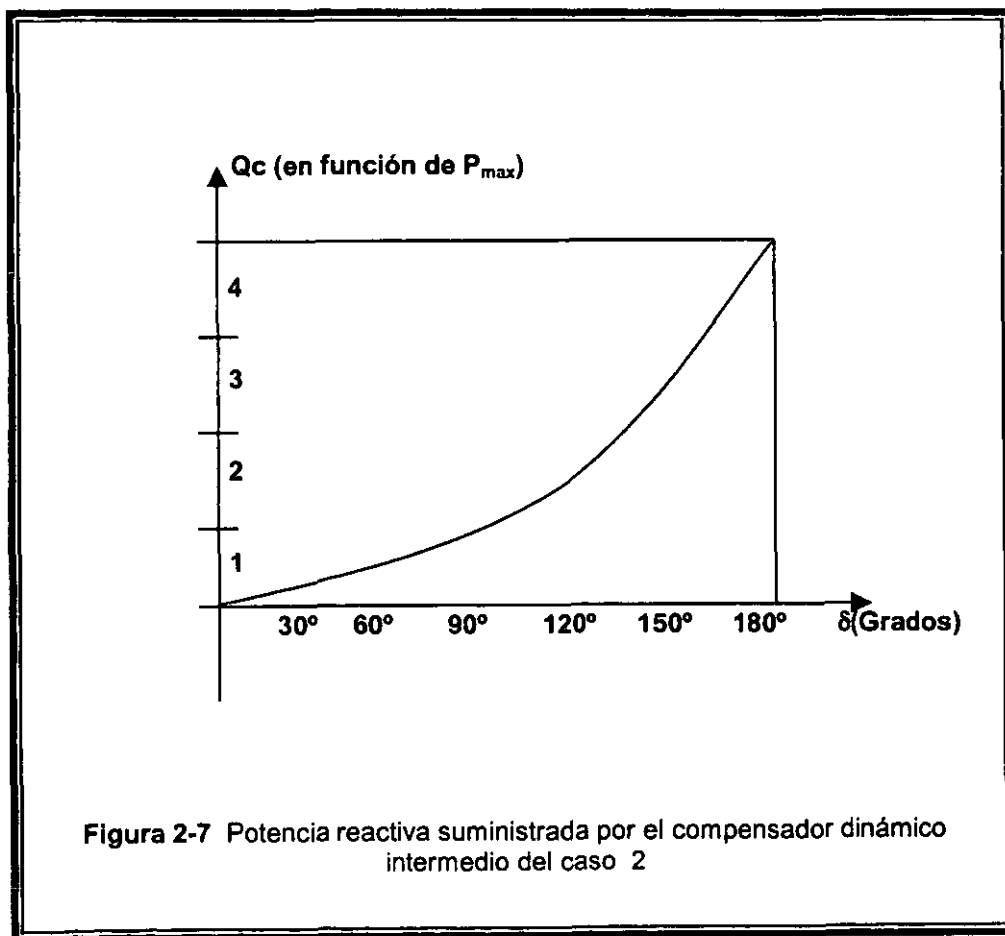


Figura 2-6 Característica $P-\delta$ para el caso de soporte rígido de tensión intermedio

Utilizando como base de P_{max} la figura 2-7 se ilustra la potencia reactiva suministrada por el compensador en función de la potencia activa transmitida y del ángulo entre los nodos de envío y recepción.



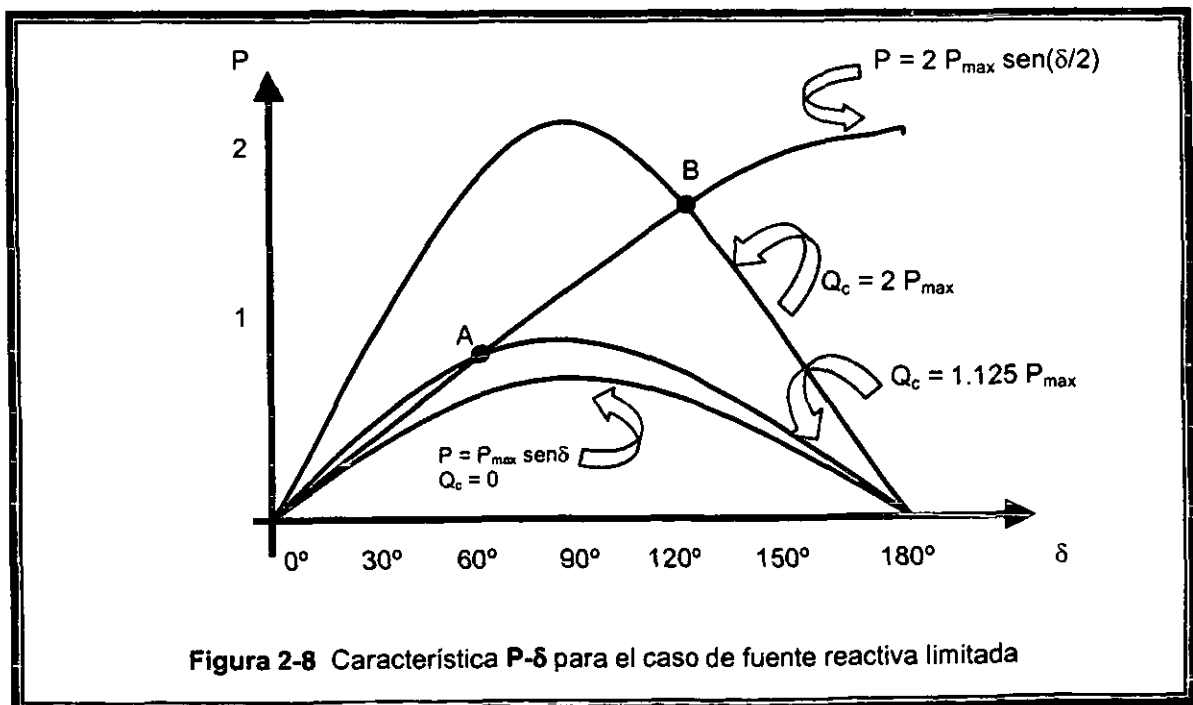
2.2.1.3 Soporte Intermedio con Fuente Limitada

Anteriormente se estableció que cuando el soporte de tensión se ubica a la mitad eléctrica del sistema la transferencia de potencia se determina por la ecuación 2.3. En ese caso se consideró una fuente ilimitada de potencia reactiva que se comporta de acuerdo a la ecuación 2.4; cuando $\delta = 180^\circ$, $P_{ER} = 2P_{max}$, $Q_C = 4P_{max}$, es decir con un compensador a mitad de la trayectoria es posible transmitir el doble de potencia que cuando no se cuenta con el soporte de tensión. Pero para lograr esta transmisión es necesario tener una fuente de reactivos de cuatro veces P_{max} . Una fuente con tales características resultaría ser muy costosa.

Ahora se considera el caso de una fuente de reactivos limitada donde la potencia activa transmitida se reduce al valor dado por la ecuación 2.5

$$P = \left(\frac{P_{max}}{1 - \frac{Q_c}{4P_{max}}} \right) \text{sen} \delta_{ER} \quad (2.5)$$

La figura 2-8 muestra las curvas correspondientes a dos casos; $Q_c = 1.125P_{max}$ y $Q_c = 2P_{max}$. Para el caso de $Q_c = 1.125P_{max}$; la trayectoria de la curva que va desde cero hasta el punto A, se determina por la ecuación 2.3. Cuando el límite de la fuente es alcanzado, el compensador deja de mantener la tensión constante en el punto donde está conectado y se comporta como una susceptancia fija.



Esto ocurre en el punto A, en donde la curva sale de la característica de la ecuación 2.3 y se mueve a la trayectoria de Q_C limitada, la cual queda definida por la ecuación 2.5. Lo mismo pasa en el caso cuando la fuente de reactivos esté limitada a un valor de $Q_C = 2P_{max}$ y la desviación esté en el punto B.

En la figura 2-9 se compara el efecto de una falla en la transmisión de potencia con una fuente limitada de reactivos (figura 2-9a) y sin contar con un soporte intermedio de tensión (figura 2-9b).

Se observa en estas curvas como para la misma potencia de prefalla P_0 y el mismo tiempo de liberación de falla, el área disponible de desaceleración es mayor en la condición de la curva 2-9a. El límite de estabilidad transitoria se incrementa al contar con el soporte intermedio de tensión, aunque la fuente de potencia reactiva esté limitada.

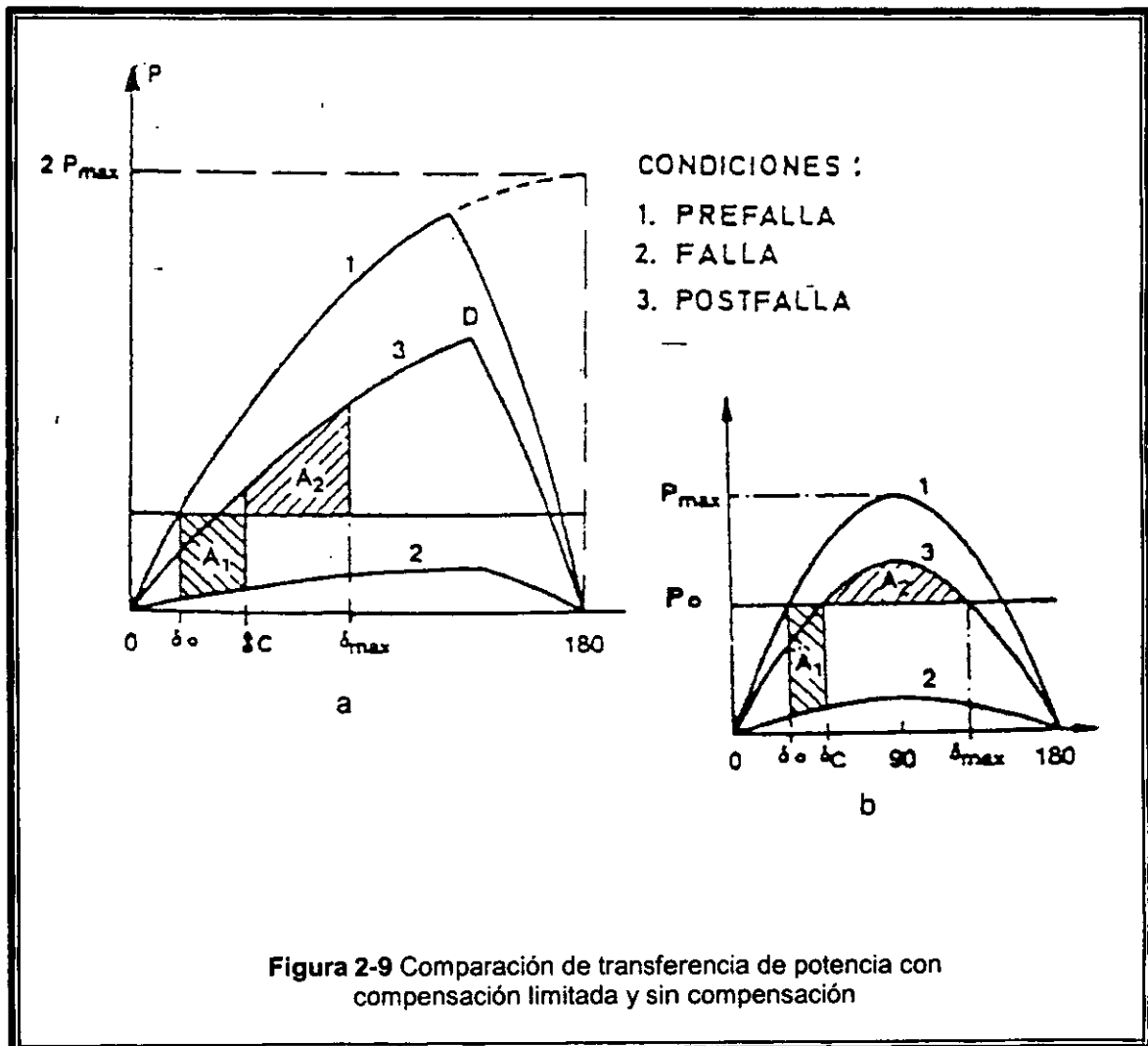


Figura 2-9 Comparación de transferencia de potencia con compensación limitada y sin compensación

2.3 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VAR's (CEVS)

A lo largo de los años se han construido compensadores estáticos muy diversos. Sin embargo, la mayoría de ellos tienen elementos controlables similares. Los más comunes son:

- Reactancias controlada por tiristores **TCR**
- Condensador conmutado por tiristores **TSC**
- Reactancia conmutada por tiristores **TSR**
- Condensador conmutado mecánicamente **MSC**

2.3.1 Principio de Funcionamiento

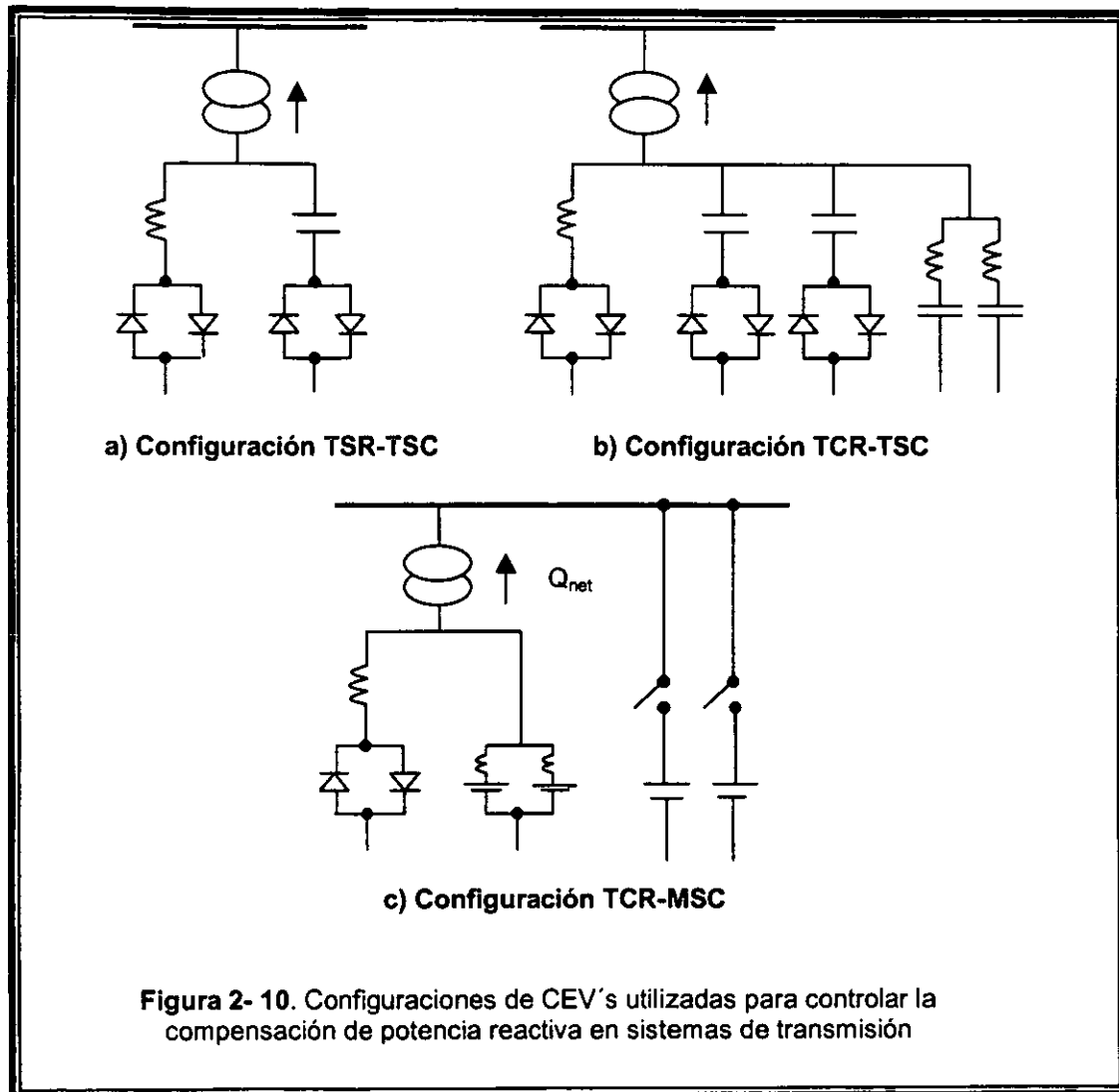
En el caso del TCR, una bobina de reactancia fija, habitualmente del tipo sin núcleo magnético, está conectada en serie a una válvula de tiristores bidireccionales. La corriente de frecuencia fundamental es variada mediante el control de la fase de la válvula de tiristores.

Un TSC comprende un condensador en serie con una válvula de tiristores bidireccional y una reactancia amortiguadora. La función del conmutador de tiristores es conectar o desconectar el condensador para un número entero de semiciclos de la tensión aplicada. El condensador no es de control por fase, sino que simplemente está conectado o desconectado. La reactancia del circuito del TSC sirve para limitar la corriente en condiciones anormales y para ajustar el circuito a la frecuencia deseada. Las impedancias de reactancias y condensadores y del transformador de potencia definen la gama de funcionamiento del CEV.

El esquema V-I correspondiente tiene dos regiones de funcionamiento diferentes. Dentro de la gama de control, la tensión es controlable con una precisión que viene por la pendiente. Fuera de la gama de control, la característica para bajas tensiones es la de una reactancia capacitiva y para tensiones altas la de una corriente constante. El rendimiento de baja tensión puede mejorarse fácilmente añadiendo una batería adicional de TSC (que se utiliza sólo en condiciones de baja tensión). El TSR es un TCR sin control de fase de la corriente, que se conecta o se desconecta como un TSC. Frente al TCR, este dispositivo tiene la ventaja de que no se genera corriente armónica alguna. El MSC es una derivación sintonizada que comprende una batería de condensadores y una reactancia. Está diseñado para ser conmutado sólo unas pocas veces al día, ya que la conmutación se realiza por disyuntores. La misión del MSC es satisfacer la demanda de potencia reactiva en régimen permanente.

2.3.2 Configuraciones

En los sistemas de distribución de energía eléctrica, la compensación controlada de potencia se logra normalmente con las siguientes configuraciones de CEV's, que pueden verse en la figura 2-10.



Existen más esquemas en los CEV's, las principales diferencias son en cuanto a costo de operación, velocidad de respuesta, generación de armónicas, capacidad de descarga, complejidad de equipo y control, y comportamiento ante grandes disturbios.

2.3.3 Control y Características de Operación de los Compensadores Estáticos de VAR's

Elementos del sistema de control

El compensador estático de VAR's desde el punto de vista de control es un elemento pasivo susceptancia se modifica de acuerdo a la tensión de la barra controlada.

El problema básico de control es regular la tensión de la barra mediante la inyección controlada de potencia reactiva. Esto se realiza mediante la conversión de la señal de error de tensión en una señal de cambio del valor de la susceptancia.

La figura 2-11 presenta en forma esquemática los elementos que integran al sistema de control del CEV.

Referente a la figura 2-11, el filtro acondiciona la señal de error de tensión para evitar que variaciones de alta frecuencia en el sistema eléctrico activen la lógica de control, la constante de tiempo del filtro determina el rango de frecuencias que se filtran.

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

La lógica de distribución se encarga de realizar la asignación de las susceptancias que se tendrán en cada fase de las ramas capacitivas e inductivas, y el control de los ángulos de disparo de los tiristores, de acuerdo a la susceptancia de referencia que se obtiene del bloque amplificador-integrador.

En la aplicación del CEV en sistemas longitudinales es importante polarizar la señal de referencia del tensión con la corriente que inyecta el CEV al sistema de potencia, esto se realiza con el objeto compensador mostrado en la figura 2-11 cuyo efecto final es modificar la tensión a controlar.

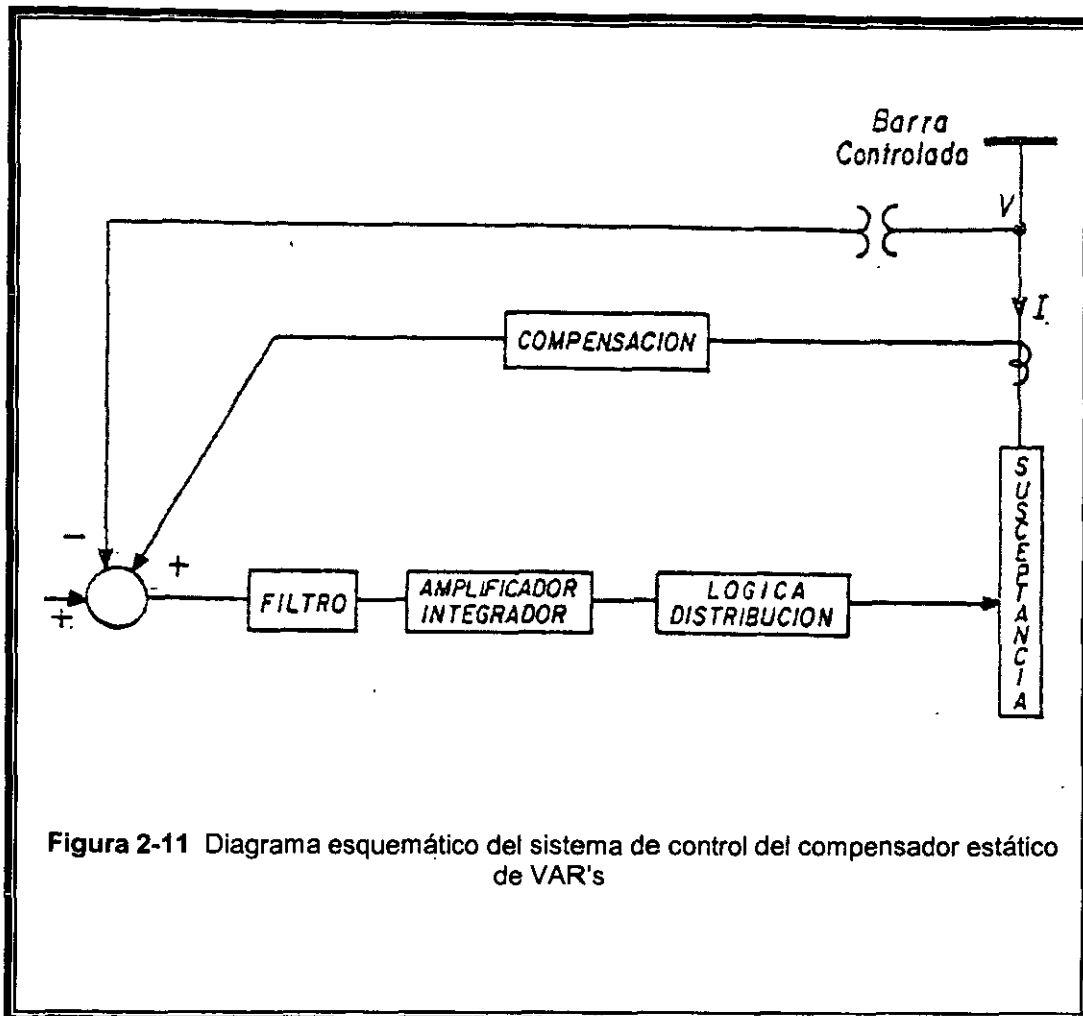


Figura 2-11 Diagrama esquemático del sistema de control del compensador estático de VAR's

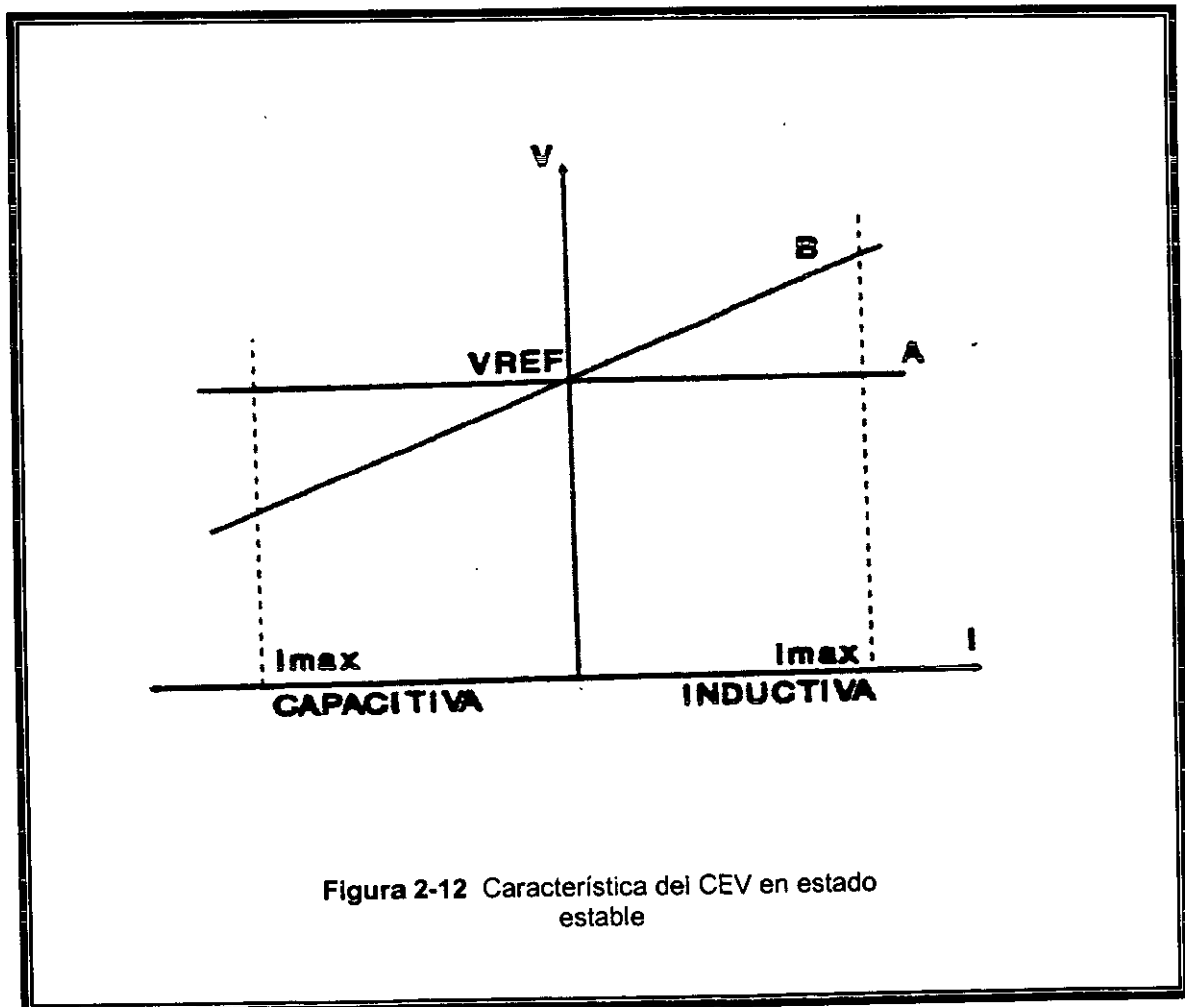
La figura 2-12 presenta dos características del CEV en estado estable con diferente pendiente, se puede observar, en la recta **B**, que la tensión a controlar varía de acuerdo a la inyección de reactivos del CEV y que la tensión de referencia sólo se podrá obtener cuando el CEV no inyecta al sistema. Cuando se elimina la compensación por la corriente (recta **A**) se tiene un control plano de la tensión en el valor de referencia.

El punto de operación del CEV en estado estable debe estar sobre la característica **B** de la figura 2-12, su localización la definen las condiciones de operación del sistema de potencia.

Al cambiar la demanda, generación o configuración del sistema el punto de operación se desplazará sobre la recta modificando la inyección de reactivos para mantener la tensión de acuerdo a la pendiente especificada.

El efecto de la variación de la referencia de tensión se presenta en la figura 2-13, donde se observa el desplazamiento de las características de acuerdo al valor seleccionado de V_{ref} . El movimiento de la característica permite modificar la tensión a controlar y modificar la inyección del CEV.

Es importante notar que la señal de referencia de tensión puede ser controlada de acuerdo a una estrategia global de control de tensión y potencia reactiva en el sistema de potencia.



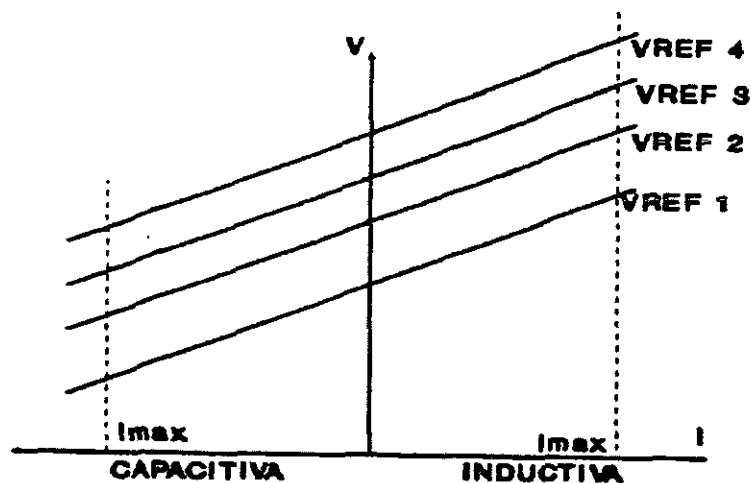


Figura 2-13 Características del CEV con diferentes referencias de tensión

Características en estado estable para control discreto.

En el caso de un control sobre las susceptancias de capacitores o reactores, la lógica de control determina la conexión o desconexión de los elementos, la característica del CEV se ve afectada ya que no existe un control continuo de tensión.

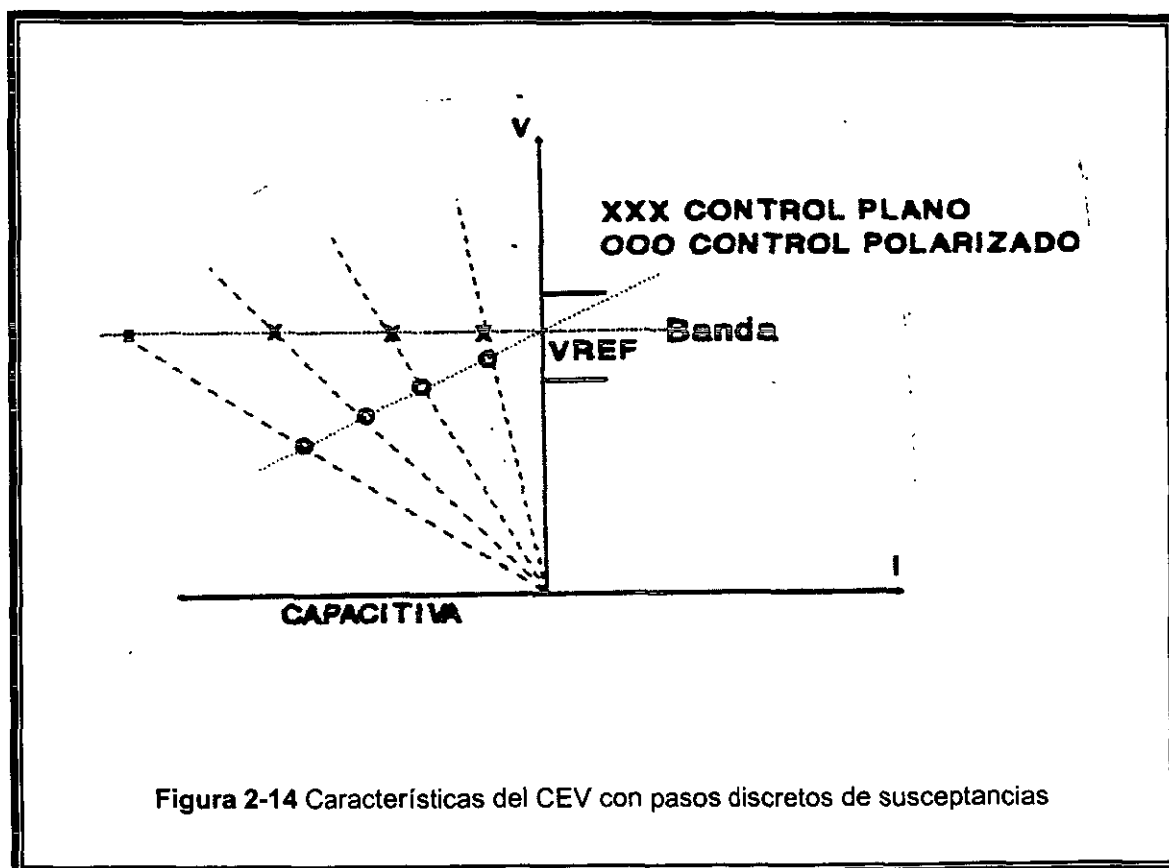
La figura 2-14 presenta la característica V-I para un CEV con cuatro capacitores que se conectarán o desconectarán por pasos.

Se puede observar que se tienen puntos de operación discretos de acuerdo a los valores de susceptancias mostrados.

Con este tipo de control se tendrán necesariamente una banda de tolerancia alrededor de la característica ideal (continua), donde se localizará el punto de operación. El ancho de la banda dependerá de la magnitud de los pasos de susceptancias y la característica del sistema de potencia.

En la figura 2-14, por facilidad de ilustración, se presenta el caso de control plano de tensión, sin embargo la banda de tolerancia también se tiene en el caso de especificar una pendiente.

El esquema de control para este caso incluye la definición de una banda muerta, en la cual no se realiza ninguna acción de control.



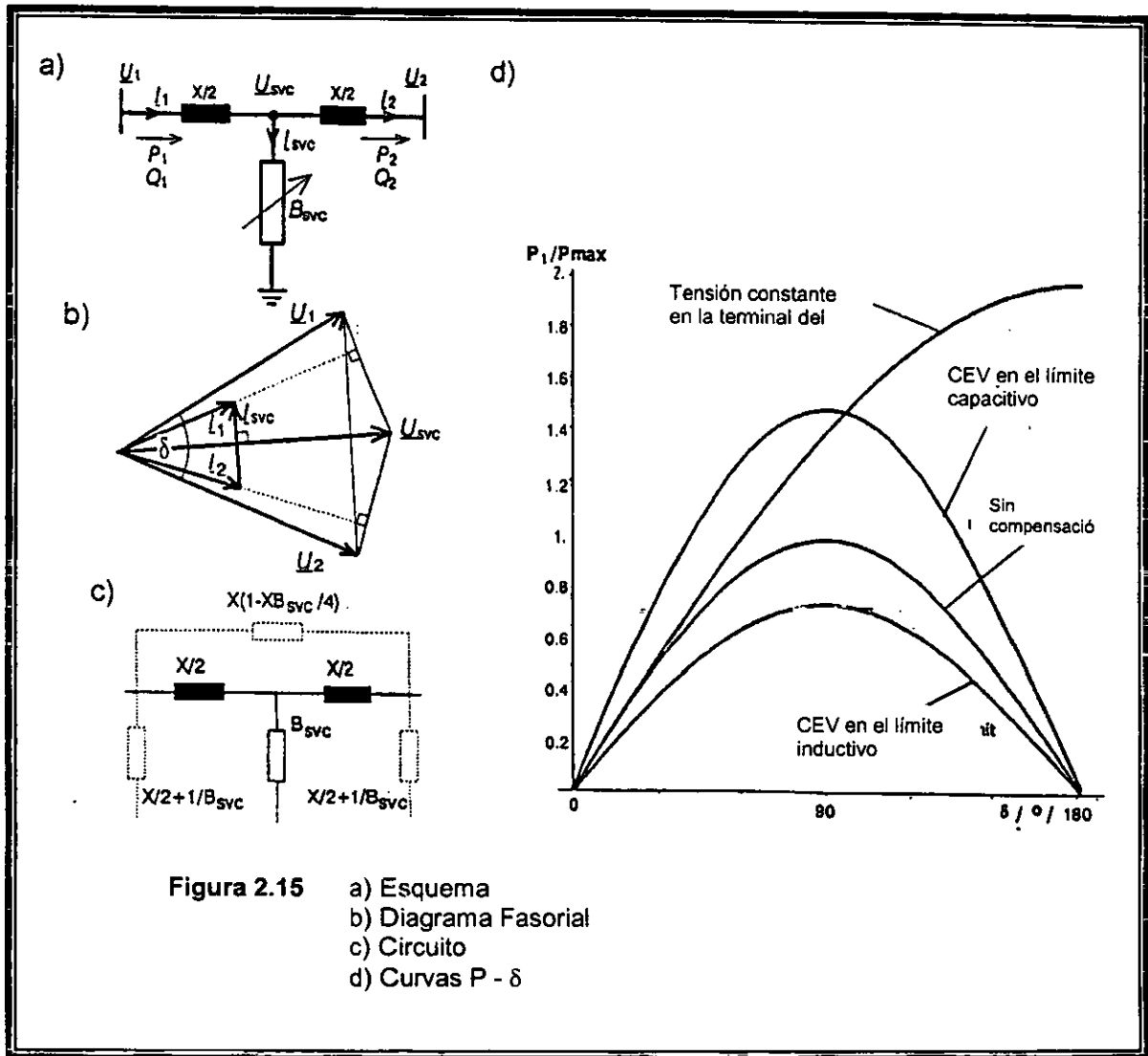
Habitualmente, los CEV's se dimensionan de modo que puedan variar la tensión del sistema $\pm 5\%$ como mínimo. Esto significa que, normalmente, la gama de funcionamiento dinámico está entre el 10% y el 20% [28] aproximadamente de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión común.

2.3.4 Aplicaciones

En sistemas eléctricos de potencia los CEV's presentan ventajas para mejorar los aspectos siguientes:

- Aumentan la cargabilidad de redes en estado estable.
- Mejoran el límite de estabilidad transitoria.
- Mejoran la estabilidad dinámica amortiguando las oscilaciones.
- Controlan las sobretensiones temporales y de estado estable.
- Amortiguan oscilaciones subsíncronas.
- Compensación por fase para cargas irregulares monofásicas, por ejemplo de ferrocarriles eléctricos.
- Mejoran el funcionamiento de terminales convertidores de CD.
- Proporcionan la compensación inductiva necesaria para recierre monopolar.

2.3.5 Curvas Características P- δ



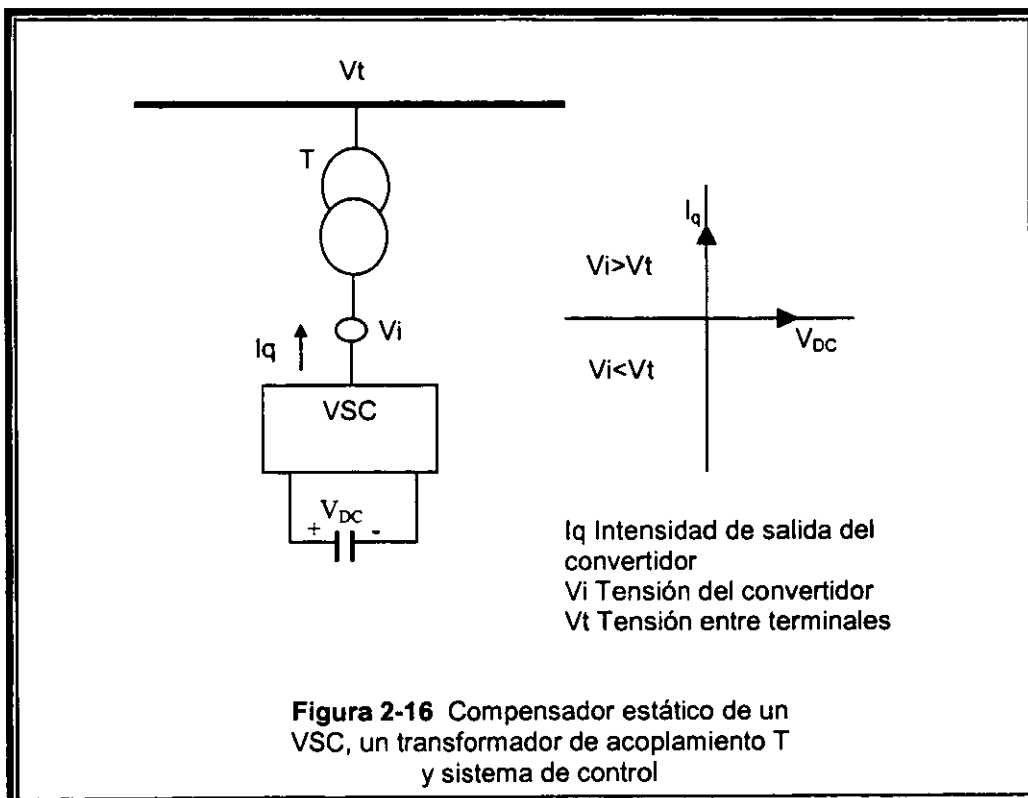
En estas curvas, se puede observar, como mejora la estabilidad al tener mayor área de desaceleración; además se puede aumentar el punto de operación en estado estable, es decir, aumentar la cargabilidad de la línea. También se observa que pueden disminuir las oscilaciones al tener la facilidad de variar la característica desde el límite inductivo hasta el límite capacitivo en tiempos relativamente cortos.

2.4 COMPENSADOR ESTÁTICO SINCRONO (STATCOM)

El compensador estático está basado en una fuente de tensión síncrona de estado sólido, similar a una máquina síncrona, que genera un conjunto equilibrado de (tres) tensiones sinusoidales a la frecuencia fundamental, con amplitud y ángulo de desplazamiento de fase controlables. Sin embargo, este dispositivo no tiene ninguna inercia.

2.4.1 Principio de Funcionamiento

Un compensador estático consiste en un convertidor de fuente de tensión, un transformador de acoplamiento y controles. En esta aplicación, el dispositivo de fuente de energía de CD puede ser sustituido por un condensador de CD, de forma que el intercambio de energía en régimen permanente entre el compensador estático y el sistema de CA pueda ser sólo reactivo, según se muestra en la Fig. 2-16. I_q es la intensidad de salida del convertidor, perpendicular a la tensión del convertidor V_i . Es posible controlar la magnitud de la tensión entre terminales, V_t , el compensador estático suministrará potencia reactiva al sistema de CA. Si V_i es menor que V_t , el compensador estático absorberá potencia reactiva.



Convertidor de fuente de tensión (VSC)

En la Fig. 2-17 se muestra una configuración básica del circuito trifásico de un convertidor de fuente de tensión de tres niveles. Consiste en doce conmutadores de semiconductores de tipo auto conmutable, cada uno de los cuales es puesto en derivación por un diodo de tipo inversión conectado en paralelo, y seis derivaciones de diodo conectadas entre el punto medio del condensador y el punto medio de cada par de conmutadores. Conectando la fuente de CD secuencialmente a las terminales de salida, el rectificador puede producir un conjunto de tres formas de tensión cuasi cuadradas de una frecuencia determinada.

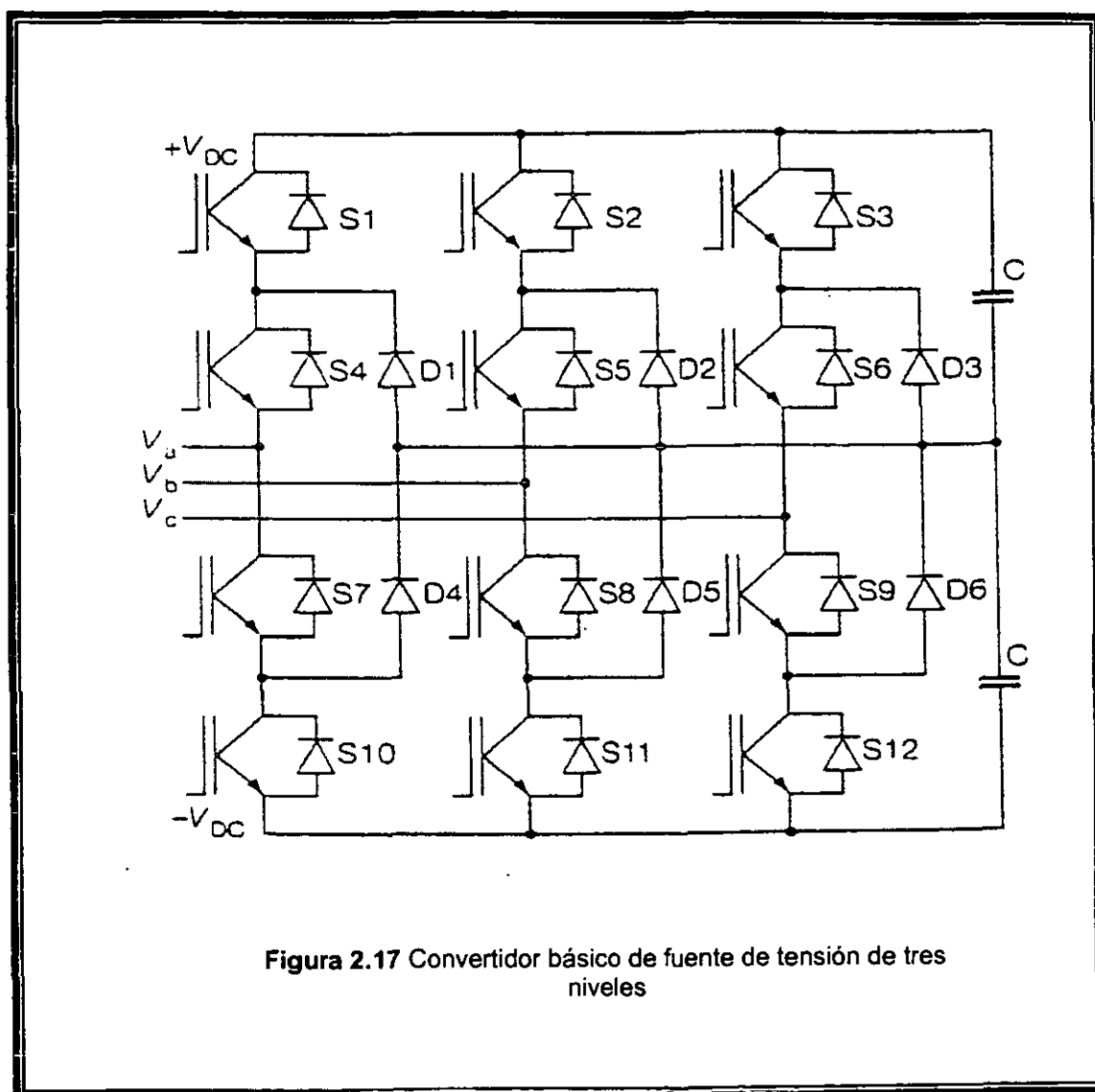


Figura 2.17 Convertidor básico de fuente de tensión de tres niveles

La frecuencia, amplitud y fase de la tensión de CA pueden ser variados mediante un control adecuado. Por consiguiente, el convertidor de fuente de tensión puede ser considerado como una fuente de tensión controlable.

Las válvulas de un convertidor de fuente de tensión actúan como conmutadores. Los potenciales de fase con respecto al punto medio del condensador pueden tener tres valores diferentes:

1. $V=+V_{dc}$
2. $V=0$
3. $V=-V_{dc}$

Este esquema recibe el nombre de convertidor de fuente de tensión de tres niveles.

Debe tenerse en cuenta que, por cada una de las fases, sólo uno de los dos conmutadores puede estar activado en un momento dado, ya que de lo contrario el enlace de CD sufrirá un cortocircuito. La tensión de salida puede ser controlado en términos de fase y amplitud. La frecuencia fundamental de la tensión de CA depende de la tensión de CD, por consiguiente:

$$V_{a,b,c} = K_u V_{dc}$$

El factor de dependencia, K_u , es controlado por la forma de conmutación de la válvula. Este procedimiento es denominado generalmente modulación por impulsos de duración variable (PWM). En la Fig. 2-18 se tiene un ejemplo de dos tensiones neutros entre línea y convertidor y las formas de onda de la tensión entre fases, resultantes en el caso de PWM [31].

Utilizando la modulación por impulsos de duración variable es posible variar el valor de K_u . Este coeficiente, denominado índice de modulación, puede variar entre cero y un valor máximo.

Este dispositivo emplea rectificadores con tiristores tipo GTO y capacitores almacenadores de energía de corriente directa para generar una tensión síncrona. Si se emplea en una conexión en paralelo, como en el STATCOM, éste se comporta similarmente como un condensador síncrono, excepto que el STATCOM puede responder mucho más rápido para cambiar las condiciones del sistema, no contribuye a la corriente de corto circuito, no tiene partes móviles (rotores), y tiene una capacidad de producción simétrica de potencia reactiva.

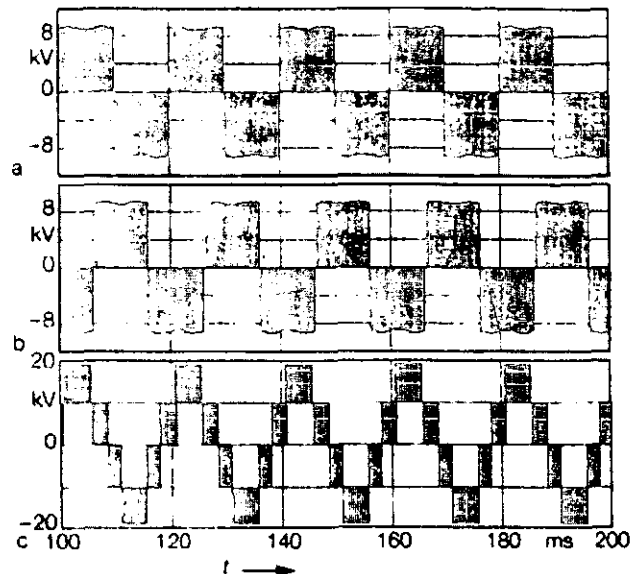


Figura 2-18 Formas de onda de tensión entre terminales del convertidor con modulación por impulsos de duración variable

Si la tensión del capacitor se incrementa de su valor nominal, el STATCOM se sobreexcita y produce potencia reactiva. Si la tensión del banco de capacitores de corriente directa baja por debajo de su valor nominal el STATCOM se subexcita y con ello absorbe potencia reactiva del sistema. Esto es completamente análogo al aumentar o disminuir el campo de tensión de un condensador síncrono. Si el STATCOM tuviera producción de potencia real la cual podría ser generada en un bus de corriente directa podría comportarse análogamente a un generador síncrono.

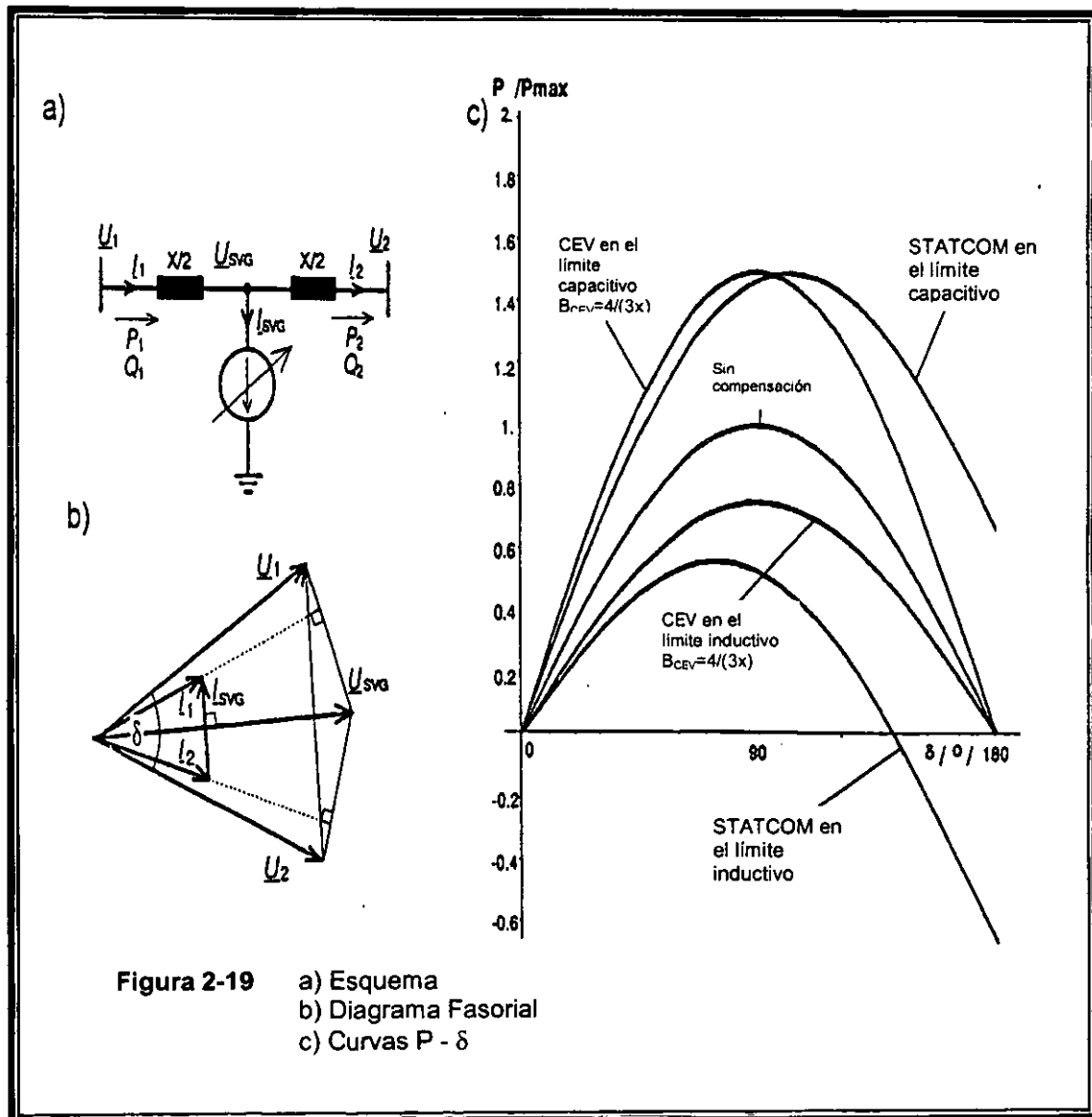
2.4.2 Aplicaciones

Los sistemas STATCOM cumplen las siguientes funciones:

- Estabilización de la tensión dinámica: aumento de la transmisión de energía, menores variaciones de tensión.

