

# ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

## ESCUELA DE INGENIERÍA

### ESTUDIO Y APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA FACTS AL SISTEMA ELECTRICO ECUATORIANO

#### PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

ISMAEL JAVIER VALDIVIEZO GORDILLO

[ismaeljavier10@gmail.com](mailto:ismaeljavier10@gmail.com)

DIRECTOR: DR. ANDRÉS ROSALES A.

[andrés.rosales@celec.com.ec](mailto:andrés.rosales@celec.com.ec)

Quito, Abril 2011



## **DECLARACIÓN**

Yo ISMAEL JAVIER VALDIVIEZO GORDILLO, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he (hemos) consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

**ISMAEL JAVIER VALDIVIEZO GORDILLO**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. ISMAEL JAVIER VALDIVIEZO GORDILLO, bajo mi supervisión.

---

**DR. ANDRÉS ROSALES A.  
DIRECTOR DEL PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Muy en deuda me siento con el ser que algún día me permitió elegir mi camino y que ha sido mi compañero desde aquel entonces. Aquel ser que me ha ofrecido su apoyo, no cuando lo he pedido sino cuando lo he necesitado. Dios gracias por darme salud, una familia y una tarea que cumplir siempre.

A mi madrecita Susanita Gordillo por ser una persona muy exigente, fuerte, abnegada y la principal razón de mi esfuerzo.

A mis compañeros en el área de planeamiento eléctrico del CENACE que me han brindado el soporte técnico necesario para sacar adelante este trabajo en especial a Ing. Juan Plazarte y al Ing. Hermógenes Flores a quienes expreso mis más sinceros sentimientos de gratitud. Ya que ellos han sido la piedra angular en la realización de este proyecto.

Al departamento de planificación de la Corporación, a su director y coordinadores por la colaboración y la amistad brindada durante todo el tiempo que ha durado mi pasantía en aquel lugar.

A la Corporación CENACE y su máximo representante el Ing. Gabriel Arguello Ríos, por haberme apoyado con la logística y la información para poder realizar esta investigación.

Al Dr. Carlos Gallardo por la excelente asesoría, el apoyo con su experiencia y conocimiento para orientarme en el desarrollo de esta tesis.

Al Dr. Andrés Rosales por haberme brindado su confianza, su tiempo, ese buen humor característico y la dirección para que este trabajo sea posible.

A tres personas importantes que han sido parte de este caminar: Belén por su alegría y apoyo incondicional, Malena por su cariño y amistad, Johana por ser paciente, comprensiva y por haberme brindado esa tranquilidad que he necesitado.

## DEDICATORIA

A mis Padres **Sr. Franklin Flavio Valdiviezo** y **Sra. Susanita Gordillo Borja** quienes son mi vida después de Dios, para no defraudar el compromiso y abnegación que han dejado en mi.

A mis hermanos:

**Eliza, Flavio, Libardo, Alvarito, Linda, Paúl, David y Pablo** quienes han forjado una familia, por quienes doy gracias a la vida y que Dios les bendiga siempre.

## RESUMEN

El presente documento constituye el proyecto final de la carrera de Ingeniería Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional del Ecuador.

Este documento se centra en el estudio para el mejoramiento de la estabilidad angular, a través de la implementación de un dispositivo FACTS, dentro de la simulación en un sistema eléctrico de potencia. El dispositivo mencionado ha sido modelado para su contribución especialmente en cuanto a estabilidad transitoria y amortiguamiento de oscilaciones de potencia.

Este trabajo escrito, después de hacer un análisis introductorio, en el que se hace referencia a datos importantes como: producción, exportación, importación de energía y energía no servida por causas no programadas, además de explicar cómo se encuentra estructurado nuestro sistema eléctrico, se divide en dos temas centrales:

- El primero estudia la estabilidad de sistemas de potencia, la modelación de elementos dinámicos como: generadores, reguladores, y cargas dinámicas. Además muestra toda la gama de dispositivos FACTS que existe en la actualidad.
- La segunda estudia el modelo del TCSC, su funcionamiento, y su aplicación a un sistema tipo de 2 áreas, en el cual mostraremos todas sus ventajas, para luego aplicarlo al Sistema Nacional Interconectado y analizar su respuesta.

Ya que los sistemas de control incorporan altos riesgos de oscilaciones crecientes, provocadas por las altas ganancias de sus funciones de transferencia, se han realizado ensayos para encontrar sus parámetros que se adapten mejor al sistema y así obtener una respuesta adecuada del dispositivo.

Para el análisis de respuesta de la compensación serie se ha seleccionado contingencias severas en los dos sistemas eléctricos a probarse, antes mencionados.

Se ha observado que el dispositivo es inteligente y tiene gran flexibilidad, ya que compensa en relación a la severidad de la contingencia, es decir, que el TCSC en estado estacionario trabaja con una compensación nominal, y ante una contingencia muy severa, recibe esa información y responde con una mayor capacidad de compensación. Con el mismo criterio lo hace para una contingencia pequeña.

Los resultados obtenidos demuestran una respuesta muy satisfactoria de la compensación serie en la línea Pomasqui – Jamondino (4 circuitos) a 230 kV, para el amortiguamiento de oscilaciones de voltaje y ángulo, permitiendo incrementar la estabilidad del sistema ante contingencias de gran magnitud. De esta manera se presenta una buena alternativa de solución al problema de estabilidad, mediante la aplicación del TCSC al SNI. Las soluciones y gráficas resultantes servirán como apoyo para su demostración.

Para este estudio de estabilidad se ha utilizado el software para sistemas de potencia “Power Factory” de DigSilent.