- Mejora de la estabilidad síncrona: mejor estabilidad en régimen transitorio, mejor amortiguamiento del sistema de transmisión, amortiguamiento de SSR. Ver las curvas características P- δ de la siguiente sección
- Equilibrio dinámico de carga
- Mejora de la calidad de la energía
- Soporte de tensión en régimen permanente.

2.4.3 Curva Característica P- δ



2.4.4 Aplicación Real

Hoy en día existe una aplicación real que ha servido de ejemplo para verificar todas las cualidades teóricas que se manejan de los FACTS. Se unieron EPRI y Tennessee Valley Authority (TVA) con Westinghouse Science Technology Center (WTSC) para desarrollar e instalar el primer STATCOM doméstico para aplicaciones de transmisión de potencia eléctrica. El prototipo de STATCOM es de ± 100 MVAR y se instaló en la subestación Sullivan del sistema de potencia de TVA, cerca de la ciudad de Johnson en Tennessee.

2.5 COMPARACION TEORICA ENTRE EL STATCOM Y EL CEV

En la operación lineal de la característica V-I y la capacidad de compensación funcional del STATCOM y del CEV son similares. Sin embargo, sus principios de operación son diferentes, el principios básicos de operación del STATCOM es como una fuente de tensión síncrona conectada en paralelo, y el del CEV es la de admitancias reactivas controladas. Esta diferencia (fuente de tensión contra admitancia reactiva) hace que el STATCOM tenga una característica funcional superior, mejor desempeño y mayor flexibilidad en aplicaciones que el CEV.

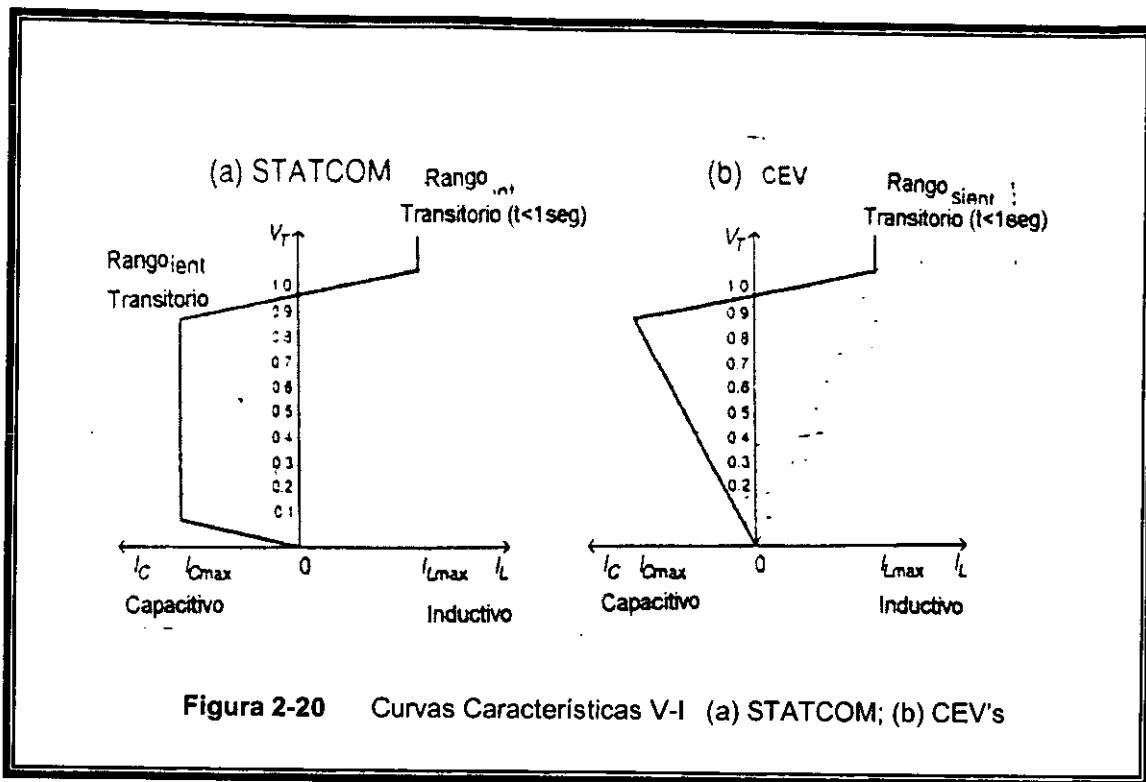
2.5.1 Características V-I y V-Q

El STATCOM es esencialmente una fuente de tensión alterna detrás de una reactancia de acoplamiento con curvas correspondientes V-I y V-Q mostradas en la Figura 2-20a y Figura 2-21a respectivamente.

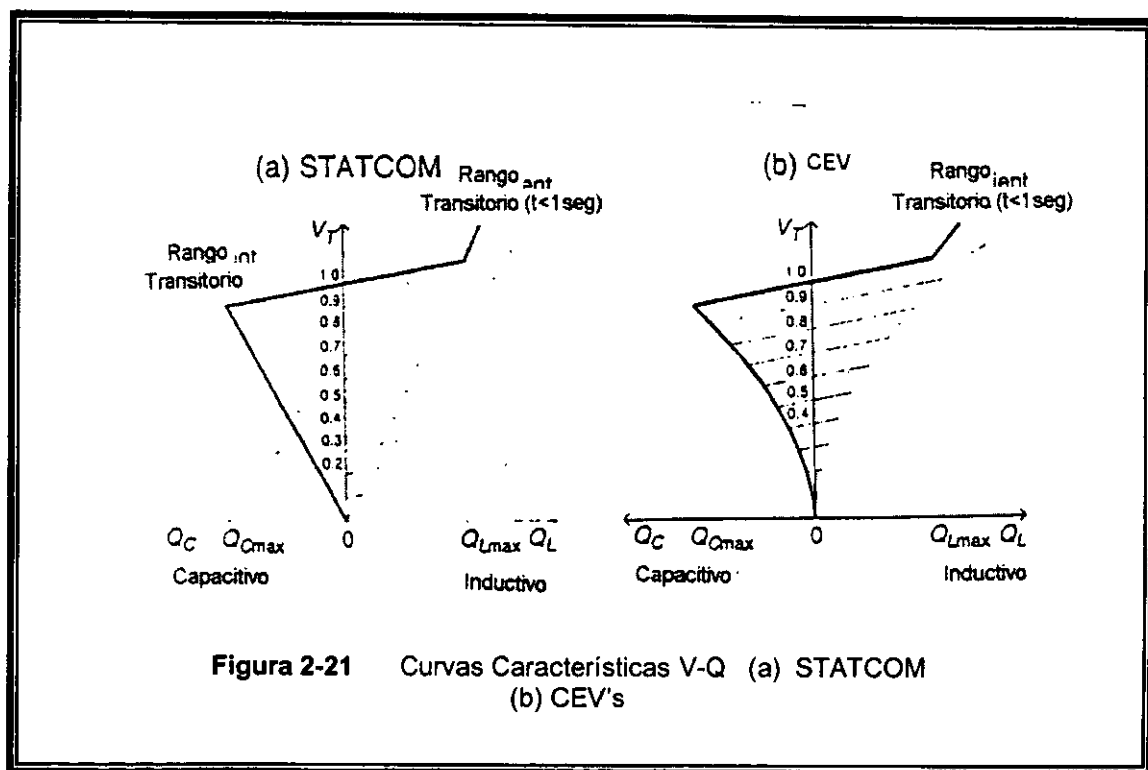
Estas curvas muestran que el STATCOM puede ser operado con la máxima corriente de salida aún en niveles de tensión muy bajos (teóricamente cero prácticamente 0.2 p.u.).

En otras palabras la máxima corriente de salida capacitiva o inductiva del STATCOM puede mantenerse independientemente de la tensión del sistema, y la máxima generación o absorción de var cambia linealmente con la tensión de CA del sistema.

En contraste con el STATCOM, el CEV, compuesto de tiristores, capacitores y reactores, se convierte en una admitancia capacitiva a la máxima salida. Esto es que la máxima corriente de compensación del CEV disminuye linealmente con la



tensión de CA del sistema y la máxima salida de var disminuye con el cuadrado de la tensión, como se muestra en las figuras 2-20b y 2-21b respectivamente. El STATCOM es superior al CEV al proveer de soporte de tensión durante las contingencias más severas, porque la tensión podría llegar a valores fuera del rango de operación lineal del compensador.



La capacidad del STATCOM de proveer máxima corriente de compensación a valores de tensiones bajos en el sistema, le permite ser aplicado en rangos mayores a las aplicaciones de los CEV's.

La máxima sobrecorriente transitoria del STATCOM en la región capacitiva está determinada por la capacidad máxima de corte de corriente de los semiconductores de potencia (ejemplo tiristores GTO) empleados. El rango de corriente transitoria en la parte inductiva del STATCOM, teóricamente está limitada solo por la máxima temperatura permisible por las uniones en el GTO, por lo que el rango de operación en el lado inductivo es mayor al capacitivo.

2.5.2 Estabilidad Transitoria

La habilidad del STATCOM de mantener a la salida la máxima corriente capacitiva a valores bajos de tensión, hace que además sea más efectivo que el CEV en mejorar la estabilidad transitoria (primera oscilación). La efectividad en el incremento de la transmisión de potencia se muestra en la figura 2-22a, en donde se compara la potencia transmitida P contra el ángulo de transmisión δ para el modelo usual de dos máquinas, con diferentes valores de corrientes máximas capacitivas I_{cmax} .

Para fines de comparación en la figura 2-22b se muestra la relación equivalente $P-\delta$ del CEV. Se puede observar que tanto el STATCOM como el CEV se comportan como un esquema de compensación ideal en paralelo (soporte de tensión intermedia) $P = (2V^2/X) \sin(\delta/2)$ hasta que la corriente máxima capacitiva I_{cmax} es alcanzada.

Desde este punto el STATCOM mantiene la corriente máxima capacitiva (en lugar de una corriente capacitiva como el CEV), independientemente del ángulo δ y de las consecuencias de la variación de la tensión intermedia. Esto da como resultado que no se tenga la caída de potencia transmitida P tan pronunciada que ofrece el CEV de $\pi/2 < \delta < \pi$ y que el área

$$\int P d\delta$$

que representa el margen de la mejora en la estabilidad se incrementa significativamente.

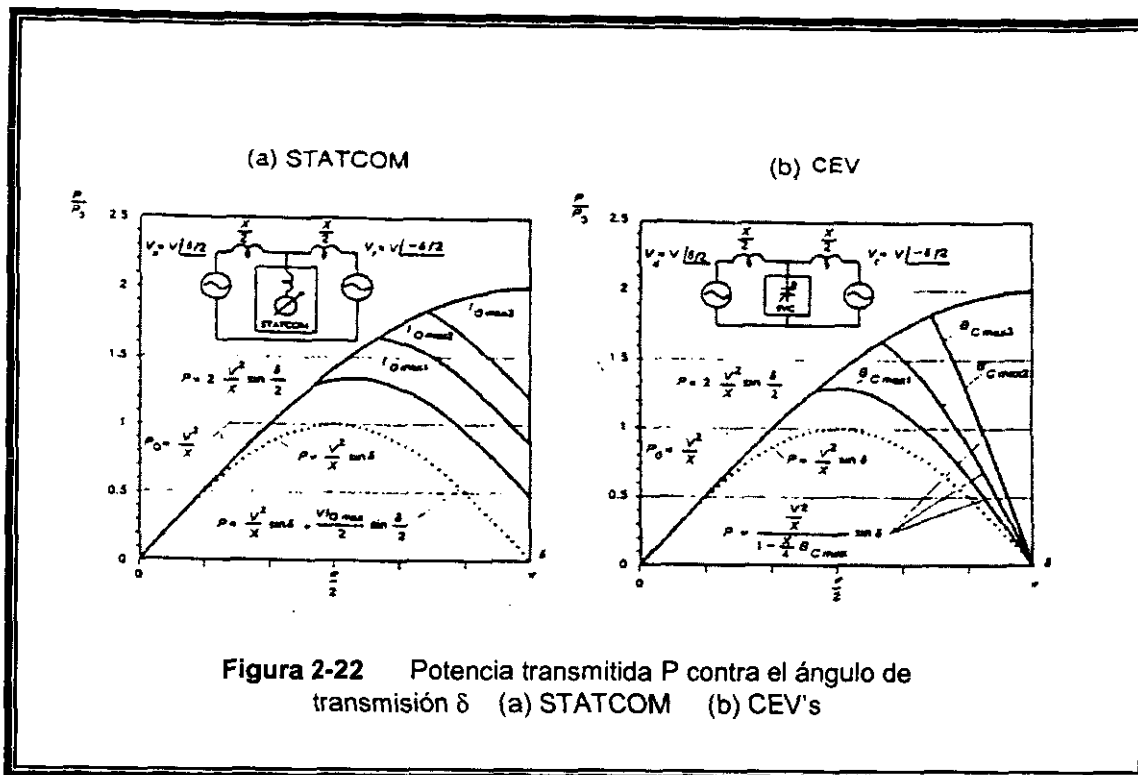


Figura 2-22 Potencia transmitida P contra el ángulo de transmisión δ (a) STATCOM (b) CEV's

El incremento en el margen de la estabilidad obtenido por el STATCOM sobre el CEV se ilustró claramente en la sección de criterio de áreas iguales.

El sistema simple de 2 máquinas, discutida en la revisión de los principios básicos de la compensación en paralelo, se utiliza con un STATCOM y un CEV con rangos iguales de VAR's. Se asume que la potencia transmitida en estado estable P_1 y δ_1 son sometidas a una falla con duración igual al periodo de tiempo que P_1 es igual a cero, ver figura 2-23.

Durante la falla, la máquina en el lado de envío se acelera (debido a la constante de potencia mecánica), Absorbiendo energía cinética representada por el área debajo de la constante P_1 , se incrementa δ_1 a δ_c ($\delta_c > \delta_1$). Cuando el sistema original se restablece después de librar la falla, la potencia transmitida aumenta a un valor mucho mayor que P_1 , esto por el aumento del ángulo δ_c .

Como resultado, la máquina en el lado de envío comienza a frenarse, pero δ seguirá aumentando hasta que la máquina pierda toda la energía cinética adquirida durante la falla. La energía cinética recuperada se representa por el área entre la curva P - δ original y la constante P_1 . La parte debajo de la curva P - δ y por arriba de la constante P_1 representa el margen de estabilidad transitorio.

Como se puede observar el margen de estabilidad obtenido con el STATCOM es significativamente mayor que el obtenido con el CEV, debida al que el STATCOM da mejor soporte de tensión intermedia. Esto significa que la potencia de

transmisión puede incrementarse si la compensación en paralelo se hace por medio de un STATCOM en lugar de un CEV, o que para un mismo margen de estabilidad, la capacidad del STATCOM sería menor que el CEV.

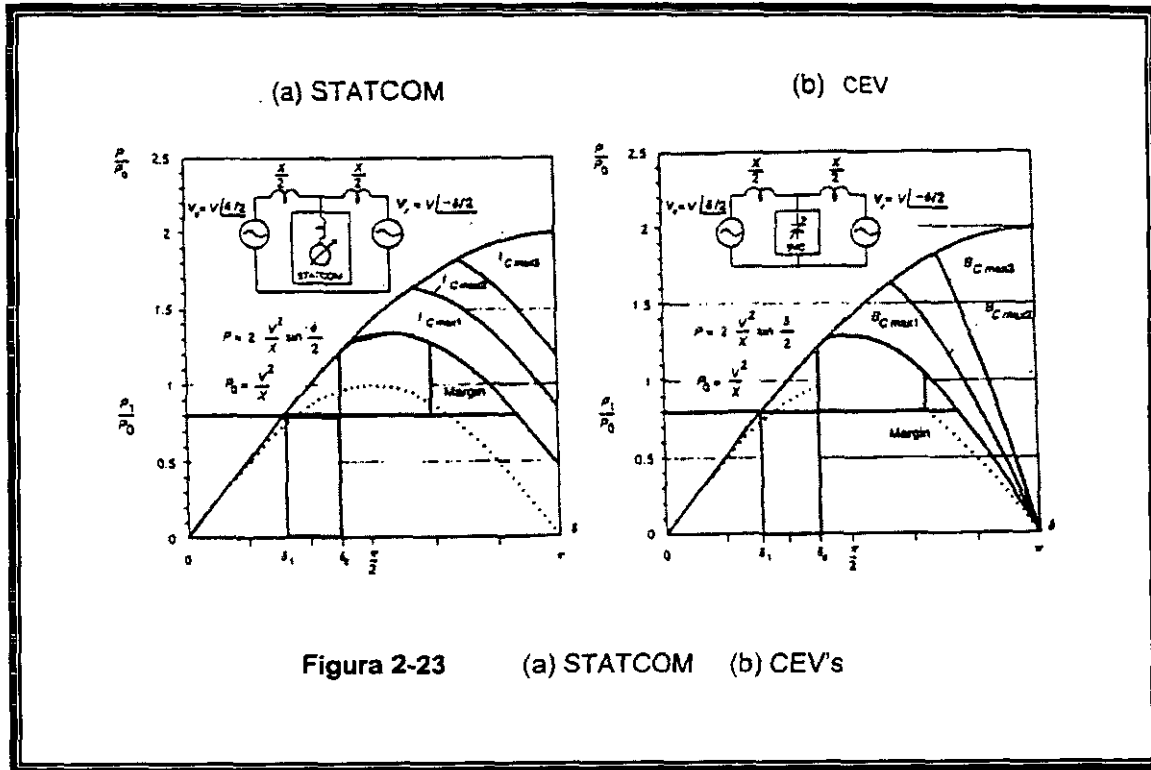


Figura 2-23 (a) STATCOM (b) CEV's

2.5.3 Dimensiones Físicas e Instalación

Desde el punto de vista de la instalación, el STATCOM no sólo controla sino que internamente genera la potencia reactiva de salida (tanto capacitiva como inductiva), esto significa que no se necesitan los bancos de capacitores y reactores y sus interruptores y protecciones. Esta da como resultado una reducción de las dimensiones (entre un 30 a un 40 %, [27]) totales del equipo, además de disminuir la labor de instalación y su costo asociado. Al tener menores dimensiones el STATCOM se puede utilizar en lugares en donde el costo del terreno sea muy elevado y en aplicaciones en donde por cambios anticipados en el sistema se tenga que relocalizar la instalación.

Capítulo 3

CONTROLES CONECTADOS EN SERIE

3.1 OBJETIVOS DE LA COMPENSACION EN SERIE

La filosofía de este control es disminuir la distancia eléctrica en un sistema de transmisión para evitar la pérdida de sincronismo. La presencia de fallas en sistemas de transmisión poco mallados, representa un desbalance de potencia grande. Cuando se libera la falla, el cambio de topología presenta un nuevo disturbio que puede llevar al sistema a condiciones de operación inestable; el control reduce la distancia eléctrica y con ello la magnitud de la perturbación que se refleja en desviaciones angulares de los generadores, aumentando la posibilidad de recobrar la condición estable. La distancia eléctrica se altera incorporando a la línea de transmisión capacitores serie durante un intervalo de tiempo corto, la ventaja de este control es que el cálculo del valor de los capacitores es de acuerdo a su operación temporal reduciendo así el costo de inversión.

El efecto de incorporar un capacitor serie en la línea de transmisión es cancelar la reactancia inductiva de la línea, sin embargo el capacitivo permanece inalterado; de esta forma el resultado que se observa en estado estable es el de la operación de una línea más corta con un efecto capacitivo mayor. El capacitor se inserta, abriendo el interruptor de desvío, en función de la magnitud del flujo a través de la línea. Se debe contar con controles adicionales para determinar el momento en que deja de operar el control, una vez que la condición crítica ha pasado.

Un ejemplo de aplicación del control se ilustra con el sistema simplificado de la figura 3-1; unos ciclos después de liberada la falla y abrir la línea L_2 , el flujo en la línea L_1 activa el control y abre el interruptor 5, el efecto es aumentar la característica de transferencia de potencia y lograr el sincronismo tal como se muestra en al figura 3-2 por medio del método de áreas iguales. Cuando se aplica el capacitor serie en el punto medio de la línea se logra el mayor beneficio del control. Los sistemas de transmisión flexibles de corriente alterna ofrecen una mejora en este control.

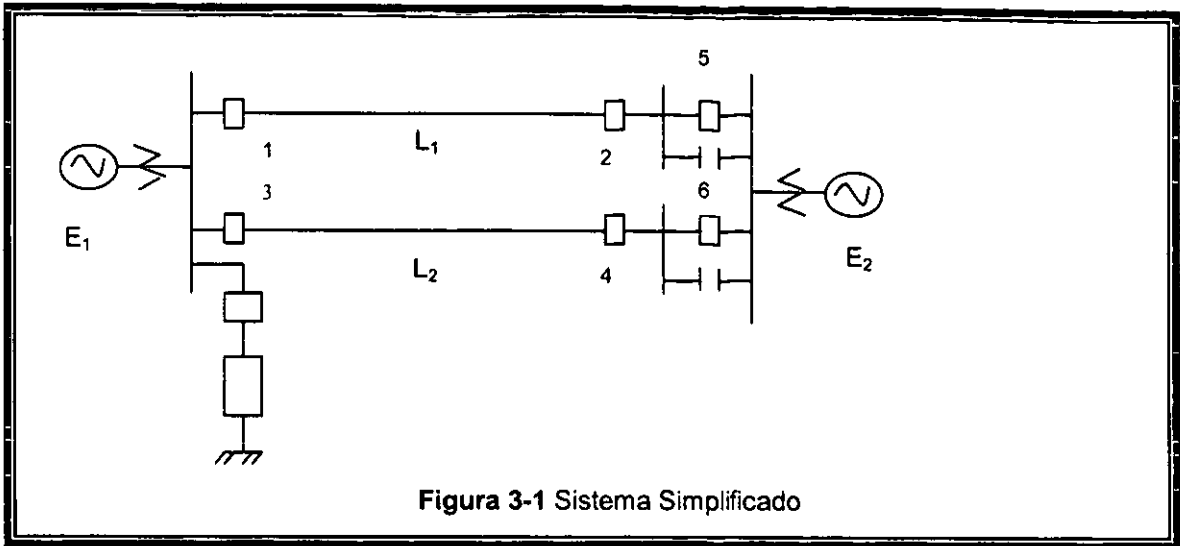


Figura 3-1 Sistema Simplificado

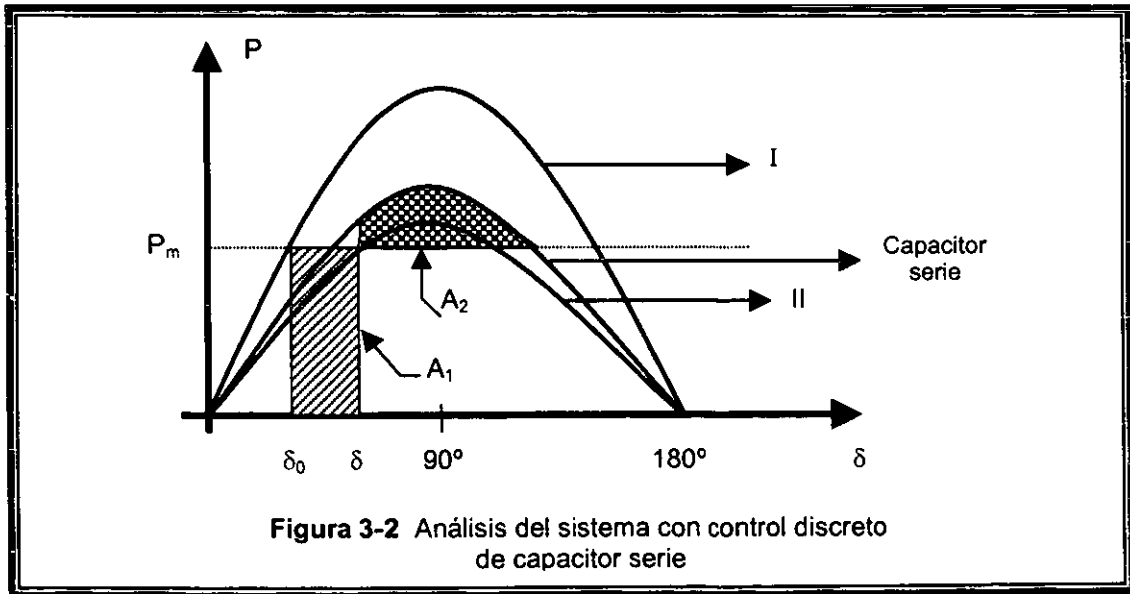
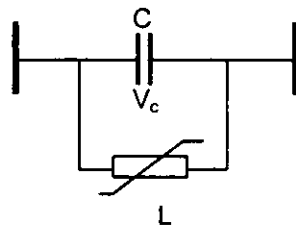


Figura 3-2 Análisis del sistema con control discreto de capacitor serie

3.2 CONDENSADOR EN SERIE FIJO

La compensación de líneas de transmisión puede conseguirse por medio de condensadores en serie fijos como se muestra en la figura 3-3



Donde

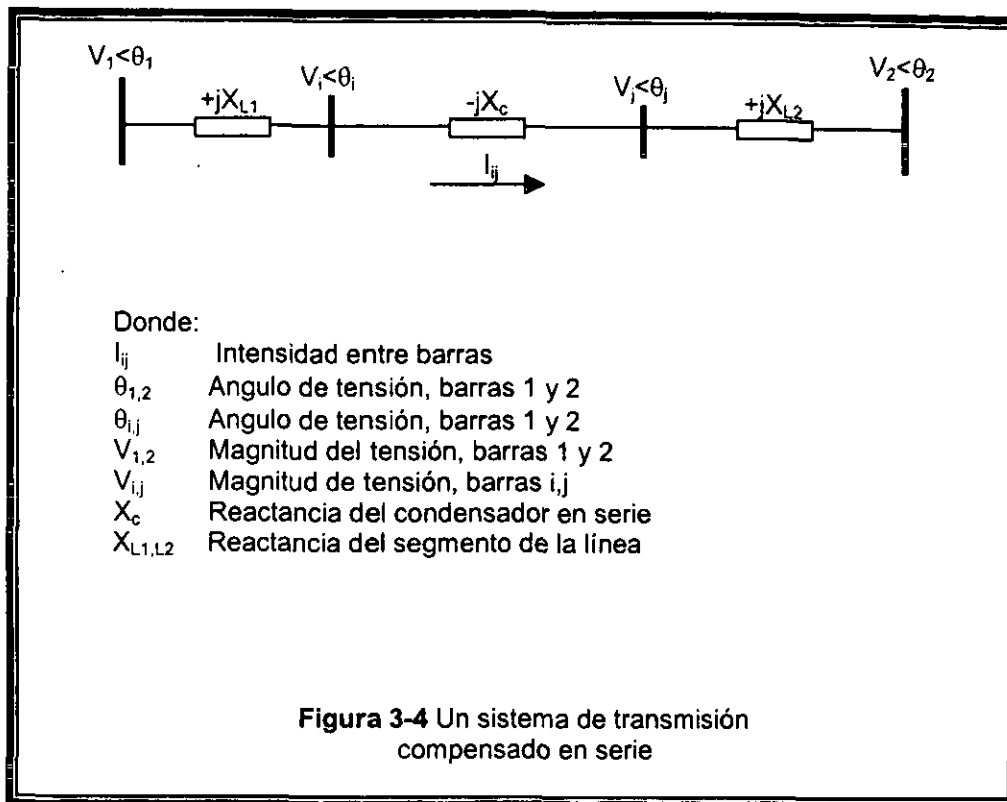
C Condensador en serie

L Inductor en paralelo

V_c Intensidad en el condensador

Figura 3-3 Condensador en serie

Los condensadores en serie han sido utilizados con éxito durante muchos años para mejorar la estabilidad y la capacidad de carga de las redes de transmisión de alta tensión. Funcionan introduciendo tensión capacitiva para compensar la caída de tensión inductiva de la línea, es decir, reducen la reactancia eficaz de la línea de transmisión (Fig. 3-4).



3.2.1 Principio de Funcionamiento

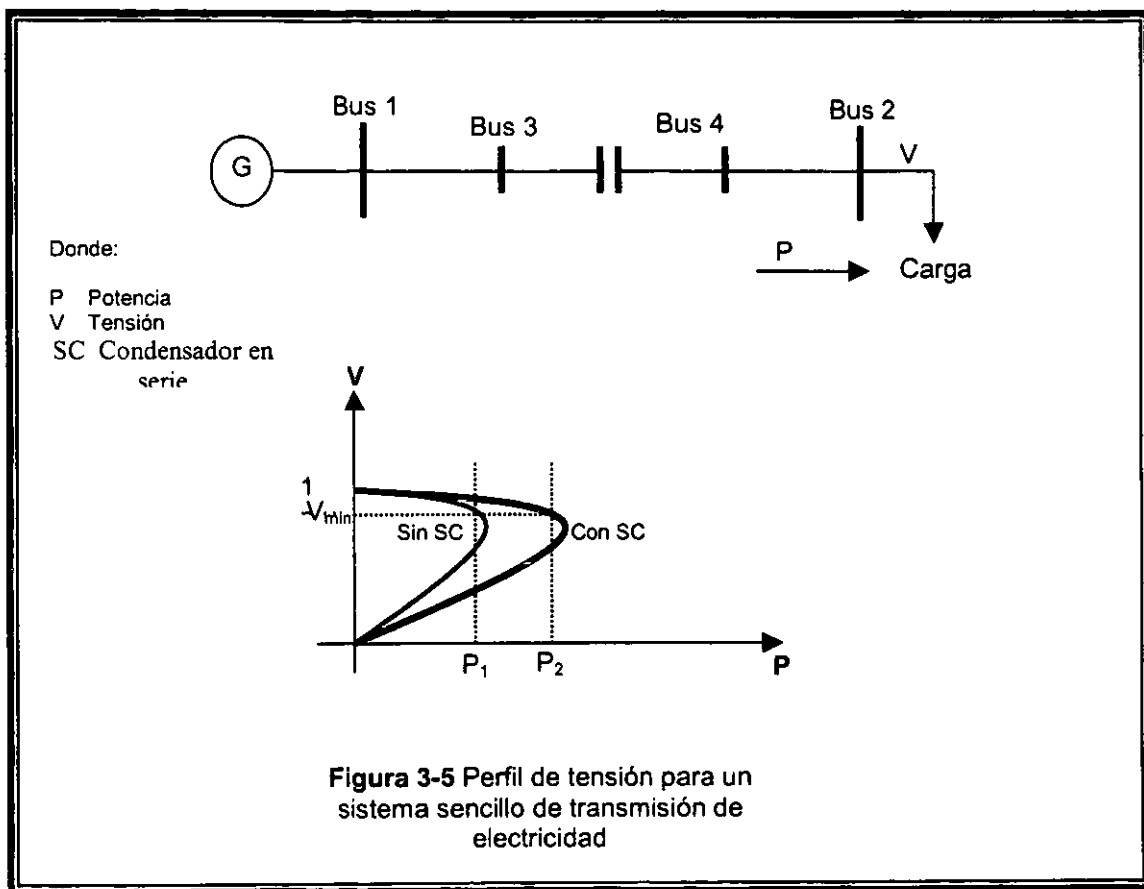
Efecto de la compensación en serie de un sistema de potencia

La tensión introducida por un condensador en serie es proporcional a la intensidad de corriente de la línea y está en cuadratura de fase. Por consiguiente, la potencia reactiva generada por el condensador es proporcional al cuadrado de la corriente, de ahí que un condensador en serie tenga un efecto autorregulador. Cuando aumenta la carga del sistema, también aumenta la potencia reactiva generada por el condensador en serie. A continuación se exponen los efectos de la compensación en serie.

Regulación de tensión en régimen permanente y prevención de la caída de tensión

Un condensador en serie es capaz de compensar la caída de tensión en una línea de transmisión causada por la inductancia en serie. Para tensiones bajas, la caída

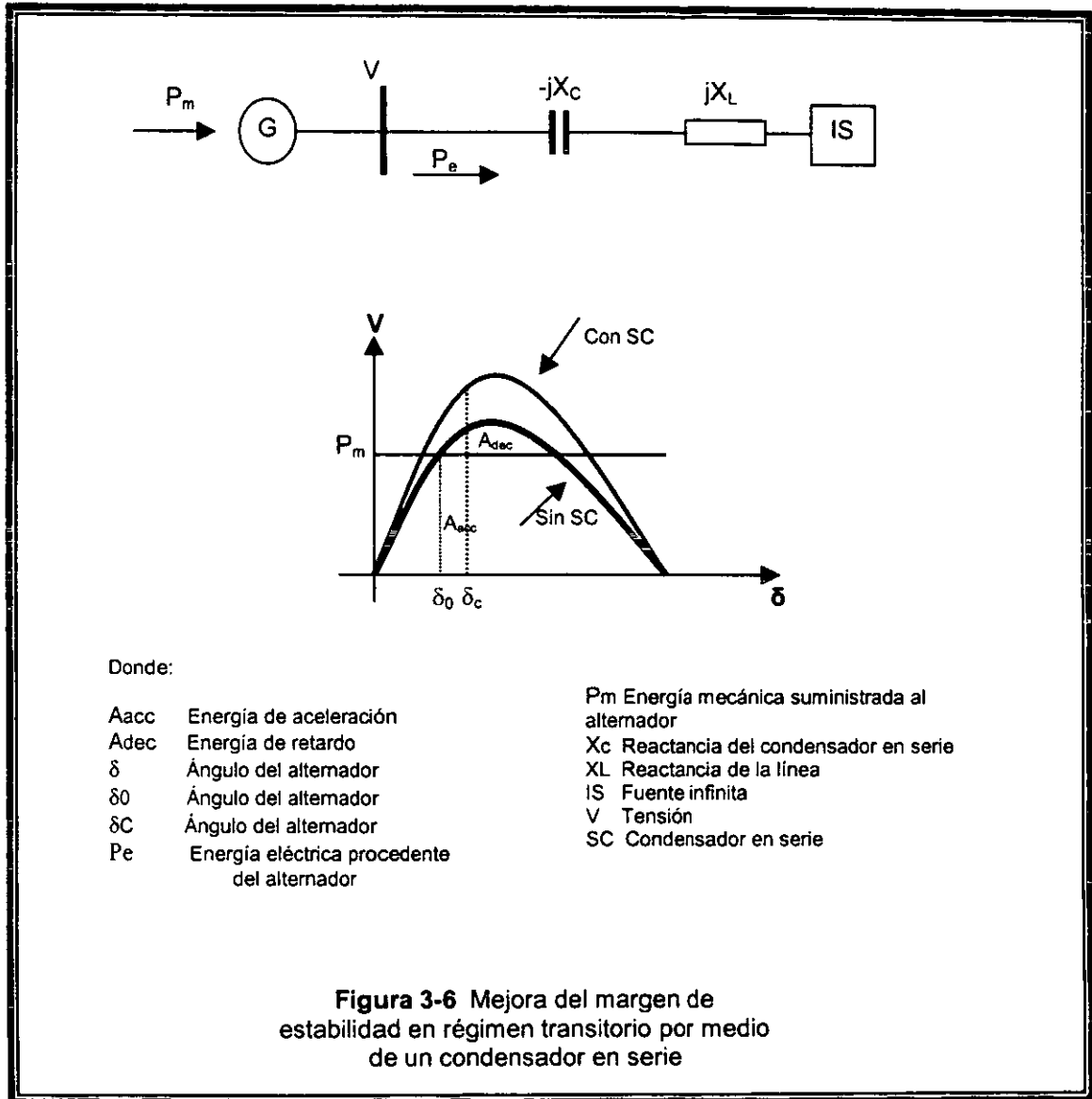
de tensión del sistema es menor y la tensión de compensación en serie es más bajo. Cuando la carga aumenta y la caída de tensión se hace mayor, también aumenta la contribución del compensador en serie y, en consecuencia, se regula la tensión del sistema. La compensación en serie también amplía la zona de estabilidad de la tensión al reducir la reactancia de línea, ayudando con ello a impedir la caída de tensión. La figura 3-5 muestra que el límite de estabilidad de la tensión aumenta desde P_1 al nivel superior P_2 .



Mejora la estabilidad del ángulo del rotor en régimen transitorio

En el sistema de un solo alternador y una barra de distribución infinita representado en la figura 3-6 se aplica el criterio de igualdad de superficies para mostrar cómo un condensador en serie mejora eficazmente la estabilidad en régimen transitorio. En condiciones de régimen permanente $P_e = P_m$ y el ángulo del alternador es δ_0 . Si se produce una avería trifásica en un punto cercano a la máquina, la potencia de salida eléctrica del alternador disminuye hasta el valor

cero. Una vez reparada la avería, el ángulo deberá incrementarse hasta δ_C . El sistema permanecerá estable siempre que A_{dec} sea mayor que A_{acc} . En la figura 3-6 puede verse que el margen de estabilidad aumenta notablemente si se instala un condensador en serie, que hace que la curva $P-\delta$ se desplace hacia arriba.

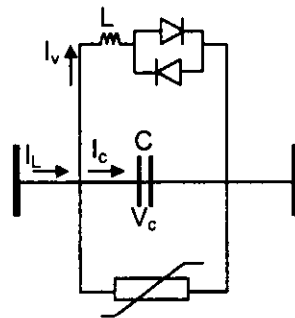


Control del flujo de energía

En los sistemas de transmisión de energía eléctrica puede utilizarse la compensación en serie para controlar el flujo de energía en régimen permanente. Por consiguiente, si las líneas de transmisión tienen suficiente capacidad térmica, la compensación puede mitigar las sobrecargas que pueden presentarse en otras líneas paralelas.

3.3 CONDENSADOR EN SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (TCSC)

Para conseguir más versatilidad en la compensación de líneas de transmisión se utilizan condensadores en serie controlables como se muestra en la figura 3-7



I_v Intensidad en la válvula
 I_L Corriente de línea
 V_c Tensión del condensador

Figura 3-7 Compensador en serie controlables

3.3.1 Principio de Funcionamiento

La configuración de los TCSC comprende varias reactancias controladas, en paralelo, con secciones de una batería de condensadores. Esta combinación hace posible un control uniforme de la reactancia capacitiva de frecuencia fundamental en un amplio intervalo. La batería de condensadores de cada una de las fases está montada sobre una plataforma para asegurar un completo aislamiento contra tierra. La válvula incluye una serie de tiristores de potencia conectados en serie. El inductor es del tipo sin núcleo magnético. Un varistor de óxido metálico (MOV) está conectado a través del condensador para impedir que se produzcan sobretensiones.

La característica del circuito principal del TCSC depende de las reactancias relativas de la batería de condensadores, $X_c = -1/\omega_n C$ y de la serie de tiristores, $X_v = \omega_n L$ donde ω_n es la velocidad angular fundamental, C es la capacitancia de la batería de condensadores y L es la inductancia de la reactancia en paralelo.

El TCSC puede funcionar en varios modos diferentes con valores variables de reactancia aparente, X_{app} . En este contexto, X_{app} se define como la parte imaginaria del cociente indicado a continuación, donde los fasores representan el valor fundamental de la tensión de condensador, \bar{U}_{C1} y la intensidad de la línea l_{L1} , a la frecuencia nominal como se muestra en la ecuación 3.1

$$X_{app} = \text{Im} \left\{ \frac{\bar{U}_{C1}}{\bar{I}_1} \right\} \quad (3.1)$$

También resulta práctico definir un factor reforzador, K_B como el cociente entre las reactancias aparente y física, X_C del TCSC, ecuación 3.2

$$K_B = \frac{X_{app}}{X_C} \quad (3.2)$$

Modo de bloqueo

Si la válvula de tiristores no está activada y los tiristores permanecen en estado no conductivo, el TCSC funcionará en modo de bloqueo. La corriente de la línea pasa sólo a través de la batería de condensadores. El fasor de tensión del condensador \bar{U}_c , se expresa en función del fasor de intensidad de la línea, \bar{I}_L mediante la fórmula de la ecuación 3.3:

$$\bar{U}_c = jX_c \bar{I}_L \quad X_c < 0 \quad (3.3)$$

En este modo, el TCSC actúa como un condensador en serie fijo con un factor reforzador igual a la unidad.

Modo de by-pass

Si la válvula de tiristores está activada continuamente permanecerá en estado conductivo todo el tiempo y el TCSC se comportará como una conexión en paralelo de la batería de condensadores en serie y del inductor de la derivación de válvula de tiristores.

En este modo, la tensión del condensador para una intensidad dada de la línea es mucho más baja que en el modo de bloqueo. Por consiguiente, el modo de derivación se utiliza para reducir la sollicitación en el condensador durante las averías.

Modo de refuerzo capacitivo

Si se suministra un impulso activador al tiristor, con tensión directa, justo antes de que la tensión del condensador atraviere la línea cero, un impulso de corriente de descarga del condensador circulará a través de la derivación inductiva en paralelo. El impulso de corriente de descarga se suma a la corriente de línea a través de la batería de condensadores y produce una tensión de condensador que se suma a la tensión producida por la corriente de línea [8]. La tensión máxima del condensador se incrementará así en proporción a la carga que pasa a través de la derivación de tiristores. La tensión fundamental también se incrementa, casi en proporción a la carga.

El TCSC dispone de los medios necesarios para controlar el ángulo de conducción, así como para sincronizar la activación de los tiristores con la corriente de línea.

3.3.2 Reducción de la Resonancia Subsíncrona

Aplicar la compensación en serie mejora el comportamiento del sistema de transmisión, tanto en términos de estabilidad de la tensión, como de estabilidad angular. Sin embargo, al mismo tiempo podría introducirse en el sistema una resonancia eléctrica.

La experiencia ha demostrado que, en ciertas circunstancias, una resonancia eléctrica podría interactuar con las resonancias torsionales mecánicas de los sistemas de ejes de los turboalternadores en las centrales térmicas. Este fenómeno es una forma de resonancia subsíncrona (SSR).

Actualmente, el problema de la SSR se comprende bien y se tiene en cuenta cuando se diseñan equipos de compensación en serie. Algunas veces, las condiciones de la SSR podrán limitar el grado de compensación necesaria para mejorar el rendimiento del sistema de transmisión de energía. La utilización de un TCSC reducirá dichas limitaciones.

3.3.3 Impedancia Aparente de los TCSC

Las condiciones para que se produzca una resonancia subsíncrona (SSR) dependen de la impedancia de la red, según se observa desde la máquina sincrónica a las frecuencias subsíncronas y supersíncronas correspondientes a su frecuencia nominal, ésta determina su reactancia a todas las frecuencias. Esto, sin embargo, no ocurre así en un TCSC, ya que su nivel reforzador depende de las acciones de control que pueden cambiar la activación de los tiristores durante cada semiciclo de la intensidad de la línea.

La impedancia aparente, Z_{app} , del TCSC puede definirse entonces como un cociente complejo:

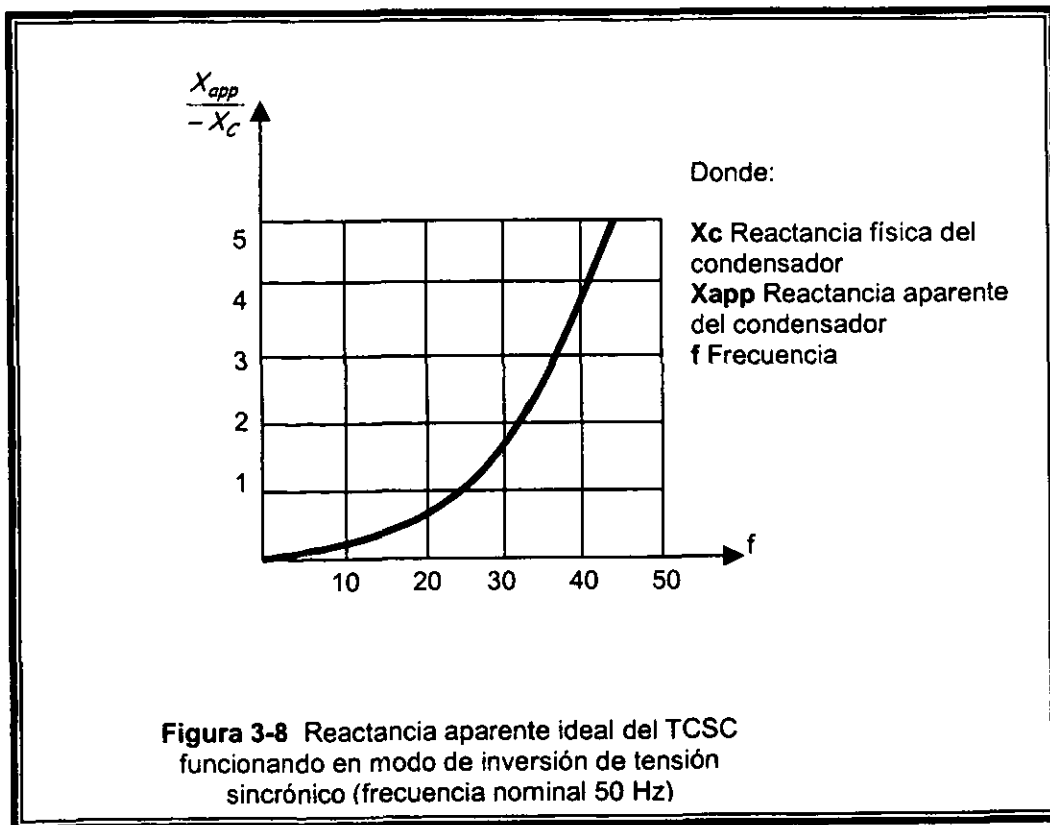
$$Z_{app}(\omega_n) = R_{app}(\omega_n) + jX_{app}(\omega_n) = \frac{\Delta \bar{U}_c}{\Delta I}$$

Debe tenerse en cuenta que la impedancia aparente es una propiedad del circuito principal del TCSC y de su sistema de control. En general, la impedancia aparente de un TCSC concreto en una red concreta debe ser determinada mediante simulación o medición. Los informes existentes sobre diferentes esquemas de control muestran que, en la gama de frecuencias subsíncronas, la impedancia aparente es de tipo resistiva-inductiva. Un cálculo simplificado, suponiendo que las inversiones de tensión del condensador son instantáneas y equidistantes al doble de la frecuencia nominal, y sin tener en cuenta las pérdidas, revela que la impedancia aparente del TCSC es:

$$X_{app}(\omega_n) = -X_c \frac{\omega_n}{\omega_m} \frac{1 - \cos\left(\frac{\omega_n \pi}{\omega_m 2}\right)}{\cos\left(\frac{\omega_n \pi}{\omega_m 2}\right)}$$

La función, positiva en todo el intervalo de frecuencia subsíncrona, muestra que la reactancia aparente es inductiva (Fig. 3-8).

Para frecuencias próximas a la frecuencia nominal, el control de la impedancia aparente hará que ésta se convierta en capacitiva.



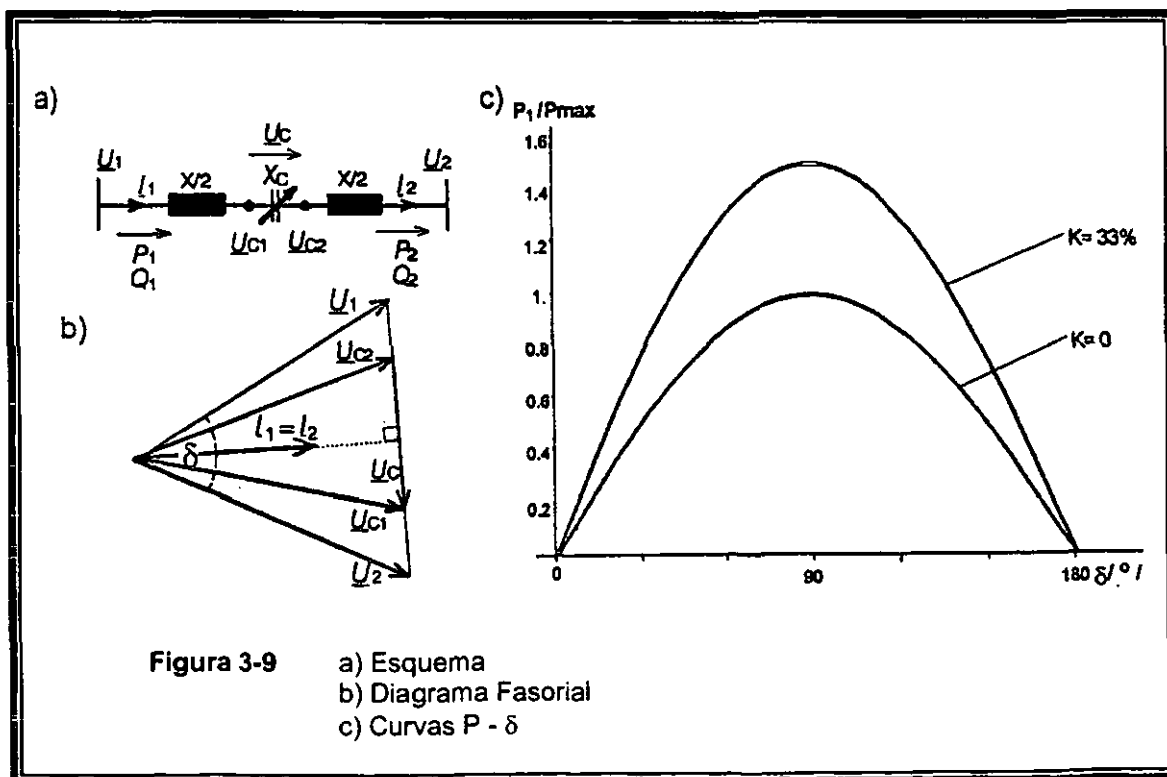
3.3.4 Aplicación para Amortiguar las Oscilaciones Electromagnéticas

La ecuación básica del flujo de energía expresa que la modulación de la tensión y de la reactancia influye sobre el flujo de potencia activa a través de la línea de transmisión. En principio, un TCSC es capaz de controlar rápidamente la potencia activa a través de una línea de transmisión. La posibilidad de controlar la energía transmisible apunta a que este dispositivo puede ser utilizado para amortiguar las oscilaciones electromagnéticas en el sistema de transmisión de energía eléctrica; ver las gráficas de las curvas características P- δ compensación serie controlada mostradas en la sección 3.3.5

Este efecto amortiguador tiene las características siguientes:

- La eficacia del TCSC para controlar las variaciones de potencia aumenta para los niveles más altos de transferencia de energía.
- El efecto amortiguador de un TCSC sobre una interconexión no resulta afectado por la situación del TCSC.
- El efecto amortiguador es insensible a la característica de la carga.
- Cuando un TCSC está diseñado para amortiguar modos interzonas, no activará ningún modo local.

3.3.5 Curvas Características P- δ Compensación Serie Controlada



3.4 COMPENSADOR ESTÁTICO SINCRONO EN SERIE (SSSC)

3.4.1 Principio de Funcionamiento

Fuente de Tensión Síncrona

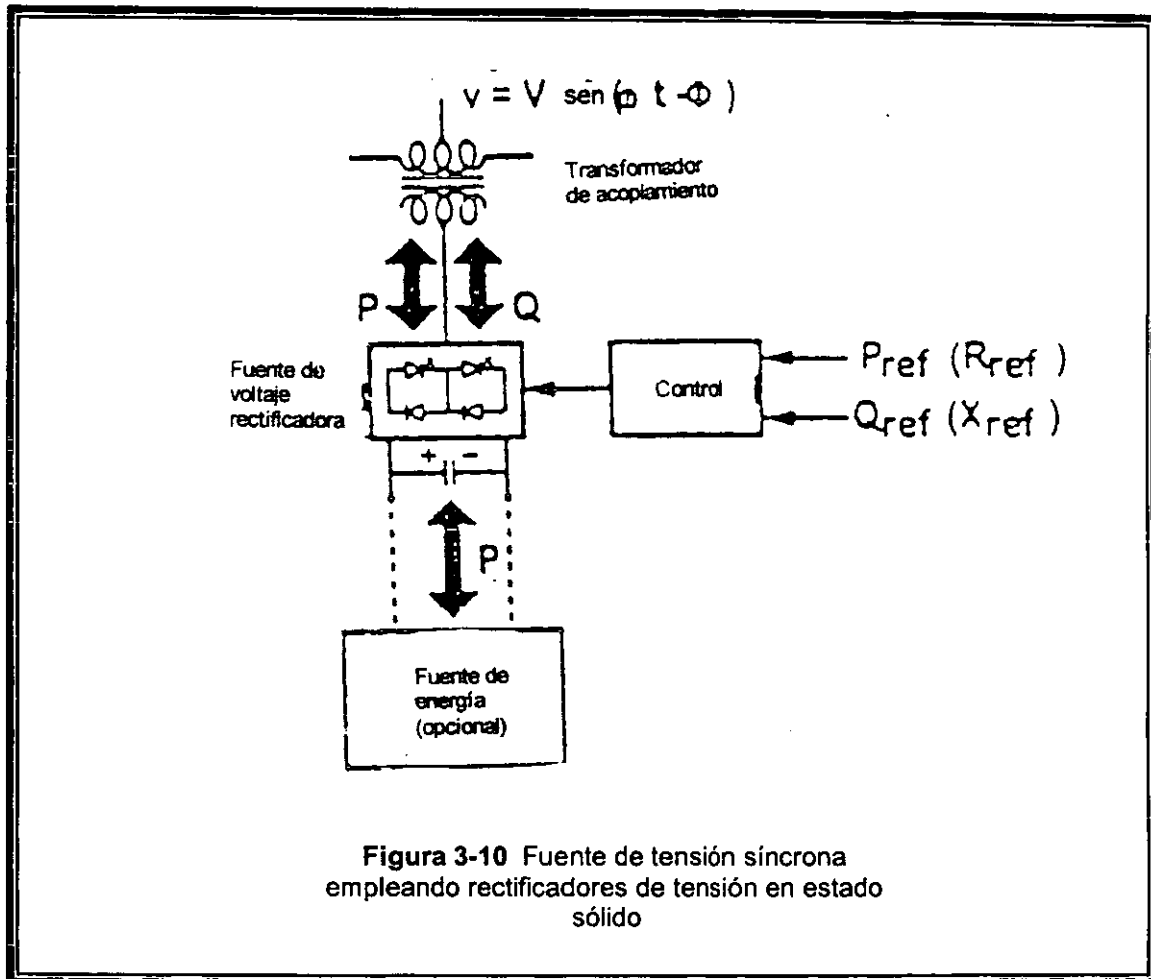
La fuente de tensión síncrona (VSC) se considerará como un generador ideal electromagnético, es decir, puede producir tensiones alternas (tres tensiones casi sinusoidales) a la frecuencia fundamental deseada con amplitud y ángulo de tensiones controlables, puede generar o absorber potencia reactiva cuando está conectado al sistema como un condensador síncrono (compensador), puede convertir la potencia activa que intercambia con el sistema de CA a la forma (CD por ejemplo) que sea compatible con la fuente o almacenador de energía eléctrica. El VSC para la aplicación de los sistemas de transmisión puede ser implementado por varios convertidores estáticos de potencia conmutables utilizando interruptores semiconductores.