## INDICE GENERAL

DECLARACIÓN.....	III
CERTIFICACIÓN .....	IV
AGRADECIMIENTOS .....	V
DEDICATORIA .....	VI
RESUMEN .....	VII
INDICE DE SIMBOLOS .....	XVI
ABREVIACIONES .....	XVIII

### CAPITULO I : INTRODUCCIÓN

1.1. Características del Sistema Eléctrico Ecuatoriano .....	2
1.2. Interconexión Ecuador-Colombia-Perú.....	5
1.3. Objetivo de la Tesis .....	7
1.4. Estructura de la Tesis .....	8

### CAPITULO II : ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

2.1. Definición de Estabilidad .....	10
2.1.1. Estabilidad de ángulo.....	10
2.1.2. Estabilidad de tensión .....	20
2.1.3. Estabilidad de frecuencia .....	21
2.2. Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal .....	22
2.2.1. El Análisis Modal.....	22
2.2.2. Autovalores y Estabilidad.....	24
2.2.3. Autovectores y Matrices modales .....	25
2.2.4. Factores de participación .....	26
2.2.5. Representación en el plano de fase.....	26

### CAPITULO III : MODELADO DE LOS ELEMENTOS DINÁMICOS DEL SISTEMA DE POTENCIA

3.1. Máquina Síncrona .....	30
3.1.1. Modelo de la máquina síncrona.....	30
3.1.2. Modelo completo de la máquina síncrona .....	46
3.2. Control del regulador de velocidad .....	48
3.3. Control del sistema de excitación .....	49
3.3.1. Excitadores DC .....	51
3.3.2. Excitadores AC .....	52
3.3.3. Excitadores estáticos .....	53
3.4. Estabilizador de sistemas de potencia (pss).....	54
3.5. Cargas .....	56
3.5.1. Modelos Estáticos de Carga .....	57
3.5.2. Modelos dinámicos de carga .....	59

## **CAPITULO IV : SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLES DE AC (FACTS)**

4.1. Descripción General .....	62
4.2. Configuración de FACTS .....	66
4.3. Controladores en Paralelo .....	66
4.4. Controladores Serie .....	68
4.5. Controladores combinados conectados en shunt y serie .....	71
4.6. Otros controladores .....	73
4.7. Bondades de las Tecnologías Facts .....	74

## **CAPITULO V : CAPACITOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (TCSC)**

5.1 Introducción .....	78
5.2 Topología .....	80
5.3 Modos de Operación .....	83
5.3.1 Modo De Bloqueo (No Conducción) .....	83
5.3.2 Modo de Conducción o Bypass .....	83
5.3.3 Modo Vernier .....	84
5.4 Modelo del TCSC .....	86
5.4.1 Generalidades .....	86
5.4.2 Estructura de Control .....	86
5.4.3 Variación de la Impedancia de Línea .....	87
5.4.4 Diagrama de Bloques .....	88

## **CAPITULO VI : ESTABILIDAD: APLICACIÓN DEL TCSC A SISTEMAS DE POTENCIA**

6.1. Generalidades .....	93
6.2. Metodología para incrementar la estabilidad oscilatoria utilizando el TCSC .....	94
6.3. Metodología para incrementar la estabilidad transitoria utilizando el TCSC .....	97
6.4. Aplicación del TCSC a un sistema de dos áreas .....	99
6.4.1. Introducción .....	99
6.4.2. Análisis de Estabilidad Oscilatoria .....	99
6.4.3. Análisis de estabilidad transitoria .....	104
6.5. Aplicación al Sistema Nacional Interconectado .....	107
6.5.1. Introducción .....	107
6.5.2. Análisis de estabilidad transitoria .....	108
6.5.3. Simulaciones .....	110
6.5.4. Resultados .....	110
6.5.5. Diferencias con la aplicación del TCSC al SNI .....	115
6.5.6. Ventajas de la Aplicación del TCSC en el SNI .....	116

## **CAPITULO VII : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

7.1. Conclusiones .....	122
7.2. Recomendaciones .....	125

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Porcentaje de fallas ocurridas en el año 2009. ....	5
Figura 1.2 Importación de energía en el 2009.....	6
Figura 2.1 Clasificación de la Estabilidad.....	11
Figura 2.2 Oscilaciones entre áreas.....	13
Figura 2.3 Oscilaciones Locales.....	14
Figura 2.4 Oscilaciones entre Máquinas.....	14
Figura 2.5 Modos de control.....	15
Figura 2.6 Modos de Torsión.....	15
Figura 2.7 Sistema un generador –Barra infinita.....	16
Figura 2.8 Sistema equivalente reducido.....	17
Figura 2.9 Punto de funcionamiento inicial.....	18
Figura 2.10 Incremento de potencia mecánica.....	19
Figura 2.11 Diagrama de bloques del Espacio Estado.....	24
Figura 2.12 Retrasos de fases inestables típicas I.....	27
Figura 2.13 Retrasos de fases inestables típicas II.....	28
Figura 3.1 Devanados de la máquina sincrónica.....	31
Figura 3.2 Ejes del circuito del Estator y Rotor.....	32
Figura 3.3 Circuitos acoplados en eje q y d para estado estable.....	38
Figura 3.4 Circuito equivalente en estado transitorio para encontrar $L_d'$ y $L_q'$ .....	39
Figura 3.5 Circuitos equivalentes en estado subtransitorio para encontrar $L_d''L_d''$ y $L_q''L_q''$ .....	40
Figura 3.6 Relación entre componentes $dq$ y $ab$ .....	45
Figura 3.7 Diagrama de bloques del regulador de velocidad (U10 Paute).....	49
Figura. 3.8 Excitador-Conmutador DC - Tipo DC1A.....	51
Figura 3.9 Sistema excitación alternador-rectificador - Tipo AC1A-.....	52
Figura 3.10 Sistema de excitación estático -Tipo ST1A-.....	53
Figura 3.11 Excitador con PSS.....	55
Figura 3.12 PSS de una sola entrada -Tipo PSS1A-.....	56
Figura 4.1 Rangos de convertidores de voltaje y aplicaciones de potencia para semiconductores de potencia. (ZHANG: Transmission System-Modelling and Control). ....	65
Figura 4.2 Controladores conectados shunt I:.....	66
Figura 4.3 Controladores conectados shunt II:.....	68
Figura 4.4 Controladores conectados en serie.....	71