Desarrollos recientes se han enfocado en rectificadores de fuentes de tensión de CD a CA utilizando tiristores con compuerta GTO con una configuración llamada multipulso. En esta configuración un número de rectificadores elementales iguales (de seis fases) son operados de un bus ordinario de CD con desplazamientos de tiempo seleccionados previamente para que cada uno produzca una secuencia de onda de tensión cuadrada compatible a tres fases. Estas ondas de tensión se combinan por una estructura magnética para producir la salida final en donde la gran mayoría de familias de armónicas que se presentan en las ondas se cancelan.

El VSC es simplemente un arreglo de interruptores estáticos de estado sólido operando desde una fuente de tensión de corriente directa con un control electrónico para producir una salida de tensión trifásica sinusoidal con un control independiente de la magnitud de la tensión V y ángulo ϕ . Por naturaleza de las leyes básicas de la física, el control de la magnitud y del ángulo implica que el VSC tiene la capacidad de intercambiar potencia real y reactiva en sus terminales de corriente alterna. Consecuentemente, el VSC debe generar internamente la potencia reactiva que intercambia con el sistema.

Por lo tanto, el VSC puede ser considerado funcionalmente como un generador ideal que se puede operar con un capacitor almacenador de CD relativamente pequeño, de una manera autosuficiente para poder intercambiar potencia reactiva con el sistema o con una fuente de tensión externa, o puede almacenar energía para intercambiar potencia activa controlada independientemente. Una

representación funcional del VSC se presenta en la fig. 3-10. Las referencias Q_{ref} y P_{ref} (incluso pueden ser parámetros relacionados como la impedancia reactiva de compensación deseada y la resistencia X_{ref} , R_{ref} respectivamente) definen la amplitud v y el ángulo de fase ϕ de la salida de tensión generada necesaria para intercambiar la potencia activa o reactiva deseable en las terminales de CA. Si el VSC es operado estrictamente para producir potencia reactiva P_{ref} o R_{ref} se fijan en cero.



La compensación serie capacitiva convencional se muestra en la Fig. 3-11 junto con el diagrama de fasores de tensión. La compensación serie es normalmente vista como la disminución de la impedancia reactiva de la línea de transmisión, en realidad como se puede observar que la función real del capacitor serie es incrementar la tensión a través de la impedancia de la línea de transmisión, así, de ese modo también se incrementa la corriente en la línea y la potencia transmitida. Mientras que esta observación puede considerarse trivial, es importante notar que desde el punto de vista de transferencia de potencia el parámetro importante es la

tensión a través de la línea mientras que el capacitor es sólo una solución para incrementar esta tensión al nivel necesario para forzar a la corriente requerida fluir a través de la línea. Esto significa que la misma compensación serie puede ser obtenida por la fuente de tensión en CA síncrona VSC, como se muestra en la Fig. 3-12, cuya salida de tensión es la misma que el capacitor serie. ($V_q = V_c = -jX_c I$)

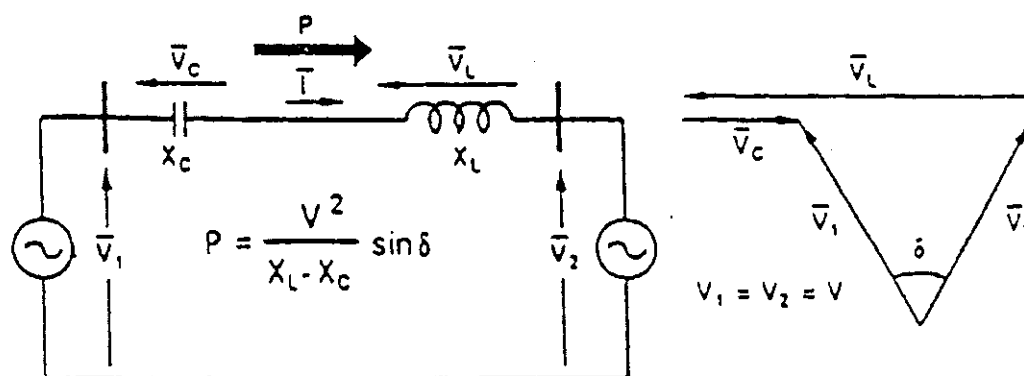


Figura 3-11 Sistema elemental de dos máquinas con compensación capacitiva en serie y su diagrama fasorial

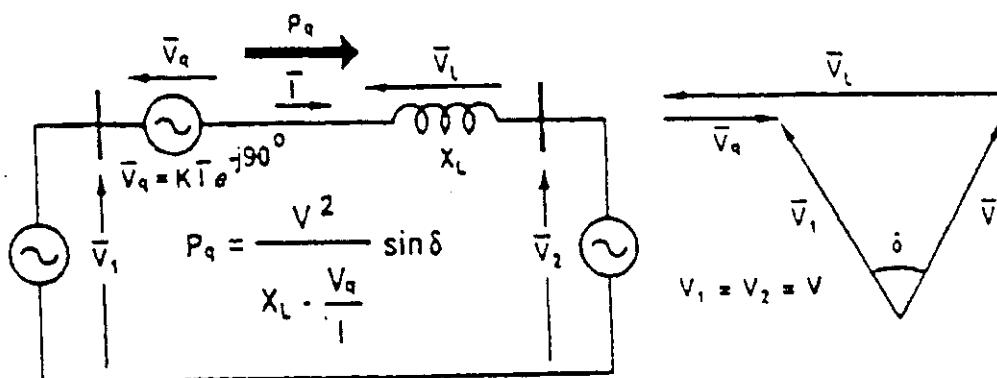


Figura 3-12 Sistema elemental de dos máquinas con compensación capacitiva en serie y su diagrama fasorial

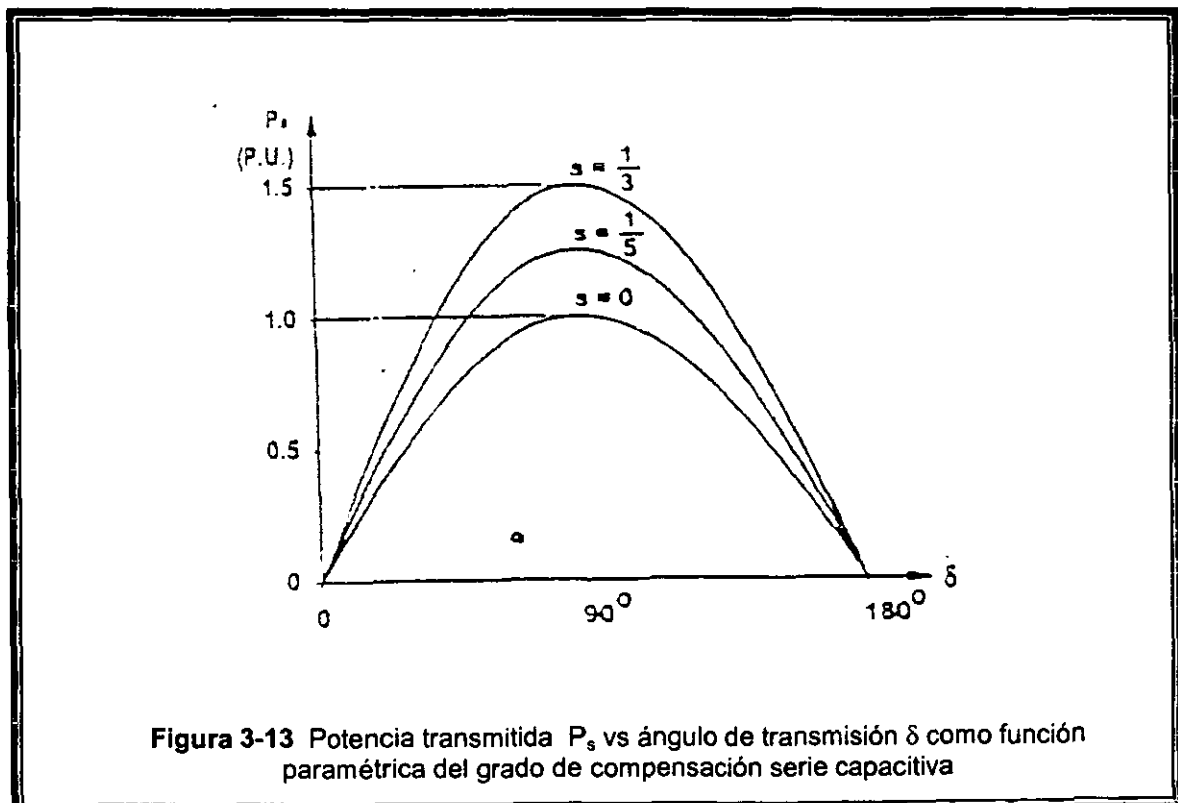
Se debe apreciar que, aunque una fuente de tensión ideal se utilice para simular el comportamiento de un capacitor serie, las características inertes de la fuente de Tensión Síncrona tipo compensador referida como compensador síncrono estático en serie (SSSC) en este capítulo son significativamente diferentes a la operación del capacitor serie. Estas diferencias se resumen en la secciones siguientes.

A. Característica P-δ

El capacitor es una impedancia reactiva en serie con la línea. Consecuentemente, la tensión a través de ésta es proporcional a la corriente la cual es función del ángulo de transmisión. Para diferentes ángulos de transmisión (y corriente en la línea), la tensión de compensación también irá cambiando. En la ecuación 3.4 se presenta la expresión de la potencia transmitida P_s como una función paramétrica del grado de compensación serie s ($s = X_c / X_L$)

$$P_s = \frac{V^2}{X_L(1-s)} \text{sen}\delta \quad (3.4)$$

Donde $V = V_1 = V_2$. Las gráficas normalizadas P-δ en función del parámetro s ($s = 1/3$ y $s = 1/5$) se muestran en la figura 3-13



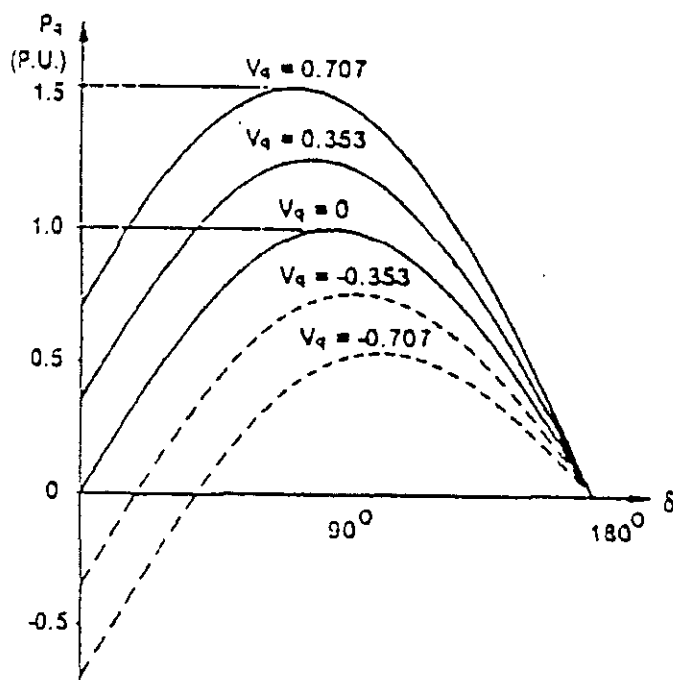
El SSSC inyecta la tensión de compensación en serie con la línea independientemente de la corriente que circule en ella. La potencia transmitida P_q se convierte en una función paramétrica de la tensión:

$$P_q = \frac{V^2}{X_L} \text{sen}\delta + \frac{V}{X_L} V_q \cos(\delta/2) \quad (3.5)$$

donde

$$V_q = |\bar{V}_q|, \quad \bar{V}_q = V_q \frac{\bar{I}}{|\bar{I}|} e^{\mp j90^\circ}$$

Las gráficas de P_q - δ en función de la tensión V_q se muestran en la Fig. 3-14. Para fines de comparación la tensión V_q se escogió para dar la misma potencia máxima que el capacitor serie con su correspondiente s . Esto es $\delta = 90^\circ$, $I_{xc} = V_q = 0.707$ cuando $s = 1/3$ y $V_q = 0.353$ cuando $s = 1/5$.



Nota: En y dentro de la vecindad de la curva de corriente igual a cero, el SSSC requiere de una fuente de potencia externa para equilibrar las pérdidas y mantener la operación.

Figura 3-14 Potencia transmitida P_q vs ángulo de transmisión δ como función paramétrica del tensión de compensación serie V_q que provee el SSSC.

La comparación de la Fig. 3-14 con la Fig. 3-13 muestra claramente que mientras el capacitor serie incrementa la transferencia de potencia al ir incrementándose el valor de δ , el SSSC aumenta p sin depender de δ en un rango importante de $0 \leq \delta \leq 90^\circ$.

Otra diferencia en estas gráficas es que mientras el capacitor serie sólo puede incrementar la transmisión de la potencia, el SSSC además puede disminuirla al cambiar la polaridad de la tensión en CA inyectado. La inversión de tensión (cambio de 180°) aumenta directamente la caída de tensión en la línea si la impedancia reactiva de la línea aumentara. Más aún si esta tensión invertida es mayor que la tensión a través de la línea esto es, si

$$|\bar{V}_q| > |\bar{V}_1 - \bar{V}_2| \quad (|\bar{V}_q| = |\bar{V}_1 - \bar{V}_2| + I_{x_L})$$

Entonces el flujo de potencia se invertirá como se ve en la figura 3-14.

La factibilidad para invertir el flujo de potencia con compensación reactiva se demuestra en la Fig. 3-15 con el resultado obtenido en la simulación de TNA (Transient Network Analyzer) para dos sistemas de máquinas controladas con un hardware modelado con gran precisión y detalle del SSSC.

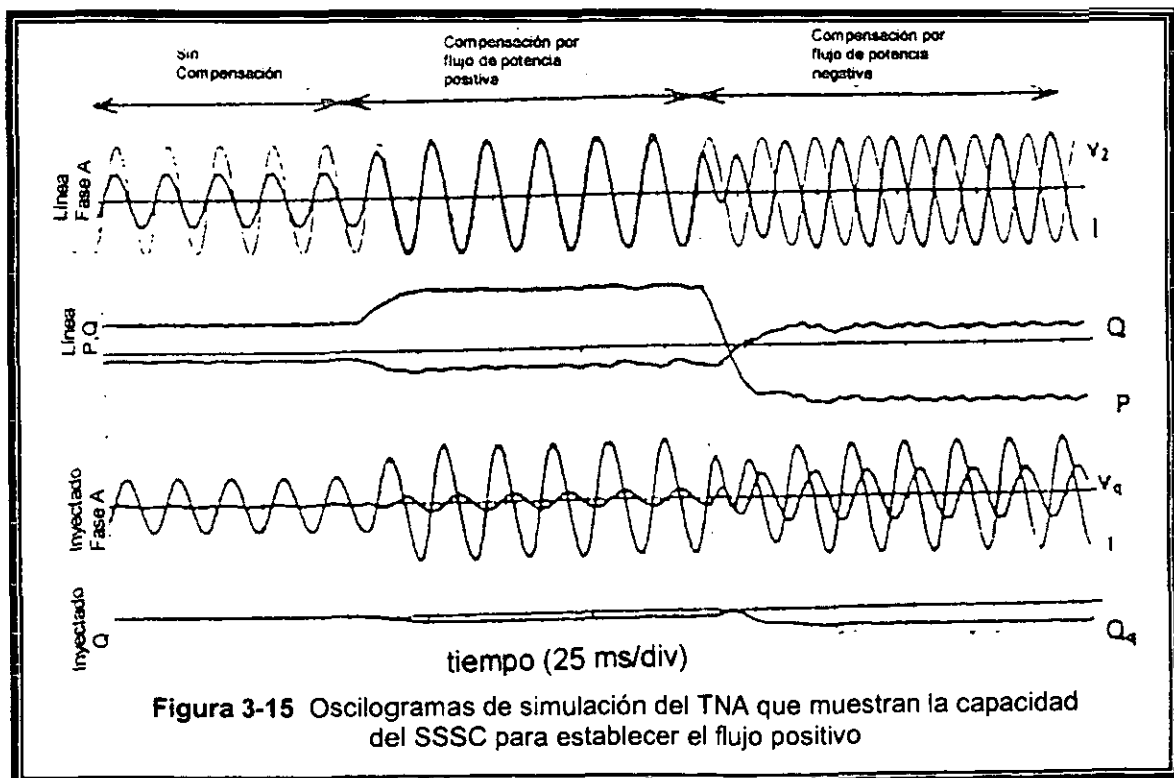


Figura 3-15 Oscilogramas de simulación del TNA que muestran la capacidad del SSSC para establecer el flujo positivo

Las gráficas en la figura son para $\delta=10^\circ$, y muestran la corriente I y la tensión recibida V_2 para la fase A, la potencia transmitida P junto con la potencia reactiva Q , la corriente I junto con la tensión V_q inyectada por el SSSC en la fase A, y la potencia reactiva que el SSSC intercambia con el sistema de CA cuando no se tiene compensación $V_q=0$, compensación puramente reactiva para flujo de potencia positiva ($V_q =IX_L -V_1-V_2$) y compensación puramente reactiva para flujo de potencia negativa ($V_q =IX_L +V_1-V_2$). Además para la operación en estado estable del sistema con flujo de potencia negativo o positivo, se puede observar que el SSSC tiene un tiempo de respuesta excelente y la transición de positivo a negativo del flujo de potencia cuando la inyección de tensión es cero es continua y suave.

Para las aplicaciones requeridas (estado estable o dinámica) en el control de flujo de potencia, las curvas $P-\delta$ mostradas en las figuras 3-13 y 3-14 sugieren que el SSSC tiene un amplio rango de control que el capacitor serie para el mismo rango de VA.

B. Capacidad para intercambiar potencia activa.

A diferencia del capacitor en serie, el cual funciona en las líneas de transmisión como una impedancia reactiva, y como tal solo es capaz de entregar potencia reactiva, el SSSC puede intercambiar potencia activa y reactiva con el sistema controlando simplemente la posición angular de la tensión inyectada con respecto a la corriente de la línea. (El SSSC puede intercambiar potencia activa si se acopla con una fuente de energía o un almacenador adecuado de energía).

La capacidad del SSSC para intercambiar potencia activa tiene grandes aplicaciones en los sistemas actuales. Una de las aplicaciones más importantes es la compensación simultánea de la componente resistiva y la reactiva de la impedancia serie de la línea para mantener alta la relación X_L/R . En muchas aplicaciones, particularmente en los niveles de transmisión de 115, 230 e incluso a 340 kV, donde la relación X_L/R generalmente es relativamente baja (en un rango de 3 a 10), un alto grado de compensación serie capacitiva puede reducir la relación efectiva de la reactancia contra la resistencia de la línea a valores tan bajos en donde el crecimiento progresivo de la demanda de potencia reactiva y las pérdidas de la línea asociadas y la posible caída de tensión no permitirían la transmisión de potencia activa.

Esta situación se muestra en el diagrama fasorial de la Fig. 3-16 para una línea cuyo nivel de compensación X_L/R es 7.4. Como se puede observar, aplicando un mayor grado de compensación serie capacitiva (por ejemplo de 50% y 75%) la relación efectiva $X_{L\text{eff}}/R = (X_L - X_C)/R$ disminuye (de 3.7 a 1.85 respectivamente). Como resultado, la componente reactiva de la corriente de la línea $I_{\text{sen}(\delta/2+\phi)}$,

suministrada por el sistema receptor, se incrementa progresivamente y la componente real, $I\cos(\delta/2+\phi)$, transmitida al bus receptor, progresivamente va decreciendo tendiendo al valor obtenido idealmente cuando $R=0$.

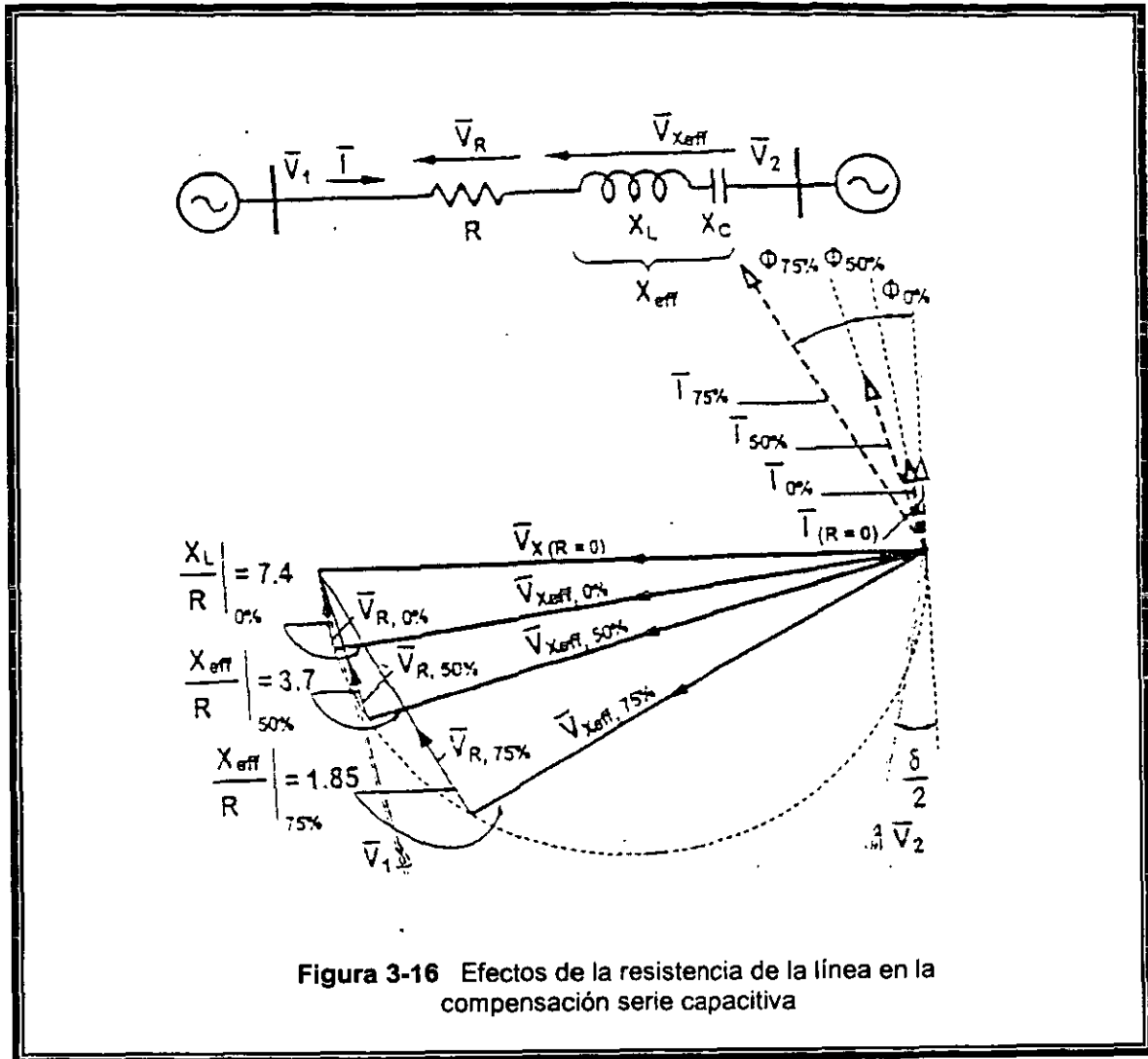


Figura 3-16 Efectos de la resistencia de la línea en la compensación serie capacitiva

La transmisión de potencia activa P , y la potencia reactiva Q , para un sistema de dos generadores unidos por una línea de transmisión están en función de la impedancia de la línea X_L , la resistencia de la línea R y del ángulo de transmisión δ como sigue:

$$P = \frac{V^2}{X_L^2 + R^2} [X_L \sin \delta - R(1 - \cos \delta)] \quad (3.6)$$

$$Q = \frac{V^2}{X_L^2 + R^2} [R \sin \delta + X_L(1 - \cos \delta)] \quad (3.7)$$

Las gráficas P- δ y Q- δ descritas por las ecuaciones 3.6 y 3.7 respectivamente son mostradas en función de la relación X_L/R para valores de $X_L/R = \infty, 7.4, 3.7$ en la Fig. 3-17. Estas gráficas muestran claramente que al disminuir la relación X_L/R la transferencia máxima de potencia activa disminuye y la potencia reactiva aumenta.

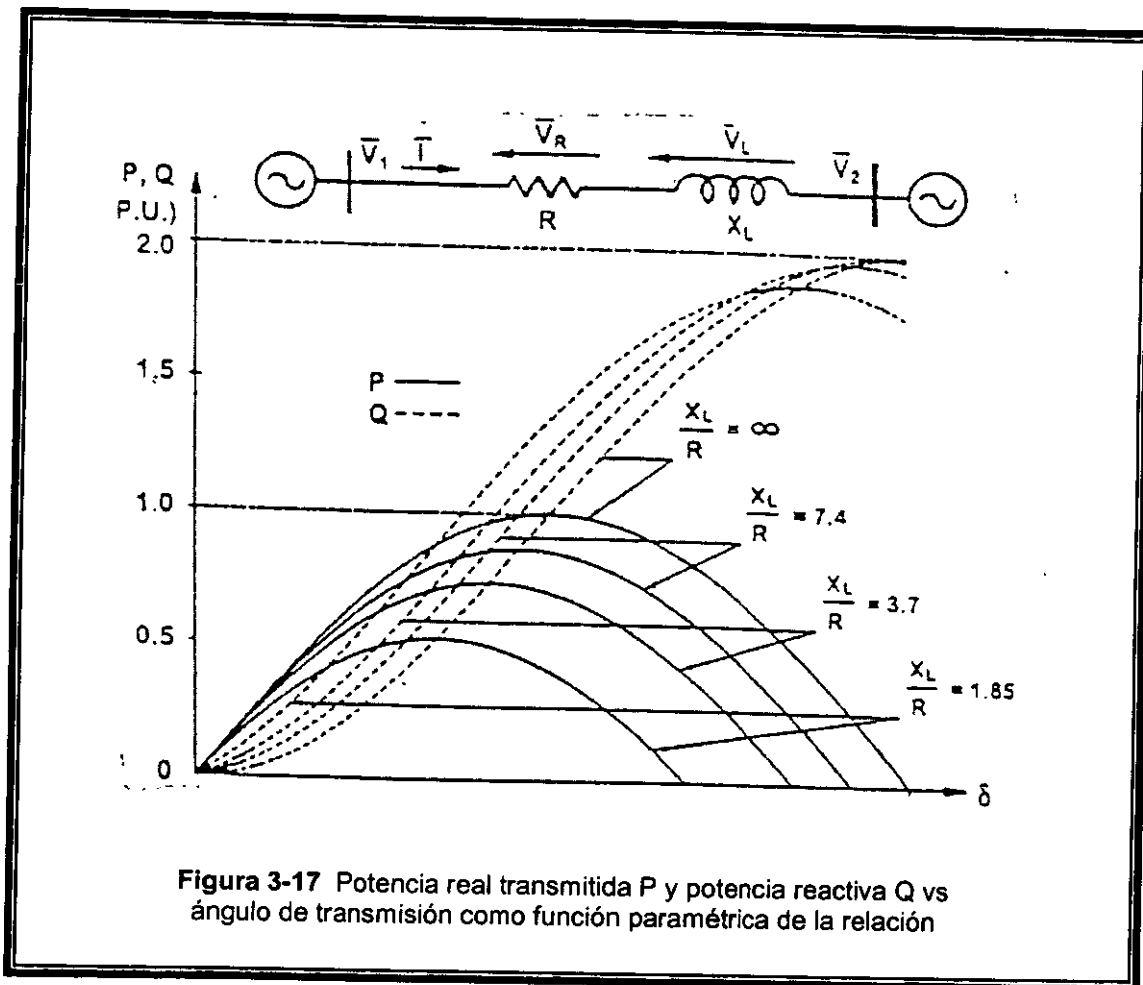


Figura 3-17 Potencia real transmitida P y potencia reactiva Q vs ángulo de transmisión como función paramétrica de la relación

El SSSC junto con una fuente de CD apropiada (puede ser de un bus accesible o del terciario de un transformador local) se podría inyectar (esto además de la inyección de tensión para compensación reactiva) un componente de tensión con fase opuesta con el fin de contrarrestar la caída de tensión a través de la línea debido a su impedancia serie.

En esta forma al tener compensación controlada simultánea e independiente de la parte real y reactiva de la impedancia de la línea de transmisión, para una línea puramente inductiva se pueden obtener su nivel máximo de transmisión. Se debe notar que la potencia I^2R va a seguir disipándose en la línea, pero esta disipación va a ser reemplazada por el SSSC con la fuente de potencia auxiliar.

Los resultados obtenidos en la simulación de TNA de un sistema de transmisión que une a dos máquinas compensadas con un SSSC con una fuente de potencia auxiliar, muestran la compensación combinada de la resistencia y de la reactancia de la línea de transmisión (ver Fig. 3-18). Las gráficas muestran la corriente i en la fase A junto con su correspondiente tensión de recepción V_2 , la potencia transmitida P junto con la potencia reactiva Q suministrada por el nodo receptor, la corriente en la línea i de la fase A junto con la tensión V_q inyectado por el SSSC y la potencia P y Q que intercambia el SSSC con el sistema de CA vía inyección de tensión serie para cuando $V_q = 0$, compensación puramente reactiva y compensación reactiva más resistiva (el sistema se operó con $\delta = 20^\circ$ y $X_L/R = 6$).

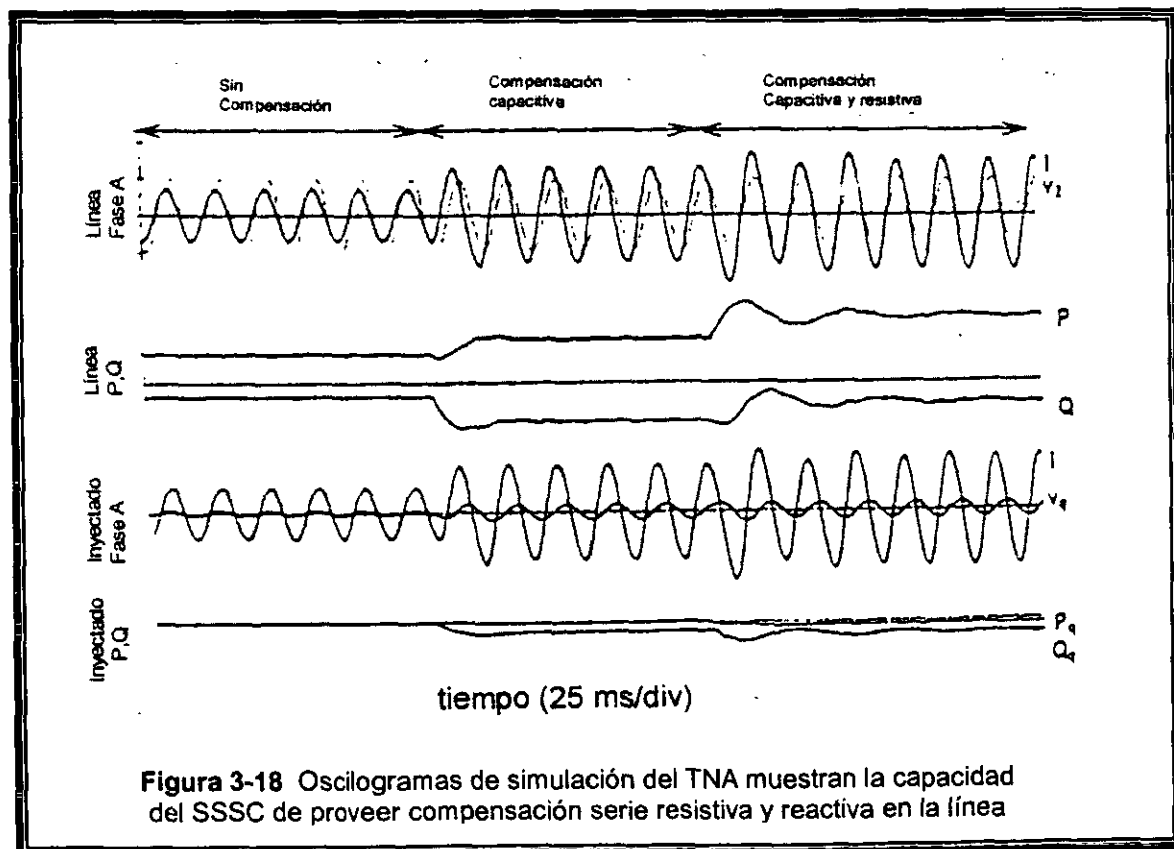


Figura 3-18 Oscilogramas de simulación del TNA muestran la capacidad del SSSC de proveer compensación serie resistiva y reactiva en la línea

Se puede observar que la compensación resistiva adicional incrementa significativamente la potencia transmitida, mientras que la demanda de potencia reactiva disminuye en el nodo receptor.

Desde un punto de vista de estabilidad dinámica, la compensación reactiva de las líneas combinadas simultáneamente con intercambio de potencia activa puede ser extremadamente efectiva para disminuir las oscilaciones de potencia. Por ejemplo, en los periodos de aceleración angular, el SSSC con una adecuada energía almacenada puede aplicar la máxima compensación capacitiva para incrementar el nivel de transmisión de potencia activa y al mismo tiempo absorber potencia activa para poder proveer del efecto de una resistencia en serie con la línea. Durante los periodos de desaceleración angular, el SSSC puede ejecutar las acciones de compensación opuestas antes descritas, esto es, aplica máxima compensación inductiva para disminuir la transmisión de potencia activa y al mismo tiempo proveer un efecto de resistencia negativa (generador) para poder dar la potencia activa adicional a la línea (caída negativa). Aunque se requiere almacenar energía

C. Inmunidad a la resonancia.

La función deseada del capacitor en serie es proveer una tensión de compensación opuesta a aquella que se desarrolla a través de la impedancia reactiva de la línea a la frecuencia fundamental del sistema (60 Hz) para incrementar la potencia transferida. Sin embargo la impedancia del capacitor serie está en función de la frecuencia por lo que se puede tener resonancia a varias frecuencias con otras impedancias reactivas presentes en la red.

La resonancia de mayor cuidado es la que ocurre con la impedancia reactiva serie del sistema a una reforzaría la resonancia mecánica de algunas turbinas de generadores, causando el fenómeno bien conocido como resonancia subsíncrona SSC, la cual provoca serios daños a los generadores.

A diferencia con los capacitores series, o una combinación de un capacitor serie y de un TCR, el SSSC es esencialmente un fuente de tensión de CA el cual, con controles de entrada fijos se operaría sólo en la salida de frecuencia seleccionada (fundamental), y la impedancia de salida a otras frecuencias teóricamente serían cero.

En la práctica, el SSSC tiene una impedancia de salida relativamente pequeña debido a la (fuga) inductancia del transformador conectado en serie. La caída de tensión a través de esta impedancia es compensada automáticamente en la frecuencia fundamental cuando el SSSC provee de compensación capacitiva a la línea.

Por lo tanto la salida efectiva de la impedancia en relación con la característica de la frecuencia del SSSC es demasiado pequeña por lo que el SSSC opera a la frecuencia fundamental.

Por lo tanto el SSSC es incapaz de formar un circuito clásico de resonancia en serie con la impedancia inductiva de la línea para iniciar oscilaciones subsíncronas en el sistema. Por otro lado el SSSC tiene una velocidad de respuesta muy rápida (casi instantánea) y esto puede ser muy efectivo en la disminución de las oscilaciones subsíncronas (las cuales se pueden provocar por tener un capacitor serie).

Por supuesto que el SSSC, como todos los controles activos bajo condiciones anormales, puede provocar inestabilidad u oscilaciones con el sistema de CA. (por ejemplo, cuando la ganancia de lazo cerrado está mal ajustada o el dispositivo tiene defectos de fábrica).

Sin embargo, estas consideraciones son genéricas a todos los sistemas de control activos e involucra temas como robustez en el control o redundancia en el control y en las protecciones, lo cual está fuera del objetivo de esta tesis.

A parte de la inmunidad de la resonancia subsíncrona, el comportamiento del SSSC en los sistemas de transmisión es también diferente para el del capacitor serie a la frecuencia fundamental. La tensión de compensación la fija el control del SSSC y es independiente a los cambios de la impedancia de la red (consecuentemente de la corriente en la línea).

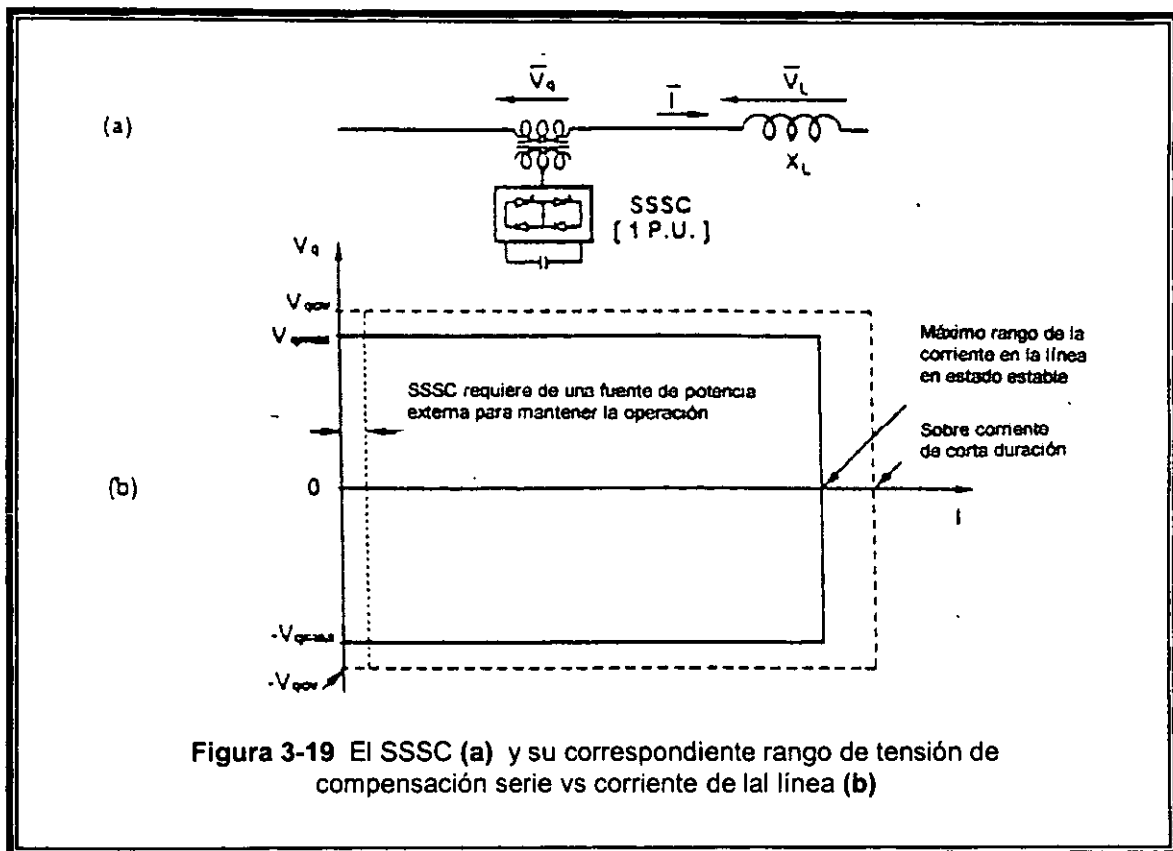
Esto significa que el SSSC no podría ser sintonizado con ninguna línea con inductancia finita para obtener una resonancia serie clásica (en donde la tensión del capacitor y del inductor serían iguales) en su frecuencia fundamental, porque la tensión a través de la reactancia de la línea, para todos los casos prácticos, mucho más grande que la tensión del SSSC además de estar limitado por este último. Esto es, la tensión V_x a través de una línea ideal de reactancia X_L ($R=0$) y con δ fijo sólo sería función de la tensión de compensación V_q inyectado por el SSSC esto es:

$$V_x = I_{x_L} = V_q + 2V \text{sen}(\delta / 2) \quad (3.8)$$

En donde V es de nuevo la tensión del sistema, y δ es el ángulo de transmisión. Como la ecuación 3.8 muestra, V_x sólo puede ser igual a V_q si $\delta=0$, en donde la transmisión estaría controlada totalmente por el SSSC.

D. Rango de control y de VA.

El SSSC puede proveer tanto de compensación de tensión capacitiva como inductiva independientemente de la corriente que circule en la línea de transmisión, depende del rango de corriente especificado para el cual la tensión se reduce a cero (operación by-pass) como se ilustra en la Fig. 3-19. Los VA del SSSC (rectificador en estado sólido y transformadores de acoplamiento) es simplemente el producto de la corriente máxima de la corriente en la línea por la tensión máxima de compensación serie: $VA = I_{max} V_{max}$.



En la práctica I_{max} representa el rango máximo de la corriente en la línea en estado estable o la magnitud de una sobre corriente de corta duración. Sin embargo la mayoría de los esquemas de compensación serie utilizan como referencia la corriente máxima en estado estable, es decir los VA base de los diferentes esquemas de compensación serie se establece en forma uniforme por la corriente en estado estable y la tensión asociada a ésta, por lo tanto los valores asociados a sobre corrientes con corta duración no serán tomados en cuenta para la comparación entre el SSSC, el TSSC y el TCSC.

En la figura 3-19 se puede observar que el SSSC de 1 p.u. de VA cubre un rango de control de 2 p.u. de compensación de VAR's, esto es, el rango de control continuo es de -1 p.u. (inductivo) a $+1$ p.u. (capacitivo) de VAR's. En muchas aplicaciones prácticas, sólo es necesario tener compensación serie capacitiva.

En este tipo de aplicaciones, el uso del SSSC se puede justificar económicamente si se utiliza con un capacitor fijo, como se muestra en la Fig. 3-20a, en donde un SSSC de $\frac{1}{2}$ p.u. de VA se combina con un capacitor fijo de $\frac{1}{2}$ p.u. de VAC dando como resultado un compensador serie controlable en forma continua con un rango máximo de compensación capacitiva de 0 a 1 p.u. Pero como el capacitor produce una tensión de compensación proporcional a la corriente en la línea, la compensación total (del SSSC y el capacitor) también se convierte, en menor grado, en función de la corriente en la línea como se puede observar en la Fig. 3-20b.

3.4.2 Conclusiones

La aplicación general de un condensador en serie controlable es también válida en el caso del SSSC: control dinámico del flujo de energía y mejora de la estabilidad de la tensión y del ángulo. El hecho de que un SSSC pueda inducir tensión capacitiva e inductiva en una línea amplía el campo de operación del dispositivo. Para controlar el flujo de energía se puede utilizar un SSSC, tanto para aumentar como para reducir el flujo.

Dentro del intervalo de estabilidad ofrece más potencial para amortiguar oscilaciones electromecánicas. Sin embargo, la inclusión de un transformador de alta tensión en el esquema da lugar a una desventaja de costos en comparación con los condensadores en serie controlables. El transformador también reduce el rendimiento del SSSC, debido a que se introduce una reactancia adicional.

Este defecto podrá ser eliminado en el futuro mediante la utilización de dispositivos SSSC sin transformador. El esquema también exige un aparato de protección que ponga en derivación el SSSC en caso de que en la línea existan altas intensidades de fallo.

El compensador serie estático síncrono ofrece una alternativa a la compensación convencional serie capacitiva.

En donde los capacitores series son impedancias que producen las tensiones de compensación requeridos cuando la corriente fluye a través de la línea, el SSSC

es una fuente de tensión en estado sólido que internamente genera la tensión de compensación requerido independientemente de la corriente que fluya en la línea de transmisión.

La naturaleza de fuente de la tensión del SSSC provee las bases para tener mucho mejores características de operación y desempeño que la compensación serie con capacitores tiene: La generación y absorción interna de potencia reactiva sin capacitores en CA o reactores.

El control simétrico de la tensión de compensación (independiente de la magnitud de la corriente en la línea) para la región capacitiva e inductiva; la inmunidad a la resonancia subsíncrona clásica; la facilidad de interactuar con otros equipos eléctricos de potencia como fuentes, almacenadores o suprimidores con el propósito de proveer de compensación reactiva o activa a la línea; la respuesta casi instantánea de los comandos de control.

La capacidad del SSSC de intercambiar potencia activa o reactiva hace posible compensar las caídas de tensiones reactivas o resistivas en la línea y más aún mantener alto la relación efectiva de la línea X/R independientemente del grado de compensación serie.

De esta forma, la transmisión óptima de potencia (alta relación de potencia activa a reactiva) puede ser alcanzada aún con un alto grado de compensación serie.

Similarmente, combinando la compensación reactiva y real se pueden obtener grandes disminuciones de la oscilación de potencia cuando la impedancia reactiva de la línea es modulada, y simultáneamente se inyecta una resistencia virtual de amortiguamiento con valores que alternan de máximo a mínimo (positivo/negativo o positivo/cero) para oponerse a las vibraciones predominantes de las máquinas.

Los resultados de las simulaciones obtenidos en la TNA sustentan las predicciones teóricas de la operación y desempeño del SSSC.

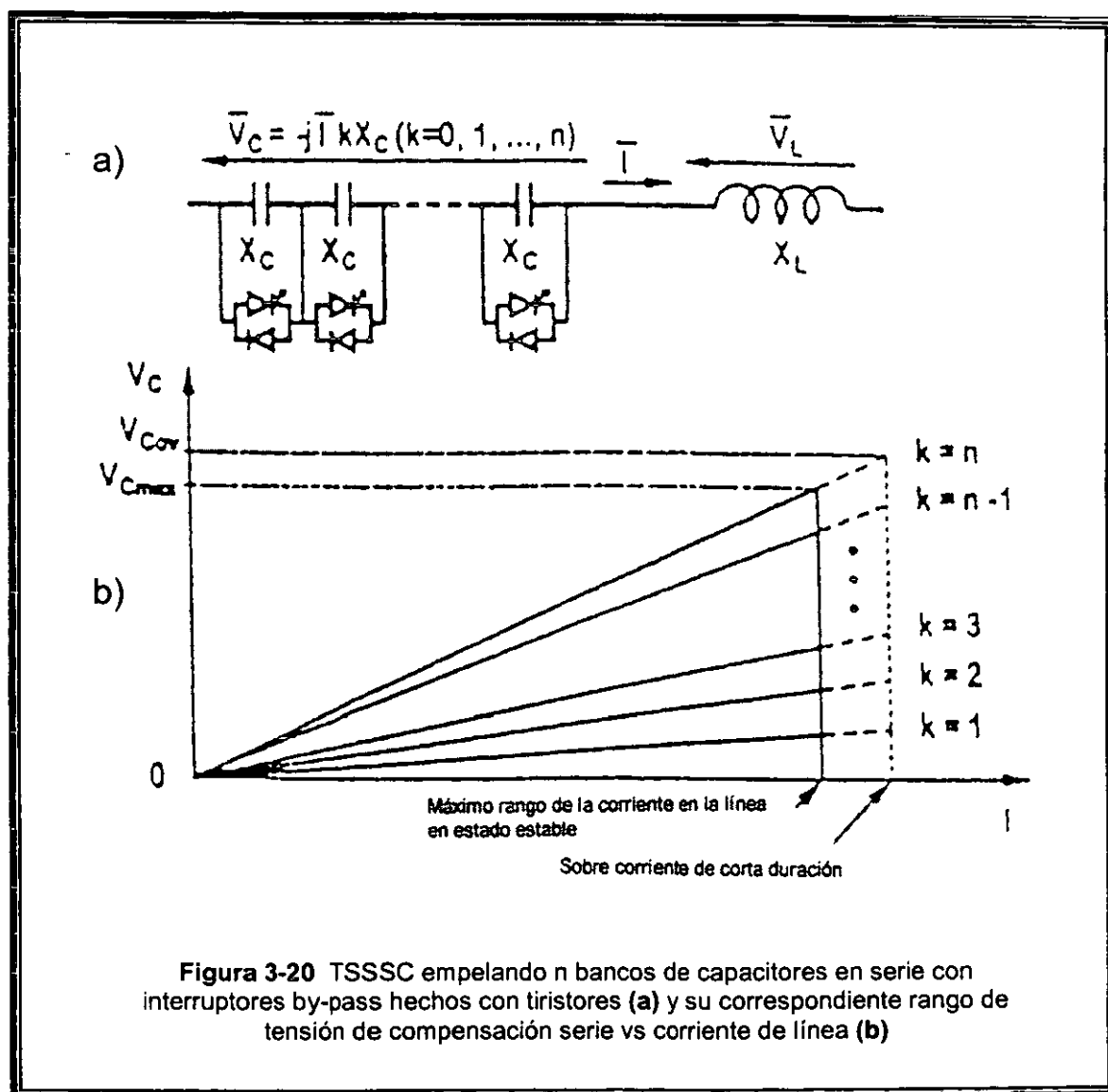
El comportamiento no parecido al capacitor, la superior característica de operación y la gran flexibilidad de aplicaciones que el SSSC ofrece, proveen las bases necesarias para reconsiderar la aplicación general de la compensación serie para el control del flujo de potencia y el mejoramiento de la estabilidad del sistema.

Por ejemplo, el SSSC representa una atractiva opción para solucionar las dificultades crecientes por no tener control del flujo de potencia.

3.5 COMPARACION ENTRE EL SSSC, TSSC Y EL TCSC

Para poder comparar el rango de compensación versus la corriente de la línea y su VA asociados del SSSC contra los esquemas de compensación serie tradicionales se dará una breve explicación del funcionamiento del TSSC y del TCSC.

La implementación básica del TSSC se muestra en la figura 3-20a. En esta aproximación es empleada la unión de n bancos de capacitores, cada uno con un interruptor con tiristores bidireccionales de desviación (bypass).



La compensación se varía con la apertura o cierre de los interruptores: la compensación es mínima cuando todos los interruptores están cerrados; la compensación es máxima cuando todos los interruptores están abiertos. Y la impedancia serie de compensación varía en incrementos de X_c hasta su valor máximo de nX_c .

La tensión de compensación producida por este esquema es directamente proporcional a la corriente que circula por la línea como se observa en la figura 3-19b, dentro del rango de $0 < I \leq I_{max}$, la tensión máxima de compensación para ese nivel de corriente con nX_c impedancia de compensación se puede disminuir hasta cero en n pasos. Los VA totales de los bancos de capacitores es $(I_{max})^2 nX_c = V_{Cmax} I_{max}$.

Los VA totales de los n interruptores es de $2V_{Cmax} I_{max}$, porque tienen que ser capaces de dar $2V_{Cmax}$ y conducir una corriente I_{max} . El doble de la tensión es debido al hecho que los tiristores convencionales sólo pueden apagarse cuando la corriente es cero, lo cual fuerza a tener una condición inicial de tensión igual a cero en el banco de capacitores y que sea energizado cuando la corriente de la línea sea cero y la tensión del capacitor de estado estable esté en la cresta.

Esto da como resultado un offset inicial de V_{Cmax} lo cual hace que se duplique la tensión requerida por el tiristor.