Figura. 4.5 Controladores combinados .....	73
Figura 4.6 Otros controladores:.....	74
Figura 5.1 Interconexión de región norte-región sur y TCSC en subestación Imperatriz (Brasil) .....	79
Figura 5.2 Interconexión de región occidente-oriente y TCSC en subestación Raipur (India).....	79
Figura 5.3 Interconexión de región norte-sur y TCSC en subestación Stöde (Suecia).....	80
Figura 5.4 Módulo básico del TCSC.....	80
Figura 5.5 Impedancia del TCSC vs el ángulo de retardo $\alpha$ .....	81
Figura 5.6 Diagrama Unifilar del TCSC de la Subestación de Slatt (Estados Unidos).....	82
Figura 5.7 TCSC Modo Bloqueo $iL\alpha = 0$ .....	83
Figura 5.8 TCSC Estado Conducción $iL(\alpha) \neq 0$ .....	84
Figura 5.9 (b) Conducción parcial del TCR. (c) Formas de onda de Conducción Parcial del TCR y Tensión en el Capacitor.....	84
Figura 5.10 Formas de Onda del Voltaje y Corriente del Capacitor junto con las formas de voltaje y corriente del TCR. En a región capacitiva del TCSC bajo operación de estado estable.....	85
Figura 5.11 Formas de Onda del Voltaje y Corriente del Capacitor junto con las formas de voltaje y corriente del TCR. En la región inductiva del TCSC bajo operación de estado estable.....	85
Figura 5.12 Modelo del TCSC para estudios de estabilidad .....	88
Figura 5.13 Control Auxiliar para amortiguamiento de Oscilaciones de Potencia .....	90
Figura 6.1 Esquema de la metodología utilizada para mejorar la estabilidad oscilatoria utilizando el TCSC.....	96
Figura 6.2 Esquema de la metodología utilizada para incrementar la estabilidad transitoria utilizando el TCSC .....	98
Figura 6.3 Sistema de 2 Áreas (NO TCSC).....	99
Figura 6.4 Modos de oscilación natural del sistema de 2 Áreas.....	100
Figura 6.5 Factores de participación del modo $-1.02255 \pm j 6.6435$ .....	100
Figura 6.6 Ingreso del TCSC y de los reguladores al sistema de 2 Áreas .....	101
Figura 6.7 Autovalores del sistema 2 Áreas (Reguladores +TCSC_FIJO).....	101
Figura 6.8 Autovalores del sistema 2 Áreas (Reguladores +TCSC_COMPLETO) .....	102
Figura 6.9 Potencia Activa del S2A con el TCSC (fijo) y con el TCSC (completo) .....	103
Figura 6.10 Potencia Activa del S2A (No TCSC) .....	103

Figura 6.11 Tensión en Bornes de los Generadores.....	105
Figura 6.12 Angulo en Bornes de los Generadores .....	105
Figura 6.13 Flujo en la Línea e Impedancia en el Reactor Variable .....	106
Figura 6.14 Sistema Nacional Interconectado con TCSCs Incorporados.....	108
Figura 6.15 Contribución al colapso del sistema a) demanda base b) demanda media y c) demanda punta. Período Lluvioso.....	112
Figura 6.16 Balance de contribución al colapso del sistema. Período Lluvioso ...	112
Figura 6.17 Contribución al colapso del sistema a) demanda base b) demanda media y c) demanda punta. Período Estiaje.....	114
Figura 6.18 Balance de contribución al colapso del sistema. Período Estiaje.....	114
Figura 6.19 Diferencias con la aplicación del TCSC al SNI, en contribución al colapso del sistema. a) Demanda mínima, b) Demanda media, a) Demanda máxima. Periodo Lluvioso .....	116
Figura 6.20 Periodo estiaje - demanda mínima seleccionado para análisis de variables (no existe apertura de la interconexión).....	117
Figura 6.21 Voltaje (amortiguamiento y nivel de voltaje) en los extremos de la línea Jamondino –Pomasqui .....	118
Figura 6.22 Flujo de potencia (amortiguamiento y MW) en la línea Jamondino – Pomasqui .....	118
Figura 6.23 Ángulo del generador en Agoyán (Amortiguamiento y nivel de ángulo) .....	119
Figura 6.24 Respuesta de amortiguamiento para voltaje, ángulo y potencia con el TCSC incorporado a la red. ....	119
Figura 6.25 Respuesta del nivel de voltaje, ángulo y potencia con el TCSC incorporado a la red .....	120
Figura A1.1 Cortocircuito en la línea $L_2$ , junto al nodo 2.....	126
Figura A1.2 Caso Estable: Aceleración debida a un cortocircuito .....	126
Figura A1.3 Caso Estable: Oscilación de la Máquina Síncrona.....	127
Figura A1.4 Caso críticamente estable: Aceleración debida a un cortocircuito ...	128
Figura A1.5 Caso críticamente estable: Desaceleración y Oscilaciones .....	129
Figura A1.6 Caso críticamente estable: Oscilaciones máquina síncronica .....	129
Figura A1.7 Caso Inestable.....	130
Figura A1.8 Corto circuito a mitad de la Línea $L_2L_2$ .....	131
Figura. A1.9 Ejemplo de cortocircuito durante el que la potencia no es nula .....	132
Figura A2.1 Diagrama de bloques del regulador de velocidad para generadores del sistema de potencia de 2 áreas.....	133
Figura A2.2 Diagrama de bloques del sistema de excitación de los generadores del sistema de potencia de 2 áreas.....	133