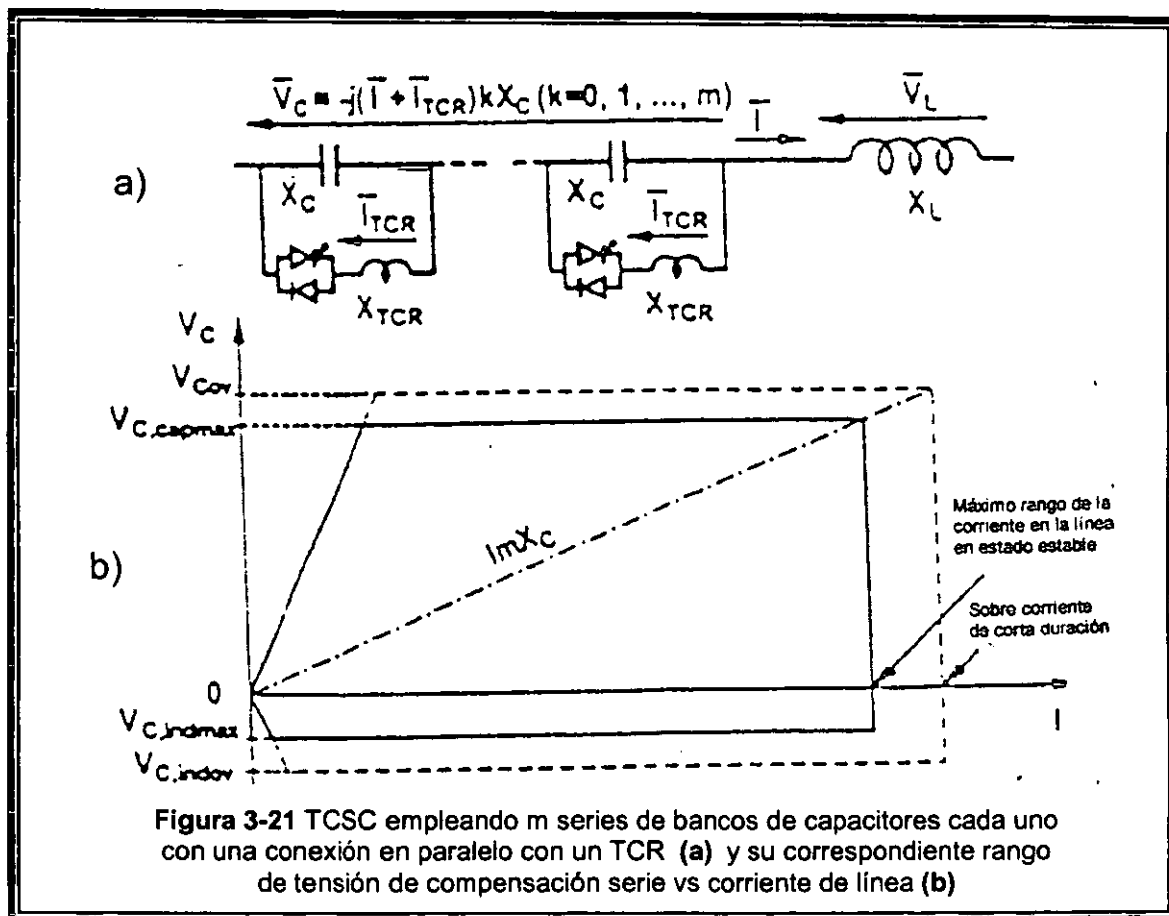
En la implementación del TCSC se emplean uno o más bancos de capacitores cada uno con su reactor controlado por tiristores TCR ver figura 3-21a. En este arreglo el TCR tiene tres funciones básicas: (1) es un interruptor de desviación, (2) circula una corriente variable a través del banco de capacitores asociado y de ese modo se logra controlar la tensión de compensación, (3) modifica la impedancia a frecuencias bajas (por debajo de la fundamental) contra la característica de frecuencias del capacitor para prevenir la resonancia subsíncrona.

El módulo TCSC es operado en dos regiones: en una región inductiva, en donde el ángulo de conducción del tiristor, σ , es controlado de 180° (conducción total por desviación) hasta un límite dado por σ_L para la conducción mínima; la segunda región es la capacitiva en donde σ , es controlado de 0° (el interruptor no conduce) hasta σ_C para máxima conducción (note que $(\sigma_C < \sigma_L)$). Existe una región media que separa a las dos regiones (inductiva y capacitiva) $\sigma_C \leq \sigma \leq \sigma_L$, en donde el TCR estaría en resonancia (o cerca de) con el capacitor en paralelo y por lo tanto su operación es inhibida por el control.

Los valores reales de σ_C y σ_L son determinados por las restricciones de las componentes de tensión y corriente. Utilizando un número significativo de módulos conectados en serie ($m \geq 4$) y con un control adecuado en la región inductiva y en la capacitiva, el comportamiento del TCSC se puede aproximar a la característica

mostrada en la figura 3-20b. Los VA totales de los m bancos de capacitores conectados en serie es $(I_{max})^2 mX_c = V_{Cmax} I_{max}$ (asumiendo que el TCR en la configuración multimodo no se utiliza para incrementar la tensión del capacitor con la circulación de corriente cuando la corriente de la línea ha alcanzado su valor máximo).

Los m interruptores del TCR tienen que ser considerados como $2V_{Cmax} I_{max}$, debido al offset de tensión obtenida al energizar del banco de capacitores (a pasar de la capacidad del TCR para reducir este offset en unos cuantos ciclos). Los V_a del reactor empleado en el TCR es simplemente $V_{Cmax} I_{max}$.



El SSSC ofrece características funcionales inherentes y características de compensación que sólo pueden dar las fuentes de tensión en estado sólido y dichas características no les pueden ofrecer los esquemas de compensación serie con capacitores controlados por tiristores. Estas características se pueden resumir como sigue:

1. Es capaz de generar internamente una tensión de compensación controlada para un rango idéntico de compensación capacitiva e inductiva pero independiente de la magnitud de la corriente que fluye por la línea.
2. Con la facilidad de interactuar con una fuente de energía de CD, puede proveer compensación para la resistencia de la línea y para la reactancia de la línea, con el fin de mantener una relación efectiva alta de X_{Leff}/R , independientemente del grado de compensación en serie.
3. Con un almacenador de energía es posible tener una gran disminución efectiva de las oscilaciones de potencia modulando la compensación reactiva en serie para incrementar y disminuir la potencia transmitida, y al mismo tiempo inyectar una impedancia virtual positiva y negativa en sintonía con las vibraciones dominantes de la máquina.
4. Tiene una impedancia tipo fuente de tensión la cual excluye tener la resonancia serie típica con la impedancia reactiva de la línea.

A pesar de los beneficios operativos, es bien reconocido que el costo de los esquemas de compensación en muchos casos es el principal factor que determina la aplicación práctica. El indicador más significativo para fijar el costo efectivo del compensador es la relación del rango máximo que se consigue en la salida de VAR entre los VA del equipo. Esta relación es impresionantemente grande para el SSSC: un equipo con 1 p.u. de VA puede producir una compensación reactiva de 2 p.u. Esta capacidad de compensación bidireccional se puede utilizar sólo en aquellos casos donde sea necesario, es decir, sólo se puede utilizar compensación capacitiva combinando un SSSC de $\frac{1}{2}$ p.u. de VA con un capacitor fijo de $\frac{1}{2}$ p.u. de VAC para obtener un compensador en serie con variación continua con un rango máximo de compensación capacitiva de cero a 1 p.u.

Ni el TSSC ni el TCSC pueden, sin circuitos de potencia adicionales, ser capaces de proveer de compensación serie capacitiva e inductiva simétrica. Por esto la comparación que se considera es sólo para compensación serie capacitiva con un rango de cero a 1 p.u. Para este rango los bancos de capacitores tienen 1 p.u. de V_{AC} y los interruptores 2 p.u. de VA para el TSSC y el TCSC, lo cual hace que el rango total para el equipo sea significativamente mayor para el que requiere el SSSC (1 p.u. contra $\frac{1}{2}$ p.u. de V_{AC} para el capacitor y 2 p.u. contra $\frac{1}{2}$ p.u. de VA para el circuito semiconductor de potencia).

Es sabido que el rango de VA por si solo no determina el costo del equipo. La fuente de tensión síncrona o los tiristores (interruptores) o los controladores para los compensadores serie utilizan diferentes circuitos de potencia y semiconductores, diferentes componentes auxiliares de potencia y diferentes estructuras de instalación. Por lo tanto, para una valuación realista del costo relativo, es necesario considerar el rango de VA y al menos la mayor diferencia del hardware.

La mayor diferencia en el costo de los semiconductores de potencia (tiristores GTO contra convencionales), está en los componentes auxiliares de potencia y la

estructura de instalación. El SSSC requiere de un transformador de acoplamiento (el cual es la mitad del costo total de este dispositivo) y un capacitor de CD. Es instalado en una estructura con potencial a tierra y operado a una tensión relativamente baja (por debajo de 20 KV). Por lo tanto esta instalación requiere de un nivel de aislamiento relativamente bajo y una infraestructura de acoplamiento relativamente barata entre los circuitos de potencia semiconductores y sus controles. Los equipos son ensamblados en su mayoría en fábrica por lo tanto el costo de instalación es relativamente bajo. Su operación se puede inspeccionar fácilmente y tiene fáciles accesos para su servicio.

El TSSC y el TCSC están acoplados directamente a la línea de transmisión y por lo tanto están instalados en una plataforma de alta tensión. La instalación necesariamente involucra altos costos de mano de obra. Los sistemas de control y de enfriamiento se localizan al nivel de tierra por lo que el nivel de aislamiento debe ser alto y un complejo control para la interfaces. El equipo no es visualmente observable en su operación y su mantenimiento y servicio son relativamente altos.

En un análisis final, la comparación económica entre los dos tipos de compensadores series establece que el alto costo de la mayoría del hardware del SSSC (transformadores acopladores, circuitos de potencia GTO capacitores de CD) se compensa por su bajo costo de instalación, por la fácil y económica forma de su mantenimiento y servicio, además de que el TSSC y el TCSC tienen altos costos inherentes a su operación. Estos costos se atribuyen a los altos rangos de VA de los bancos de capacitores y a los interruptores hechos con tiristores; los reactores requeridos en el control de VAR o para su desviación; el alto nivel de tensión y las complicaciones para el sistema de enfriamiento y para el control de la interfase debidas a la operación del circuito semiconductor de potencia a un nivel alto de tensión; el alto costo de mano de obra debido a lo complejo de su instalación y por necesitar mayor mantenimiento y servicio.

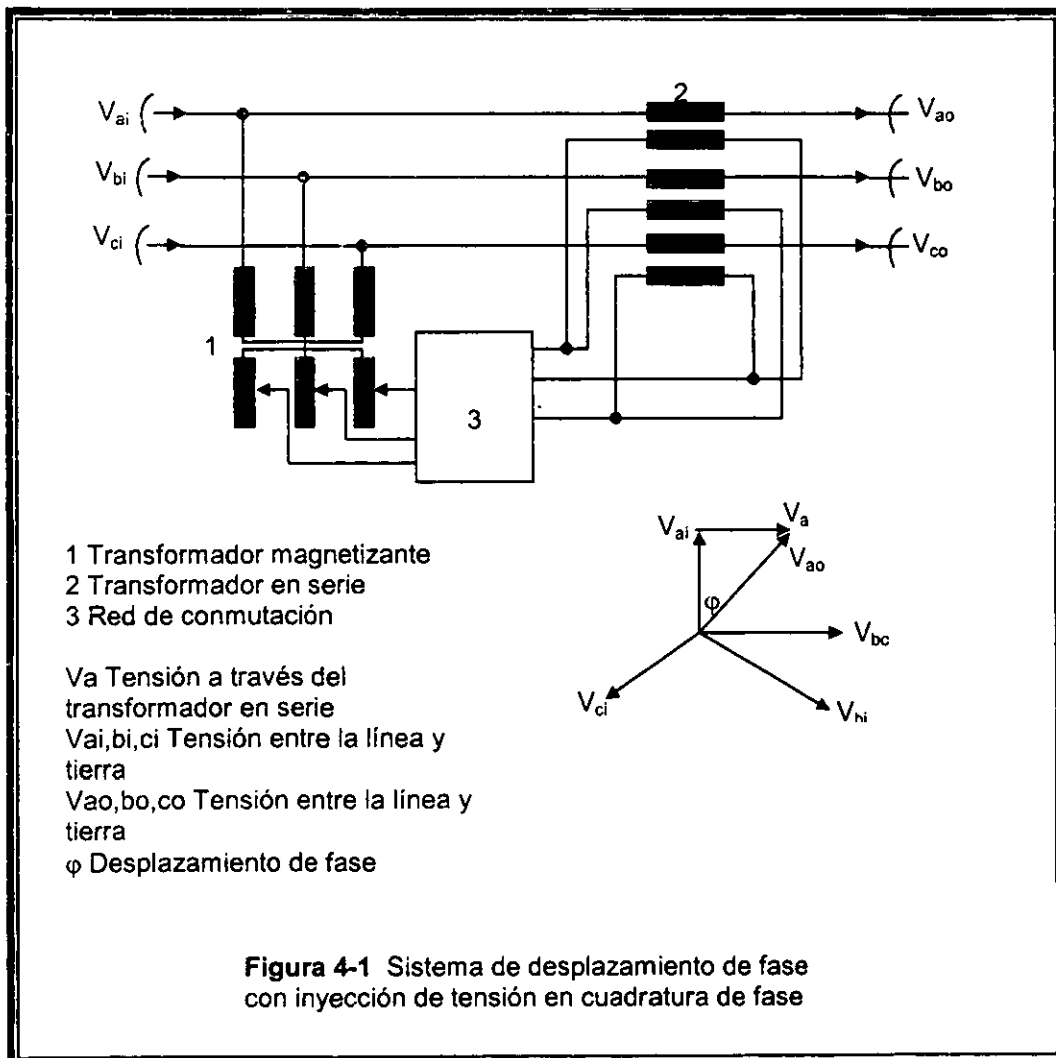
Es evidente que este análisis comparativo de costos es complejo y es dependiente de la aplicación que se requiera, sin embargo una evaluación preliminar indica que el SSSC generalmente es competitivo con relación al costo tanto con el TSSC como con el TCSC. (Esto se constató con la instalación del STATCOM de ± 100 MVAR en TVA).

Capítulo 4

COMBINACION DE CONTROLES CONECTADOS EN SERIE Y PARALELO

4.1 TRANSFORMADOR DE DESPLAZAMIENTO DE FASE (PST) Y PST ASISTIDO (APST)

Los transformadores de regulación del ángulo de fase (desplazamiento de fase) se utilizan para controlar el flujo de energía eléctrica a lo largo de las líneas de transmisión. Tanto la magnitud como la dirección del flujo de energía pueden ser controladas variando el desplazamiento de fase mediante el transformador en serie (Fig. 4-1).



4.1.1 Principio de Funcionamiento

El desplazamiento de fase se consigue extrayendo una tensión línea-tierra de una de las fases e inyectando una parte de ella en serie con otra fase. Esto se lleva a cabo utilizando dos transformadores: el transformador regulador o magnetizante, en derivación, y el transformador en serie (Fig. 4-1).

Las conexiones usadas, estrella-estrella y estrella-delta, hacen que la tensión en serie inyectado esté en cuadratura de fase con la tensión entre la línea y tierra.

Una parte de la tensión de la línea es seleccionada por la red de conmutación e introducida en serie con la tensión de línea. La tensión añadida está en fase con la tensión de la línea ya que, por ejemplo, la tensión añadida en la fase "a" es proporcional a V_{bc} .

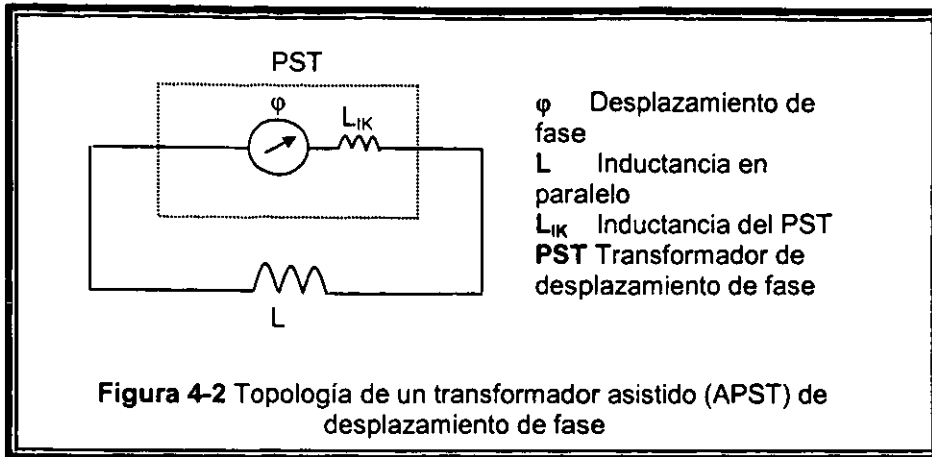
El ángulo de desplazamiento de la fase es ajustado normalmente por dispositivos de conmutación de tomas en carga (LTC). La tensión en serie puede ser variada por el LTC según incrementos determinados por las tomas del devanado de regulación. Los avances en el campo de la electrónica de alta potencia han hecho posible que los tiristores se utilicen en la red de conmutación.

4.1.2 Transformador Asistido de Desplazamiento de Fase (APST)

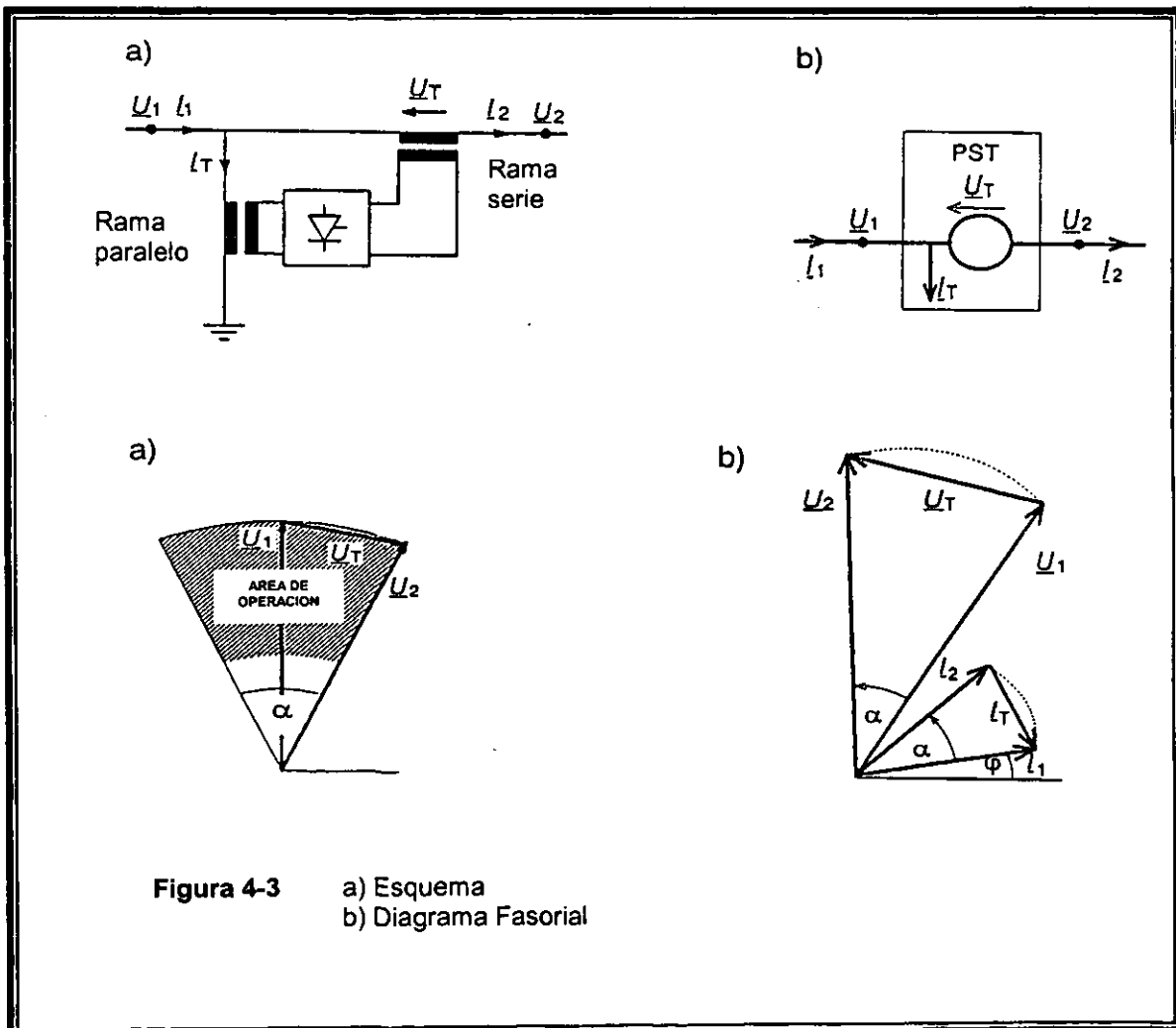
En la figura 4-2 se tiene la topología de una APST. La naturaleza del elemento reactivo en paralelo con el PST depende del cuadrante en el que debe operar el PST.

Las dos derivaciones funcionan al unísono, permitiendo que el APST fuerce una transferencia de potencia mayor a través de un circuito que la que se obtiene con un PST solo. La susceptancia del elemento reactivo se selecciona de forma que sea muy inferior a la del PST.

Por consiguiente, el comportamiento del APST viene dictado principalmente por el PST, lo que significa que la capacidad de control de este se mantiene en aquel.



4.1.2.1 Diagrama Básico



4.2 CONTROLADOR UNIFICADO DE FLUJO DE ENERGIA UPFC

La propuesta básica de 1983 para el control de los sistemas de transmisión utiliza esencialmente el mismo rectificador de tensión que es la fuente de tensión síncrona (VSC), es decir el VSC es utilizado en la compensación reactiva en serie (SSSC), en la compensación reactiva en paralelo (STATCOM) y en el ajuste de la fase en las líneas de transmisión.

Después esta propuesta fue ampliada en 1991 con el concepto de un controlador general del flujo de potencia (UPFC) la cual generaliza el control dinámico del flujo de la potencia activa y reactiva.

La fuente de tensión síncrona para la compensación y control de las líneas de transmisión se ilustra simbólicamente en la figura 4-4 para el caso de controlar el flujo de potencia en un arreglo elemental de dos sistemas unidos por una línea de transmisión.

La potencia P transmitida a través de la línea está dada por la expresión de la ecuación 3.1

$$P = \frac{V_1 V_2}{X_L} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2) \quad (3.1)$$

Donde la tensión V_1 , V_2 , δ_1 y δ_2 son la magnitud y ángulo de la tensión de los sistemas 1 y 2 respectivamente, y X_L es la impedancia (se asume puramente inductiva) de la línea.

Como se muestra el STATCOM conectado en paralelo puede controlar la tensión de la línea de transmisión, el SSSC conectado en serie la impedancia efectiva de la línea y el UPFC todas las variables (tensión, impedancia y ángulo) selectivamente o al mismo tiempo.

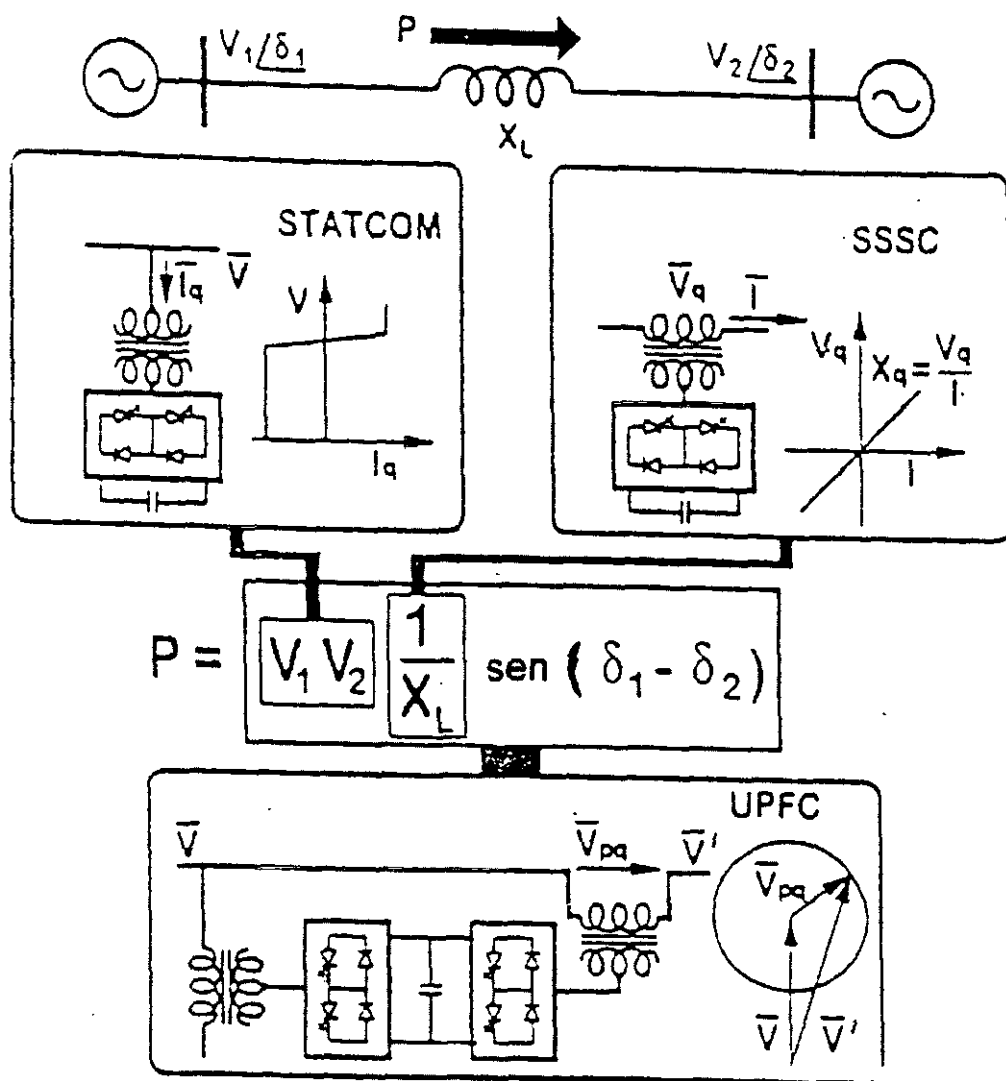
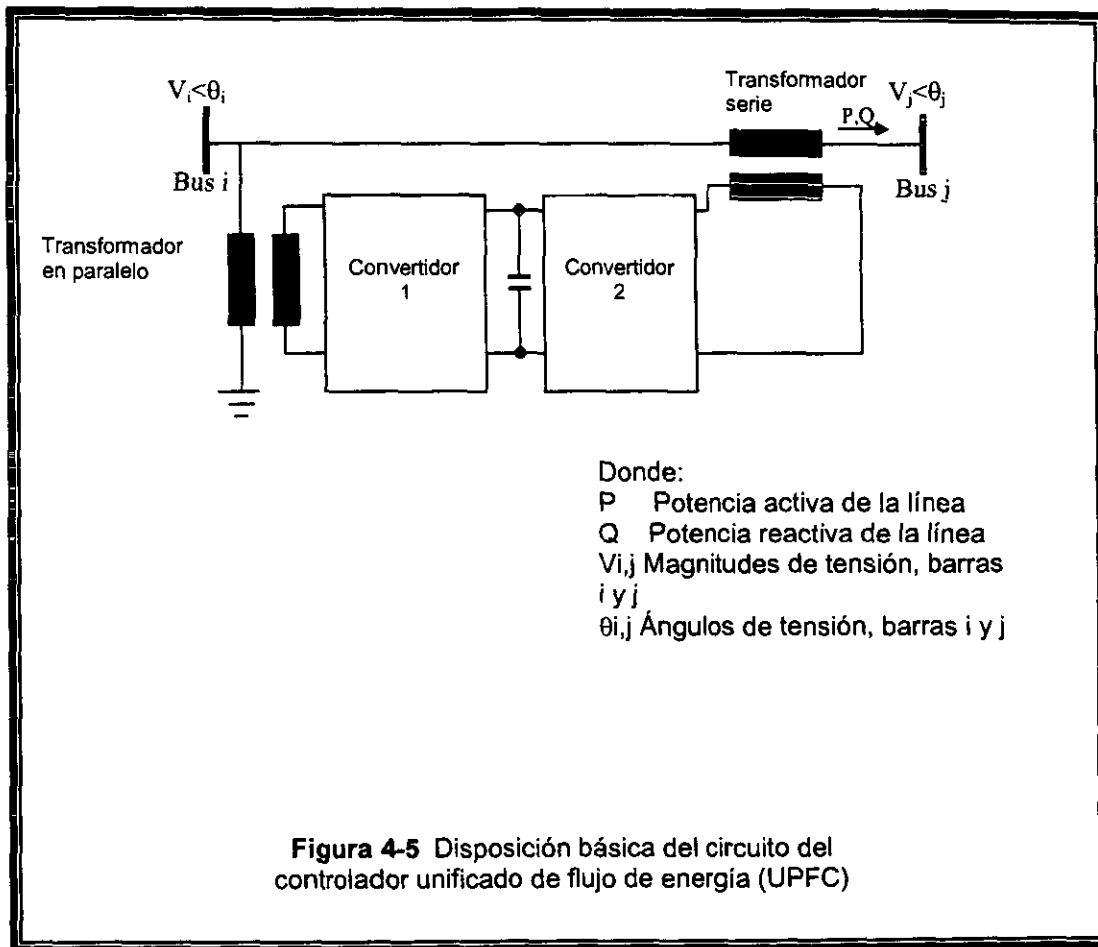


Figura 4-4 La familia de fuentes de tensión síncronas basadas en controladores de flujo de potencia

4.2.1 UPFC Controlador General de Flujos de Potencia

El controlador unificado de flujo energético consiste en dos convertidores de conmutación operados desde un enlace común de CD. Ver Figura 4-5



El convertidor 2 realiza la función principal del UPFC inyectando en la línea de transmisión una tensión de CA, con magnitud y ángulo de desplazamiento de fase controlables en serie. La función básica del convertidor 1 es entregar o absorber la potencia real demandada por el convertidor 2 en el enlace común de CD. También puede generar o absorber potencia reactiva controlable y proporcionar una compensación reactiva en derivación para la línea.

El convertidor 2 entrega o absorbe localmente la potencia reactiva requerida e intercambia la potencia activa como resultado de la tensión inyectado en serie.

4.2.2 Aplicaciones

Un sistema UPFC puede regular al mismo tiempo la potencia activa y reactiva. En general tiene tres variables de control y puede operar en diferentes modos. El convertidor 1 conectado en derivación regula la tensión de la barra de distribución i en la figura 4-5 y el convertidor 2 conectado en serie regula la potencia activa y reactiva, o la potencia activa y la tensión, en el nodo conectado en serie. En principio, un UPFC puede desempeñar las funciones de los otros dispositivos FACTS descritos, a saber, soporte de tensión, control del flujo de energía y mejora de la estabilidad.

4.2.3 Principio de Funcionamiento

Si al SSSC se le agregan recursos para intercambiar potencia real, la restricción de que la tensión tiene que estar en cuadratura con la corriente de la línea desaparece. Esto cambia la característica del dispositivo completamente. Si el intercambio de la potencia real puede realizarse en ambas direcciones (del dispositivo al sistema y del sistema al dispositivo), el resultado es el UPFC Controlador General de Flujos de Potencia. El intercambio de flujo de potencia puede ser realizado en una forma más conveniente interconectando el bus del rectificador serie de corriente directa al bus de corriente directa de otro rectificador (conectado en paralelo como en el STATCOM), por medio de un convertidor CD-CD (ver Fig. 4-6)

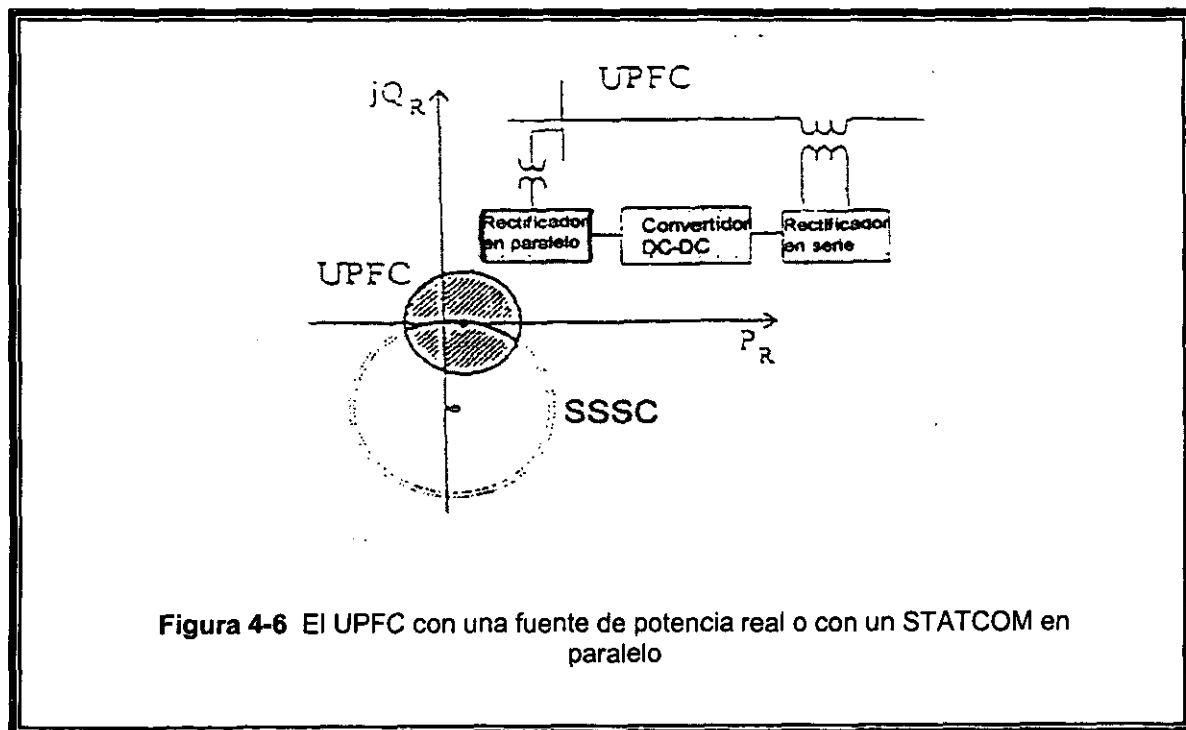


Figura 4-6 El UPFC con una fuente de potencia real o con un STATCOM en paralelo

La característica de la transferencia de potencia de un UPFC controlando una línea de transmisión corta conectada a dos buses infinitos corresponde a un círculo en el plano P-Q dado por la siguiente ecuación 3.2

$$(P_R - P_O)^2 + (Q_R - Q_O)^2 = (V_i / Z)^2 \quad (3.2)$$

Donde:

- P_o = Flujo de Potencia Real de la Línea sin compensación.
- Q_o = Flujo de potencia Reactiva de la línea sin compensación.
- V_i = Magnitud de Tensión insertada.
- Z = Magnitud de la impedancia serie de la línea (incluyendo los efectos del transformador en serie).

Esta ecuación describe un círculo con centro en el punto operativo de transferencia de potencia a compensar ($S_o = P_o + jQ_o$) y radio V_i/Z . La mayor diferencia entre el UPFC y el SSSC es que el rango de operación permisible para el UPFC es toda el área del círculo mientras para el SSSC es sólo el perímetro del círculo.

La Fig. 4-6 muestra un diagrama representativo de la característica operativa de transferencia de potencia del UPFC y del SSSC. La porción del círculo del SSSC dentro de la del UPFC representa la operación del UPFC sin transferencia de potencia real entre el UPFC y el sistema.

También representa la operación del SSSC con la misma restricción de la magnitud de tensión insertada del UPFC ($V = 0.25$ p.u.). Consecuentemente al dibujar la característica del UPFC en la del SSSC impone una restricción de tensión en el SSSC. La porción del círculo del UPFC dentro del círculo del SSSC representa la operación del UPFC con transferencia de potencia real del rectificador en paralelo al rectificador en serie y después al sistema. Esto se ilustra en la figura 4-7.

En la figura 4-8 se muestran algunas características P-Q para la operación del UPFC con diferentes factores de potencia y límites de tensiones insertadas.

El uso del UPFC facilita la operación óptima de los sistemas de transmisión al permitir un amplio rango de transferencia de potencia real y reactiva.

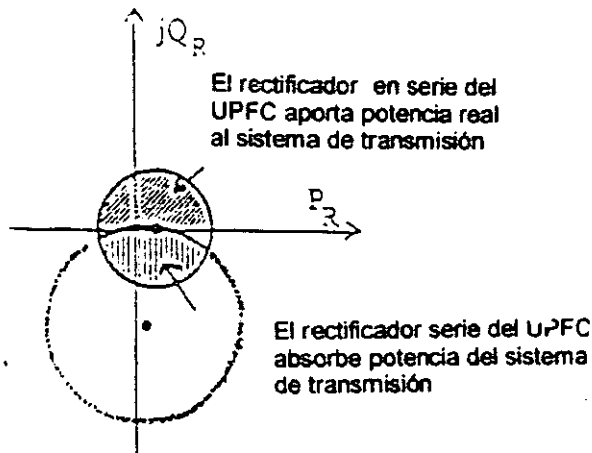


Figura 4-7 Características de operación del UPFC y el SSSC.

Nótese que el UPFC no puede generar ni absorber potencia real (rechazos de pérdidas) por

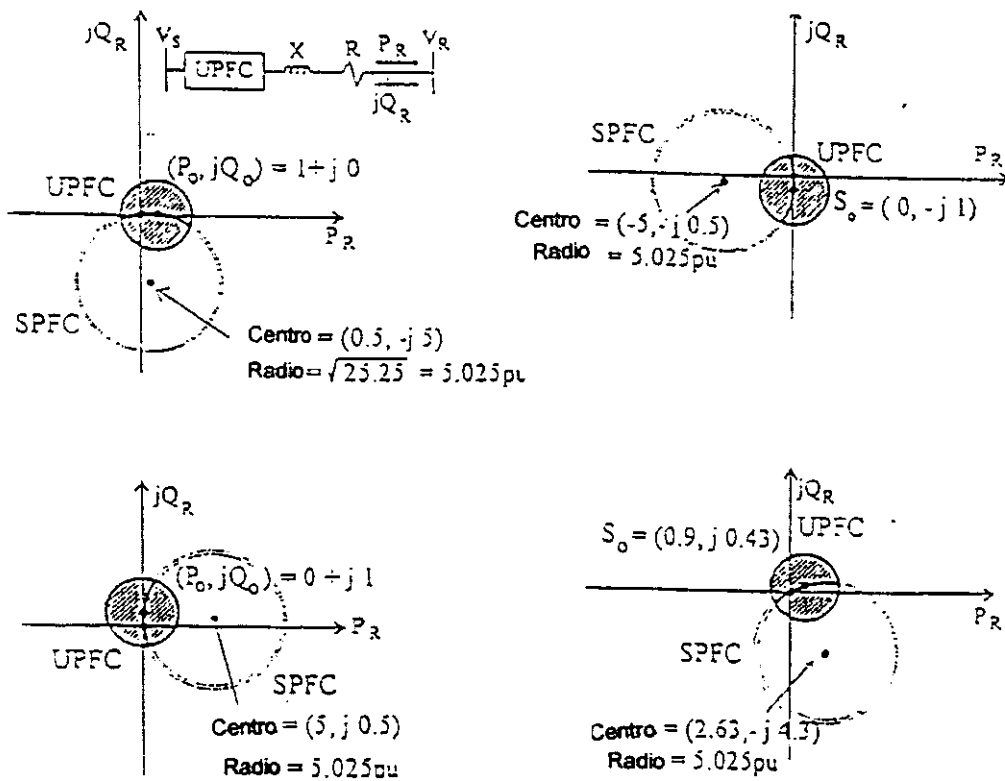
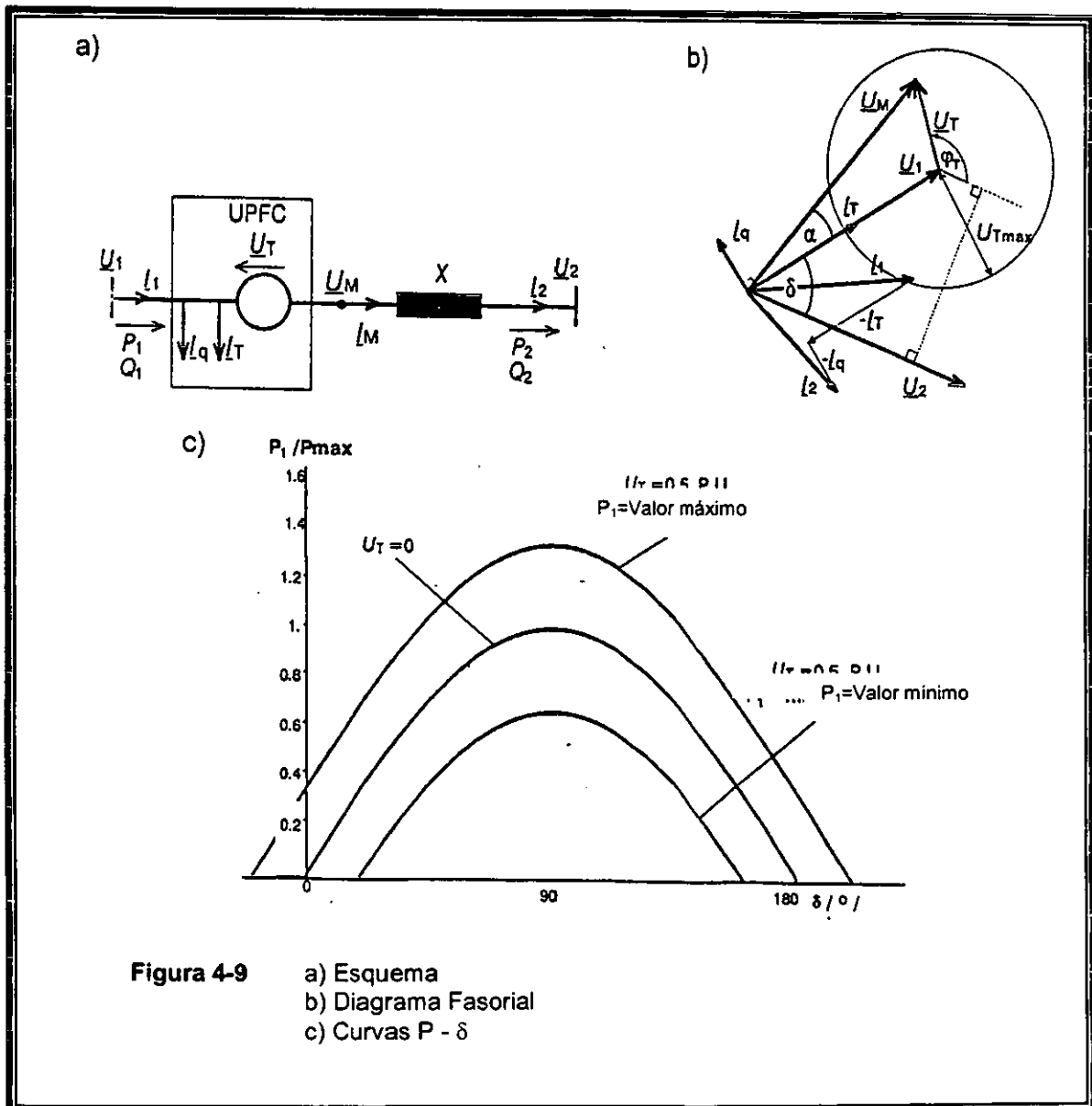


Figura 4-8 Círculos en p.u. de la transferencia de potencia no compensada del UPFC con diferentes factores de potencia de carga

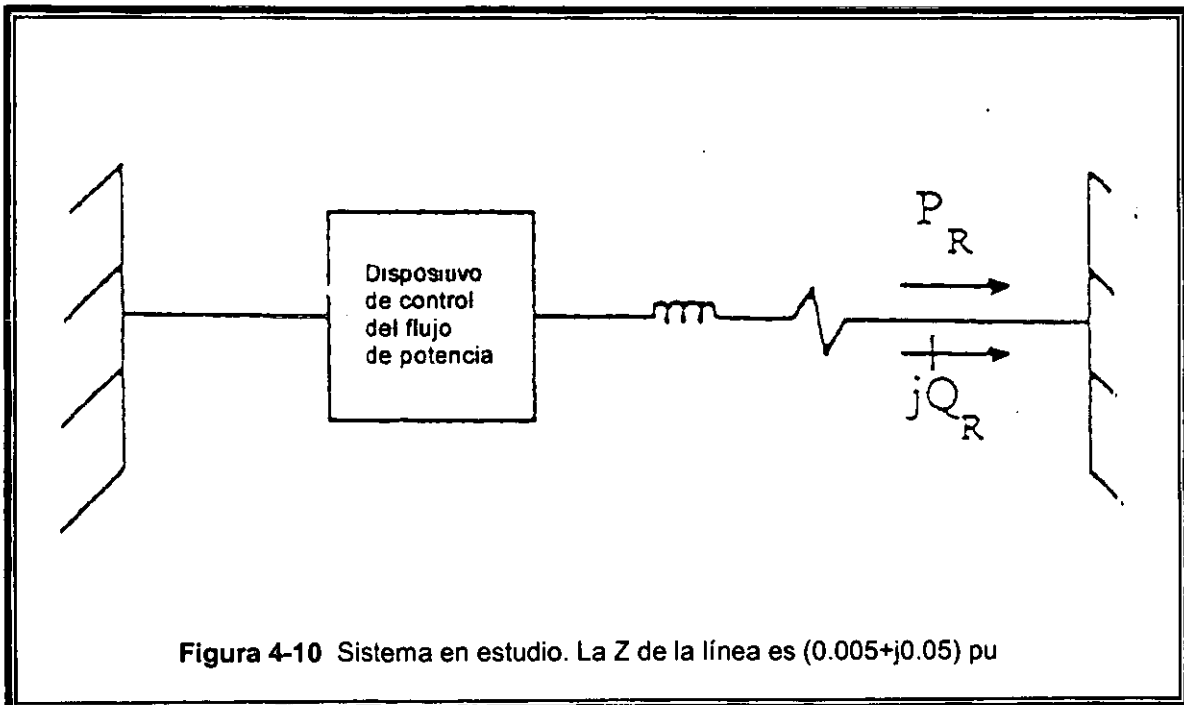
4.2.4 Curvas Características P- δ



4.2.5 Comparación de Diferentes Controles de Flujo de Potencia

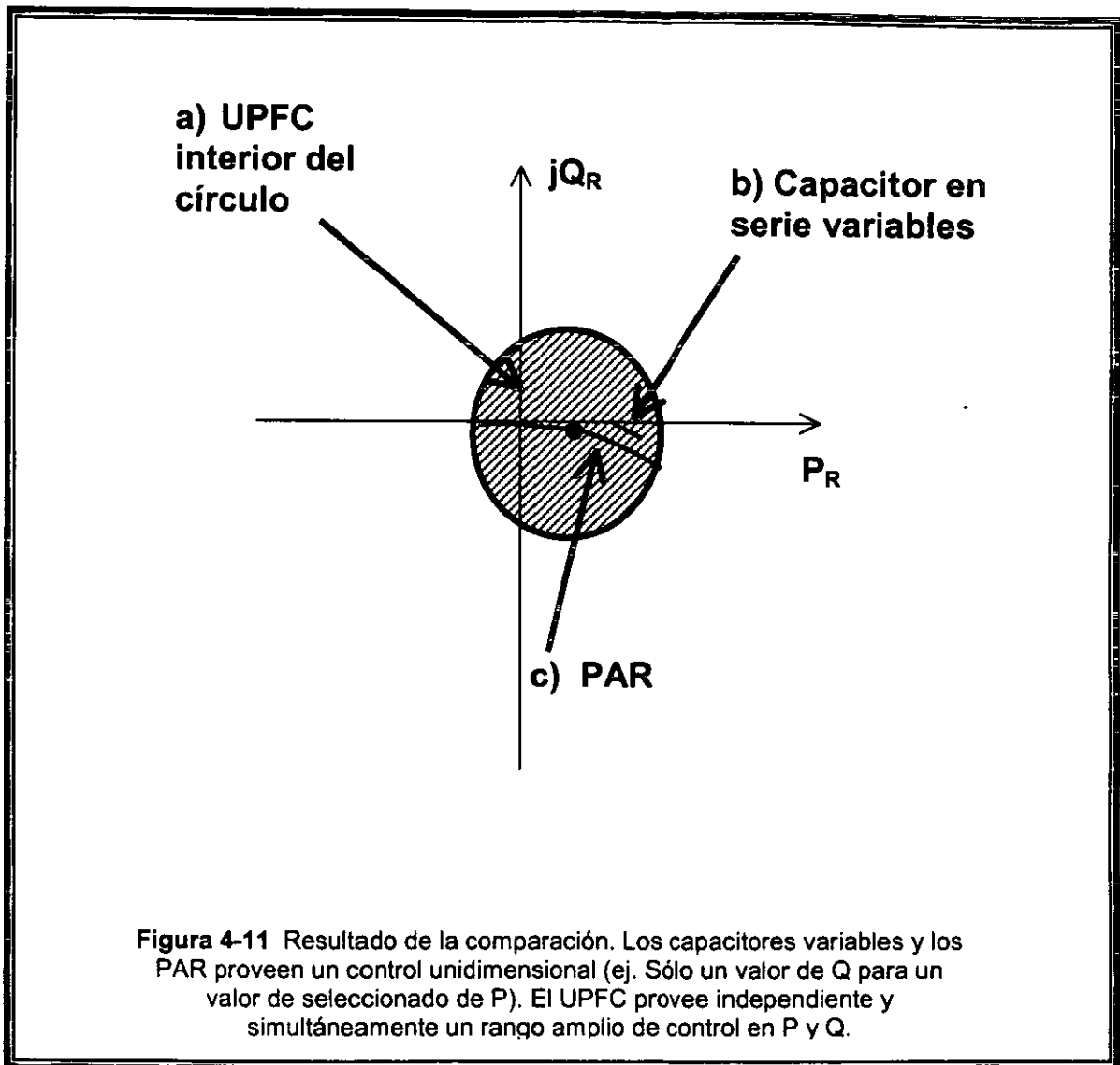
Para tener una justa base de comparación de transferencia de potencia disponible a través de una línea de transmisión, se puede considerar lo siguiente (ver figura 4-10)

- Hacer una comparación del UPFC con los capacitores series convencionales y con los reguladores de ángulo de fase (PAR).
- Se asume que la línea está conectada a dos sistemas sólidos de tal manera que la magnitud de la transferencia de potencia no afecta a la magnitud de tensión o del ángulo de los dos sistemas.
- La reactancia del transformador en serie se asume igual para el UPFC y el PAR.
- La tensión en las terminales del sistema es 1pu, el bus de envío se considera con 10 grados de adelanto al nodo de recepción.



La figura 4-11 muestra el rango de la transmisión de potencia recibida con:

- a) UPFC con $V_i = 0.25$ p.u.
- b) Capacitores fijos + variables con 30% - 50% de compensación
- c) PAR con un cambio de carga simétrico de 14.4 grados



En forma práctica, es un nivel alto de compensación de los capacitores series; la tensión de los capacitores serie pueden no estar en cuadratura con la tensión del bus, resultando una probabilidad de tener tensiones de línea excesivos, el capacitor serie tendría que dividirse en varias instalaciones. Por otro lado, como la tensión inyectada por el PAR debe siempre estar en cuadratura con la tensión de la línea, el PAR provoca una incremento mínimo de tensión, consecuentemente,

el PAR podría ser considerablemente mayor que éste si la magnitud de tensión es la única consideración.

Aunque la tensión inyectada por el UPFC no debe estar necesariamente en cuadratura con la tensión del bus, la fase de la tensión inyectada es una cantidad que se controla instantáneamente por lo que no existe razón alguna para limitar la magnitud diseñada de la tensión inyectada por estos dispositivos a los niveles inferiores típicamente permitidos para el PAR, aún cuando existan límites operativos en la práctica.

Como se muestra en la figura 4-11 el UPFC provee un rango muy amplio de control comparado que los dispositivos convencionales. Los capacitores serie sólo proveen un solo punto, y aún cuando se tuviera un rango relativamente amplio de variabilidad de capacitores sólo se obtendría un rango de control relativamente pobre a través de un arco en el plano P-Q.

El PAR provee de un considerable rango de control mayor que los capacitores series. Si el rango de control de un SSSC se graficara, sería muy similar a la del PAR debido al alto factor de carga y un correspondiente alto factor de transmisión para este ejemplo.

Debido a la pequeña diferencia de fases entre la corriente de línea y la tensión del bus, los requerimientos del SSSC de tener la tensión de inyección y la corriente de línea en cuadratura se cumple, además implica que la tensión inyectada esté casi en cuadratura con la tensión del bus.

En forma práctica, el SSSC como el banco de capacitores en serie variables, son dispositivos que controlan el flujo de corriente que pueden solamente influir indirectamente en el flujo de potencia real y reactiva con dicho control de corriente.

El UPFC con su habilidad de tener un control independiente en la el flujo de la potencia real y reactiva con un amplio rango de transferencia de potencia, es uno de los dispositivos de control de flujo de potencia más versátiles.

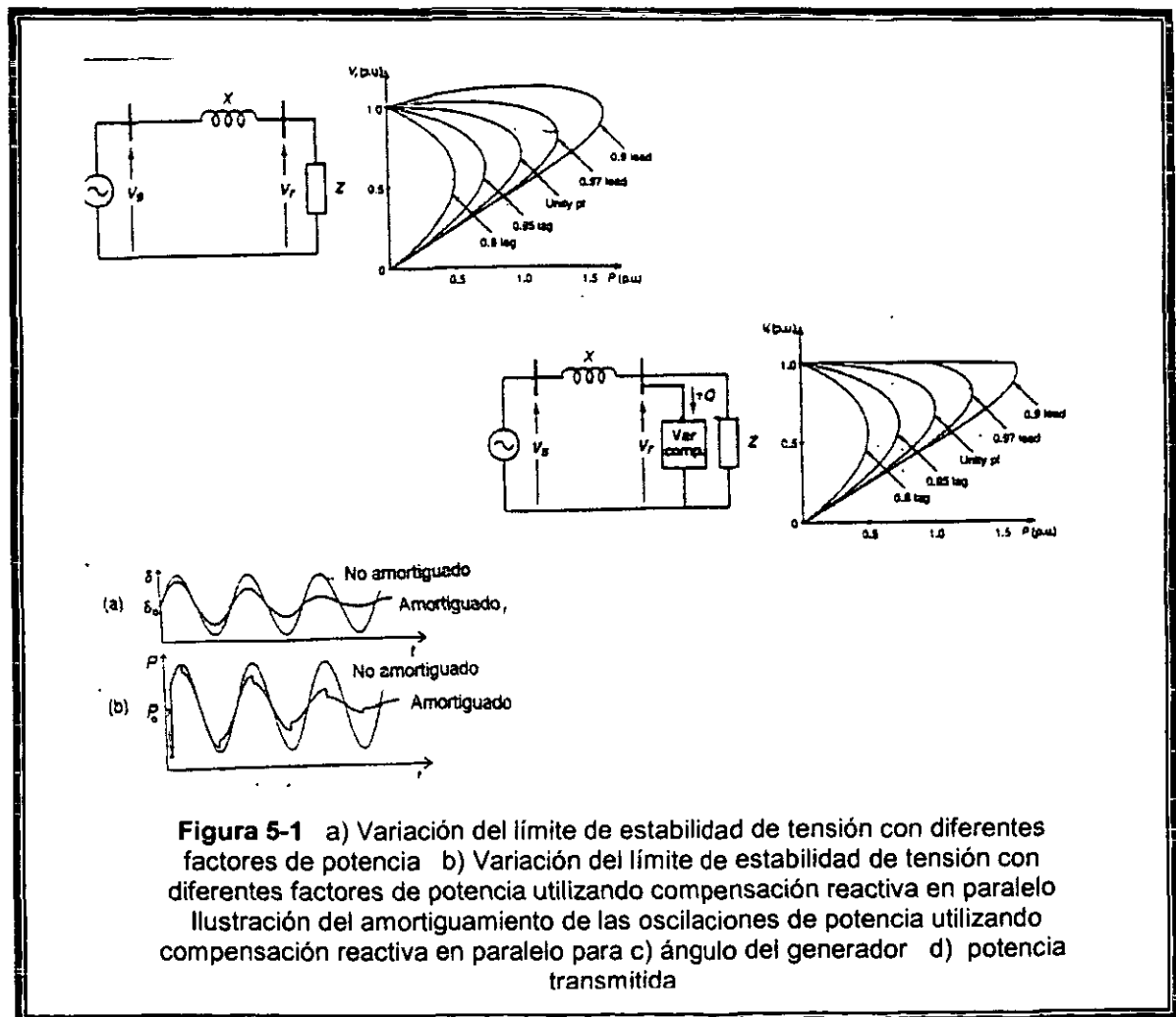
Capítulo 5

Comparación del STATCOM y CEV vía Simulación

Para demostrar en forma práctica que los sistemas de transmisión flexibles de corriente alterna mejoran las características operativas de los dispositivos convencionales se hará uso de simulaciones de ejemplos reales y así demostrar que se tienen mejoras en:

- estabilidad de tensión,
- estabilidad transitoria y,
- la disminución de oscilaciones.

Ver figura 5-1



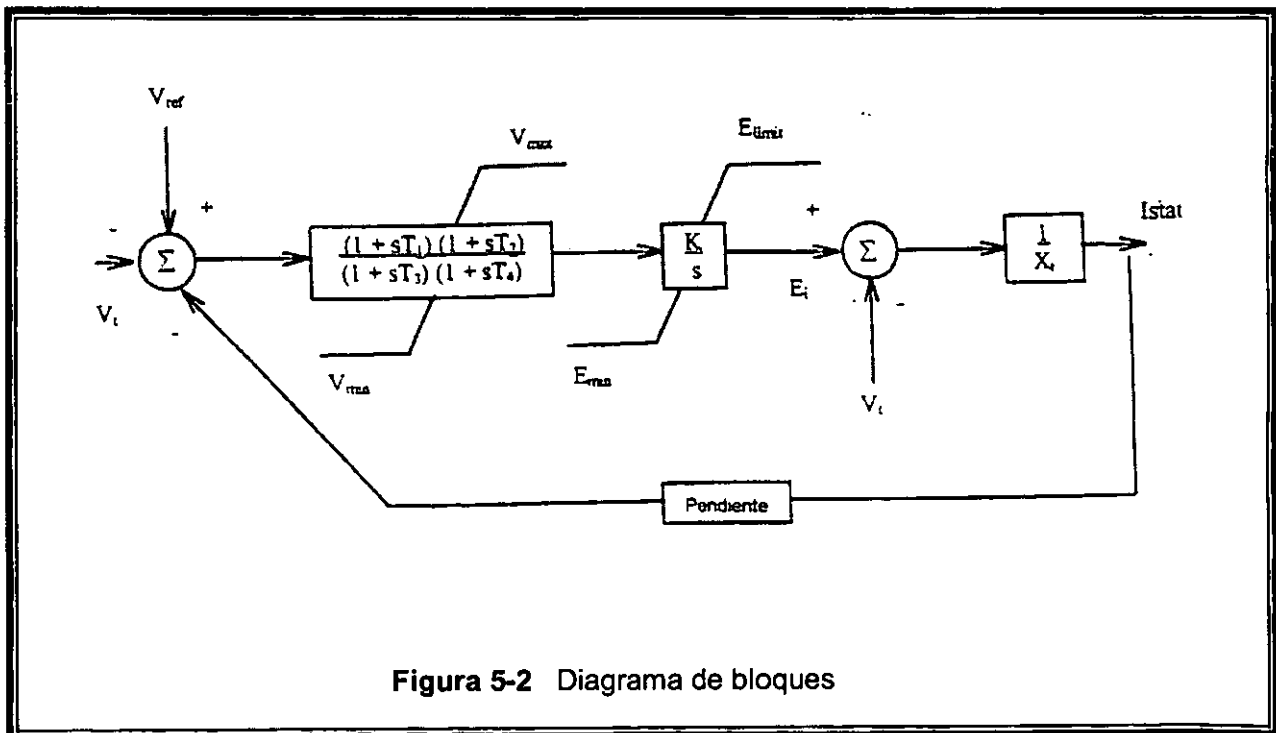
La simulación sólo ocupará al CEVs y al STATCOM, esto porque el primero es el dispositivo actual que ofrece mejores características de operación para los puntos antes mencionados y el segundo porque en el mercado ya se tiene una aplicación real, lo que sugiere que de existir mas aplicaciones se den con este tipo de equipo.

Actualmente la modelación de los CEVs es un tema que se comprende en su totalidad por lo que sólo es necesario describir como se modela el STATCOM en estado estable y en dinámica.

5.1 MODELADO DEL STATCOM EN EL PSS/E

La compañía de software para sistemas de potencia Power Technologies Inc. (PTI), publicó un modelo dinámico para el STATCOM en 1994, como parte de la Rev 23 del software PSS/E. Se incluirá información adicional para implementar el modelo y rango de parámetros típicos,

Un diagrama de bloques simplificado para el modelo STATCOM para el PSS/E aparece en la figura 5-2.



5.1.1 Caso Base para Modelado en Estado Estable

El STATCOM debe ser simulado en el caso base de flujos de carga como un generador, con $PG=0$. El bus del STATCOM debe ser tipo 2 (P-V) y el generador debe estar en línea. QMAX y QMIN deben corresponder ásperamente al valor máximo y al valor mínimo de la salida de potencia reactiva del STATCOM.

Un parámetro crítico es la tensión "setpoint", este valor requiere que sea establecido en el caso de flujos. No puede ser ajustado directamente en el modelo de dinámica con el comando del PSS/E "ALTR". El STATCOM puede regular tanto su propia tensión terminal de transmisión (aplicación recomendada) o una terminal de un bus remoto. Si se utiliza para regular un bus remoto, existe la posibilidad de tener conflictos con los objetivos de control si otras fuentes de reactivos (capacitores switchables, CEV, generadores, etc.) están tratando de regular el bus o un bus cercano.

En algunas situaciones, el STATCOM se emplea para realizar cambios significativos en la tensión (ejemplo colapsos de tensión rápidos causados por contingencias o incrementos de tensiones rápidas causadas por rechazo de carga). Si este es el caso, es importante establecer el punto de regulación de tensión del STATCOM para conservar la capacidad dinámica para la contingencia.

La capacidad reactiva que se tiene en el control de tensión en estado estable, generalmente no está disponible para el soporte dinámico. Por ejemplo, si un STATCOM de ± 150 MVA, es utilizado para el control de tensión en estado estable y dinámico, en estado estable tendrá una salida de $+75$ MVar (75 MVar capacitivos), entonces sólo 75 MVar de capacidad capacitiva estarán disponibles para un soporte dinámico veloz. Una manera fácil de evadir este problema es tener la regulación de tensión del STATCOM de tal forma que maximice su reserva dinámica apropiadamente. Por ejemplo, si el STATCOM se utiliza para prevenir colapsos de tensión y la tensión pre-contingencia es 1 p.u. entonces la tensión "setpoint" deberá ponerse a un valor menor a 1 pu. De tal manera que el STATCOM tendrá una salida totalmente inductiva para la situación de precontingencia, es decir, tendrá mayor capacidad dinámica disponible y forzará el despacho de otras fuentes de reactivos en estado estable. Similarmente, si el STATCOM se utiliza para prevenir sobretensiones dinámicas causados por rechazos de carga, la tensión setpoint deberá tener valores por arriba de 1 pu para que se obtengan salidas totalmente capacitivas ante la contingencia.

Una diferencia fundamental entre el STATCOM y un generador síncrono es que la impedancia de la fuente del STATCOM es igual a la impedancia del transformador. (En realidad, solo una parte de esta impedancia, generalmente $2/3$, está asociado con el set-up del transformador, el balance ocurre al formarse la onda magnética, pero normalmente es considerada en la reactancia del transformador por

conveniencia). Esto, al parecer, presenta un conjunto de opciones para especificar la reactancia del STATCOM en flujos de carga. La forma recomendada (por PTI para el dispositivo estático de VAR) para establecer el valor en flujos de carga es que ZSORCE sea un valor grande, como $(0 + j999.0)$ pu (o mayor) y ZTRAN (impedancia del transformador) en $(0.0 + j0.0)$ pu.

Estableciendo ZSORCE en un valor grande asegura que el modelo para el STATCOM no contribuya significativamente a la corriente de corto circuito del sistema. Un punto a tomar en cuenta con esta técnica es que la condición de las terminales del generador en flujos de carga no refleje la tensión interna del STATCOM. En la Práctica, se ha encontrado que si $ZSORCE = (0.0 + j999.0)$ pu y $ZTRAN = (0.0 + jXt)$ pu, los resultados que se obtienen tanto en las simulaciones de flujos como en las de dinámicas son apropiadas.

La reactancia típica del STATCOM es del 15% en la base nominal del STATCOM; si el STATCOM tiene un rango de ± 125 MVA, el transformador tendrá una reactancia generalmente del 15% a una base de 125 MVA, o, del 12% a la base del sistema de 100 MVA.

La base de datos de entrada de un STATCOM insertado en un bus 90000 como unidad "1" de ± 300 MVA con 15% de reactancia del transformador regulando la tensión de su propio bus en 1.0174 pu se tiene que poner en la base de datos de generador en flujos de carga, como aparece a continuación.

(I, ID, PG, QG, QT, QB, VS, IREG, MBASE, ZR, ZX, RT, XT, GTAP, STAT, RMPCT, PT, PB)

90000, 1, , 300.0, -300.0, 1.0174, , 100.0, , 999.0, , , , 0.0, 0.0

5.1.2 Modelado en Dinámica

Los datos del STATCOM deben ser insertados dentro del archivo de dinámica (típicamente un archivo .DYR) y leído en el programa de dinámica con el comando DYRE. Los parámetros típicos aparecen en la descripción del modelo y son bastante útiles. Los parámetros que tienen que ser introducidos por el usuario son los siguientes: T_1 , T_2 , T_3 , T_4 , K , **Droop**, V_{MAX} , V_{MIN} , I_{CMAX} , I_{LMAX} , V_{CUTOUT} , E_{LIMIT} , X_T y A_{cc} .

1. T_1 , T_2 , T_3 y T_4 son parámetros del diagrama de bloques para la función de abatimiento (damping function). Este bloque puede ser utilizado como parte de un esquema complementario de abatimiento (supplementary damping scheme), en tal caso los parámetros T_j se deben obtener de un análisis lineal (o no lineal) del sistema o con un proceso de sintonización como el que se describe en la sección 14.5 de la "guía del programa de aplicaciones del PSS/E".

Este bloque también puede ser utilizado como un bloque de interrupción (washout block) para filtrar las altas frecuencias transitorias en donde el STATCOM no debe responder. Esto raramente ocurre en simulaciones de problemas de estabilidad, por lo que PTI recomendó en la revisión 23, utilizar $T_1=T_2=T_3 = T_4 = 0$, para inhabilitar el bloque. Se observó que esta selección causa fallas en la operación del modelo. Específicamente la selección de $T_3 = 0$ causa errores de punto flotante en el PSS/E. Se recomienda utilizar $T_1=T_2 =T_3 = T_4 = 1.0$ o cualquier otra selección de T_{js} excepto aquella que especifique $T_3 = 0$. Hasta que este problema sea corregido. (La documentación fue corregida en la Rev 24 en donde se recomienda $T_1>0$, $T_2 >0$, $T_3>0$ y $T_4 >0$). La selección $T_1=T_2=T_3 = T_4 = 1.0$, es una decisión segura ya que la función que corresponde al bloque de interrupción (washout block) existe físicamente en el STATCOM.

2. **K** es el valor del control de ganancia integrador(o reset) proporcional. PTI recomienda un valor de $25/dV/dEi$, en donde V es la tensión del sistema y Ei es la tensión interno del STATCOM (detrás de la reactancia del transformador). Este debe ser considerado como el máximo valor en la mayoría de las simulaciones. Ganancias mayores que ésta pueden dar como resultado respuestas más rápidas que la simulación puede desarrollar, por lo que deberá ser necesario reducir el tiempo de muestreo (step time) o arriesgarse a tener inestabilidad numérica en la simulación del PSS/E. La sección 14 del PSSS/E "Guía de Aplicaciones" menciona la inestabilidad numérica. Varios programas de aplicación tienen dificultades para simular con exactitud a los CEV's debido a que el tiempo de muestreo es de $\frac{1}{2}$ ciclo y el STATCOM es inherentemente más rápido que el CEV.

En realidad, los equipos de control reales del STATCOM son capaces de tener ganancias considerablemente mayores que este valor sin tener problemas de inestabilidad en el control. Sin embargo, los resultados obtenidos con PTI son adecuados en la mayoría de los casos por lo que los beneficios que se tendrían con mayores ganancias no son significativos.

La regla de poner $25/(dV/dEi)$, la cual requiere que se conozca la variación de la tensión en el sistema con respecto al cambio en la tensión interno del STATCOM, se prefiere expresar este resultado en términos de la impedancia de corto circuito trifásica Z_{sc} bajo condiciones de poca o débil generación. Si la reactancia del transformador del STATCOM es X_T , entonces la máxima ganancia correspondiente sería $K_{max}=25x(Z_{sc} + X_T) / Z_{sc}$. Por ejemplo, si la fuente de corriente trifásica más débil es de 20kA y la tensión nominal del sistema es de 138 kV, entonces la impedancia de corto circuito será $Z_{sc} = (20,000/(100 \times 10^6/ \sqrt{3}/138,000)) = 0.02$ pu en una base de 100MVA. Si $X_T = 0.10$ pu, también en la base de 100 MVA, el valor máximo correspondiente de K sería $K_{max} = 25 \times (0.01 + 0.02 / 0.02) = 150.0$.

Si después de utilizar este valor de K, la respuesta resulta inadecuada, es permisible utilizar un valor mayor, pero puede ser necesario reducir el tiempo de muestreo de la simulación. La ganancia recomendada por PTI normalmente responde en 1-2 ciclos, lo cual es generalmente aceptable o adecuado para la mayoría de las aplicaciones en sistemas de transmisión.

Una recomendación importante o una aproximación de precaución (colchón) es no utilizar ganancias mayores que $\frac{1}{2}$ determinada por PTI para evitar una probabilidad de tener inestabilidad numérica. Si esto crea una respuesta inadecuada para el STATCOM, recomendamos incrementar la ganancia al valor límite de PTI (para un factor de 2, reduciendo el tiempo de muestreo no mas allá de $\frac{1}{4}$ de ciclo) si es necesario.

- 3. La Caída (Droop)** (Vea figura 5.3) es realmente la pendiente de la variación de la corriente de salida en el STATCOM debido a la tensión en el sistema. Esto se refiere a "caída de tensión" o "regulación de la caída", no a la caída de frecuencia. El valor de la caída que se tiene que establecer es la variación en por unidad de la tensión nominal del sistema que cause que el STATCOM produzca la máxima corriente de salida. Mientras que la selección de una correcta caída es rara vez necesaria para simulaciones dinámicas, la coordinación de la regulación de tensión es una consideración práctica importante y generalmente es pobremente documentada, por lo que será el tema de las próximas hojas.

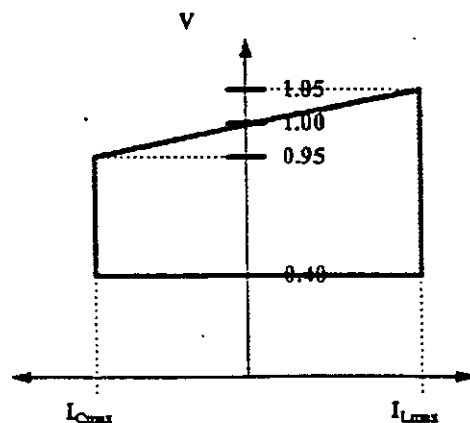


Figura 5-3 Rango de operación del STATCOM con un tensión de referencia de 1.0 pu, 5% de pendiente de tensión y 0.40 de corte de tensión.

Si la tensión de operación es 1.0 pu, por ejemplo, y la caída es establecida en 0.02 pu, la corriente de salida del STATCOM será cero cuando la tensión del sistema sea 1.0 pu, la corriente capacitiva será 100% cuando la tensión sea 0.98 pu y la corriente inductiva será 100% cuando la tensión sea 1.02 pu, para valores intermedios la corriente varía linealmente. Si la corriente del sistema es 0.99 pu, por ejemplo, el STATCOM tendrá una salida del 50% de su máxima corriente capacitiva. Un cambio de la tensión de transmisión de 1.00 a 1.04 [(1.00 - Droop) a (1 + Droop)] en el ejemplo dará como resultado un cambio completo de la salida de un máximo capacitivo a un máximo inductivo. Efectivamente, la tensión equivalente que será regulado es $V_s \pm m \times I_{stat}$, en donde m es la caída (droop) (o pendiente), V_s es la tensión del sistema e I_{stat} es la corriente del STATCOM (+ para inductiva y - para capacitiva). Generalmente con mayores caídas se obtienen respuestas limitadas para cambios en la tensión del sistema. Al establecer caídas o pendientes menores se obtienen mejores resultados. Es posible operar al llamado "pendiente cero" o "caída cero", en donde el STATCOM puede ir de un comportamiento inductivo puro a capacitivo puro y viceversa, para cualquier cambio en la tensión de transmisión establecido, no importando qué tan ligero sea, pero regulaciones de tensión en el sistema tan cerradas son rara vez necesarias.

Se puede utilizar el STATCOM con caída de tensión cero (Vea figura 5.4). Ciertamente es posible emplear la pendiente cero pero se tiene que poner especial cuidado en otros equipos de regulación de tensión cercanos para minimizar la probabilidad de oscilación o de tener conflictos en los objetivos de control y evitar los errores de medición de tensión. Los equipos de regulación de tensión en el área local debe coordinarse con la tensión de referencia y la pendiente establecida en el STATCOM.

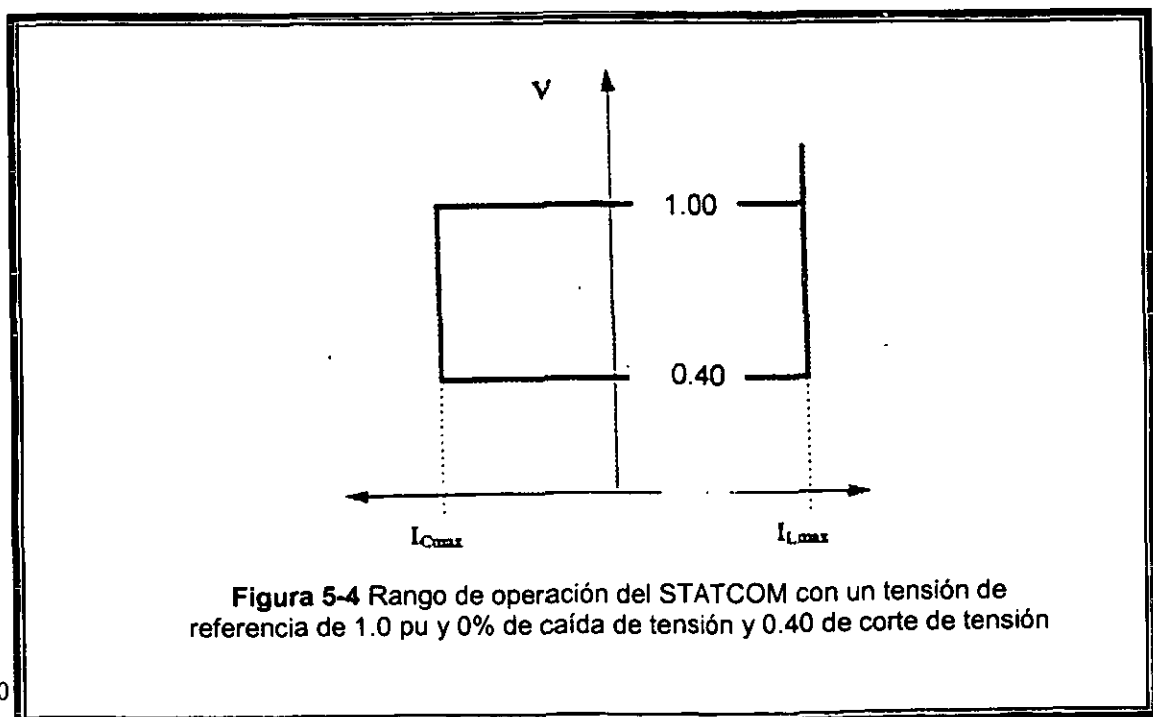


Figura 5-4 Rango de operación del STATCOM con un tensión de referencia de 1.0 pu y 0% de caída de tensión y 0.40 de corte de tensión

El establecimiento de pendiente cero, en algunos casos, puede causar oscilaciones inesperadas y fuerza a los elementos más rápidos (normalmente el STATCOM) a asumir la total responsabilidad de regular la tensión en el sistema local. Para ilustrar las dificultades que pueden ocurrir seleccionando la pendiente igual a cero, considere el siguiente ejemplo con errores de transducción comunes.

Asuma un STATCOM y un autotransformador de 500/138 KV con cambiador de tap con carga colocado en el bus de 138 kV. Se establece que el STATCOM y el autotransformador deben regular 100% la tensión sin pendiente y sin carga. Asuma también que el TP para el autotransformador lee 1% arriba y el TP para el STATCOM lee 1% abajo, por lo tanto cuando la tensión del sistema es el nominal (100%), el autotransformador (AT) censará una tensión de 101% y el STATCOM censará una tensión del 99%. Aún cuando los TPs estén perfectamente calibrados o coordinados, los TPs y los equipos de comunicación se descalibran con el tiempo y errores como éste se manifestarán en el transcurso del tiempo

En la tensión nominal del sistema, el STATCOM inmediatamente dará suficiente corriente capacitiva para incrementar la tensión en 1%. Asumiendo que el STATCOM tiene la capacidad reactiva para incrementar la tensión en 1%, AT (el cual censa ahora una tensión del 102%) ajustará sus taps para disminuir la tensión en 2%... y así se repetirá el ciclo. Resultará una guerra totalmente innecesaria (esto debido a que no tiene absolutamente nada de malo la tensión de referencia), el STATCOM alcanzará eventualmente sus límites o el AT lo hará. Dependiendo de cuál predomine, la tensión final será 99% o 101%, no importa, no se tendría la tensión deseada de 100% y algo, si no es que toda, la capacidad dinámica del STATCOM será sacrificada.

Si en el STATCOM se hubiera utilizado una rampa de 5%, entonces, 1% de variación en la tensión hubiera causado una salida de sólo el 20% del STATCOM, y con esto se tendría reserva de la mayoría de la capacidad dinámica del STATCOM para contingencias. El punto es que con pendiente cero frecuentemente trabaja bien en simulaciones (en donde los errores de medición nunca ocurren) y trabaja bien en teoría, por lo que son consideraciones comunes para trabajos teóricos y de simulación. Pero no trabajarían tan bien en casos prácticos, incluso podría resultar un STATCOM de gran capacidad sin ser necesario para una aplicación.

El valor típico de $D = 0.03$ seleccionado por Westinghouse es razonable para muchas aplicaciones, pero generalmente una mayor caída (droop) causará una mínima cantidad de la capacidad dinámica del STATCOM para ser usado en el control de tensión en estado estable (vs dinámica). Claro que es necesario coordinar la tensión de referencia y la banda muerta del control cambiador de tap, así como el establecimiento de la regulación de tensión con la generación

local y con la pendiente del STATCOM. Es importante también recordar que la pendiente puede ser cambiada durante la operación. Uno de los objetivos de un estudio de planeación deberá ser seleccionar la tensión de referencia y la pendiente que maximice el valor del STATCOM para el usuario.

De una manera práctica, la máxima salida capacitiva del STATCOM debe ocurrir a un nivel de tensión igual o mayor a la tensión mínima permitida con criterios de planeación. La máxima salida inductiva del STATCOM debe ocurrir cuando el nivel de tensión sea igual o menor que el valor máximo permitido con criterios de planeación. Idealmente la tensión de referencia (setpoint voltage) es aquél que no requiera salidas reactivas del STATCOM en la mayoría del tiempo. Por ejemplo, si la máxima tensión dinámica permitida por criterios locales es de 110%, el mínimo es de 85% y el valor de la tensión sin compensar (ej fuera de servicio el STATCOM) es normalmente 102%, el valor máximo razonable de la pendiente sería 8%. Una pendiente menor requeriría un STATCOM de mayor capacidad y una pendiente mayor no daría como resultado una máxima salida inductiva para una tensión máxima en el sistema. Una forma de operar un STATCOM y evitar algunos de los aspectos de coordinación mencionados anteriormente es ajustar la tensión de referencia a un nivel que asegure el rango de disponibilidad dinámica máxima. Por ejemplo, si el problema dominante es el colapso de tensión y la tensión normal precontingencia es de 1 pu, es aconsejable ajustar la tensión de referencia del STATCOM así como su pendiente de tal manera que el STATCOM opere a una salida máxima inductiva al estar en 1 pu la tensión del sistema y vaya a una salida totalmente capacitiva en un punto mayor al nivel mínimo aceptable.

Una tensión de referencia de 0.975 pu y una pendiente de cero causará que el STATCOM tenga la máxima salida inductiva en una tensión por arriba de 0.975 pu y con esto se maximiza el despacho de reactivos en condiciones de precontingencia. Esto es, la operación del STATCOM en el modo inductivo causará que los ATs aumenten la tensión del bus local, provocando que los capacitores switchables se pongan en servicio. Si una contingencia subsecuente provoca que la tensión caiga a un nivel por debajo de 0.975 pu, el STATCOM dará una salida totalmente capacitiva. En este caso, por supuesto, no existe ninguna razón para eliminar la pendiente cero. Una desventaja de esta aplicación es que en estado estable se tendrían muchas pérdidas en el STATCOM.

En la medida que el colapso de tensión no resulte normalmente por la primera contingencia, en la práctica es posible ajustar la tensión de referencia de acuerdo a las condiciones del sistema.

Los valores recomendados para la caída de tensión son 0.0 a 0.10 (0% a 10%); los valores típicos son 0.01 a 0.10 (1% a 10%).

4. **V_{max} y V_{min}** son las tensiones de regulación. En el STATCOM actual, son digitales, por lo que deben estar restringidos. Se deben poner a 999.0 y - 999.0, como PTI recomienda.
5. **I_{cmax} y I_{Lmax}** son las corrientes de salida máximas capacitivas e inductivas respectivamente del STATCOM. Son normalmente iguales y corresponden al rango de los MVA del STATCOM a la tensión nominal. Por ejemplo, el STATCOM con un rango nominal en estado estable de ± 150 MVA tiene una corriente máxima de 1.5 pu (capacitiva o inductiva) en una base de 100 MVA a tensión nominal, por lo que I_{cmax} y I_{Lmax} serán 1.50 pu cada una.

Como las corrientes máximas son limitadas por consideraciones térmicas, normalmente son iguales. Para simulaciones de cortos periodos, puede ser posible tomar ventaja del rango incremental de la corriente dinámica del STATCOM para aportar capacidad en estado estable. Estos rangos de corriente se pueden lograr con diseños apropiados de los componentes electrónicos, no necesariamente deben ser iguales. Por ejemplo, si el STATCOM tiene 120% de capacidad dinámica capacitiva y 150% de capacidad dinámica inductiva para periodos de tiempo cortos, entonces I_{cmax} y I_{Lmax} serán ajustados a estos valores (continuando con el ejemplo de arriba, a 1.8 pu y 2.25 pu, respectivamente). Si la capacidad dinámica incremental tiene un periodo corto de duración con respecto al periodo de la simulación, I_{cmax} y I_{Lmax} deben ser ajustadas durante la simulación. Esto puede hacerse utilizando el comando ALTR de PSS/E, ajustando el modelo correspondiente CONs.

El rango dinámico, como el rango de control en estado estable, es un parámetro de diseño. La capacidad dinámica en exceso de la capacidad en estado estable puede necesitar componentes electrónicos de mayor capacidad.

En general un STATCOM no tiene capacidad inherente como los transformadores de potencia. En algunos diseños, se puede dar un nivel de incremento en la capacidad dinámica con un incremento de costo no tan significativo como el que se tendría para incrementar la capacidad en estado estable. Es deseable proveer un bias (tendencia) en la salida del STATCOM. Por ejemplo, puede darse el caso que no se requiera capacidad inductiva. En tal situación, es recomendable poner a la salida del STATCOM un banco de capacitores en paralelo. Si se pone un banco de capacitores de 150 MVA en paralelo con un STATCOM de ± 150 MVA, el rango efectivo sería de 0 a +300 MVar (o a 300 MVar capacitivos) a una tensión nominal. Si esto se realiza en simulaciones, es importante establecer la tensión de referencia del STATCOM a un nivel por debajo del valor nominal de operación de tal manera que el STATCOM normalmente opere con su salida inductiva (ej. 0 MVar para la combinación de STATCOM/Capacitor) o establecer una pendiente mayor, o ambas, de tal manera que el STATCOM no sacrifique el rango en dinámica a expensas del control de tensión en estado estable. Si esto no se hace, la existencia del capacitor, puede modificar el despacho de reactivos en una

forma desfavorable (ej. Reduciendo la salida de reactivos de los generadores cercanos, y desconectando los capacitores cercanos a expensas del rango dinámico del STATCOM). Similarmente, si el STATCOM tiene una necesidad de una salida estrictamente inductiva, entonces debe conectarse en paralelo con un reactor de la misma capacidad nominal.

También la tensión de referencia del STATCOM debe ser puesto a un valor mayor, forzando al STATCOM a proveer de salidas capacitivas durante la operación normal, o la pendiente debe ponerse a un nivel mayor para asegurar las mínimas pérdidas del rango dinámico para las condiciones de pre contingencia.

6. **V_{cout}** es la mínima tensión del sistema con el cual el STATCOM deja de operar. Esto es una función del diseño de los equipos auxiliares del STATCOM (valores menores aumentan el costo). El rango de selección para el usuario es de 0.1 a 0.7 pu. Hemos estado utilizando el límite práctico de 0.4 pu o mayores.

7. **Elimit** es la tensión interna máxima del STATCOM. Esto es una limitación interna del equipo. Con una reactancia del transformador del 15% y una salida totalmente capacitiva a una tensión del 110% (el cual constituye una condición de operación muy inusual), la tensión máxima interno sería 1.25 pu. Una selección conservadora es de 1.20 a 1.40 pu.

8. **X_T** es la reactancia del transformador, incluyendo la reactancia de las ondas magnéticas. Este valor es típicamente 0.15 pu en la base de MVA nominales del STATCOM. Valores menores son tentativos, pero son necesarios transformadores mas caros de reactancias menores. Calores mayores también son posibles, pero reducen la salida capacitiva del STATCOM, por las pérdidas adicionales I^2X del transformador. Un rango razonable es de 0.10 a 0.20 pu en la base del STATCOM.

9. **Acc** Es un factor de aceleración. Se ha utilizado 0.5. El modelo del STATCOM es rápido; no es probable que disminuya mucho la simulación.

Ejemplo: Proveer el establecimiento de parámetros a utilizar para la entrada DYRE del STATCOM para ser instalado en una línea de transmisión de 230 KV con las siguientes características:

- Rango de MVA: ± 300 MVA
- Reactancia del transformador: 15% en la base de MVA del STATCOM y la tensión del sistema.

- Tensión de referencia: 1.0174 pu
- Caída (pendiente de la regulación de tensión): 0%
- Tensión de corte: 0.40 pu
- Tensión interna máxima del STATCOM: 1.25 pu
- La menor fuente de corriente de corto circuito trifásica: 10kA

La ganancia interna debe ser establecida a ½ de la máxima recomendada por PTL. El STATCOM será instalado en el bus 90000 como la unidad "1". Se utiliza la base 100 MVA, no la base de la máquina. Se Utilizaron parámetros por default si no están especificados.

Solución en el formato (IBUS, 'USRMDL', I, 'CSTATC', 1, 1, 1, 14, 3, 3, 0, T₁, T₂, T₃, T₄, K, Droop, V_{max}, V_{min}, I_{cmax}, I_{Lmax}, V_{cutout}, E_{limit}, X_T, Acc/):

Reactancia del transformador, X_T en la base de 100 MVA:

$$X_T = 0.15 \times 100 / 300 = 0.05 \text{ pu}$$

$$I_{cmax} = I_{Lmax} = 300 / 100 = 3 \text{ pu}$$

La impedancia para la fuente de corriente de corto circuito más débil es:

$$Z_{sc} = I_{base} / I_{sc} = (100 \times 10^6 / 230 \times 10^3 \times \sqrt{3}) / 10,000 = 0.025 \text{ pu}$$

$$K = 1/2 \times K_{max} = 1/2 \times 25 \times (Z_{sc} + X_T) / Z_{sc} = 1/2 \times 25 \times (0.025 + 0.05) / 0.025 = 37.5 \text{ se manejará } 40$$

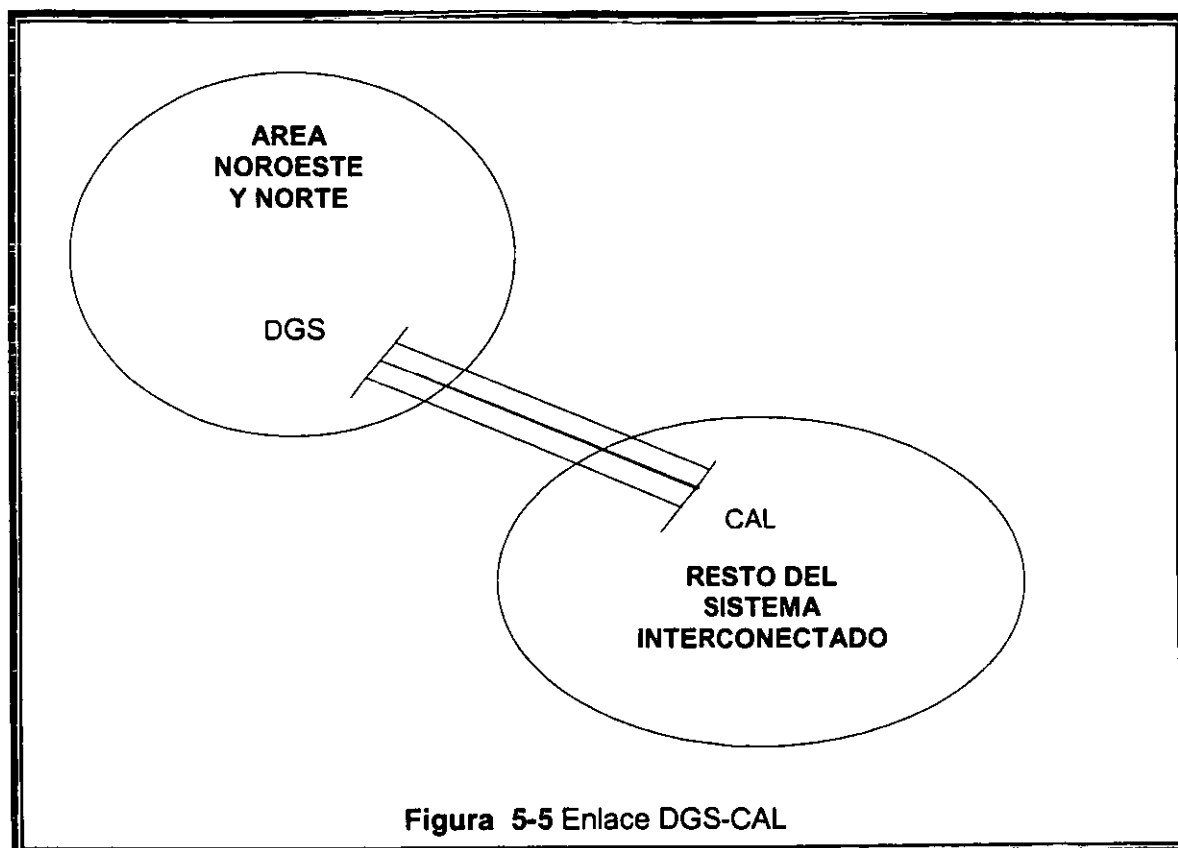
ENTRADA:

(90000,'USRMDL',1,'CSTATC',1,1,1,14,3,3,0,1.,1.,1.,1.,40.0,0.0,999.,-999.,3,3,0.4,1.25,0.05,0.5/)

(Note que la tensión de referencia, 1.0174, no aparece en la entrada de DYRE. Debe ser establecida en el caso de flujos, no en el DYRE).

5.2 SIMULACION DE CASO REAL

EL Sistema Eléctrico Nacional (SEN) opera teniendo abierto el enlace del área occidental al área norte (Subestación Calera a Subestación Durango Sur), esto por problemas de oscilaciones o de estabilidad y bajas tensiones en la zona de Calera cuando se tiene cerrado el enlace Calera-Durango, provocando que el sistema eléctrico nacional este segregado, es decir, opera aisladamente el área norte del resto de las áreas, como se ve en la figura 5.5.



El análisis consiste en ver las diferencias del comportamiento en estado estable de la tensión y los flujos de potencia (en diagramas unifilares y curvas P-V), y el comportamiento dinámico de la tensión, flujos de potencia y ángulos de potencia, que se tendrían en esa zona operándolo:

- sin dispositivos de compensación,
- con un compensador estático de VARs (CEVs) y,
- con un compensador estático síncrono (STATCOM)

Con esto se verificará la mejora del aumento de la cargabilidad de la línea, en la estabilidad de tensión, en la estabilidad transitoria y en el amortiguamiento de las oscilaciones.

5.2.1 Comparación en Estado Estable

Las condiciones iniciales en el sistema son de demanda máxima en invierno (condiciones extremas en el SEN) con una carga de 25000 MW y una generación de 26000 MW, el sistema occidental con una generación de 6000 MW y una carga de 5500 MW, el área norte con una generación de 1400 MW y una carga de 1900 MW. Dando como resultado el siguiente caso base (figura 5.6)

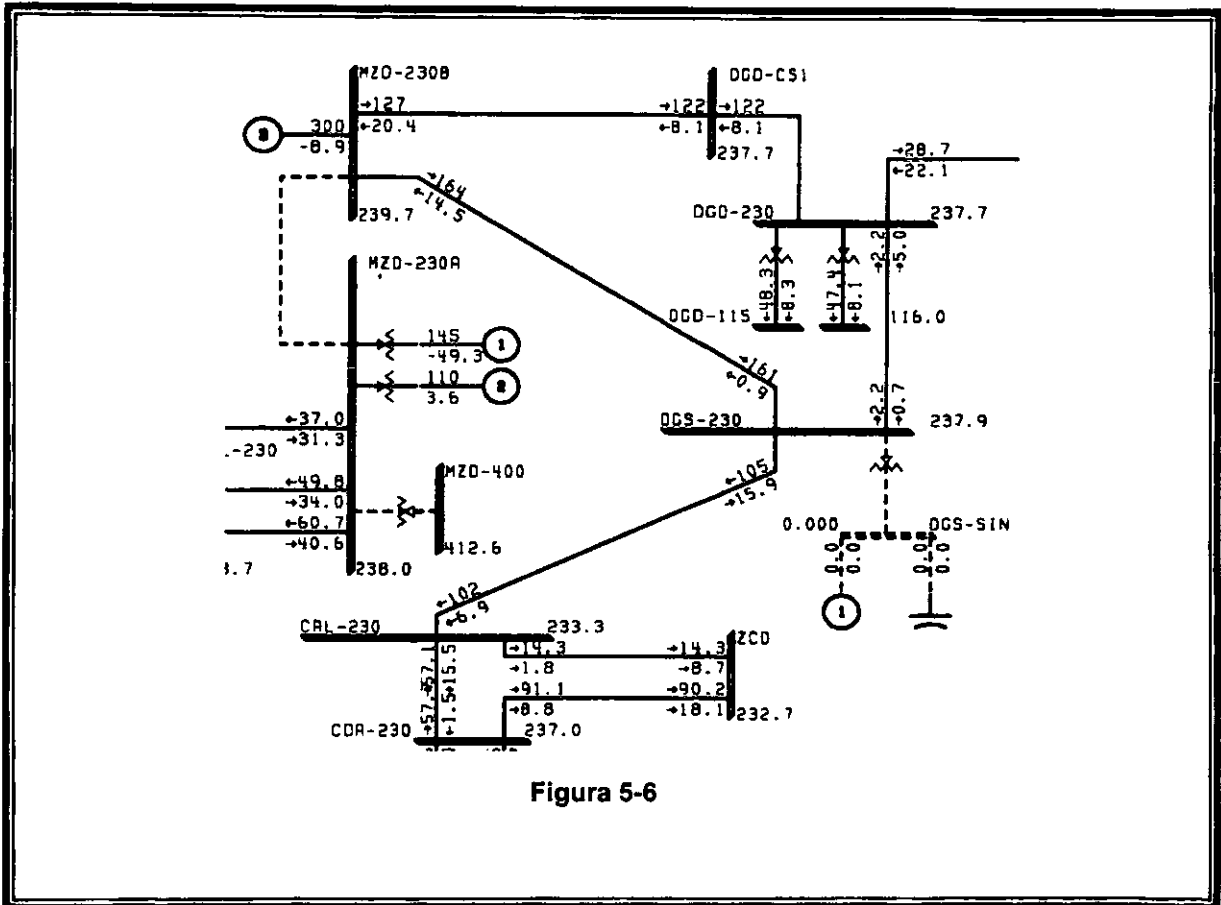


Figura 5-6

Se determinó que es necesario tener una compensación en paralelo en el nodo de Durango Sur de 300 MVAR inductivos y 300 MVAR capacitivos para poder dar soporte de tensión y mejorar las condiciones de estabilidad en el área.

5.2.1.1 Comparación en estado estable de 8 diferentes escenarios

Se aplicaron 8 diferentes contingencias, y se muestran los resultados en el anexo de este trabajo

1. Disparo de la unidad Villa de Reyes unidad dos (350MW) [anexos A1,A2 y A3].
2. Disparo de la línea de transmisión MZD a DGS [anexos B1,B2 y B3].
3. Disparo de la línea de transmisión ALT a GUE [anexos C1,C2 y C3].
4. Disparo de la línea de transmisión MZD a DGD [anexos D1,D2 y D3].
5. Disparo de la unidades Manzanillo uno y dos (693MW) [anexos E1,E2 y E3].
6. Disparo de la unidad Manzanillo uno (350MW) [anexos F1,F2 y F3].
7. Disparo de la línea de transmisión DGD a DGS [anexos G1,G2 y G3].
8. Disparo de la línea de transmisión DGD a LED [anexos H1,H2 y H3].

Analizando los diagramas de flujo del 1 al 8 sin FACTS se puede observar que la peor contingencia es la apertura de una línea de transmisión de Manzanillo (MZD) a Durango Sur (DGS) [anexo A1], debido a las bajas tensiones que se tienen en la zona de Calera.

Comparando las gráficas de las 8 contingencias con CEVs [anexos A2, B2, C2, D2, E2, F2, G2, H2] y las correspondientes utilizando STATCOM [anexos A3, B3, C3, D3, E3, F3, G3, H3] se comprueba que en estado estable la operación de estos dispositivos es prácticamente la misma.

En estas gráficas se logra ver la mejora que se tiene al colocar una compensación en paralelo, se observa que las tensiones se mantienen cerca del nominal y mitiga los efectos de las contingencias.

5.2.1.2 Comparación de Curvas P-V

Para verificar la disminución de colapso de tensión se utilizan las curvas P-V. Estas curvas se realizan variando potencia generada a una zona o disminuyendo la carga de tal forma que se incremente paulatinamente el flujo de potencia en las líneas de transmisión de interés verificando en cada punto operativo la tensión en el nodo con problemas de tensión.

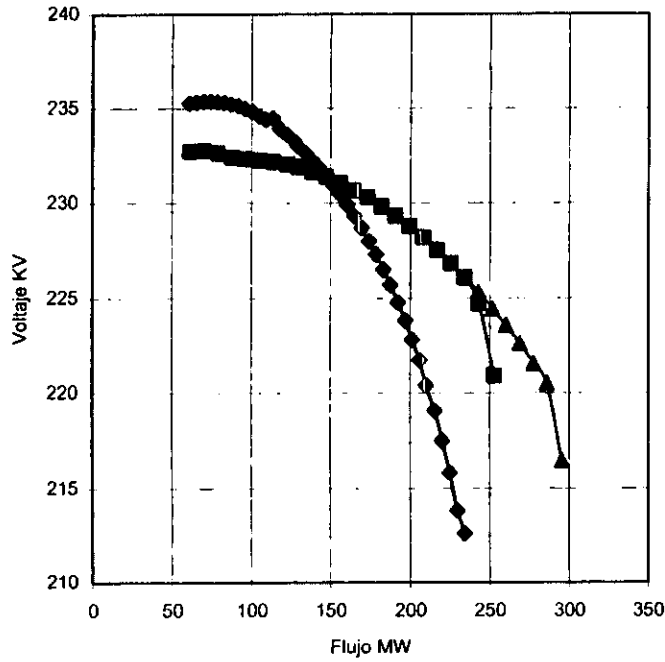
En las gráficas 5.7 se observa como mejora en estado estable la estabilidad de tensión al incluir compensación en paralelo. Ya que se puede verificar que para un mismo nivel de tensión es mayor la transmisión de potencia en las líneas DGS-CAL, MZD-DGD, MZD-DGS con dicha compensación. En estas curvas se observa además que en niveles altos de tensión se da la mejora del STATCOM comparado con los CEV's.

Se elaboraron las curvas P-V del flujo de DGS-CAL, MZD-DGD, MZD-DGS contra la tensión en Calera para determinar cuál de estas líneas tiene mayor restricción en el flujo de potencia concluyéndose que la línea DGS-CAL es la que soporta menos flujo de potencia antes de colapsarse por bajas tensiones.

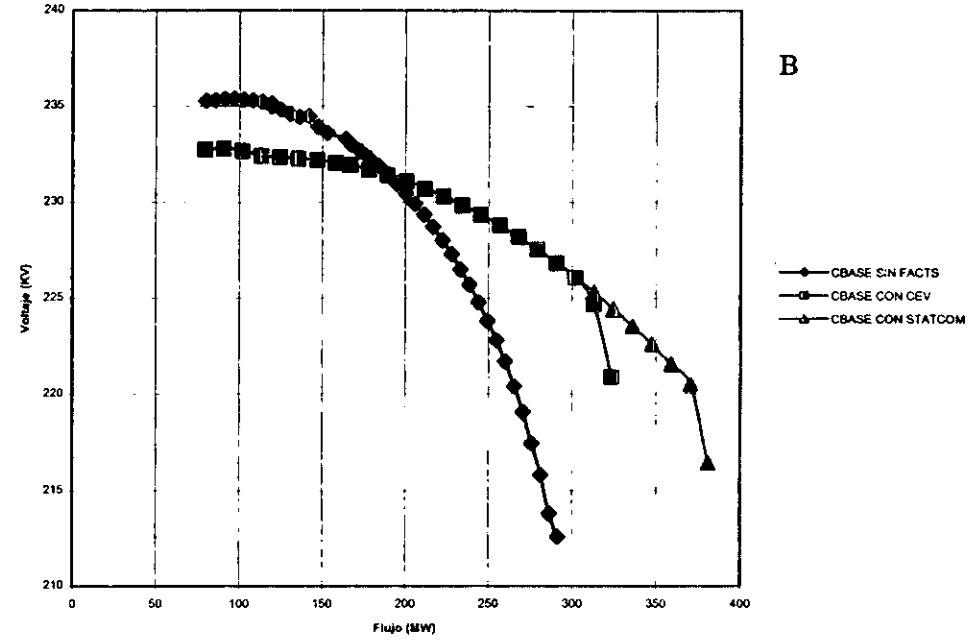
Para determinar el punto operativo con el que se debe hacer el análisis en dinámica se tienen que elaborar curvas P-V considerando la peor contingencia (disparo de la línea de transmisión MZD-DGS) y el enlace más restrictivo de transferencia de potencia que determine el colapso de tensión (DGS-CAL), garantizando con esto que las demás contingencias estarán contempladas en este análisis.

Las curvas P-V de la figura 5.7. D) muestran que un punto operativo adecuado es la transmisión de 100 MW de DGS-CAL con una tensión de 233 KV en Calera, ya que en este punto si ocurre la falla de la línea de transmisión MZD-DGS se podrá observar que sin compensación en paralelo el sistema será inestable y caso contrario será estable, verificándose además en éste último mejor comportamiento dinámico con el uso del STATCOM.

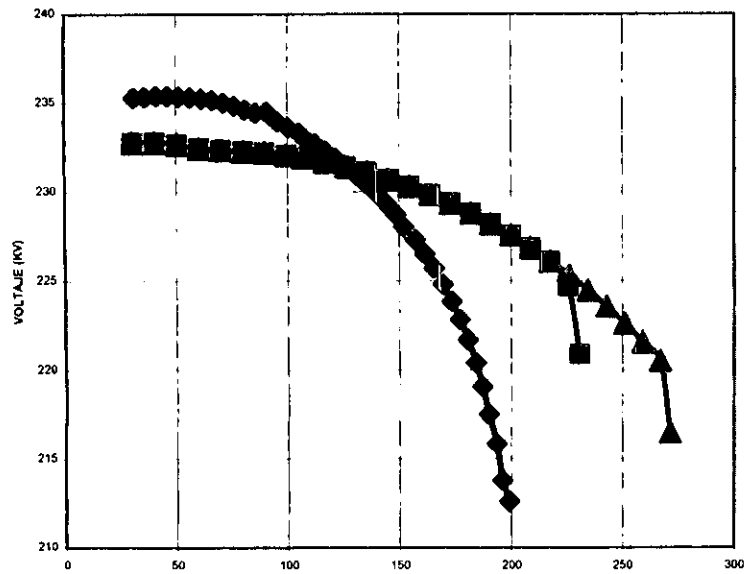
FLUJO MZD-DGD & VOLTAJE EN CALERA



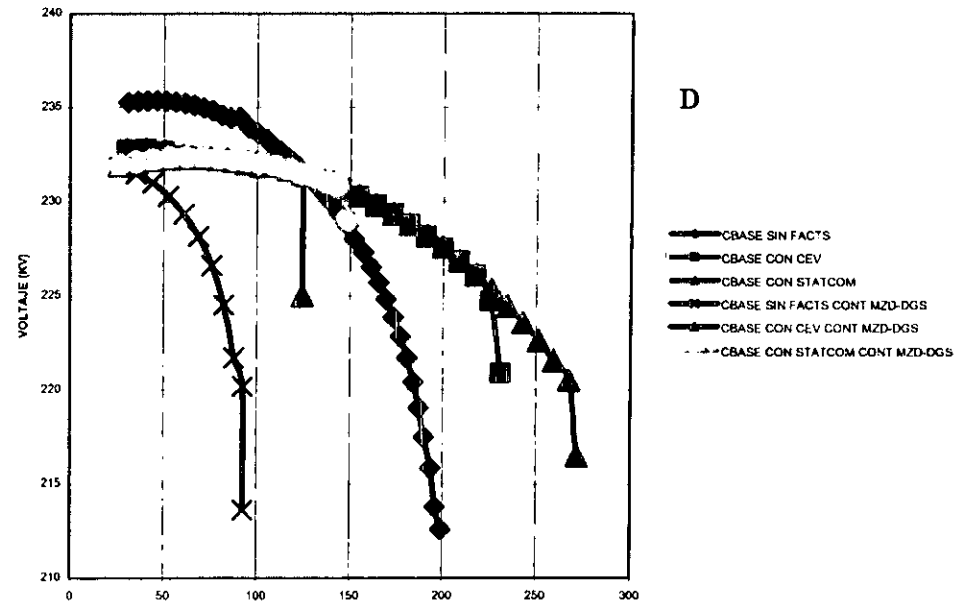
FLUJO MZD-DGS & VOLTAJE EN CALERA



FLUJO DGS-CAL & VOLTAJE EN CALERA



FLUJO DGS-CAL & VOLTAJE EN CALERA



5.2.2 Comparación en Dinámica

El programa de dinámica que se utilizó para hacer la simulación de la línea de transmisión MZD-DGS fue la siguiente:

```
MEMLOFF /* FORCE MEMO TO CORRECT STATUS
in7
case fluxon.esv
ord
fact
tyel
rtro
rstr
srsp.snp
strt
dps-mzd-stnt40.out
```

```
/*@PAUSE*/
run
0.2 000 1
atp
```

1

```
1
5202
1
148.24-268.5
```

```
-1
run
.3 000 1
atp
0
1
```

```
1
5202
1
100
```

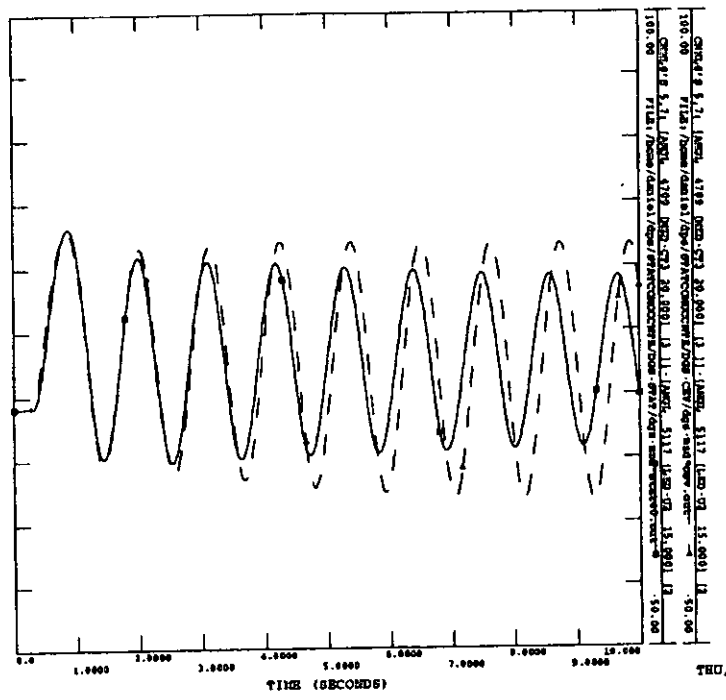
```
-1
0
3
5202 4701
1
0
```

```
-1
run
00 000 1
echo off
```

Los resultados obtenidos de las simulaciones se dan en las siguientes gráficas. La hoja 112 corresponde a la desviación angular de los tres casos analizados en la parte superior se compara el STATCOM con el CEV en la parte inferior está el caso sin compensación. Las páginas 113 y 114 corresponden a las gráficas de tensión. En las páginas 115 y 116 se comparan flujos de potencia y la página 117 en la parte superior se observa el flujo de MZD-DGS de los 3 casos y en la parte inferior se muestra la comparación de generación de Q con STATCOM, con CEV y sin compensación.