Figura A2.3 Diagrama de bloques de control para el TCSC .....	134
Figura A2.4 Parámetros del TCSC (sistema 2 Áreas).....	134
Figura A3.1 Resultados de voltaje, potencia y ángulo la aplicación del TCSC al SNI, en la línea Pomasqui - Jamondino, ante la contingencia N-2 de la línea Molino – Pascuales de 230 kV (periodo lluvioso-demanda mínima). .....	138
Figura A3.2 Resultados de voltaje, potencia y ángulo la aplicación del TCSC al SNI, en la línea Pomasqui - Jamondino, ante la contingencia N-2 de la línea Molino – Zhoray de 230 kV (periodo lluvioso-demanda media).....	139
Figura A3.3 Resultados de voltaje, potencia y ángulo la aplicación del TCSC al SNI, en la línea Pomasqui-Jamondino, ante la contingencia N-2 de la línea Sta. Rosa – Totoras de 230 kV (periodo lluvioso-demanda máxima).....	140
Figura A3.4 Resultados del voltaje en el sistema de 230 kV ante la contingencia N-2 de las líneas: Molino-Pascuales (periodo lluvioso – demanda mínima) y la Sta. Rosa-Totoras de 230 kV (periodo lluvioso-demanda máxima).....	141
Figura A3.5 Contribución al colapso del sistema, con la aplicación del TCSC al SNI. Periodo Lluvioso. Demanda mínima, media y punta respectivamente. ....	143
Figura A3.6 Contribución al colapso del sistema, con la aplicación del TCSC al SNI. Periodo Estiaje. Demanda mínima, media y punta respectivamente. ....	145
Figura A3.7 Parámetros del TCSC ubicado en la línea de interconexión Pomasqui - Jamondino.....	148
Figura A5.1 Esquema típico de Compensación Serie a 500 kV (ABB) .....	150
Figura A5.2 SVC Siemens en Chinu 500kV, con 250 Mvar capacitivos y 150 Mvar inductivos .....	151
Figura A5.2 STATCOM Mitsubishi en Talega 138 kV; Rango (-100 a 100 Mvar) .....	151

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Centrales de generación según su fuente de energía (año 2008).....	4
Tabla 1.2 Estructura energética para demanda máxima periodo lluvioso .....	4
Tabla 1.3 Estructura energética para demanda máxima periodo de estiaje.....	4
Tabla 1.1 Principales fallas en el SNI e Interconexiones internacionales.....	7
Tabla 4.1 Grado de impacto de las tecnologías FACTS sobre distintos atributos de control.....	75
Tabla 4.2 Soluciones complementarias HVDC y FACTS .....	76
Tabla 4.3 Resumen y comparación de tecnologías FACTS .....	76
Tabla 6.1 Compensación capacitiva del TCSC para el S2A .....	104
Tabla 6.2 Demandas para un día Laborable FUENTE: CENACE .....	107
Tabla 6.3 Posiciones del TCSC en el SNI.....	109
Tabla 6.4 Contingencias en el SNI, para ensayo del TCSC.....	109
Tabla 6.5 Resultados de voltaje, ángulo y potencia con la compensación del TCSC en la interconexión ECUADOR-COLOMBIA (periodo seco-demanda mínima). .....	118
Tabla A2.1 Datos de barras del sistema de 2 Áreas .....	135
Tabla A2.2 Datos de Flujos en Generadores del sistema de 2 Áreas .....	135
Tabla A2.3 Datos de Flujos en Líneas del sistema de 2 Áreas .....	135
Tabla A2.4 Datos característicos del TCSC en el sistema de 2 Áreas.....	135
Tabla A3.1 Autovalores del S2A (NO TCSC – NO SIS_CNTRL) .....	136
Tabla A3.2 Autovalores del S2A (Reguladores + TCSC_FIJO) .....	136
Tabla A3.3 Autovalores del S2A (Reguladores + TCSC_COMPLETO) .....	137
Tabla A3.4 Contribución al colapso del sistema, con la aplicación del TCSC al SNI. Periodo Lluvioso. Demanda mínima, media y punta respectivamente. ....	142
Tabla A3.5 Contribución al colapso del sistema, con la aplicación del TCSC al SNI. Periodo Estiaje. Demanda mínima, media y punta respectivamente. ....	144
Tabla A3.6 Contribución de cada una de las contingencias seleccionadas para la estabilidad del sistema, para cada posición del TCSC en el SNI (PERIODO LLUVIOSO -DEMANDA BASE, MEDIA Y PUNTA).....	146
Tabla A3.7 Contribución de cada una de las contingencias seleccionadas para la estabilidad del sistema, para cada posición del TCSC en el SNI (PERIODO SECO -DEMANDA BASE, MEDIA Y PUNTA).....	147

## INDICE DE SIMBOLOS

VARIABLE	DEFINICIÓN
$\Phi_i$	Autovector derecho
$E_{red}$	Tensión fija
$L_{AA, BB, CC}$	Inductancia propia de fase del estator
$L_D$	Inductancia de eje directo del rotor
$L_Q$	Inductancia del eje cuadratura del rotor
$L_f$	Inductancia de campo del rotor
$M_{f, D, Q}$	Inductancia mutuas entre el devanado de campo del estator y el de campo
$R_{A, B, C}$	Resistencia fase del estator
$R_D$	Resistencia de eje directo del rotor
$R_Q$	Resistencia del eje de cuadratura del rotor
$R_f$	Resistencia de campo del rotor
$T''_{d0}, T''_{q0}$	Constantes de tiempo en estado subtransitorio para cada eje
$T'_{d0}, T'_{q0}$	Constantes de tiempo en estado transitorio para cada eje
$X'_d$	Reactancia Sincrónica
$X'_{tr}$	Reactancia del transformador
$X_C$	Reactancia del capacitor en el TCSC
$X_L$	Reactancia del inductor en el TCSC
$X_{TCSC}$	Reactancia del TCSC
$X_l$	Reactancia de dispersión en el estator
$X_{l1}$	Reactancia de la línea 1
$X_{l2}$	Reactancia de la línea 2
$e_f$	Voltaje del excitador de la maquina
$i_{A, B, C}$	Corriente fase a del estator
$i_L(\alpha)$	Corriente en el inductor del TCSC
$i_C(\alpha)$	Corriente del capacitor en el TCSC
$p_i$	Factor de participación
$v_c(\alpha)$	Voltaje del capacitor en el TCSC
$v_d$	Voltaje en el eje directo rotor
$v_f$	voltaje del devanado de campo
$v_q$	Voltaje en el eje de cuadratura rotor
$\dot{x}$	Variables de estado respecto al tiempo
$\theta_r$	Ángulo mecánico
$\psi_i$	Autovector izquierdo
$\omega_s$	Velocidad sincrónica
$\Delta V$	Señal de error en los bloques de transferencia
$\Omega$	Matriz de rotación
$A$	Matriz de estado
$B$	Matriz de entrada
$C$	Matriz de salida
$C$	Capacitor del TCSC
$D$	Matriz de funciones (entrada con la salida)