Case Base Con Strain

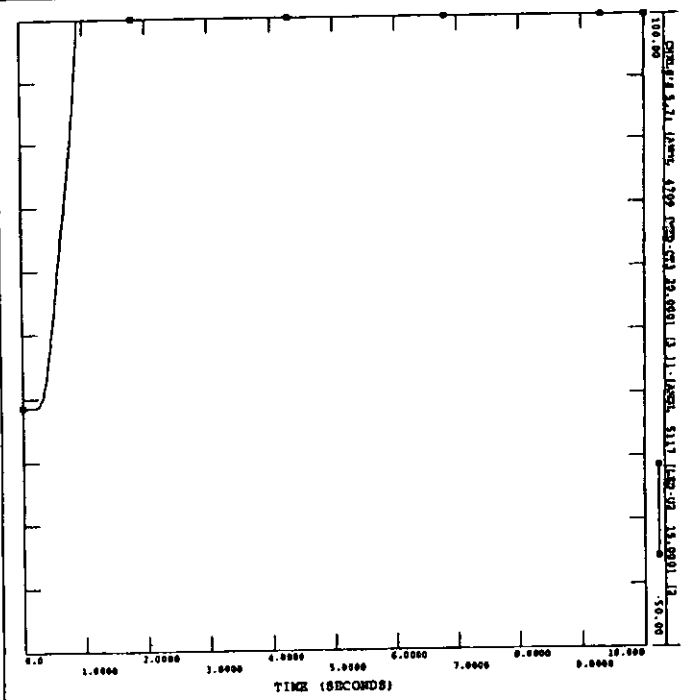
B



THU, MAR 15 2001 13:44

Case Base Con Strain

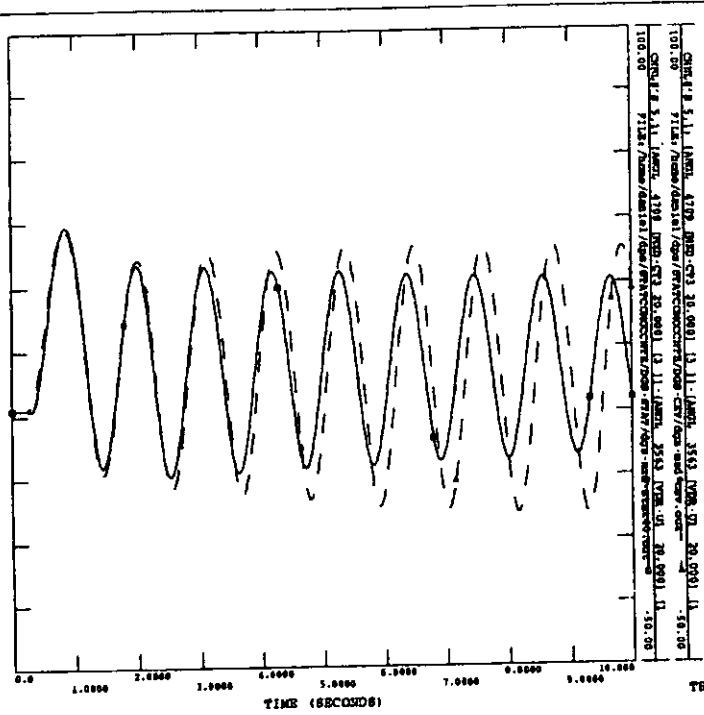
D



THU, MAR 15 2001 13:44

Case Base Con Strain

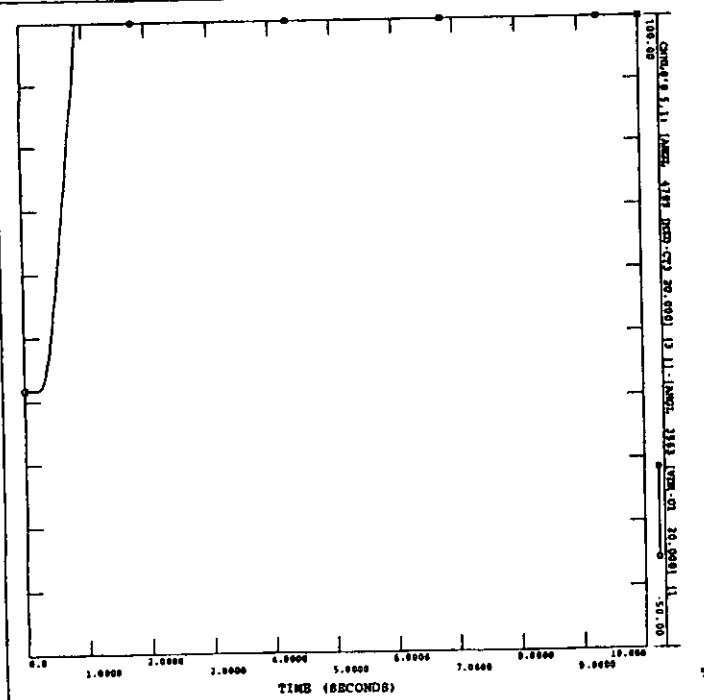
A



THU, MAR 15 2001 13:43

Case Base Con Strain

C

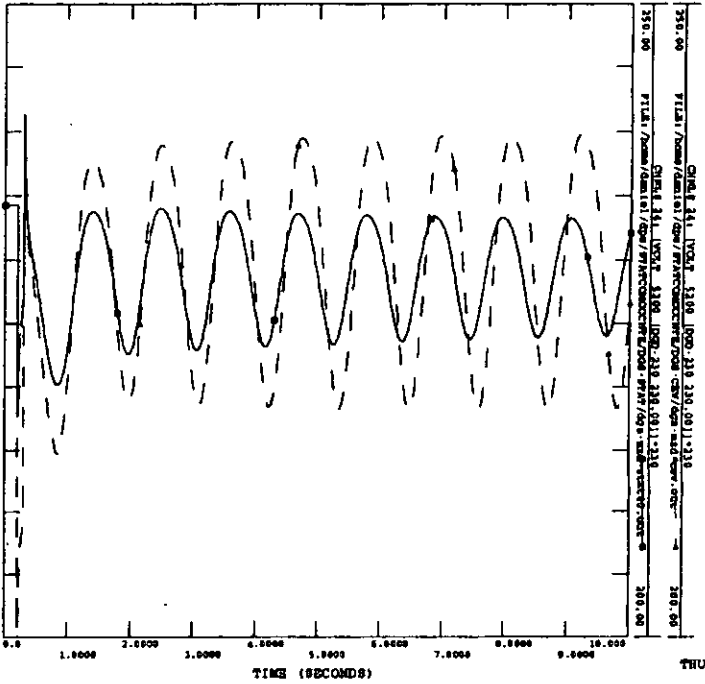


THU, MAR 15 2001 13:44



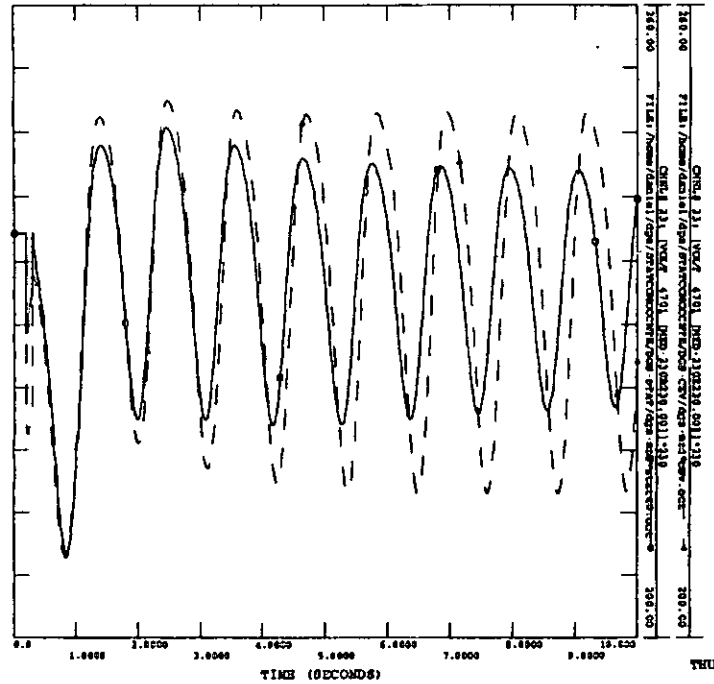
CASO BASE CON STANCION

B



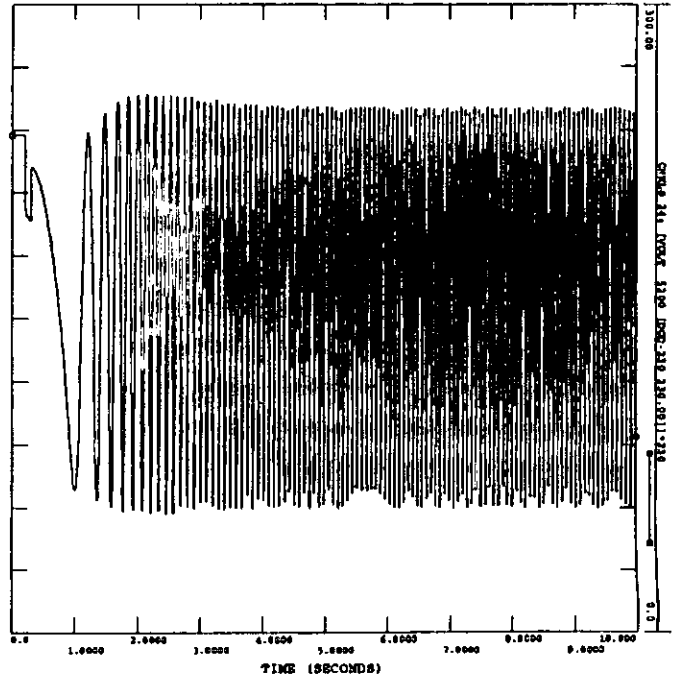
CASO BASE CON STANCION

A



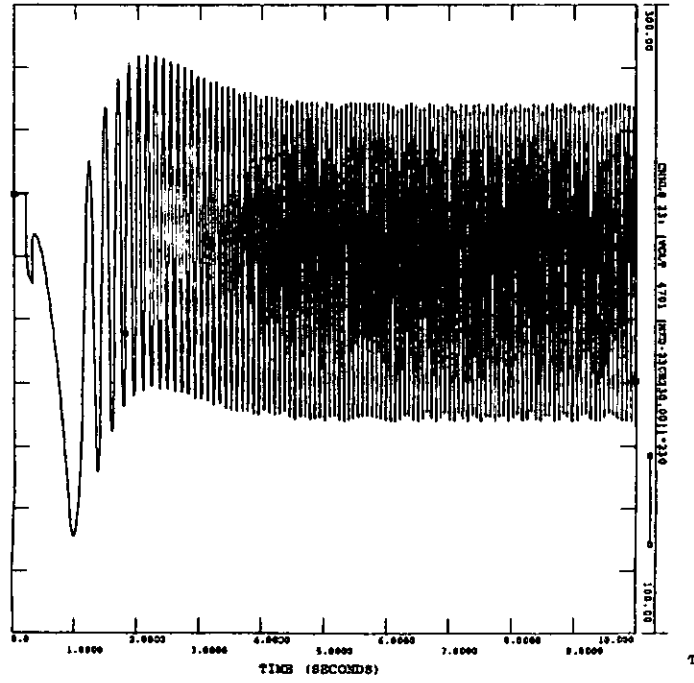
CASO BASE CON STANCION 300MVA XT= .15 BB=100 MVA

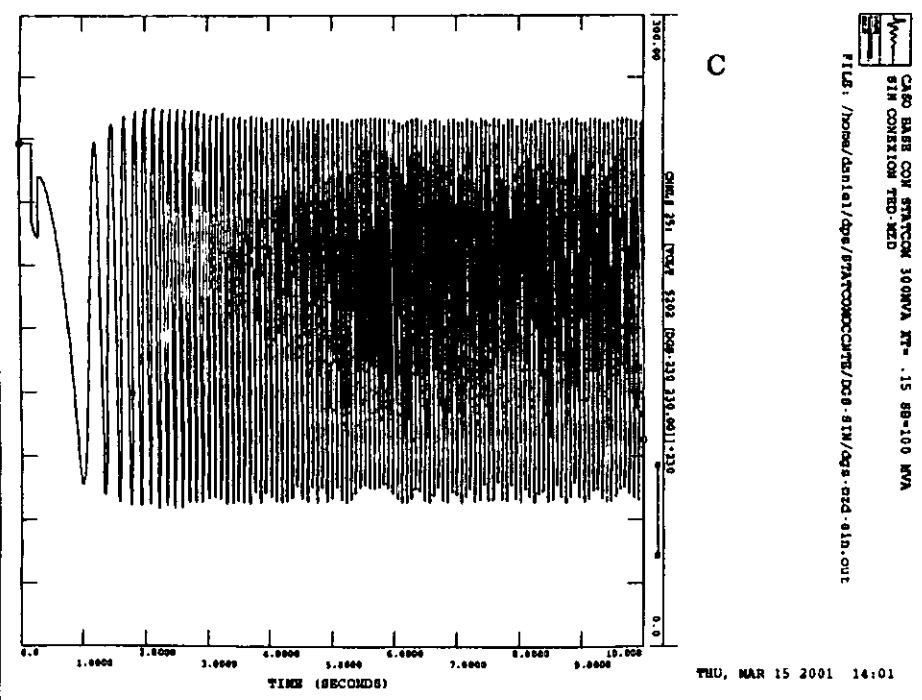
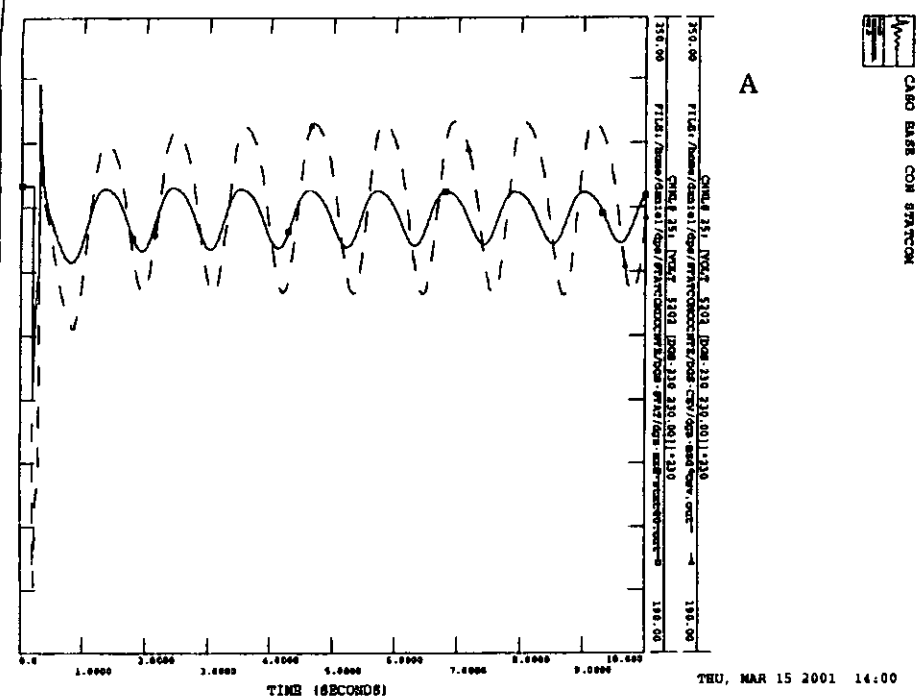
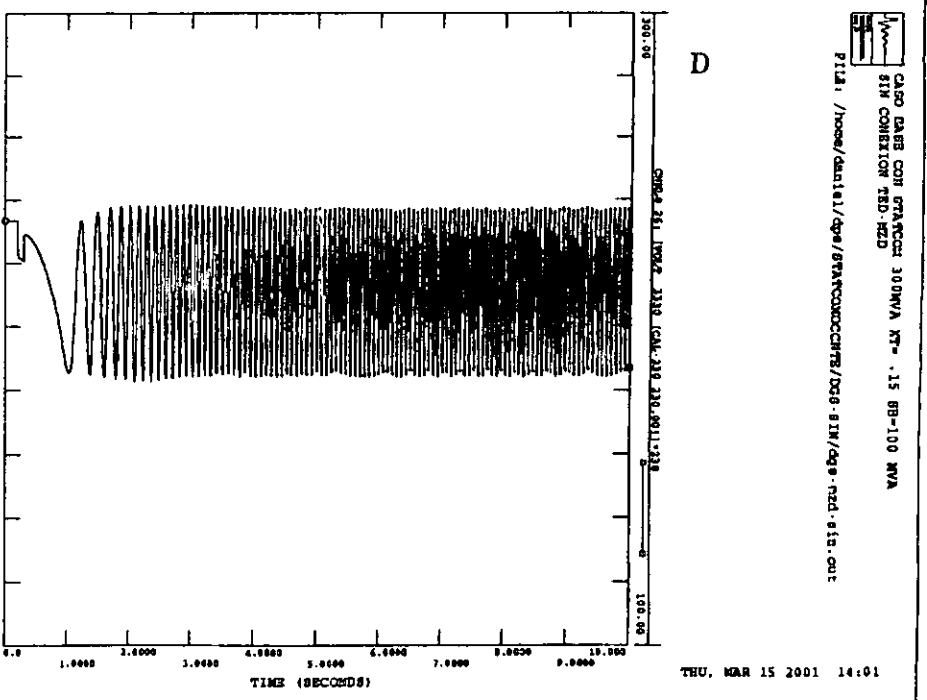
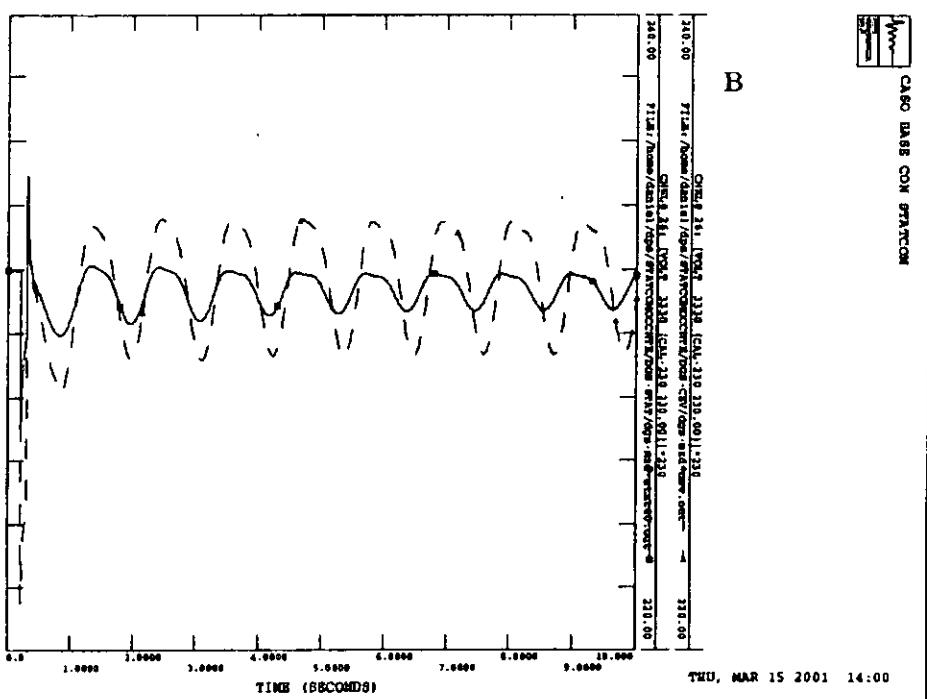
D



CASO BASE CON STANCION 300MVA XT= .15 BB=100 MVA

C

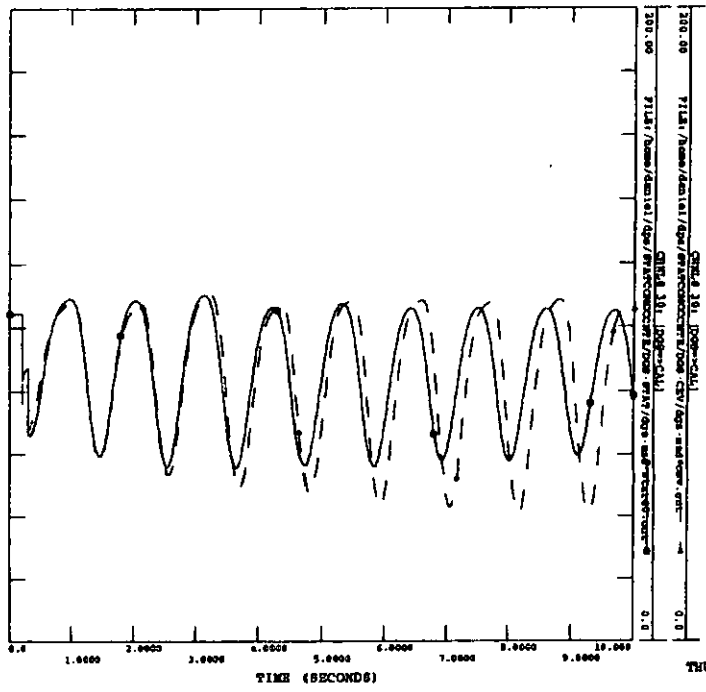






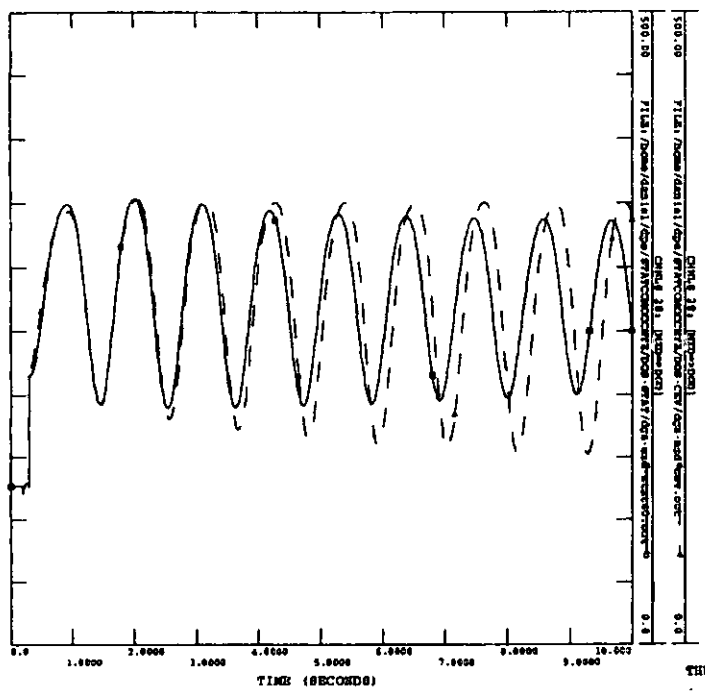
CASO BARS CON STATION

B



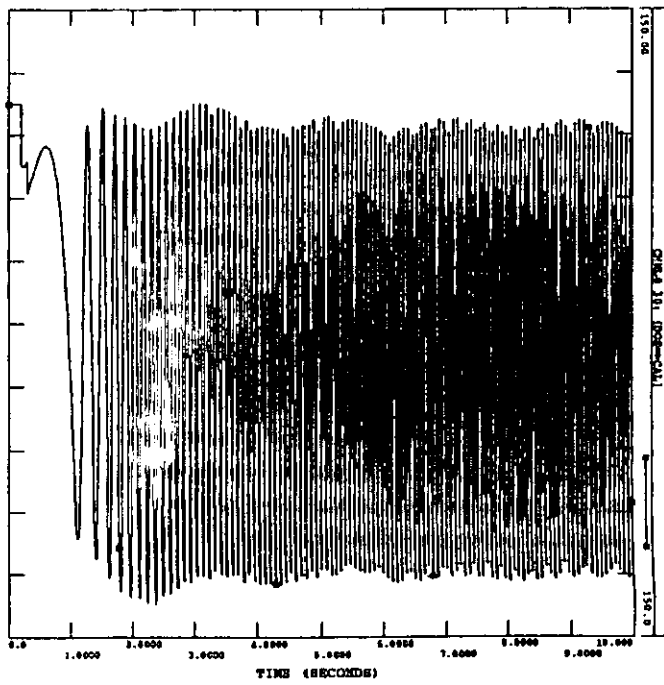
CASO BARS CON STATION

A



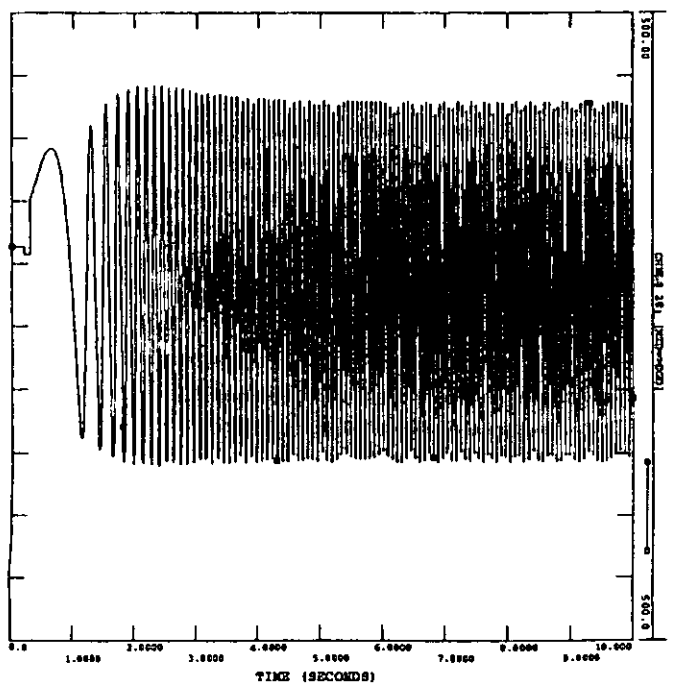
CASO BARS CON STATION 300MVA XT= .15 BR=100 MVA
BIN CONNECTION TED-MED

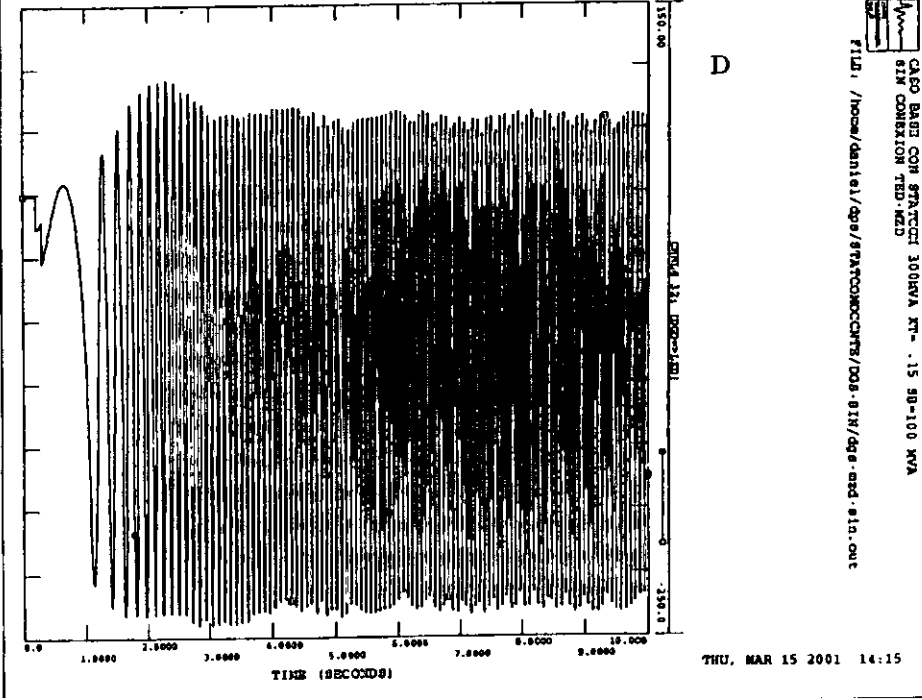
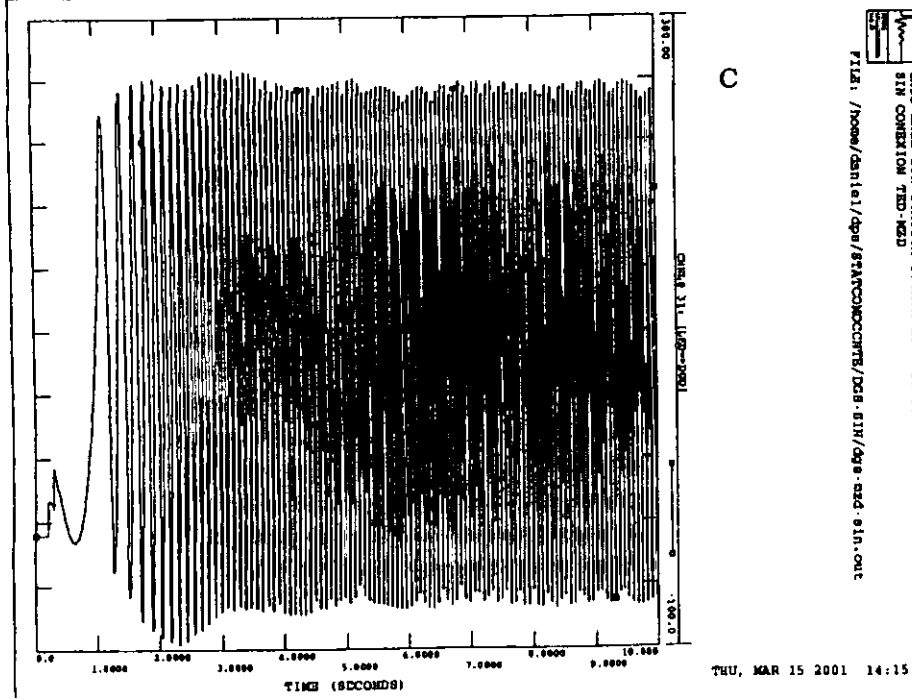
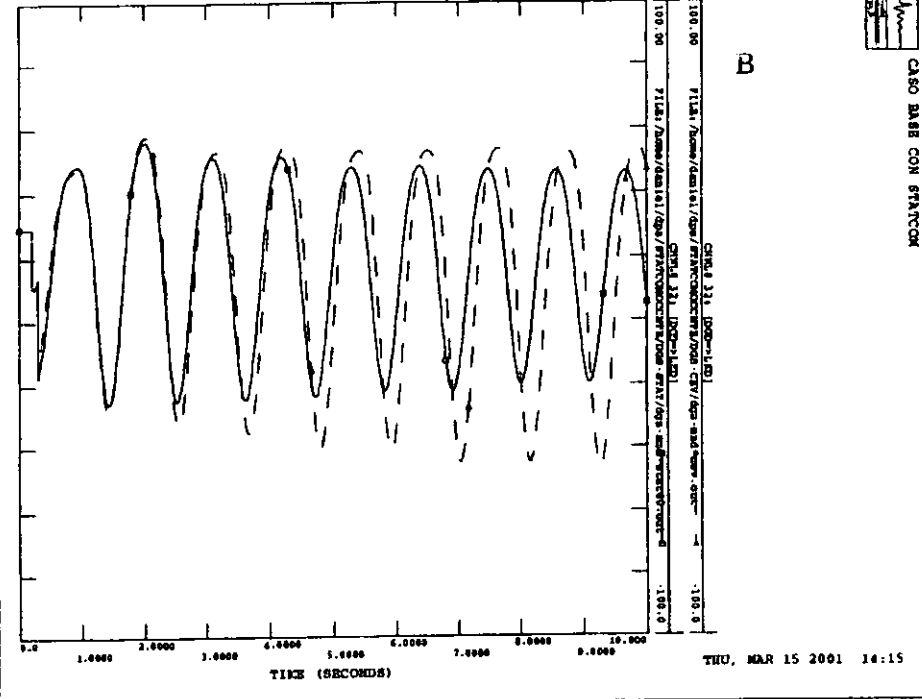
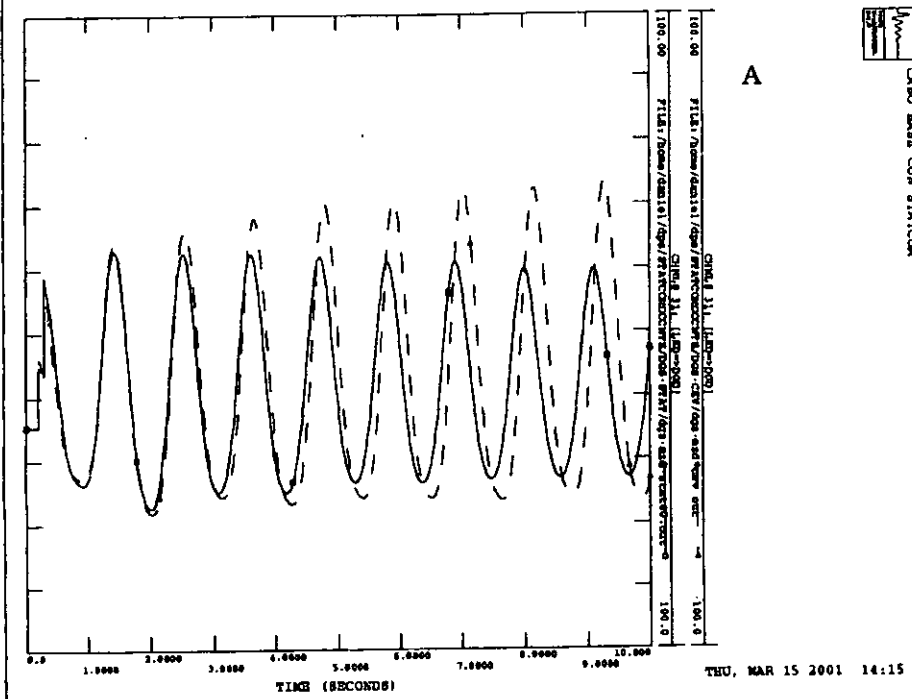
D



CASO BARS CON STATION 300MVA XT= .15 BR=100 MVA
BIN CONNECTION TED-MED

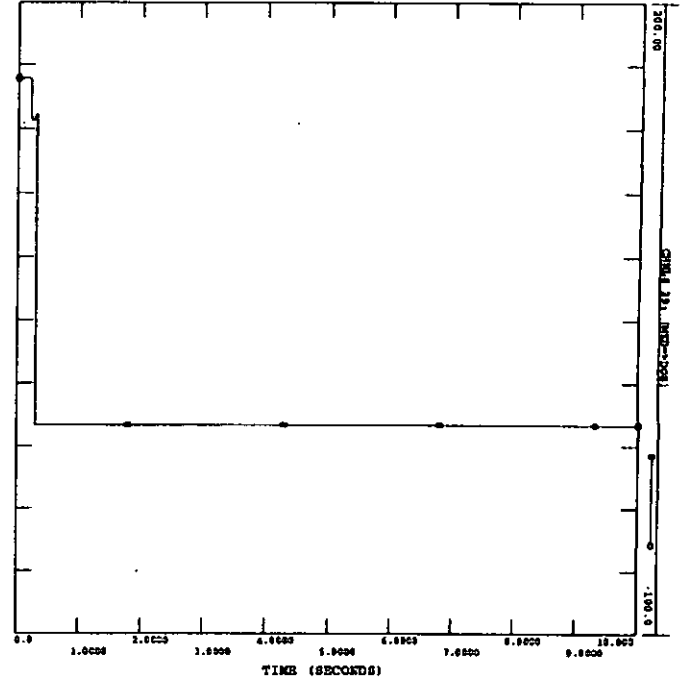
C







CARD 8A03 COM STRATCOM 300MVA XT^m .15 9B-100 MVA
 S1N CONNECTION TED-KZD
 FILE: /home/daniel/dsp/STRATCOM/CCHTR/D08-S1N/dsp-gsd-s1n.out

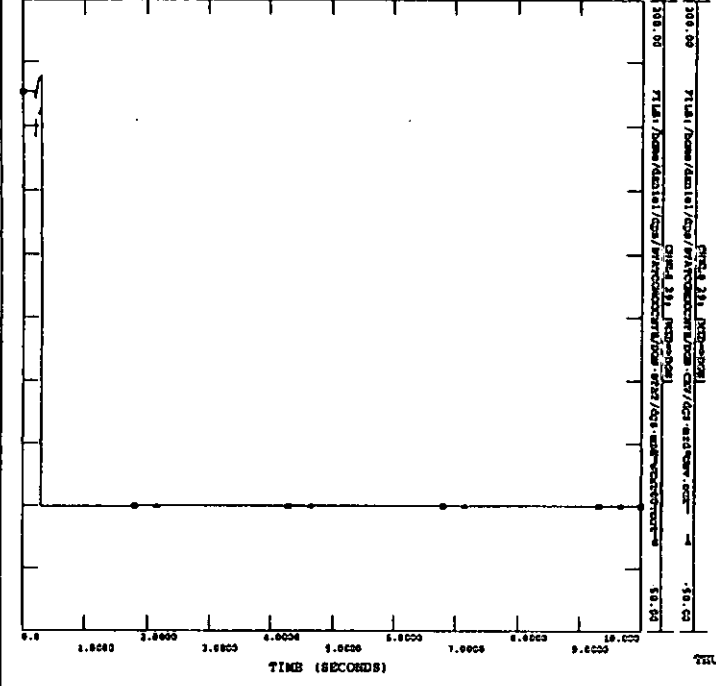


B

THU, MAR 15 2001 14:22



CARD 8A03 COM STRATCOM

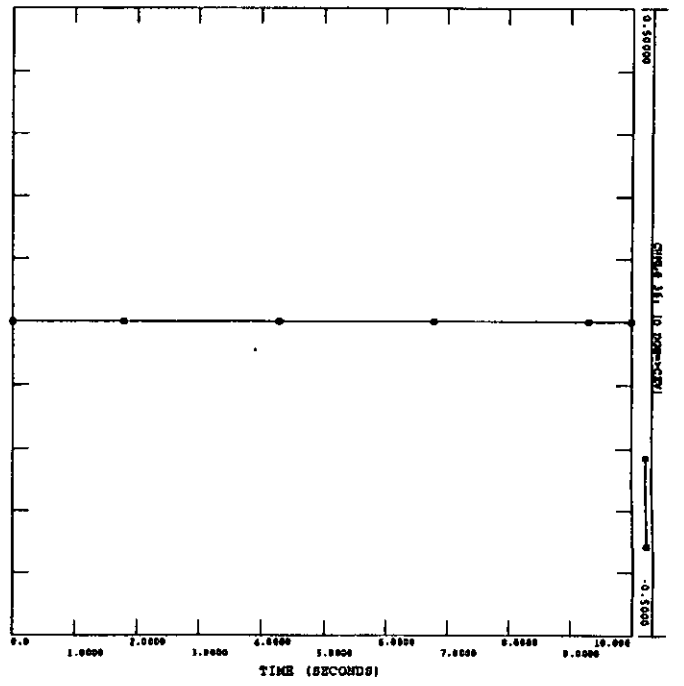


A

THU, MAR 15 2001 14:22



CARD 8A03 COM STRATCOM 300MVA XT^m .15 9B-100 MVA
 S1N CONNECTION TED-KZD
 FILE: /home/daniel/dsp/STRATCOM/CCHTR/D08-S1N/dsp-gsd-s1n.out

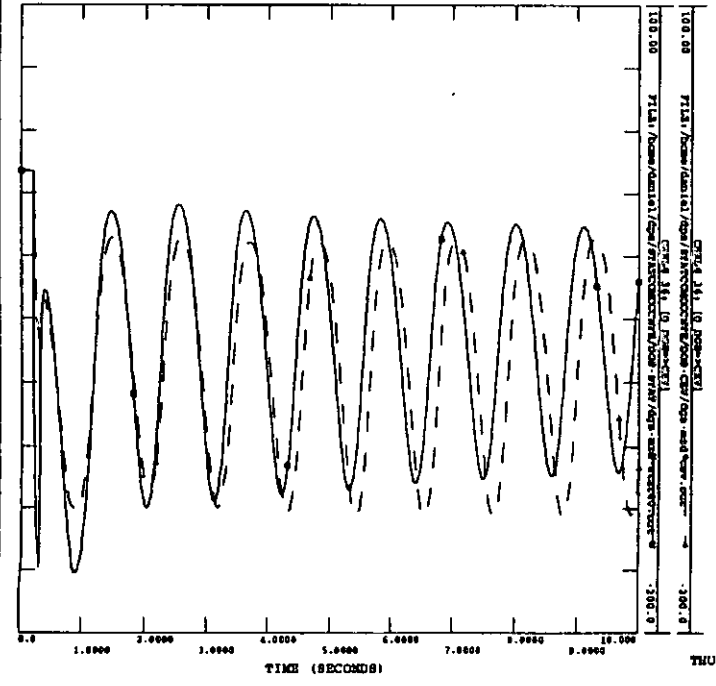


D

THU, MAR 15 2001 14:23



CARD 8A03 COM STRATCOM



C

THU, MAR 15 2001 14:22

Comparación de Estabilidad Angular

Comparando la gráfica de estabilidad angular que corresponde al caso base sin compensación con la curva con compensación con CEV y la curva con compensación con STATCOM, se observa una inestabilidad en el sistema, primer caso.

Comparación de Flujos de Potencia

En las gráficas correspondientes a los flujos de potencia se observa mayor amortiguamiento de las oscilaciones utilizando STATCOM.

Comparación de Tensiones

En las gráficas de tensiones se determina un mejor comportamiento dinámico en esta variable cuando se utiliza el STATCOM.

Comparación de Q

En estas gráficas se puede observar que la generación de Q utilizando el STATCOM es mayor que con el CEV, sobre todo en la primer oscilación.

Recomendaciones y Conclusiones

Recomendaciones para el modelado

Para el modelado en Estado Estable del STATCOM en el programa PSS/E, se debe tener especial cuidado en que el valor de ZTRAN sea igual al valor del transformador jX_t , y de hacer el cambio de base de esta impedancia a la base del sistema. En simulaciones previas a las descritas en el capítulo 5 se verificó que las corridas tanto en estado estable como en las de dinámica arrojaban resultados incorrectos, es decir, se observó que los resultados que se obtenían utilizando CEV's eran mejores que con el STATCOM. Además se tuvo problemas de convergencia cuando se tenía P_{max} , P_{min} y ZTRAN en cero, cuando se corrigió poniendo los valores de P_{max} y P_{min} y ZTRAN en 9999, -9999 y jX_t respectivamente los resultados fueron congruentes con la teoría.

En el modelo de dinámica uno de los parámetros con que se tuvo problemas es el de la ganancia K. Se puede concluir con la experiencia que se adquirió que es importante calcular con precisión el valor de la corriente trifásica más débil en el bus en donde se requiere colocar el STATCOM, ya que si se dan valores aproximados, la respuesta dinámica difiere a los resultados esperados, es decir se observó que las oscilaciones no disminuyen en algunos casos.

Incluso se observó que con valores de K muy grandes se tienen problemas de inestabilidad numérica, esto se podría corregir moviendo el parámetro de tiempo de muestreo que generalmente PTI utiliza, el cual es de $\frac{1}{2}$ ciclo, es decir poner el tiempo de muestreo igual a $\frac{1}{4}$ de ciclo, pero para la mayoría de las aplicaciones en sistemas de transmisión responden de 1 a 2 ciclos (como lo afirma PTI en sus manuales), y de hecho con $\frac{1}{2}$ ciclo ya se tiene un buen margen de reserva para evitar problemas de inestabilidad numérica. Esto dio pauta para que se revisaran el cálculo de la corriente de corto circuito.

Las mejores corridas en dinámica se obtuvieron utilizando la "*pendiente de variación de la corriente a la salida en el STATCOM debido a la tensión en el sistema*" (D) con valor igual a cero. Para cumplir con los objetivos de la tesis de demostrar las ventajas teóricas del STATCOM contra el CEV esta consideración es válida. Pero para hacer estudios reales en donde sí existen errores de medición, PTI recomienda utilizar valores de D del 1% al 10% es decir $0.01 < D < 0.1$. Westinghouse recomienda para este tipo de aplicaciones $D = 0.03$. Cabe aclarar que los parámetros que se manejaron en esta tesis para el modelado del STATCOM fueron considerados con valores típicos que maneja PTI en sus manuales, recomendaciones que da Westinghouse y observaciones personales que se tuvieron con el sistema eléctrico nacional. Pero estos valores necesariamente tienen que ser revisados, una vez que se tuviera instalado un STATCOM en la Red Nacional, es decir se tienen que comparar las gráficas reales contra lo simulado para hacer la sintonización de los parámetros, para que las corridas que se obtengan vía simulación sean lo más aproximadas a la realidad.

Conclusiones de la simulación

Se puede concluir que los parámetros que se utilizaron para modelar el STATCOM son adecuados ya que vía simulación se obtuvieron resultados congruentes con la teoría explicada en el capítulo 2. Se esperaba que se aumentara el límite de estabilidad de tensión en estado estable en la línea Durango Sur (DGS) a Calera(CAL) utilizando el STATCOM, esto es, que se pudiera aumentar el flujo de potencia activa en dicha línea sin tener problemas de tensión. Esto se puede verificar en las curvas P-V de la figura 5.7.C).

Otra forma de demostrar que es mejor el desempeño del STATCOM con respecto al CEV se puede observar en las gráficas de ángulo entre rotores de la pag 112, estas gráficas indican si un sistema tiene problemas de estabilidad angular, se observa que sin utilizar un dispositivo de compensación en paralelo el sistema es inestable, esto porque los ángulos de los generadores del Área Norte con respecto a los generadores del Área Occidental crecen indefinidamente(ver las gráficas C y D de la pagina 112).

Cuando se tiene una compensación en DGS ya sea el STATCOM o el CEV, el sistema es estable, esto se puede verificar en las gráficas A y B de la página 112, donde se observa que el ángulo no crece indefinidamente sino trata de regresar a su posición original. La mejora que se esperaba es que el STATCOM amortiguara más rápido las oscilaciones, lo cual es fácil de comprobar en dichas gráficas. Se espera que este amortiguamiento sea mayor si se sintonizan los parámetros del modelo con pruebas reales.

Este amortiguamiento de oscilaciones se acentúa más, como era de esperarse en las gráficas de tensión A y B, que se muestran en la páginas 113 y 114, esto porque el STATCOM lo que hace es inyectar potencia reactiva para mejorar las tensiones en la zona.

Las gráficas C y D de estas hojas muestra claramente cuál es el problema actual que se tiene en la unión del Área Occidental con el Área Noroeste por no tener compensación en dicha zona. Se observa que el sistema es inestable ante contingencias severas. Estas gráficas permiten demostrar que la inyección dinámica de reactivos utilizando STATCOM es mejor que el que aporta el CEV para obtener perfiles de tensiones planos en una zona, como se esperaba de acuerdo a lo descrito en la sección 2.5.2.

En las gráficas A y B de las páginas 115 y 116 se observa también la disminución de las oscilaciones con el STATCOM en el flujo de potencia activa.

Las figuras A y B de la página 117 se graficaron para verificar que el programa de dinámica escrito en la sección 5.2.2 hiciera lo que se esperaba, es decir en 0.2 segundos se simula una falla trifásica en el bus Durango sur, en 0.3 segundos se libera la falla abriendo la línea DGS-MZD. Las gráficas C y D muestran el

comportamiento de la potencia reactiva Q , en C se observa que al momento de la falla es mayor la inyección de reactivos con el STATCOM que con el CEV. En la gráfica D se observa que no existe compensación reactiva.

Cabe mencionar que para decidir si es mejor poner un STATCOM o un CEV se requieren mas estudios, además de la metodología que se planteó en el Capítulo 5, como por ejemplo hacer un análisis costo beneficio, probar el comportamiento del SSSC en esta zona, o modelar el UPFC, entre otros, para poder decidir cuál es la mejor opción.

Los sistemas de transmisión flexibles de corriente alterna no han tenido una aplicación significativa en la mayoría de los sistemas de potencia, una de las principales desventajas de estos equipos es que muchos ingenieros desconocen estos dispositivos. Probablemente los han oído mencionar pero no conocen sus beneficios ni aplicaciones, como es tecnología relativamente reciente las universidades a nivel licenciatura todavía no incluyen este tipo de controles en sus temarios.

Otro problema es que consideran que los FACTS son todavía muy caros, pero para poder decidir si lo son, no basta con ver el costo inicial del equipo, si no hacer un análisis costo beneficio de estos equipos, y hacer la comparación con el análisis respectivo utilizando dispositivos convencionales y cuando no se utiliza ningún dispositivo de compensación.

Por último se cree que no existen aplicaciones de estos dispositivos, consideran que sólo están en etapa de desarrollo o investigación y por ello desconfían en que se tengan tales beneficios o creen que van a surgir problemas cuando se tengan aplicaciones reales.

Sin embargo ya existen muchas aplicaciones sobre todo con los CEV's, se puede decir que los CEV's es la prueba más contundente de que sirven estos dispositivos, la segunda generación de FACTS lo que hace es utilizar nueva tecnología de tiristores es decir tiristores GTO, además como se vio ya existe un STATCOM de 100 MVA en la subestación Sullivan, en E.U.A..

Hasta la fecha no se conoce un mal funcionamiento de este equipo, o no se han escrito publicaciones por ingenieros "AntiFACTS" de fallas en estos equipos.

Por lo anterior consideré importante hacer un trabajo que resumiera la descripción general de los equipos FACTs, así como las principales mejoras operativas que se obtienen con estos dispositivos. Y por último se probó con simulaciones que las ventajas que describe la teoría son ciertas, utilizando un software que a nivel mundial es muy reconocido.

Bibliografía

- [1] Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyi, "Understanding FACTS, Concepts and Technology" IEEE PRESS, New York, 1992.
- [2] F. Aboytes, "El Control de la Energía Eléctrica en un Mercado Competitivo", RVP'95-SIS-04, 1995
- [3] F. Aboytes, "Alternativas para el Control de Flujos de Potencia en Estado Estable en una Red Eléctrica", RVP'96-SIS-26.
- [4] Hingorani, N. G., "Flexible AC Transmission Systems (FACTS) –Overview", IEEE, 1990.
- [5] Hingorani, N. G., "FACTS: Flexible AC Transmission Systems", 5th International Conference on AC and DC Transmission, Londres, 1992.
- [6] Hingorani, N. G., "Power Electronic Equipment: HVDC and FACTS", CIGRE, 1994.
- [7] F. Aboytes, "Análisis de Transformadores Defasadores en Estudios de Flujos", Reporte Interno CFE-CENACE, México, 1988.
- [8] Erwin Kreyszing, "Matemáticas Avanzadas para Ingenieros", Wiley, 1979.
- [9] 1996H. Mehta, "Unified Power Controller for Flexible AC Transmission Systems", Flexible AC Transmission Systems (FACTS) EPRI Workshop, Boston, 1992.
- [10] Gyugyi, L., "The Unified Power Flow Controller: A New Approach to Power Transmission Control", IEEE Transactions on Power Delivery, 1995.
- [11] Gyugyi, L., "Dynamic Compensation of AC Transmission Lines by Solid-State Synchronous Voltage Sources", IEEE Transactions on Power Delivery, 1994.
- [12] Schauder, C. D., "TVA Statcom Project: Design, Installation and Commissioning", CIGRE, Paper 14-106, 1996.
- [13] Miller, T. J. , "Reactive Power Control in Electric Systems", John Wiley & Sons, 1982.
- [14] Gyugyi, L., "Advanced Static VAR Compensator Employing GTO Thyristors for Utility Applications", CIGRE, Paper 23-203, 1990.

- [15] "Electrical Transmission and Distribution Reference Book", Westinghouse Electric Corporation, 1954.
- [16] Larsen, E., Lindgren, S., Miller, N., Nilsson, S., "Benefits of GTO-based Compensation Systems for electric Utility Applications", IEEE Transactions on Power Delivery, 1992.
- [17] Erinmez, I. A. , "Static Var Compensators", Working group 38-01, CIGRE, 1986.
- [18] "Standard Handbook for Electrical Engineers", Mc. Graw Hill Book Company
- [19] "Static var compensators", Cigré Task Force 38-01-02, 1986.
- [20] "Static var compensator models for power flow and dynamic performance simulation", IEEE Special Stability Controls Working Group.
- [21] T. Petersson, "Reactive Power Compensation", ABB Power Systems.
- [22] M. Noroozian, G. Andersson, "Damping of power system oscillations by use of controllable components", IEEE Transactions on Power Delivery, vol 9, no 4, October 1994, 2046-2054.
- [23] "Flexible AC transmission systems (FACTS)", Technical Report, EPRI EL-6943, vol 2, part 1, Sept 1991.
- [24] D. Holmberg, "The Stode thyristor controlled series capacitor", Cigré 14-105, 1998.
- [25] J. Lemay, "The Plattsburgh Interphase power controller", T & D Conference and Exposition, New Orleans, April, 1999.
- [26] B. Bijlenga, R. Grünbaum, T. Johansson, "SVC Light - a powerful tool for power quality improvement", ABB Review 6/98, 21-30.
- [27] Schauder, C. D., "Development of a ± 100 MVAR Static Condenser for Voltage Control of Transmission Systems", IEEE, PES Summer Power Meeting, Paper No. 94, 1994.

[28] Aboytes García Florencio, "Control de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia"; Centro Nacional de Control de Energía de la Comisión Federal de Electricidad, México, D.F., 1991.

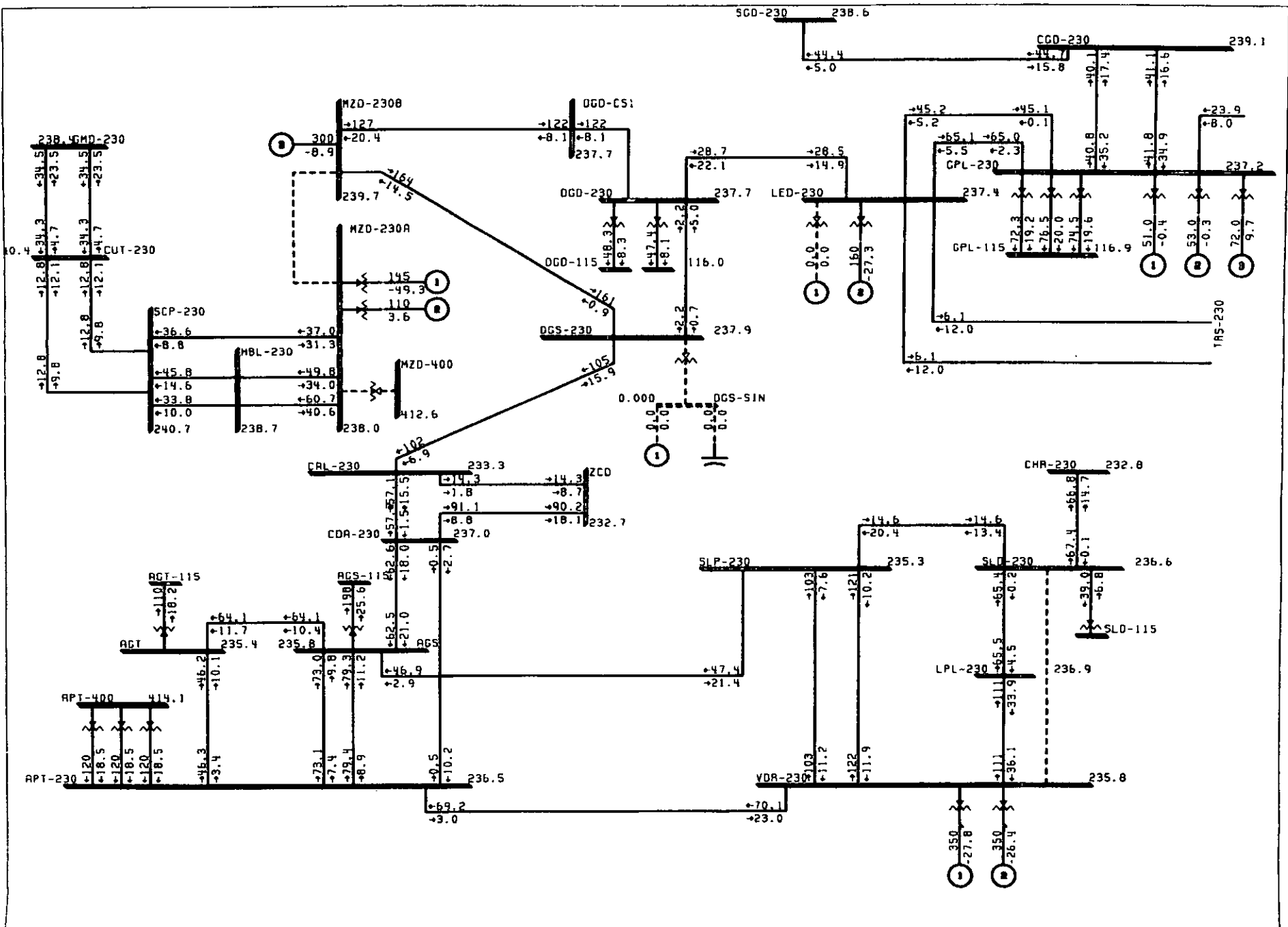
[29] Gyugyi Laszlo, Schauder Colin D., Sen Kalyan; "Static Synchronous Series Compensator: A solid-state approach to the series compensation of transmission lines"; IEEE, 1998.

[30] Aboytes, F.; "Control de Servicios de Transmisión Mediante Sistemas de Transmisión Flexibles", Unidad de Ingeniería Avanzada, Centro Nacional de Control de Energía de la Comisión Federal de Electricidad, México, D.F.

[31] Grümbaum Rolf, Noroozian Mojtaba; "FACTS poderosos sistemas para una transmisión flexible de la energía"; Revista ABB 5/1999.

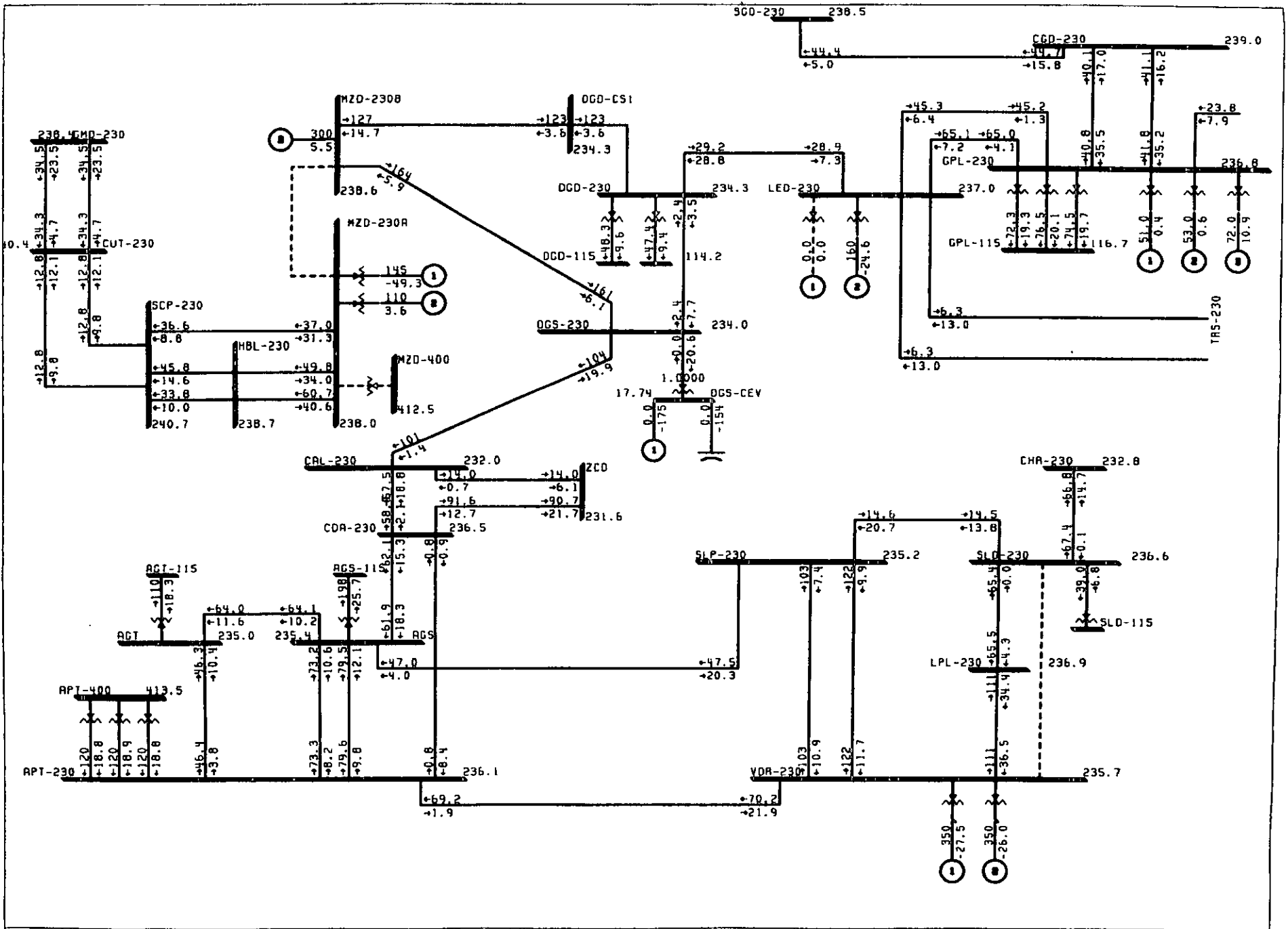
[32] Sarmiento G.; "Incremento en la transferencia de potencia con sistemas flexibles de transmisión de energía eléctrica"; Boletín IEEE, marzo/abril 1994

[33] Douglas J.; "FACTS: The Delivery System of the future"; EPRI Journal, octubre-noviembre, pp 4-11, 1993.



A1

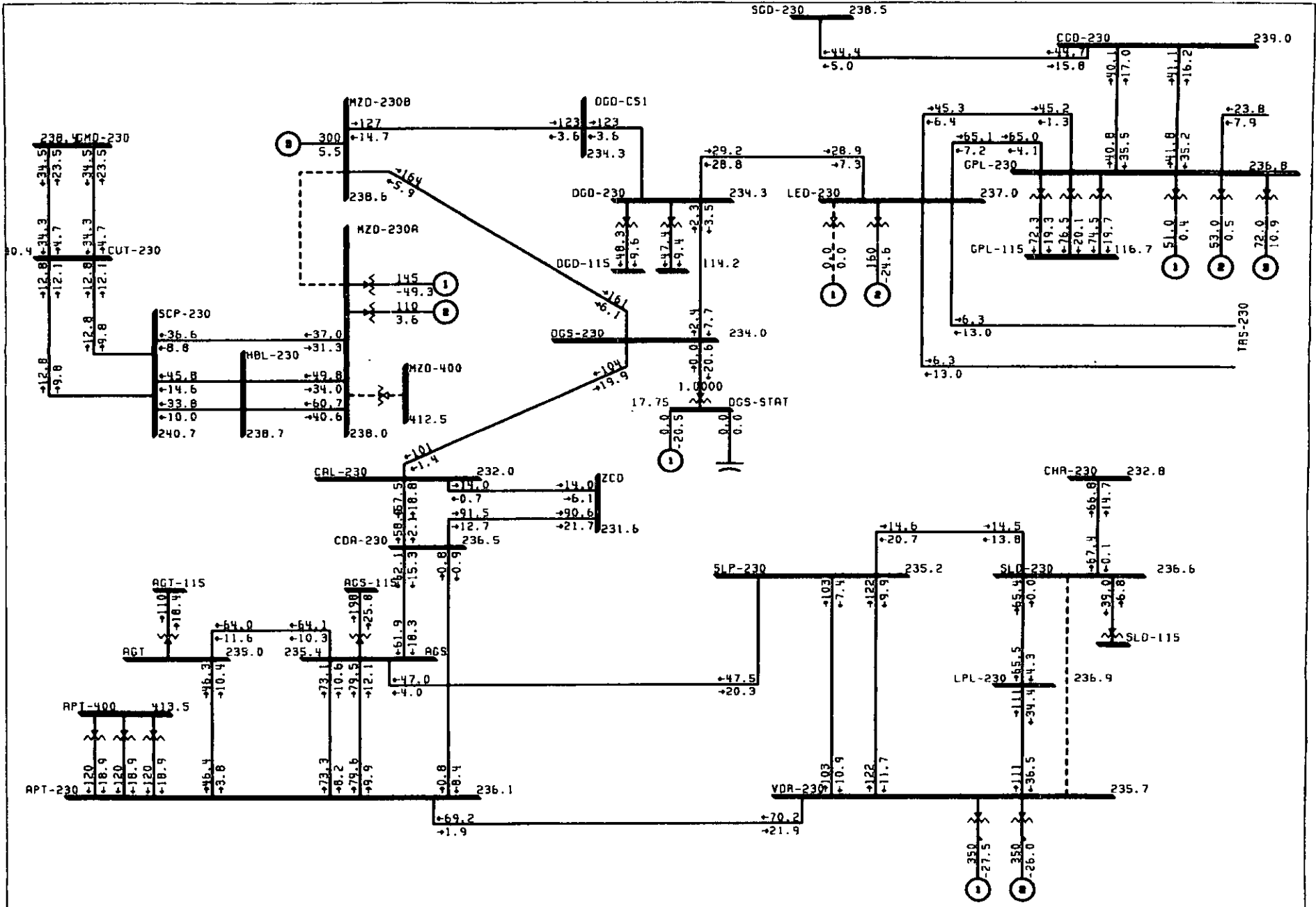
	<p>CASO BASE SIN STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA Y SIN CEV</p> <p>TUE, FEB 13 2001 13:58</p>	<p>100% RATER 0.950 UV 1.050 DV KV: <14 <115 <230</p>	<p>BUS - VOLTAGE (KV) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR</p>
--	--	--	--



TUE, FEB 13 2001 13:56

100% RATER
 0.950 UV 1.050 OV
 KV: 414, 4115, 4280

BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR



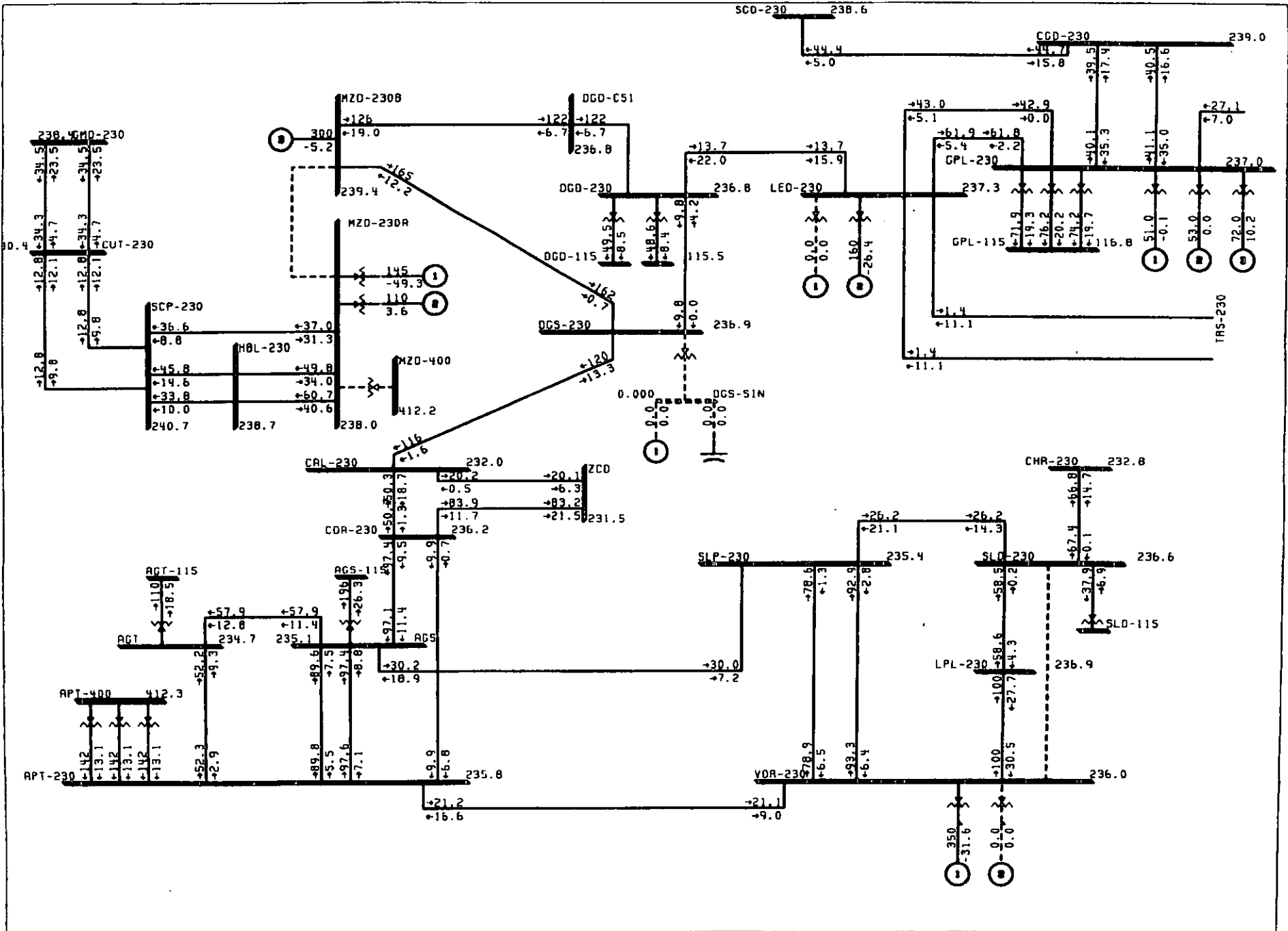
A3

CASO BASE CON STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA

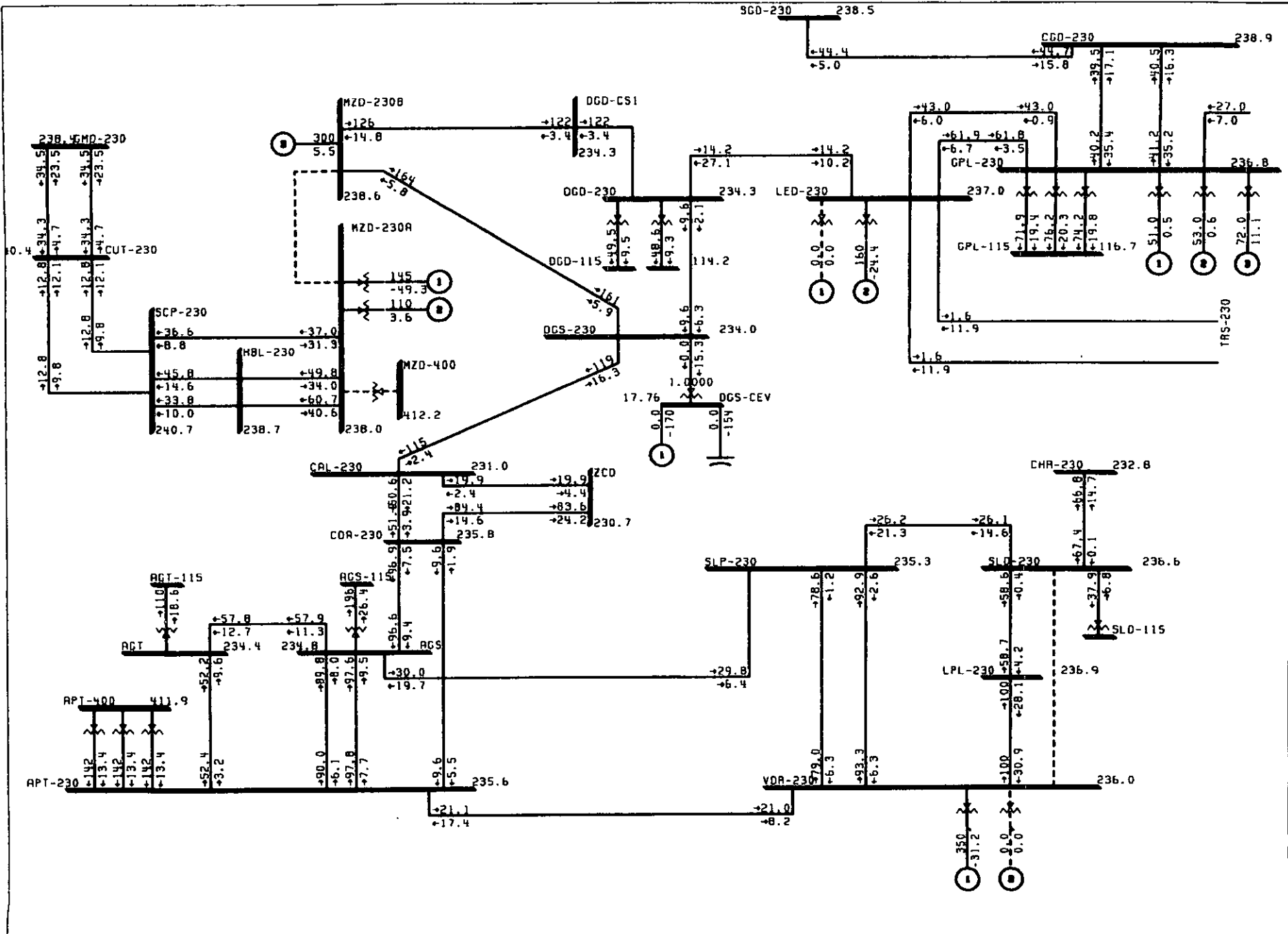
TUE, FEB 13 2001 13:58

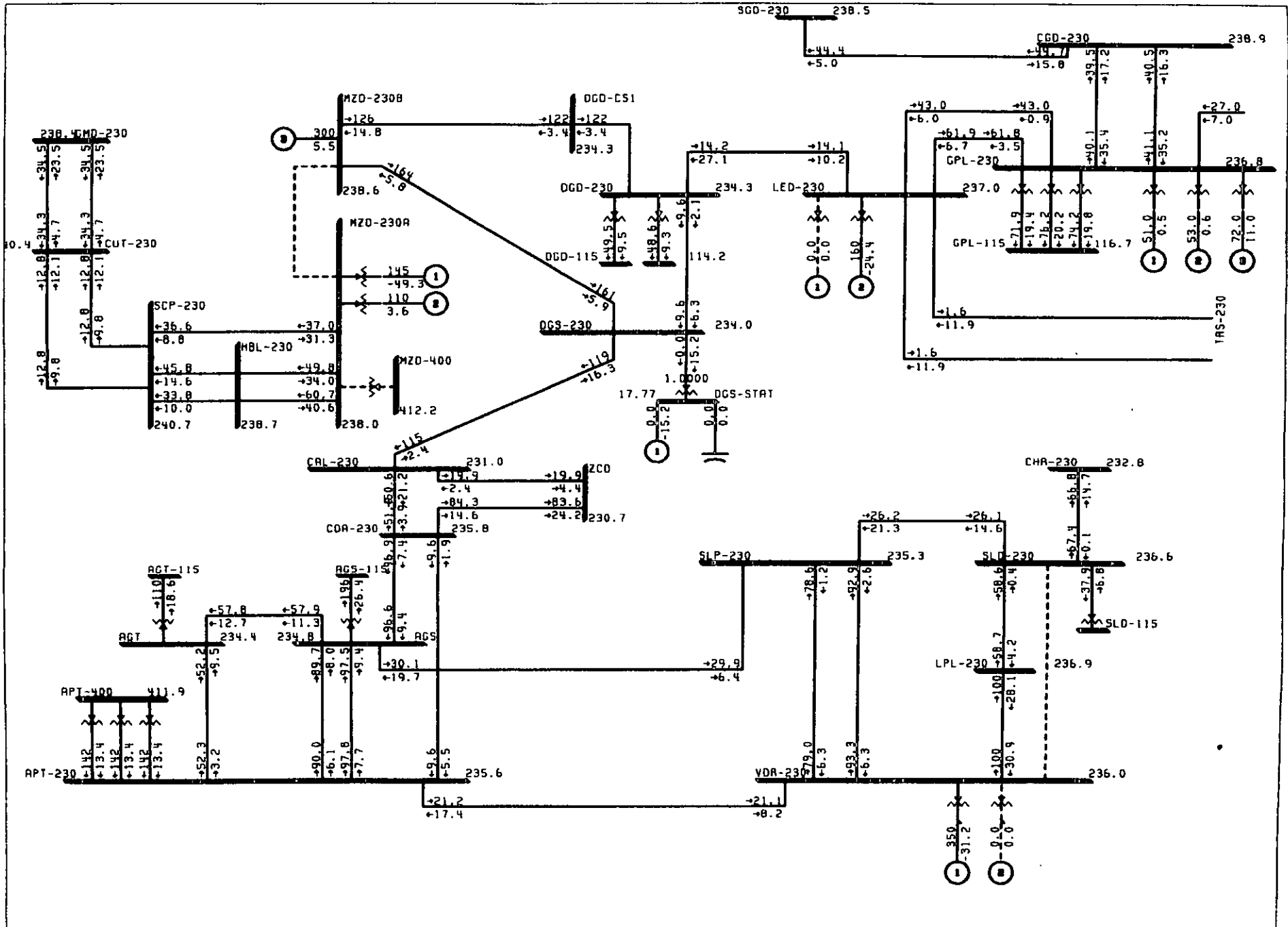
100% RATEA
 0.950UV 1.050DV
 KV: 614 .6115 .6260

BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR



	<p>CASO BASE SIN STATCOM 300MVA XT=.15 SB=100 MVA Y SIN CEV CONT1 VDR-U2 350MW TUE, FEB 13 2001 13:58</p>	<p>100% RATER 0.950UV 1.050DV KV: 414, 4116, 4280</p>	<p>BUS - VOLTAGE (KV) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR</p>
--	---	---	--

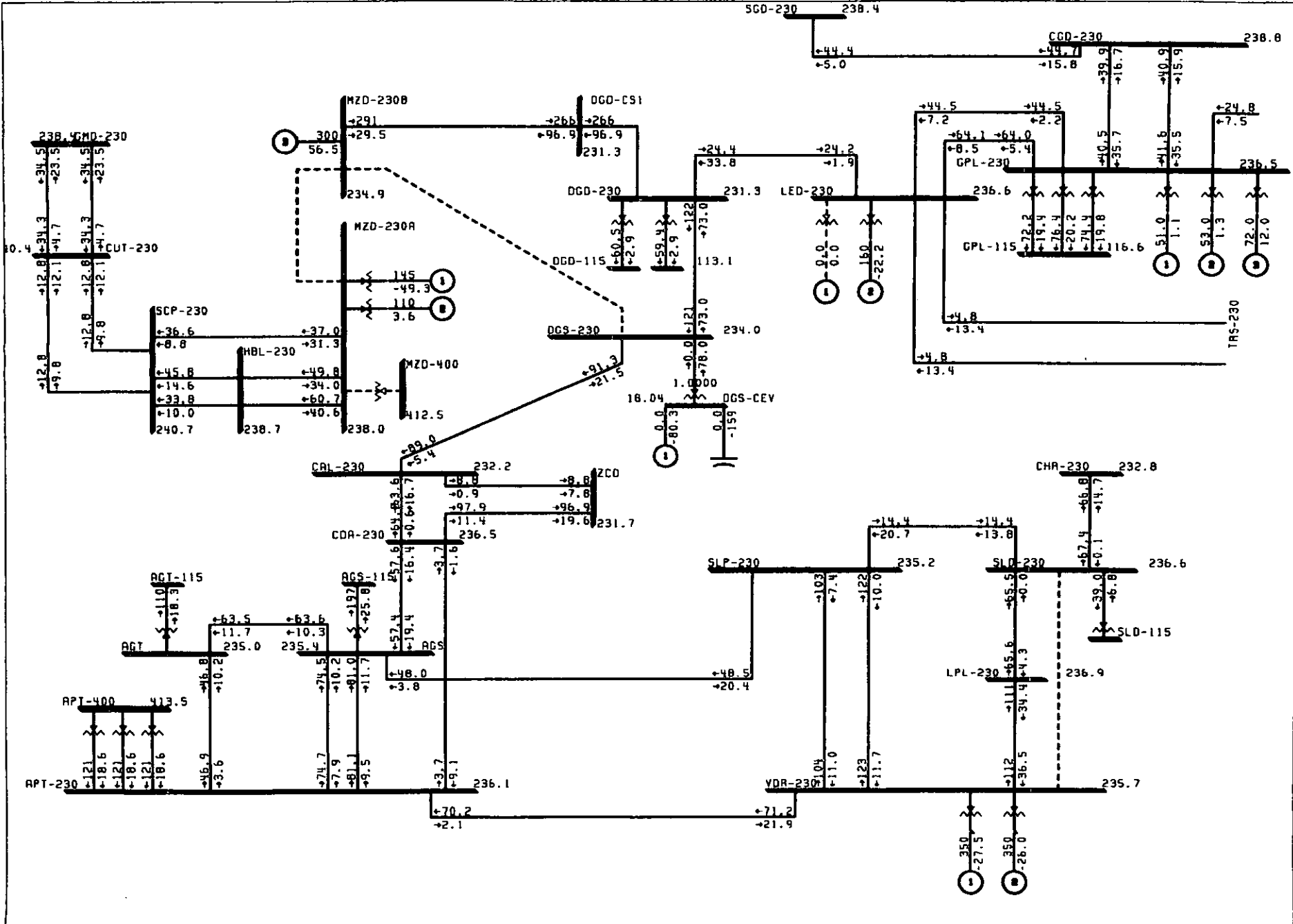




CASO BASE CON STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA
 CONT1, DISPARO VDR-U2 (350MW)
 TUE, FEB 13 2001 13:59

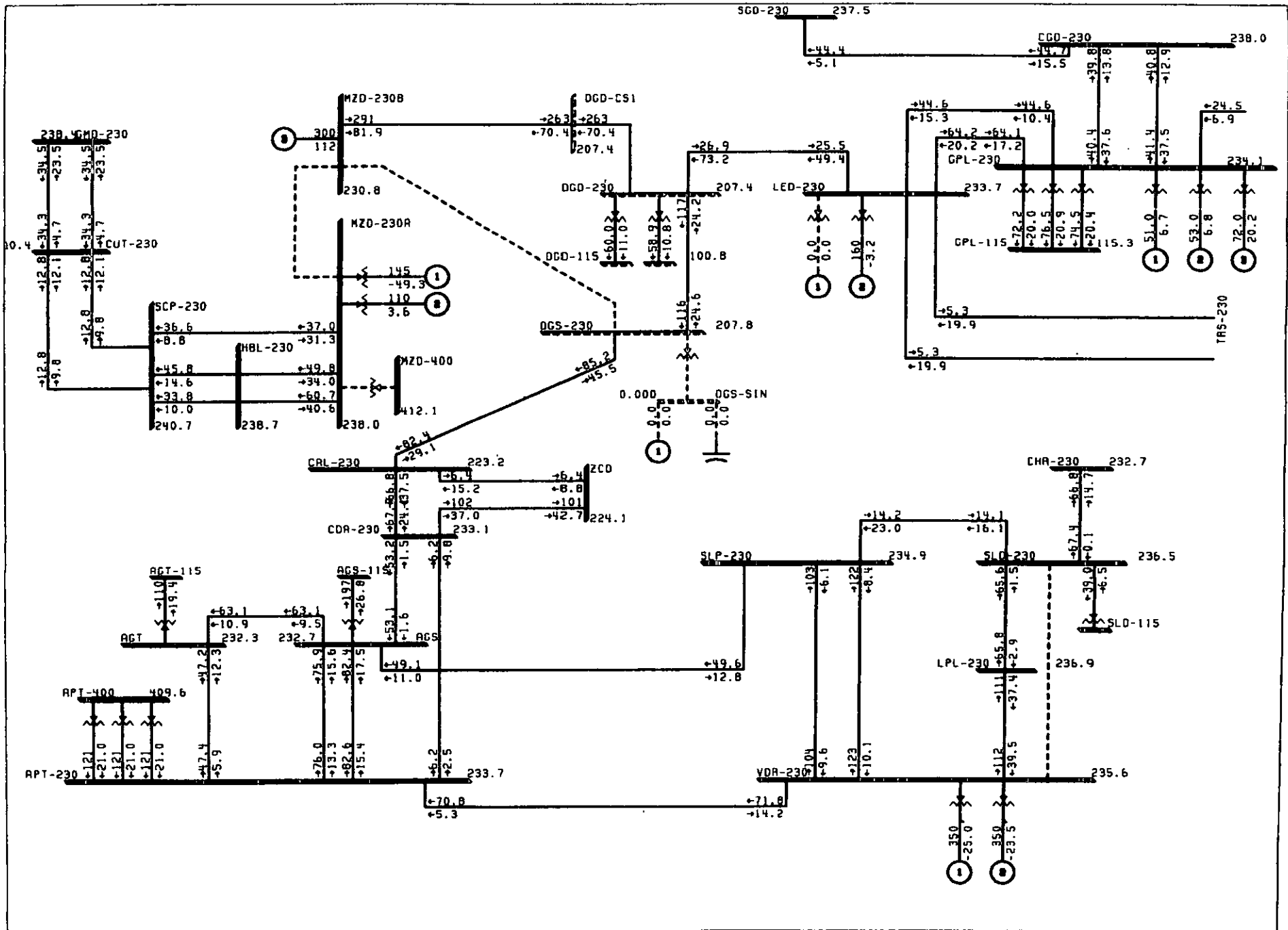
100% RATER
 0.9500V 1.0500V
 KV: 414, 4115, 4230

BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

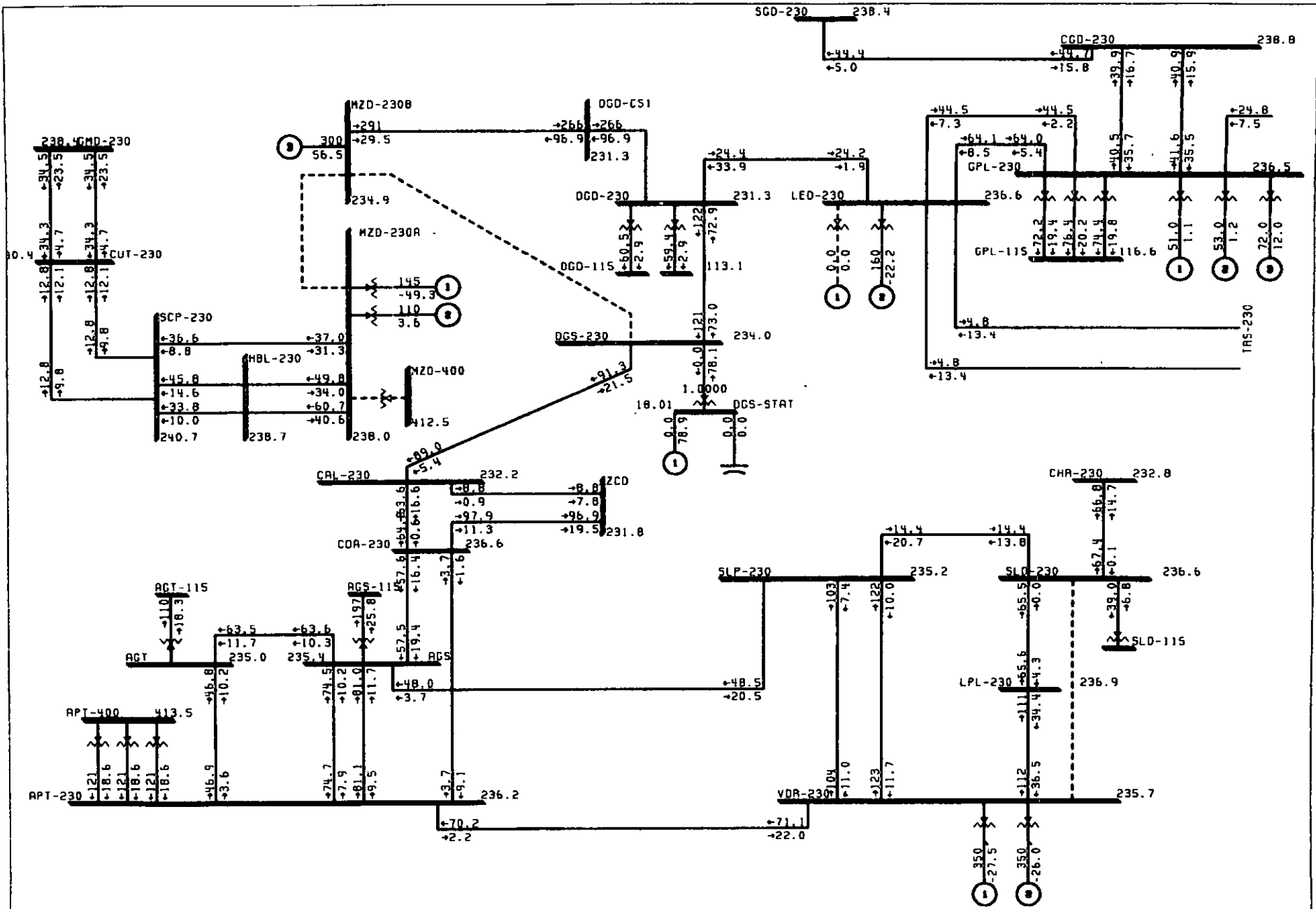


C1

	<p>CASO BASE CON CEV EN DGS CONT2 MZD-DGS TUB, FEB 13 2001 13:59</p>	<p>100% RATEA 0.950 UV 1.050 OV KV: 114, 115, 230</p>	<p>BUS - VOLTAGE (KV) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR</p>
--	--	---	--



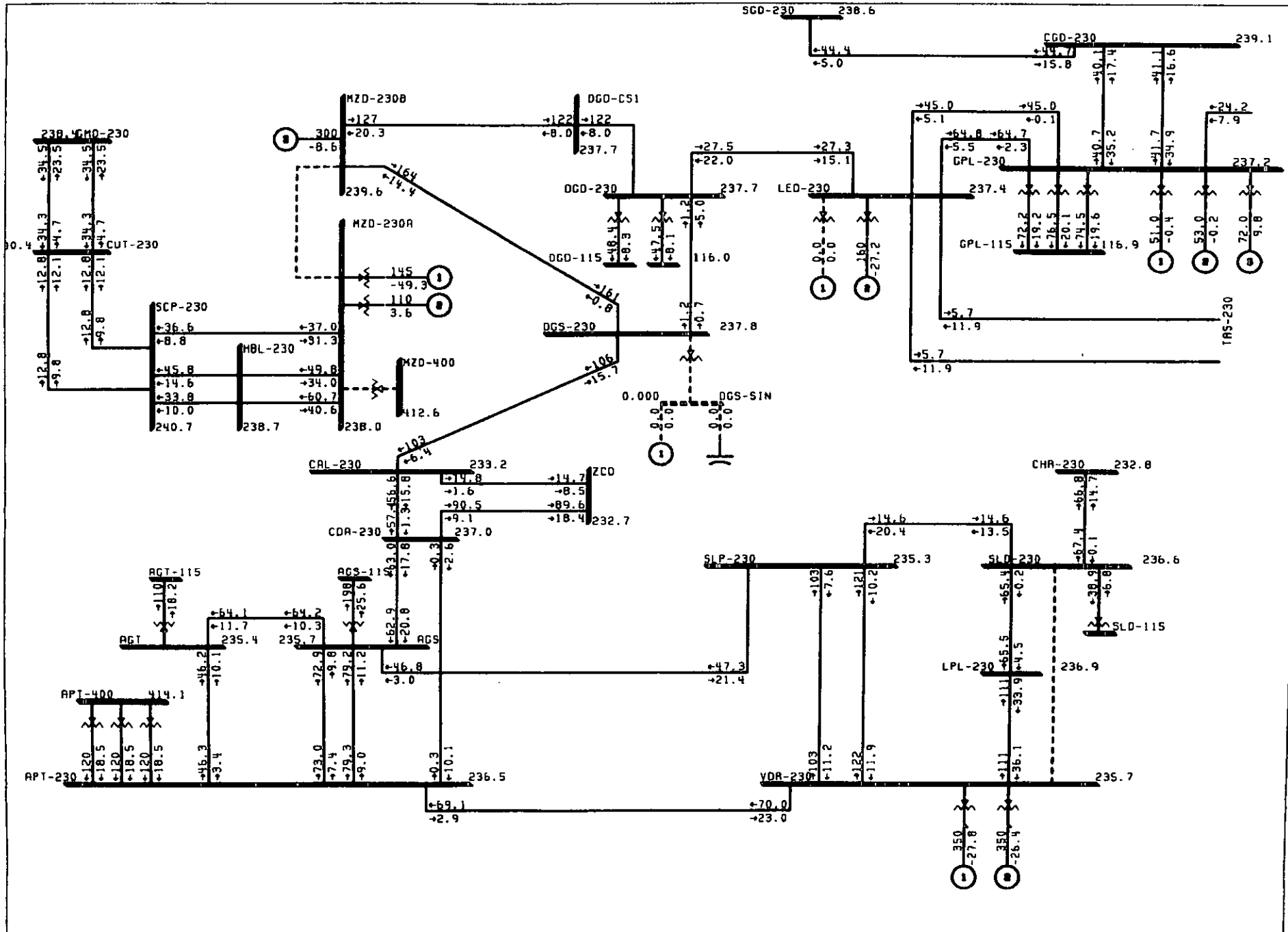
	<p>CASO BASE SIN STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA Y SIN CEV CONT2 MZD-DGS TUE, FEB 13 2001 13:59</p>	<p>100%_RATEA 0.950UV 1.050OV KV: 414, 4115, 4280</p>	<p>BUS - VOLTAGE (KV) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR</p>
--	---	---	--



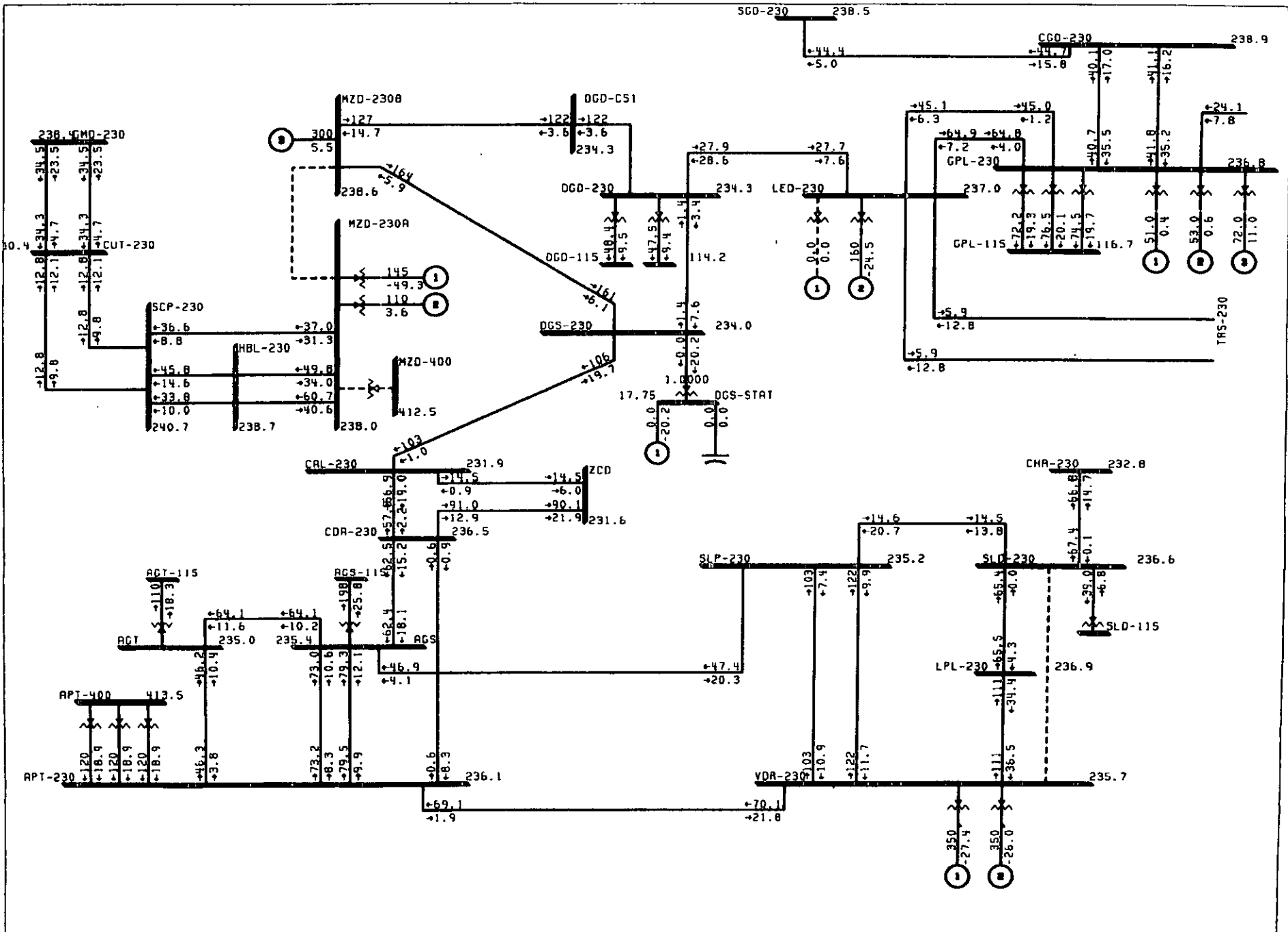
CASO BASE CON STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA
 CONT2 LT MZD-DGS
 TUE, FEB 13 2001 13:59

100% RATER
 Q: 950 QV L: 050 QV
 KV: 414 4115 4250

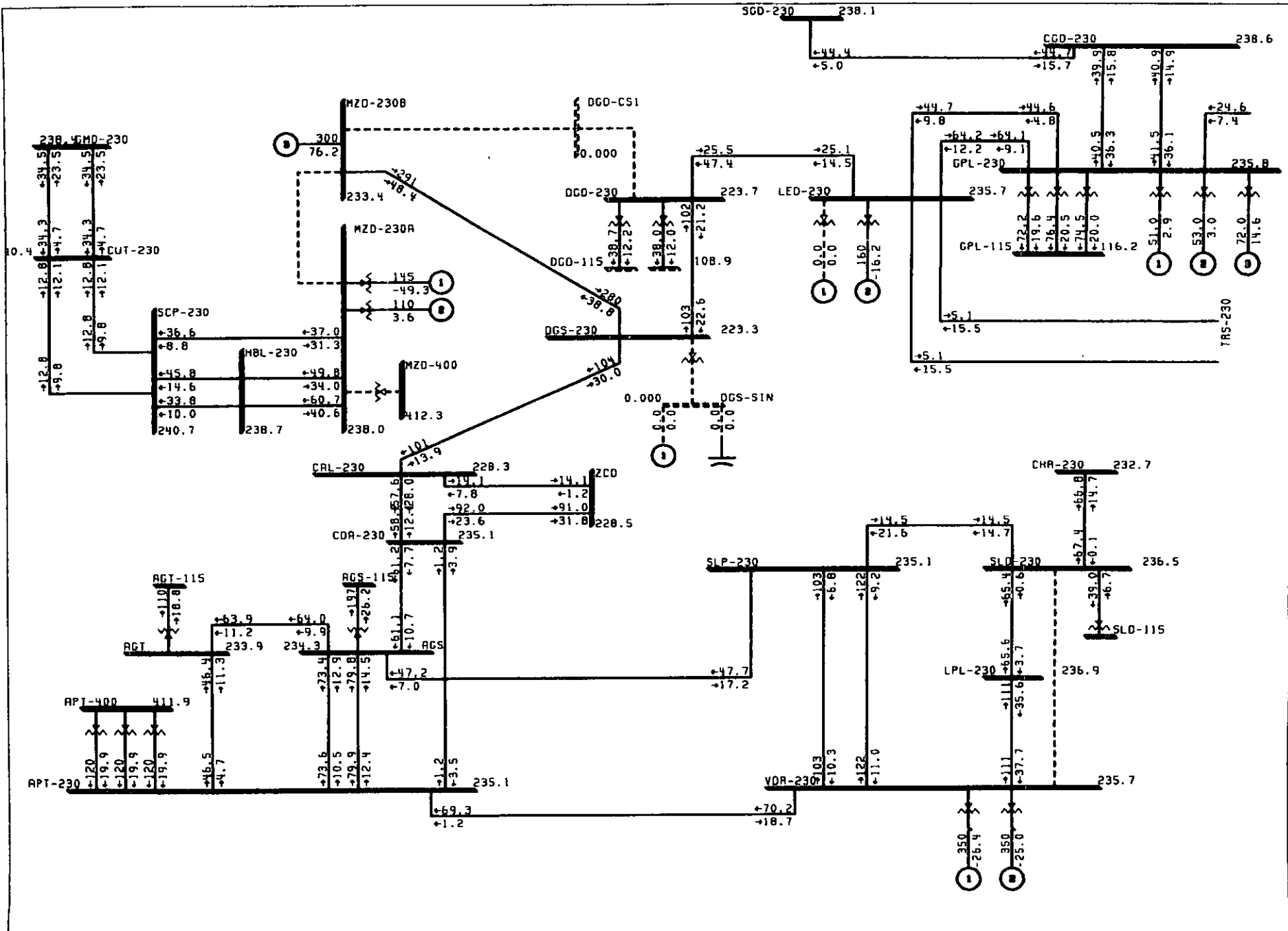
BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR



	CASO BASE SIN STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA Y SIN CEV CONT3 1LT ALT-GUE TUE, FEB 13 2001 14:00	100%_RATER 0.950 UV 1.050 OV KV: 414 , 415 , 4200	BUS - VOLTAGE (KV) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR

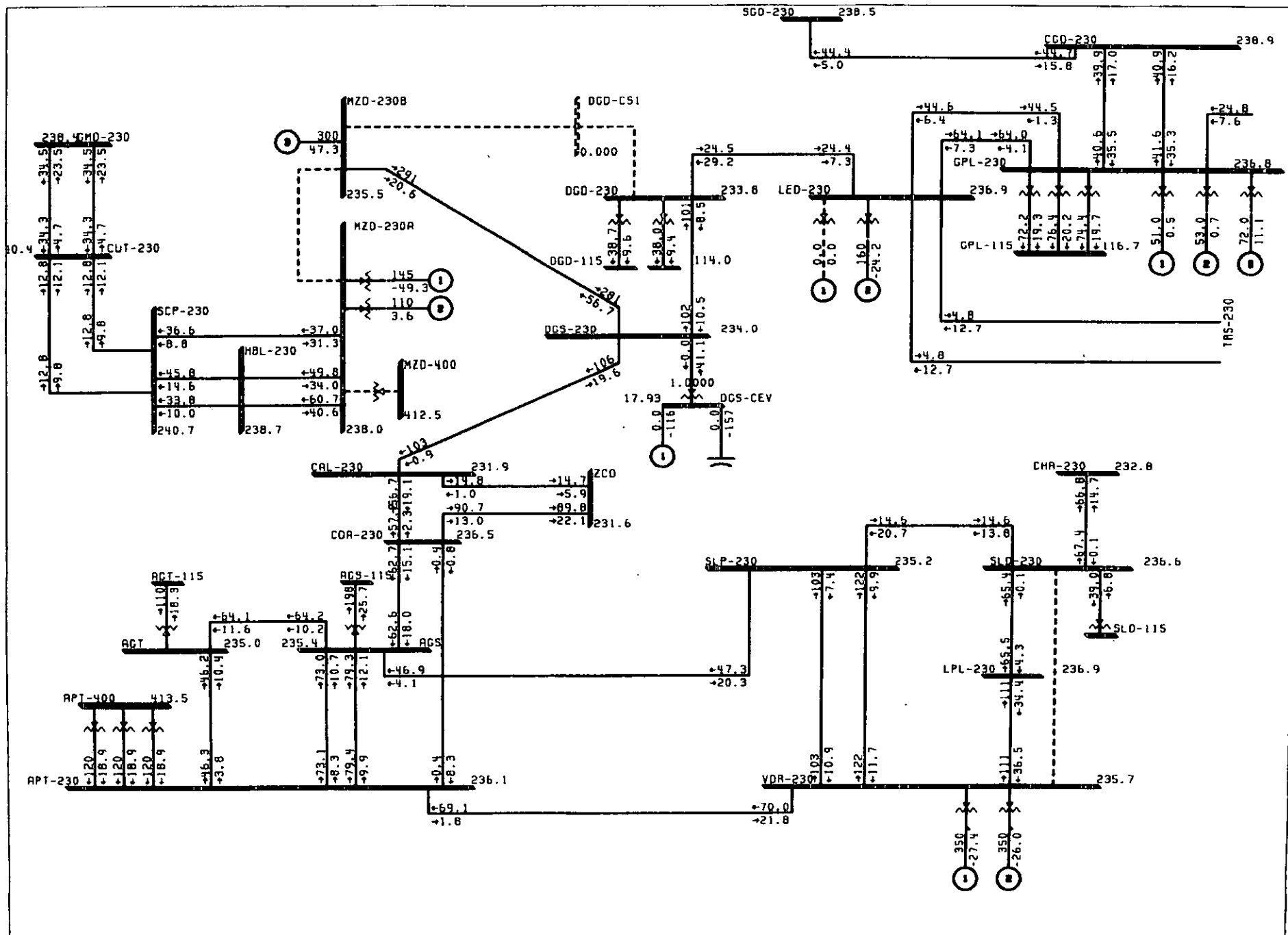


	<p>CASO BASE CON STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA CONT 3, 1 LT ALT-CUE TUE, FEB 13 2001 14:00</p>	<p>100%_RATER Q.950UV 1.050DV KV:414 .4115 .4280</p>	<p>BUS - VOLTAGE (KV) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR</p>
--	--	--	--