$D$	Coefficiente Amortiguamiento
$E'$	Fuente de Tensión Externa
$I$	Matriz identidad
$K$	Ganancia
$L$	Inductor del TCSC
$Ld', Lq'$	Inductancias transitorias en cada eje
$M$	Coefficiente de inercia de la máquina
$Pe$	Potencia eléctrica
$Pm$	Potencia mecánica
$Pmax$	Potencia eléctrica máxima que puede entregar el generador
$Te$	Par electromagnético
$Ti$	Constantes de tiempo en las funciones de transferencia
$W$	Transformada de Park
$Xa$	Reactancia en el estator
$Xd', Xq'$	Reactancias transitorias en cada eje
$Xd'', Xq''$	Reactancias subtransitorias en cada eje
$f$	Frecuencia de oscilación
$g$	Vector de funciones no lineales
$i$	Corriente de línea que entra al TCSC
$iqd0$	Corrientes del estator en eje qd0
$k$	Constante igual a $\sqrt{3/2}$
$p$	Número de pares de polos
$s$	Variable Laplaciana
$sw$	Switcheo en los tiristores en el TCSC
$u$	Señales de entrada que afectan al sistema
$x$	Variables de estado
$y$	Variables de salida
$\psi0, d, q$	Componentes de flujos en el eje qd0
$\delta$	Ángulo del rotor de la máquina
$\lambda$	Autovalores
$\xi$	Amortiguamiento del modo de oscilación
$\sigma$	Parte real del valor propio, será una medida del amortiguamiento del modo
$\omega$	Velocidad angular del rotor
$\omega$	Parte imaginaria del valor propio, será una medida de Velocidad angular de la oscilación que el modo representa

## ABREVIACIONES

<b>ABREVIATURA</b>	<b>SIGNIFICADO</b>
AC	Corriente Alterna
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CENACE	Corporación Nacional de Control de Energía
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
DC	Corriente Directa
EEQ	Empresa Eléctrica Quito
FACTS	Flexible A.C. Transmission System
IPFC	Interline Power Flow Controlled
PSS	Power Stability System
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
SSG	Static Synchronous Generator
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
STATCOM	Static Compensator
SVC	Static Var Compensator
SVS	Static Var System
TCBR	Thyristor Controlled Breaking Resistor
TCPST	Thyristor Controlled Phase Shifthing Transformer
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor
TCSR	Thyristor Controlled Series Reactor
TCVL	Thyristor Controlled Voltage Limiter
TCVR	Thyristor Controlled Voltage Regulator
TSC	Thyristor Controlled Capacitor
TSR	Thyristor Controlled Reactor
TSSC	Thyristor Switched Series Capacitor
TSSR	Thyristor Switched Series Reactor
UPFC	Unified Power Flow Controlled



## INTRODUCCIÓN

El constante crecimiento de la demanda de energía en nuestro país, incluyendo las exportaciones, y el déficit de generación eléctrica para satisfacer esta necesidad, ha impulsado a los gobernantes de turno a establecer políticas en el área de la electricidad y energías renovables para incrementar y desarrollar de manera significativa su generación, transmisión y distribución.

La política está enfocada en aprovechar al máximo los recursos hídricos, térmicos, eólicos y las nuevas tecnologías para hacer que el Sistema Eléctrico Nacional sea tan fuerte como el de países industrialmente desarrollados.

Estos recursos naturales aprovechables generalmente se encuentran bastante distanciados de los grandes centros de consumo, lo cual implica que grandes flujos de potencia recorran las líneas de transmisión y, que éstas lleguen a saturarse, creando problemas de estabilidad en el sistema eléctrico. Entonces se crea la necesidad de que las áreas de planeamiento eléctrico busquen alternativas de solución para enfrentar estos inconvenientes.

Dentro de estas alternativas se encuentran los FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) que combinan los sistemas de potencia con los de control, para convertirse en una aplicación efectiva que se incorpora a la red de transmisión eléctrica para optimizar sus capacidades y hacerla más eficiente.

En esta disertación escrita se presenta el estudio y aplicación FACTS tanto a un sistema eléctrico de potencia tipo, como en al Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano (SNI). La compensación serie controlada por tiristores (TCSC) se ha seleccionado como forma e instrumento para mejorar la estabilidad del sistema.

Debido a las características transitorias de nuestro sistema de potencia después de perturbaciones grandes y la falta de estabilidad de ángulo y de voltaje pos-contingencia, se ha visto en la necesidad de encontrar nuevas tecnologías que ayuden a mitigar sus riesgos de colapso. Los FACTS son una tecnología nueva que relaciona sistemas de control con sistemas de potencia, formando así un

controlador de potencia, para aplicarlo a una red eléctrica y hacer a ésta lo más eficiente posible, sin la necesidad de aumentar nuevas líneas o subestaciones.

### **1.1. Características del Sistema Eléctrico Ecuatoriano[2]**

Dadas las nuevas políticas en el Sector Eléctrico, El ente regulador y planificador de los sistemas eléctricos de potencia le corresponde al Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Se ha integrado a diez empresas distribuidoras que funcionan como gerencias regionales de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), de la misma forma se ha hecho con seis empresas generadoras y la empresa de transmisión para que pasen a convertirse en unidades de negocio de la Empresa Pública Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), quedando constituido el sector eléctrico de la siguiente forma: 13 empresas generadoras, 1 empresa administradora del Sistema Nacional de Transmisión (unidad de negocio CELEC-Transelectric), 24 Autogeneradoras y 11 Distribuidoras; 10 están incorporadas al Sistema Nacional Interconectado y 1 es un sistema aislado. Finalmente se han calificado a 121 grandes consumidores, de los cuales 105 actúan como clientes regulados de las distribuidoras, una recibe energía de su distribuidora mediante contrato a plazo, 6 obtienen energía de las generadoras directamente y 8 tienen consumo propio (autogeneradoras).

Sobre la base de la información del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), acerca de la operación del sistema, se describirán los aspectos más relevantes en cuanto a la generación, transmisión y distribución para justificar la incorporación de una aplicación FACTS al Sistema Nacional Interconectado.<sup>1</sup>

#### **Demanda**

El consumo de energía de la empresas distribuidoras, de los grandes consumidores y las exportaciones han crecido desde 1999 hasta el 2009 en un promedio de 5.04%, con un consumo para el último año de 15763.08 GWh de energía. El consumo de energía se reparte de la siguiente manera: el 27.84%

---

<sup>1</sup> Principales características del actual Sistema Eléctrico Ecuatoriano del Proyecto de titulación

corresponde a la eléctrica de Guayaquil, el 21.27% a la de E.E. Quito, y el 50.89% se reparte entre las restantes empresas distribuidoras, las exportaciones desde Colombia y Perú, los grandes consumidores y los autoprodutores.

Las pérdidas de energía en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) durante el año 2009 fueron en promedio del 4.06% respecto a la generación neta total, presentando una disminución del 0.29% respecto al año anterior.

La demanda máxima del país en bornes de generación alcanzó los 2759.75 MW para el 2009 con una reducción del 0.91% respecto al año anterior y 2879 MW para el año 2010, notándose un incremento.<sup>2</sup>

### **Generación**

El crecimiento de la generación eléctrica ha sido muy pequeño en los últimos años, por eso existe un déficit de energía principalmente en época de estiaje, por lo que ha sido necesario el incremento de las exportaciones de Colombia y Perú, además, del racionamiento del suministro para algunos sectores en situaciones de emergencia. A continuación la Tabla 1.1 resume las centrales de generación según su fuente de energía para el año 2008.<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> Demanda de la energía en el SNI “Características de operación del SNI-CENACE (2009)”

<sup>3</sup> Generación SNI “Características de operación del SNI-CENACE (2009)”

Fuente de Energía	Tipo de Central	Potencia Nominal (MW)
Renovables	Hidráulica de embalse	1361
	Hidráulica de pasada	645.42
	Solar	0.02
	Eólica	2.4
	Térmica Turbovapor(1)	106.8
<b>Total Renovables</b>		<b>2115.64</b>
No Renovables	Térmicas MCI	1137.59
	Térmicas Turbogas	807.14
	Térmica Turbovapor	446
<b>Total No Renovables</b>		<b>2390.73</b>
Interconexión		650
<b>Total Interconexión</b>		<b>650</b>
<b>Total general</b>		<b>5156.37</b>

Tabla 1.1 Centrales de generación según su fuente de energía (año 2008)

Estructura energética en la hora punta para un día de demanda máxima, periodo lluvioso	
CENTRALES HIDRÁULICAS	61.15%
CENTRALES TÉRMICAS	33.03%
INTERCONEXIÓN	5.81%

Tabla

#### 1.2 Estructura energética para demanda máxima periodo lluvioso

Estructura energética en la hora punta para un día de demanda máxima, periodo estiaje	
CENTRALES HIDRÁULICAS	50.05%
CENTRALES TÉRMICAS	40.45%
INTERCONEXIÓN	9.50%

Tabla 1.3 Estructura energética para demanda máxima periodo de estiaje.

### Energía no servida por causas no programadas

El total de energía no servida fue de 15.28 GWh y el número total de fallas al año fue de 566, la energía anual no servida por este motivo corresponde al 0.1% del consumo anual de la misma.<sup>4</sup>

A continuación se muestran las principales fallas que provocaron desconexiones de carga. Ubicando a las fallas en líneas de Transmisión en segundo lugar después de las fallas en las posiciones.

<sup>4</sup> Fuente: "Características de operación del SNI-CENACE (2009)"

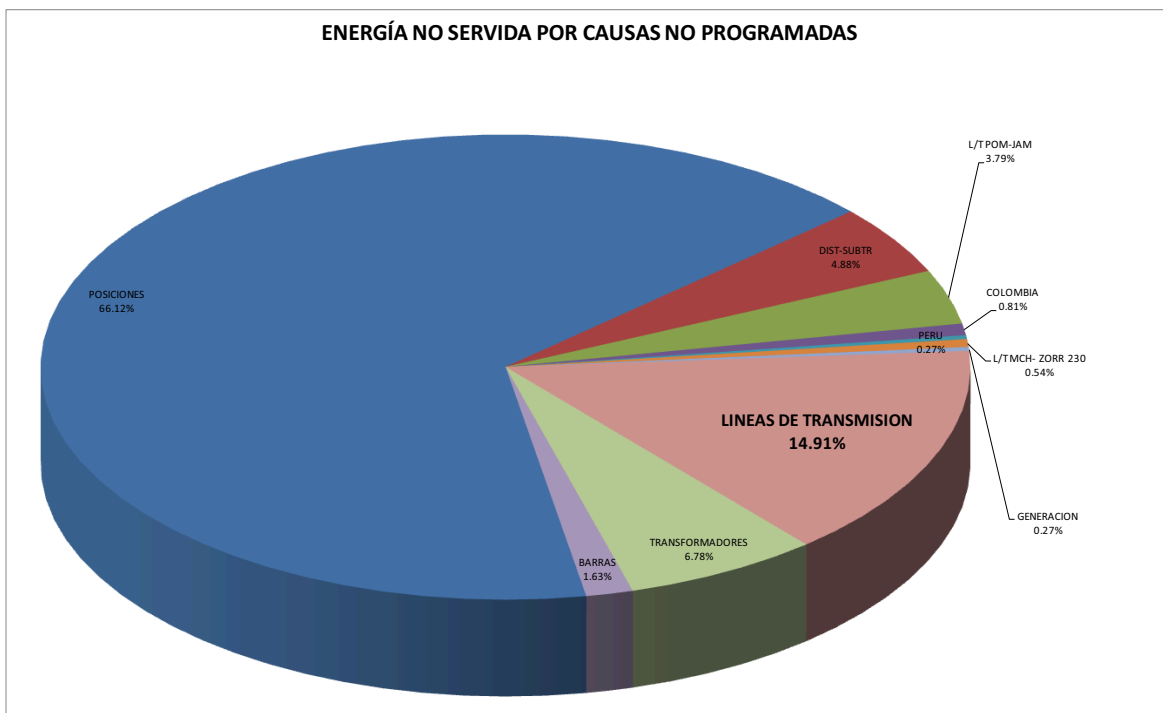


Figura 1.1 Porcentaje de fallas ocurridas en el año 2009.

## 1.2. Interconexión Ecuador-Colombia-Perú

En el 2009 se exportaron 20.76 GWh a través de la interconexión con Colombia. Las exportaciones representan el 0.13% respecto al total del consumo de energía de ese año.

La producción bruta de energía fue de 16 742.01 GWh distribuidos de la siguiente manera: 9063.77 GWh de energía hidráulica, 6538.97 GWh de energía térmica, 1076.71 GWh de energía importada de Colombia y 62.65 GWh de energía importada del Perú. La importación con el Perú se efectuó a través de un contrato a partir de noviembre 2009.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Fuente: “Características de operación del SNI-CENACE (2009)”



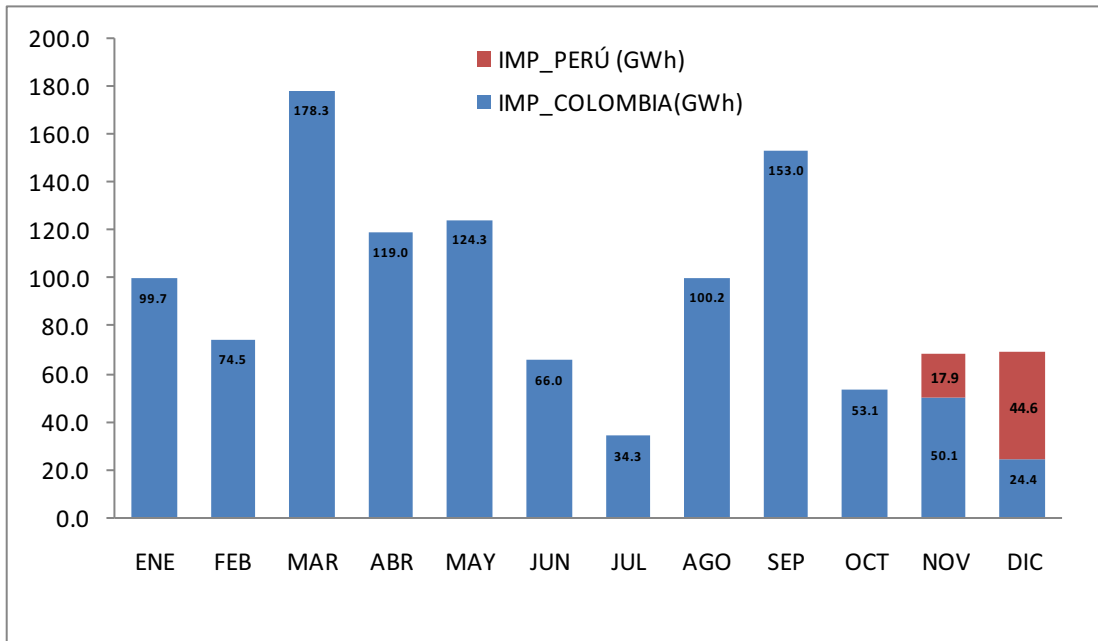


Figura 1.2 Importación de energía en el 2009

De esta manera hemos enfocado aspectos importantes (demanda, generación, fallas y flujos por las interconexiones internacionales) de la situación actual de nuestro sistema eléctrico y de su comportamiento respecto a las fallas en el sistema. En este enfoque se pretende resaltar las fallas ocurridas en líneas de transmisión eléctrica, ya que estas ocupan el segundo lugar en la lista de contingencias más importantes en nuestra red, con un 14.91% de ocurrencia en el año, por lo que es una buena opción, utilizar esta contingencia en ensayos de aplicación FACTS.

Además, si bien es cierto, las fallas en subestaciones (bahías) tienen un mayor porcentaje de ocurrencia que en líneas de transmisión, estas no provocan riesgos altos de colapso en el sistema eléctrico, a diferencia de las fallas en líneas de transmisión eléctrica, que sí provocan riesgos muy altos de colapso, por la desconexión importante

de carga post-contingencia. En la Tabla 1.1, se indica un resumen con las fallas o contingencias más importantes ocurridas el 2009.<sup>6</sup>

RESUMEN DE PRINCIPALES FALLAS EN EL SNI E INTERCONEXIONES INTERNACIONALES			
MES	FECHA	FALLA	OBSERVACIONES
Enero	10 a las 23h21	L/T PASC-SLTRAL 138 kV	Actuo el EAC: Desconexión de 63 MW de carga
	15 a las 16h11	POSC VRGL-E_GYAQUIL	Altos voltajes en la zona y disparos de Circuitos 1,2 y3 de la interconexión con Colombia por potencia inversa
	15 a las 16h58	L/T SROS-TOT 230kV	Sobrecarga en líneas aledañas y desconexión de 1625 MW. Se producen eventos posteriores que arrojó un total de energía no servida de 4577 MWh
Febrero	05 a las 13h23	POSC TRAFO (63/13.8)	Desconexión 90.6 MW de carga
	07 a las 12h02	L/T A_TNJ-A_SNTOS 69kV	Desconexión 419.2 MW de carga
Marzo	04 a las 15h55	L/T MIL-S IDELF 138 Kv	Desconexión 109 MW de carga
	19 a las 14h25	POSC S/E DAUL-PERP_B2	Desconexión 145 MW de carga
	22 a las 22h56	L/T DAUL-PERP	Desconexión 111 MW de carga
Abril	17 a las 11h47	CENTRAL(GEN 131.2 MW)	Bajos voltajes; Desconexión de 77.9 MW; oscilaciones potencia entre TV2 y TV3 Gonzalo Cevallos
	21 a las 10h51	POSC en S/E SALTRL_B138	Desconexión 300 MW de carga
Mayo	04 a las 13h26	L/T POM-JAM (4c)	Actua el EAC 1 paso desconexión 138.1 MW en todas las empresas distribuidoras
	16 a las 00h50	POSC EN S/E PORTOVIEJO	Desconexión 89 MW de carga -Manabí
Junio	06 a las 07h44	POSC en S/E MACHALA	Desconexión de 41.1 MW de carga -El Oro
	20 a las 09h34	POSC en S/E POLICENTRO	Desconexión de 81.5 MW
Agosto	01 a las 09h34	L/T MIL_S IDELFNS 138 KV	Desconexión de 66.6 MW de carga-El Oro
Septiembre	02 a las 08h15	POSC AUTOTRAFO 138/69	Desconexión 102.3 MW de carga-Loja y Azogues
	05 a las 17h29	POSC AUTOTRAFO POLIC	Desconexión 89.5 MW de carga-Guayaquil
Octubre	20 a las 04h51	POSC en S/E POMASQUI	Desconexión 46.6 MW de carga - Quito
Noviembre	17 a las 10h46	POSC TRAFO-MACHALA	Desconexión 51.8 MW-El Oro
Diciembre	06 a las 21h09	L/T SDOM-ESMRLD 138 kV	Desconexión de 67,1 MW - Esmeraldas

Tabla 1.1 Principales fallas en el SNI e Interconexiones internacionales

### 1.3. Objetivo de la Tesis

La estabilidad angular es uno de los principales temas a tratar en los sistemas eléctricos de potencia, debido a la necesidad de controlar el ángulo del rotor en las maquinas, para que éstas no pierdan sincronismo y de esta forma evitar que el sistema eléctrico caiga en zonas de alto riesgo de inestabilidad. Entonces, con la

<sup>6</sup> Fuente: Informe Anual 2009: "Características de operación del SNI-CENACE"

instalación del TCSC en el SNI, se pretende mejorar la estabilidad angular después de ocurrida la contingencia.

Para la simulación transitoria es necesario determinar la modelación del controlador de potencia en el programa Power Factory de DigSilent, para lo cual se utilizará la programación mediante bloques de transferencia característicos en este tipo de problemas. Además, este camino presenta total empatía con las exigencias del programa que se utilizará para el presente estudio.

Al hablar del ingreso de nuevos elementos dinámicos en sistemas de potencia mallados surge la necesidad de encontrar una ubicación adecuada de éstos dentro del sistema, ya que suele resultar nocivo su ingreso, sin antes encontrar su posición. Mediante el análisis modal y ensayo-error del compensador y sus parámetros se propone solucionar este inconveniente.

#### **1.4. Estructura de la Tesis**

Mediante la compensación capacitiva de rápida respuesta y flexible operación que caracteriza al TCSC, además de las propiedades del dispositivo en cuanto a control de la impedancia en líneas de transmisión, se pretende demostrar el aumento de la estabilidad, particularmente angular.

En el capítulo dos se presenta una revisión completa de la teoría básica de estabilidad en sistemas de potencia para luego enfocarse en la estabilidad angular, precisando ciertos conceptos fundamentales que se utilizan para la demostración de la hipótesis planteada.

En el tercer capítulo se revisa la modelación y su importancia. Además los efectos que producen los elementos dinámicos como generadores y sistemas de control.

En el capítulo cuarto se hace una descripción general de los FACTS, además se revisa sus diferentes configuraciones.

El capítulo quinto, se enfoca en el compensador serie controlador por tiristores (TCSC), su topología, su funcionamiento, sus modos de operación y su modelación (estructura de control, diagramas de bloques, etc.).

En el capítulo sexto de este estudio, se indica la aplicación del TCSC a dos sistemas eléctricos de potencia. Primero a un sistema eléctrico radial de dos áreas, y segundo al Sistema Nacional Interconectado (SNI). El objetivo es controlar la transferencia de flujo por las líneas, disminuir las oscilaciones de potencia e incrementar la estabilidad transitoria del sistema. También se describe la metodología utilizada, la cual utiliza el análisis modal y el ensayo-error para su aplicación dentro del sistema

Finalmente se presentaran las conclusiones y los resultados mediante tablas y graficas que se anexaran al final de este trabajo escrito, las cuales servirán como apoyo para demostrar el incremento en la estabilidad del sistema.

### ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA

Este capítulo presenta un enfoque a los problemas de estabilidad de potencia, incluyendo conceptos físicos, clasificación y definición de términos relacionados. El objetivo es proveer una revisión del fenómeno de estabilidad en los sistemas de potencia y sentar las bases necesarias, basados sobre un razonamiento físico relativamente simple.

#### 2.1. Definición de Estabilidad [4]

Una de las definiciones más comunes de estabilidad de un sistema eléctrico es la siguiente:

*Estabilidad de un sistema eléctrico es la capacidad de dicho sistema para, a partir de una condición inicial de operación dada, recuperar un estado de equilibrio operacional después de haber estado sujeto a una perturbación física, con el mayor número de variables dentro de sus límites, de tal manera que prácticamente el sistema completo permanece intacto.*

Esta definición general conduce a la clasificación de los estudios de estabilidad que muestra la Figura 2.1, en la