E1

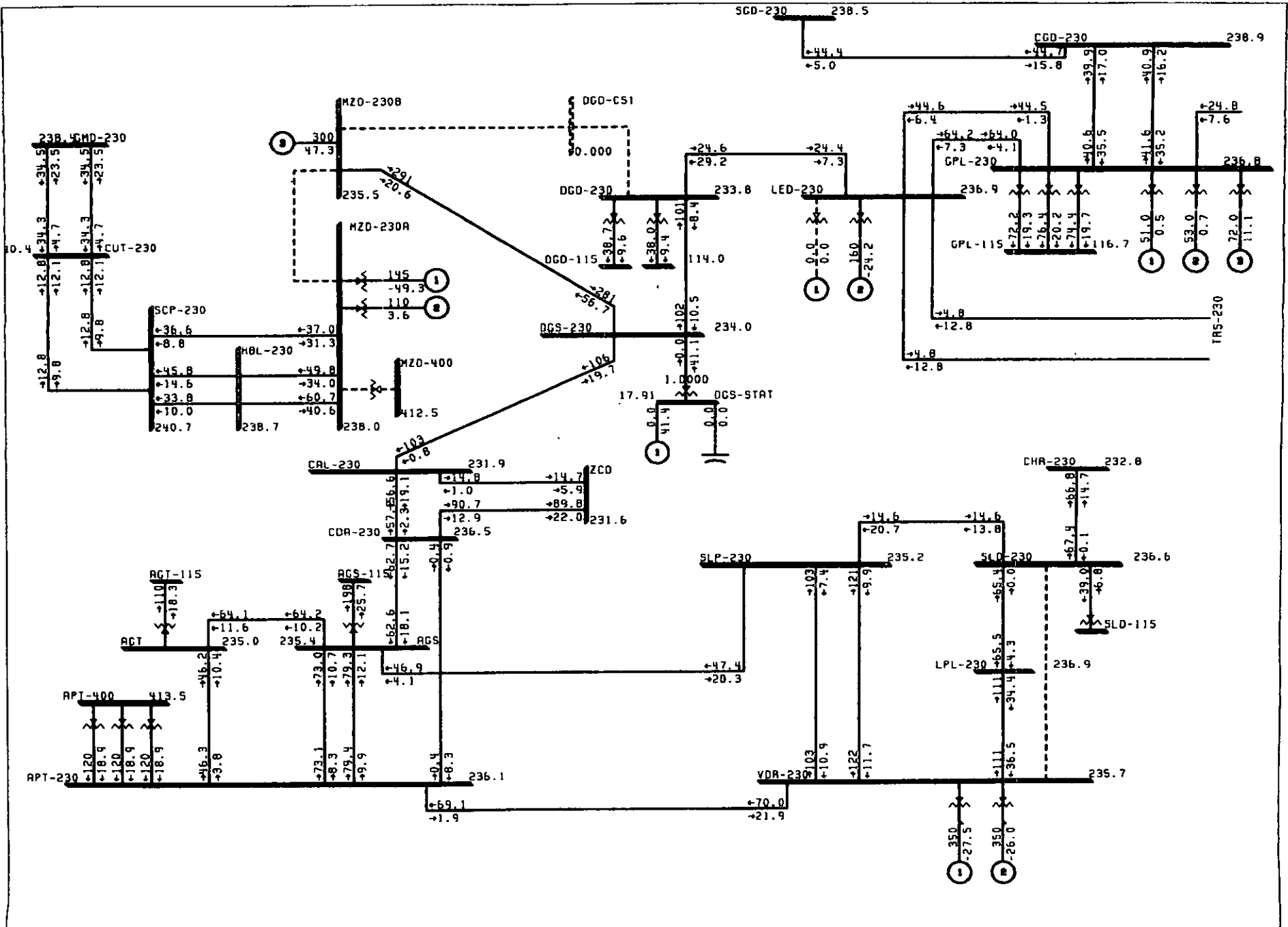
	<p>CASO BASE SIN STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA Y SIN CEV CONT4 MZD-DGD TUE, FEB 13 2001 14:00</p>	<p>100%_RAIFA Q.950WV L.050OV KV.414 .415 .420</p>	<p>BUS - VOLTAGE (KV) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR</p>
--	---	--	--



CASO BASE CON CEV EN DGS
 CONT4 MZD-DGD
 TUE, FEB 13 2001 14:01

100% RATER
 0.950 UV 1.050 DV
 KV: 414, 415, 230

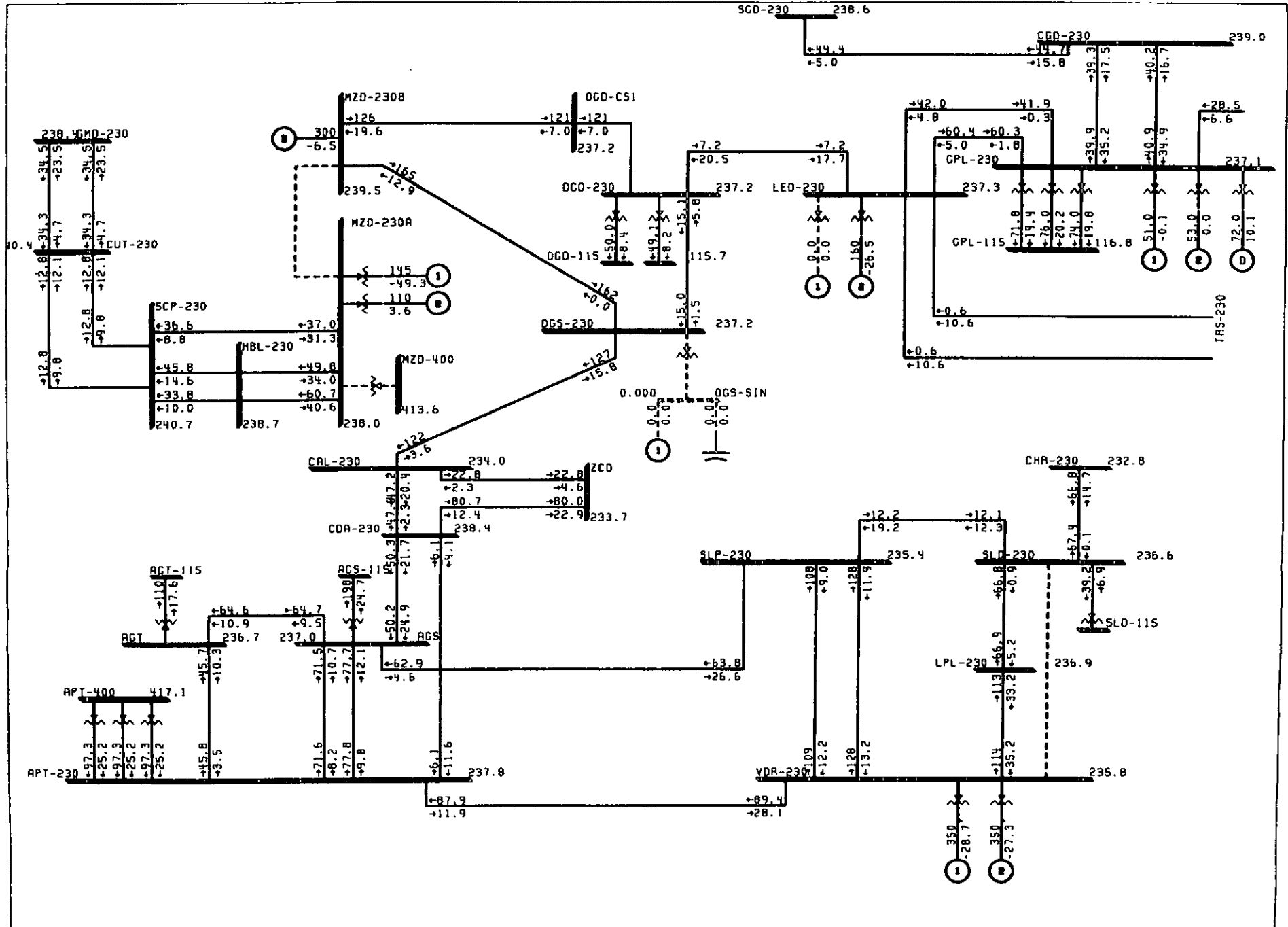
BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

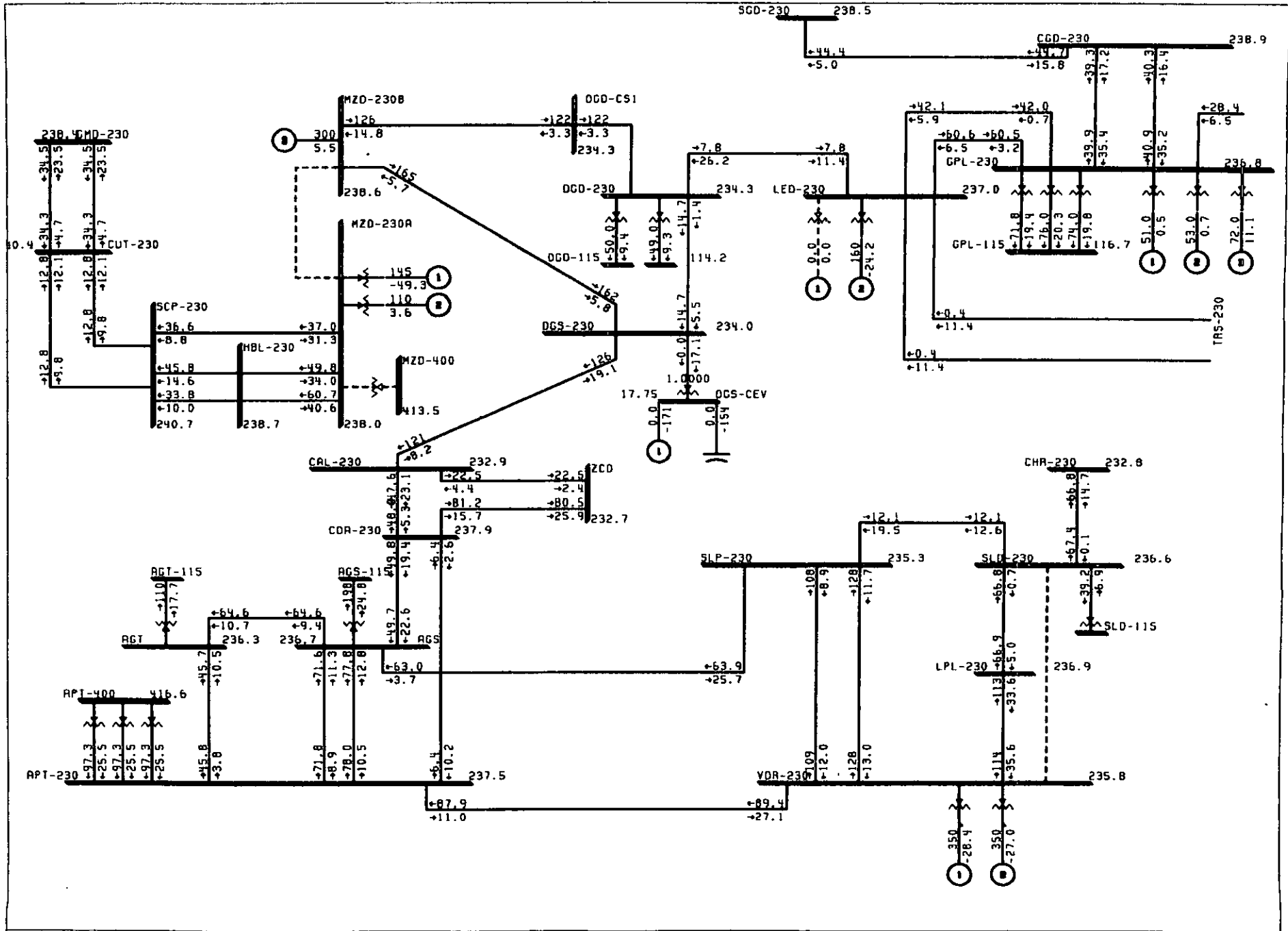


CASO BASE CON STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA
 CONT4 MZO-DGD
 TUE, FEB 13 2001 14:01

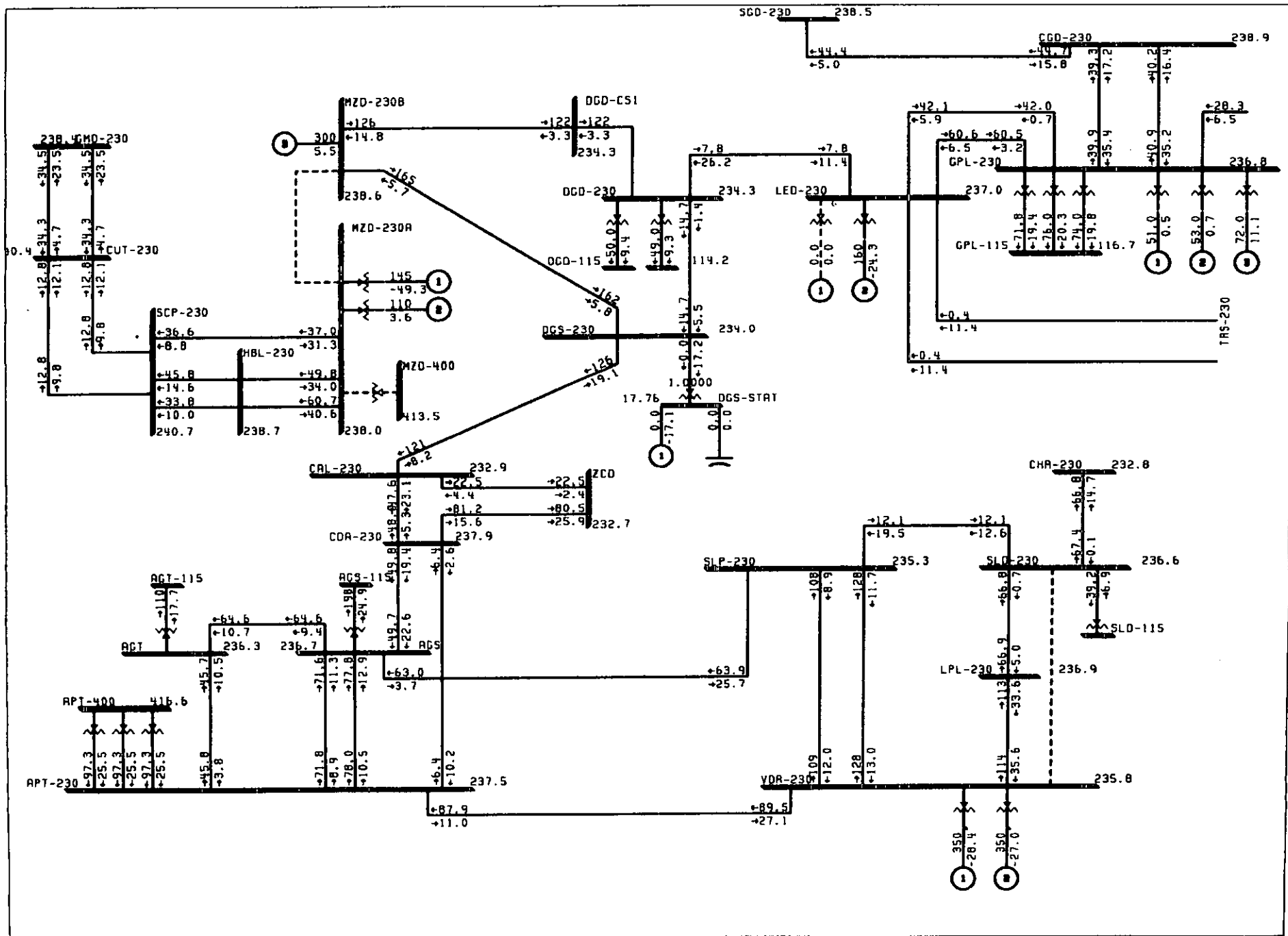
100% RATAE
 0.950 UV 1.050 DV
 KV: 614 .4115 .4280

BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

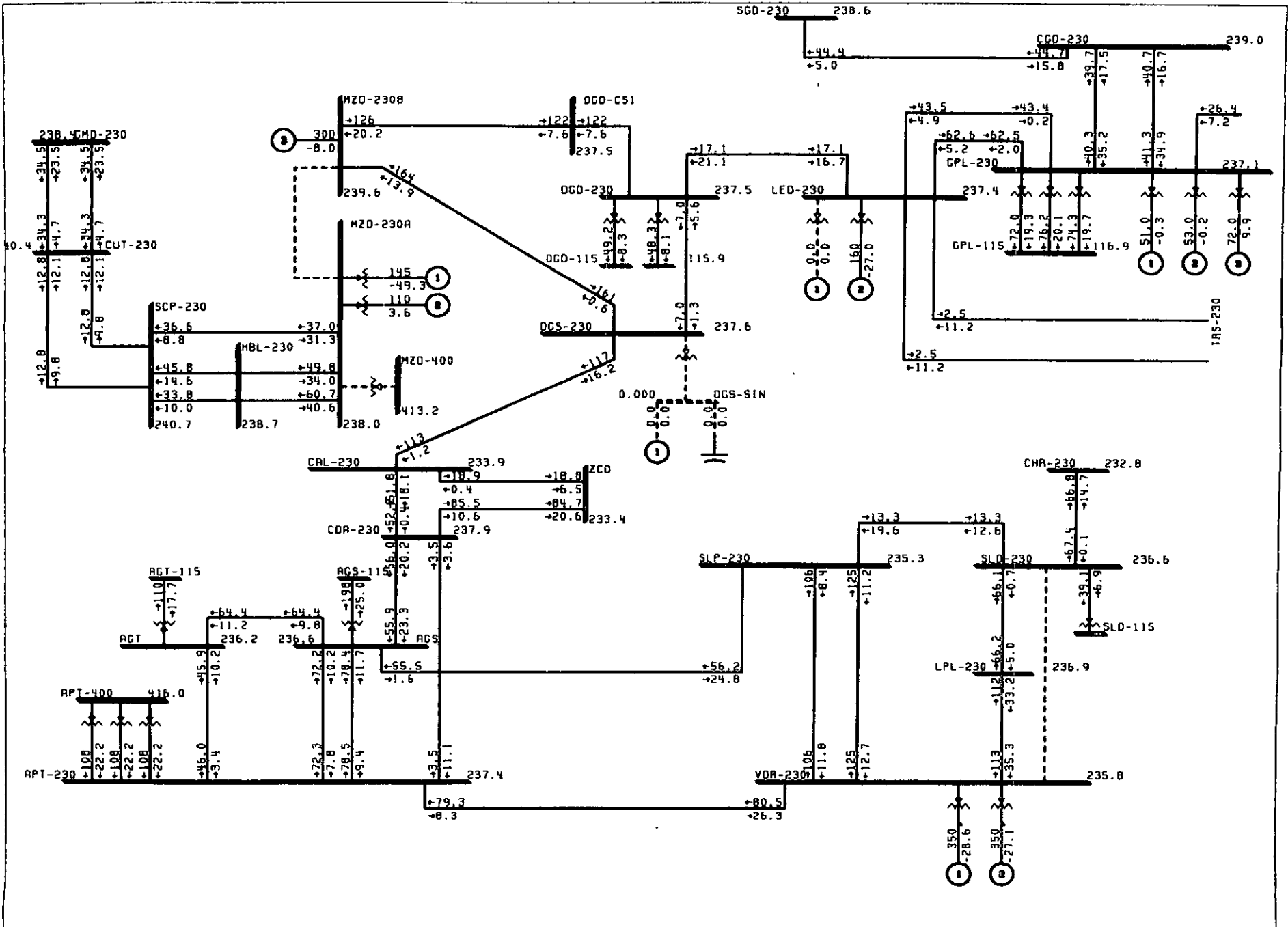




	<p>CASO BASE CON CEV EN DGS CONT5 MND-U1 Y MND-U2 350 Y343 MW TUE, FEB 13 2001 14:01</p>	<p>100% RATER <u>0.950 UV</u> <u>1.050 OV</u> KV: 614, 6115, 6280</p>	<p>BUS - VOLTAGE (KV) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR</p>
--	--	---	--

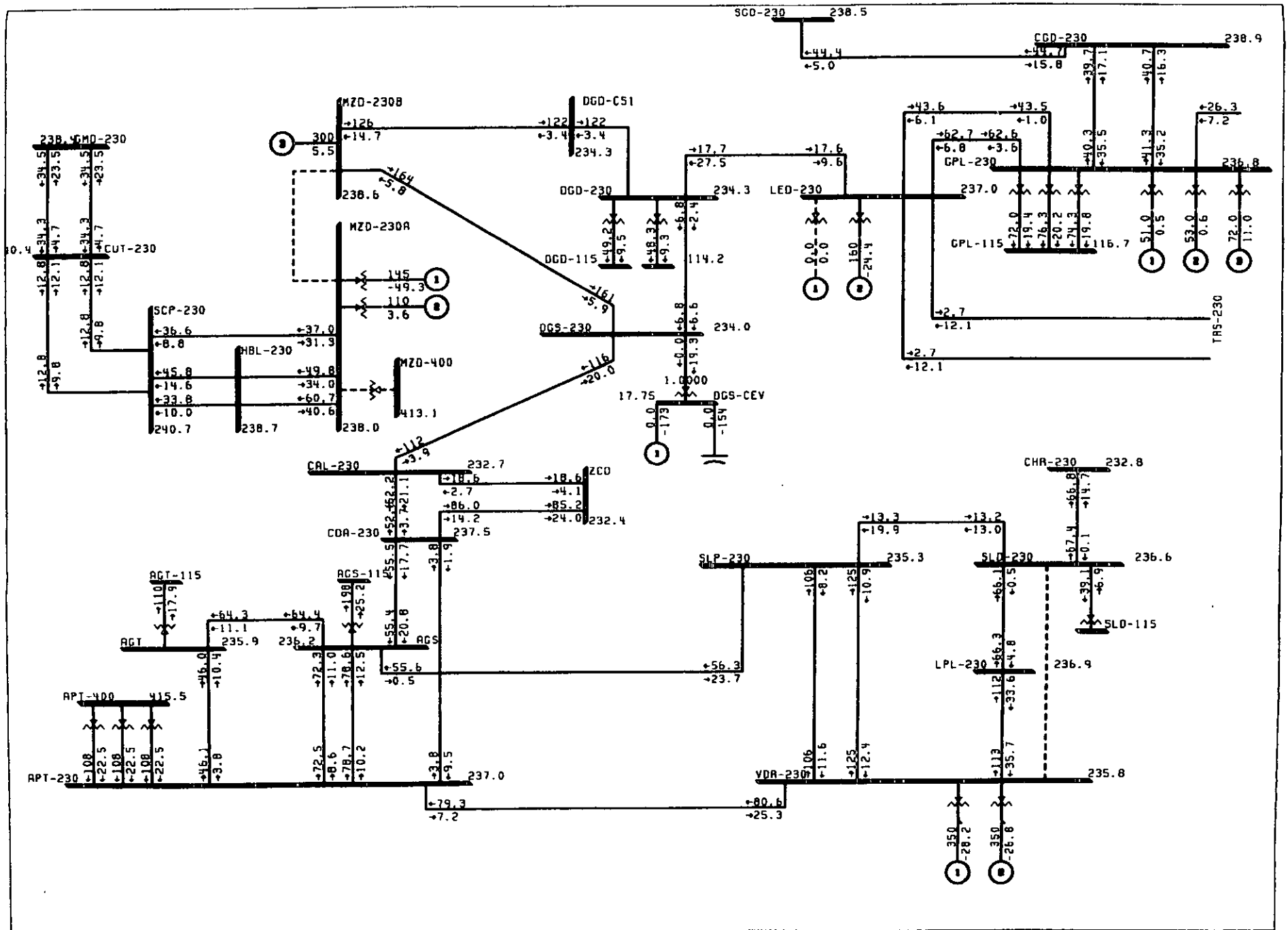


	CASO BASE CON STATCOM 300MVA XT=.15 SB=100 MVA CONT5 MND-U1 Y MND-U2 (350 Y 343 MW) TUE, FEB 13 2001 14:02	100% RATEA 0.950 UV 1.050 OV KV: 314, 4115, 4230	BUS - VOLTAGE (KV) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR

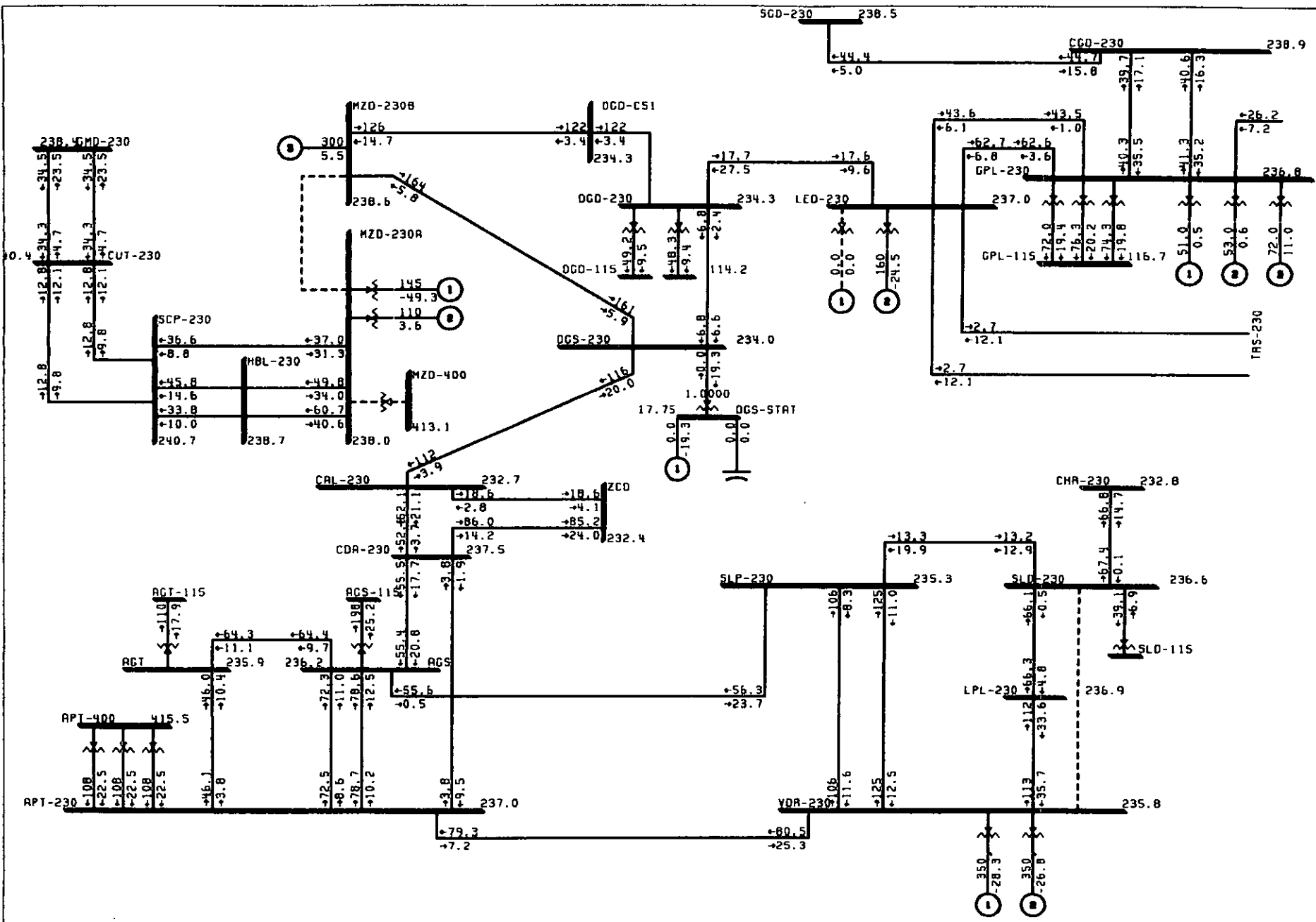


19

	<p>CASO BASE SIN STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA Y SIN CEV CONT6 MND-U1 350 MW TUE, FEB 13 2001 14:02</p>	<p>100% RATER Q: 950 QV L: 050 QV KV: <114, <115, <230</p>	<p>BUS - VOLTAGE (KV) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR</p>
--	---	---	--



	CASO BASE CON CEV EN DGS CONT6 MND-U1 350MW TUE, FEB 13 2001 14:02	100% RATER 0.950 UV 1.050 OV KV: 414, 418, 428	BUS - VOLTAGE (KV) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR

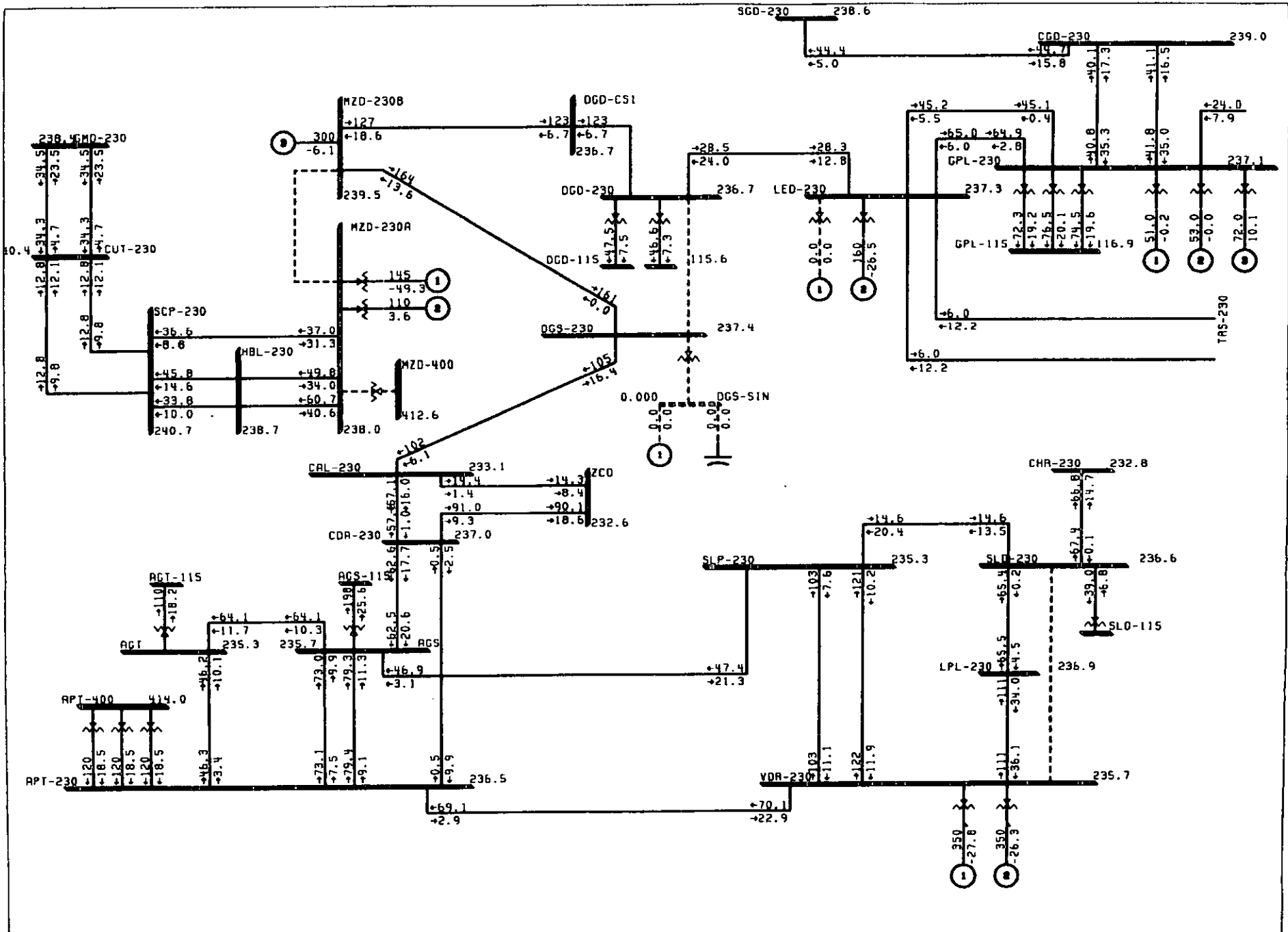


CS

CASO BASE CON STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA
 CONT6 DISPARO MND-U1 350 MW
 TUE, FEB 13 2001 14:02

100%_BASEA
 0.950UV 1.050OV
 KV: 814 .4115 .4280

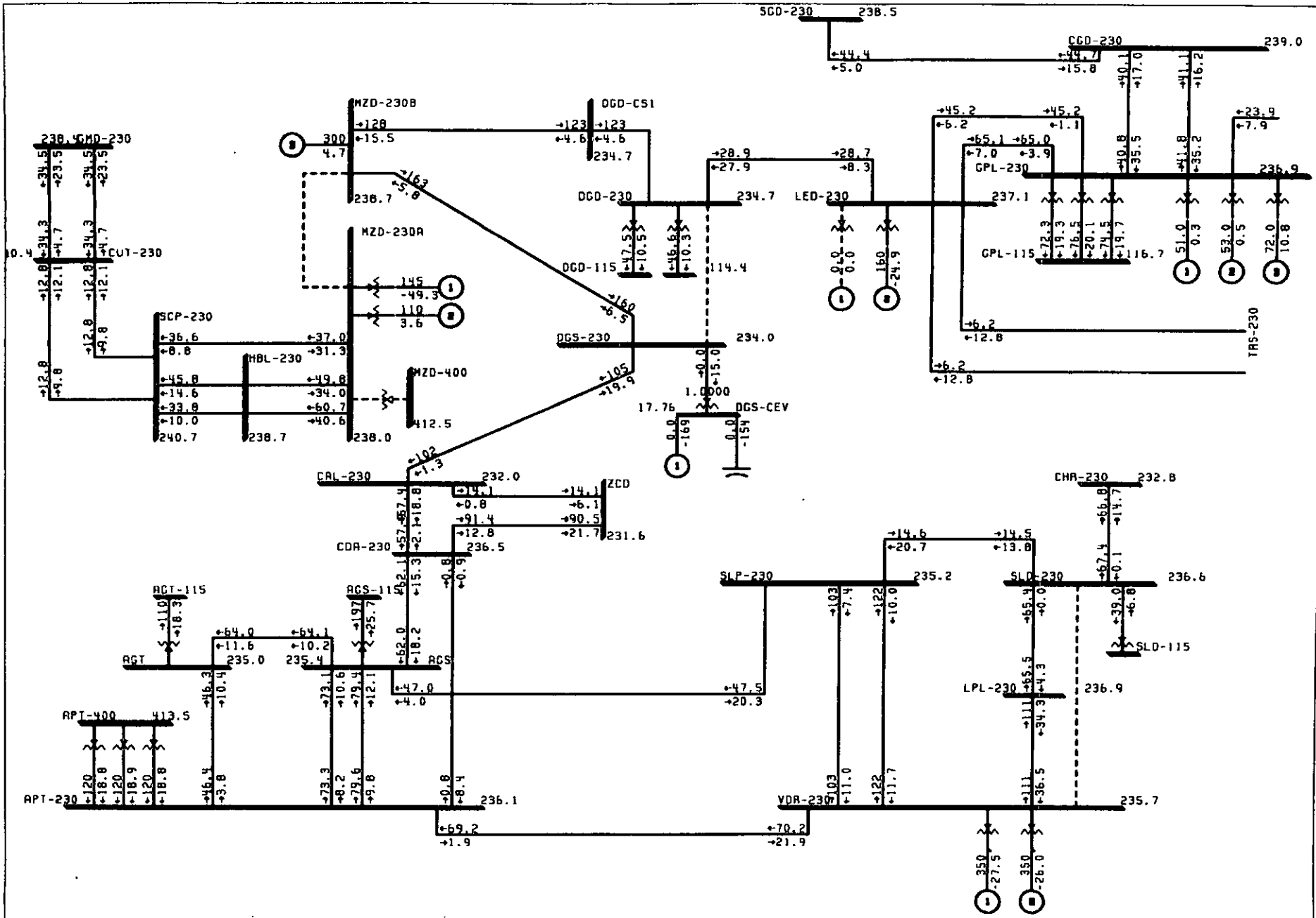
BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR



CASO BASE SIN STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA Y SIN CEV
 CONT7 DGD-DGS
 TUE, FEB 13 2001 14:03

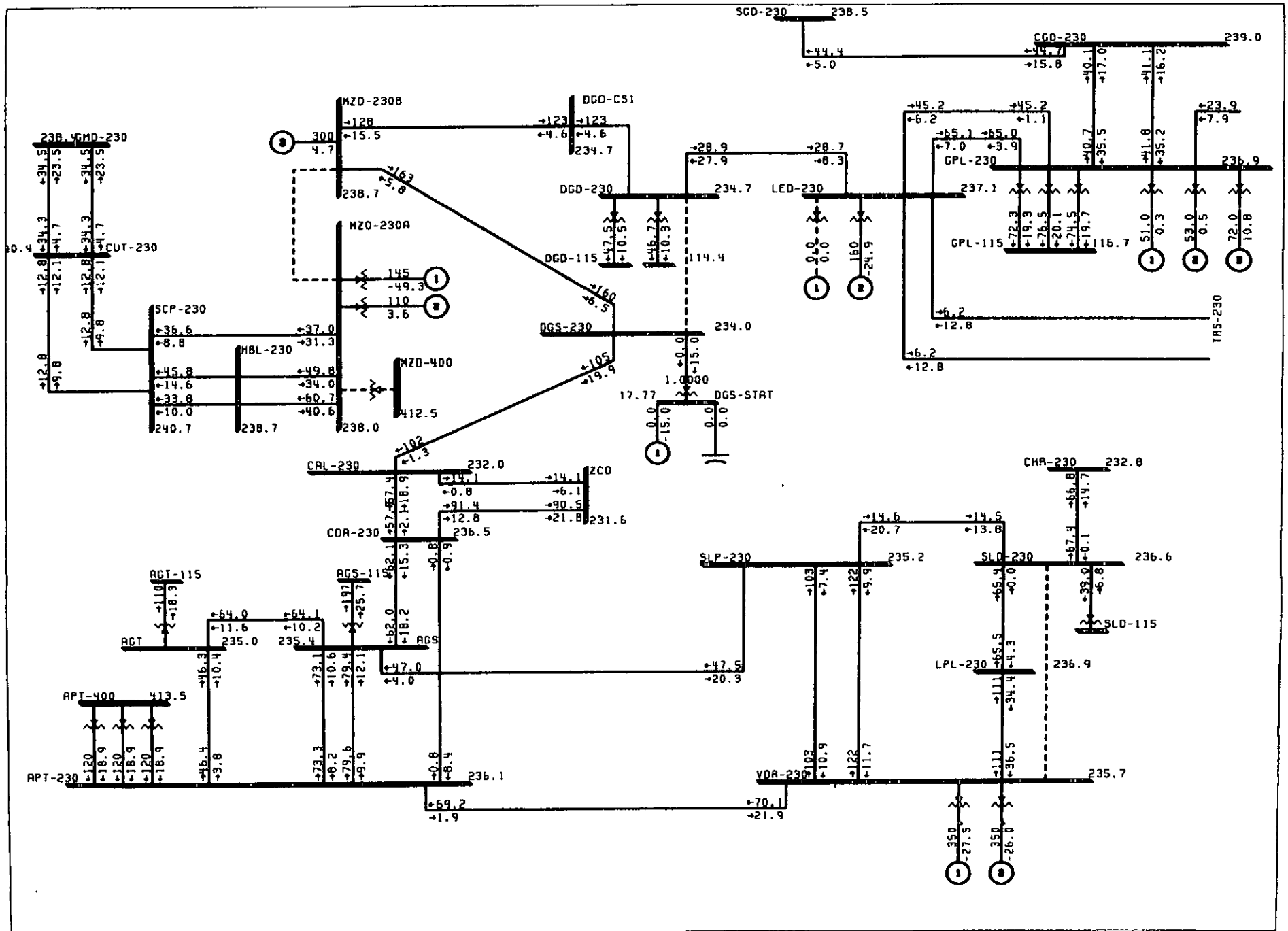
100% RATEA
 0.950 UV 1.050 DV
 KV: 114, 115, 230

BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR



F2

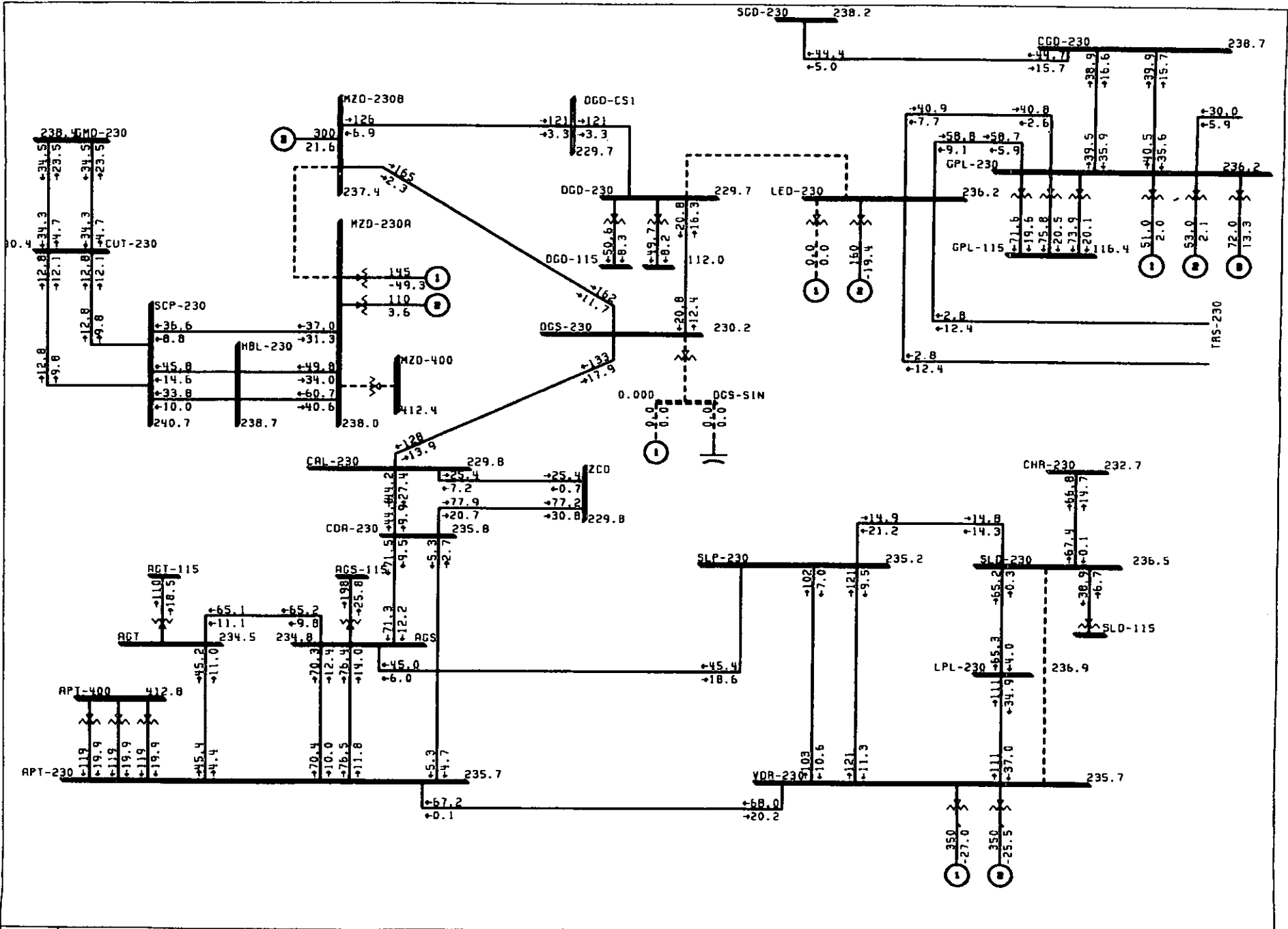
	<p>CASO BASE CON CEV EN DGS CONT7 DGD-DGS TUE, FEB 13 2001 14:03</p>	<p>100% RATEA 0.950 UV 1.050 OV KV: 214, 215, 230</p>	<p>BUS - VOLTAGE (KV) BRANCH - MW/MVAR EQUIPMENT - MW/MVAR</p>
--	--	---	--



CASO BASE CON STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA
 CONT7 DGD-DGS
 TUE, FEB 13 2001 14:03

100%_RAIFA
 0.950 UV 1.050 OV
 KV: 414 , 415 , 420

BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

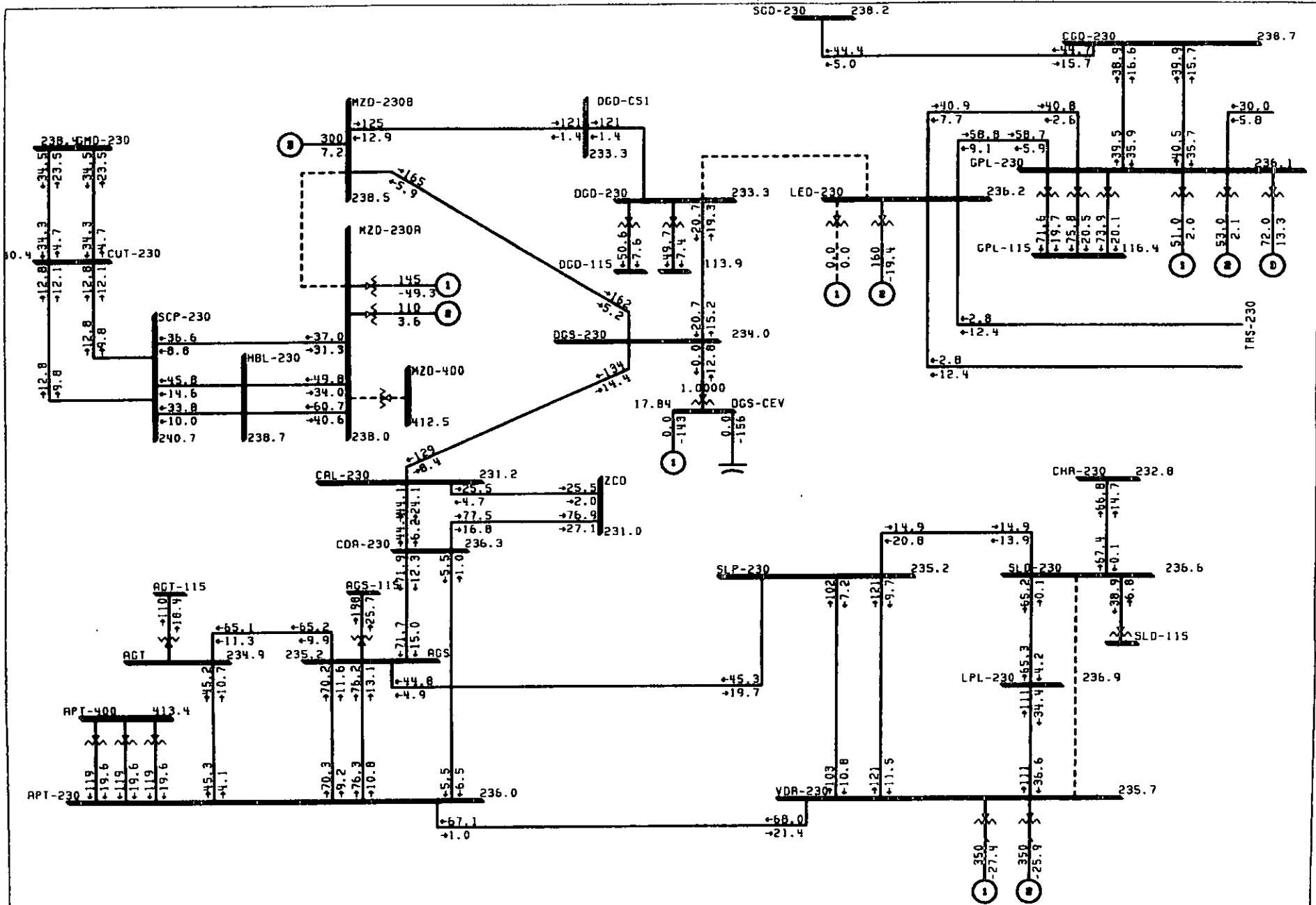



I H

CASO BASE SIN STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA Y SIN CEV
 CONF8 DGD-LED
 TUE, FEB 13 2001 14:03

100% RATEA
 0.950 UV 1.050 UV
 KV: 414 .415 .420

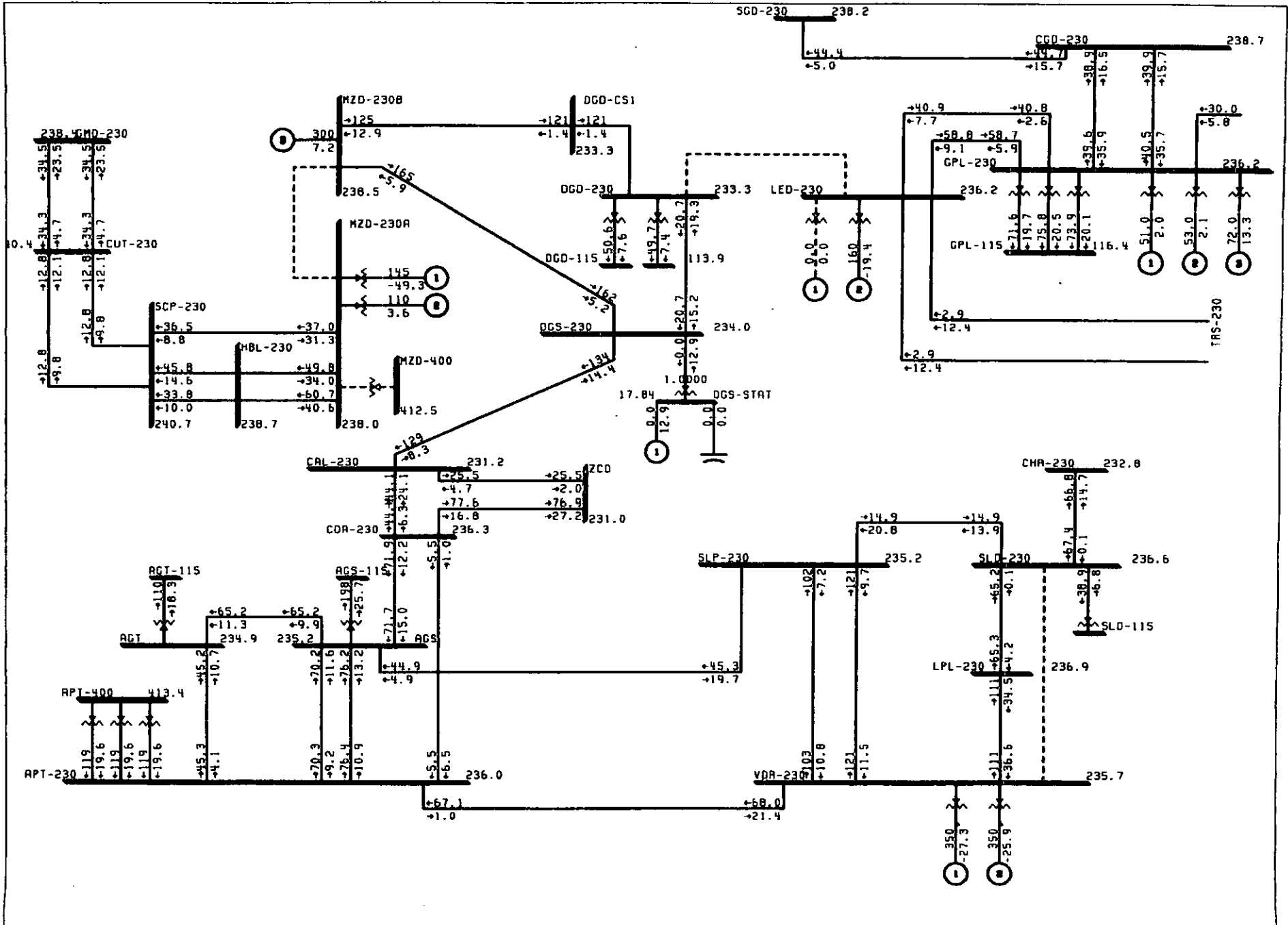
BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR




 CASO BASE CON CEV EN DGS
 CONT8 DGD-LED
 TUE, FEB 13 2001 14:04

100% RAIFA
 0.950 UV 1.050 DV
 KV: 214, 215, 230

BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR



H.3



CASO BASE CON STATCOM 300MVA XT= .15 SB=100 MVA
 CONF8 DGD-LED
 TUE, FEB 13 2001 14:05

100% RATEA
 0.950 UV 1.050 DV
 KV: 114 .115 .230

BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR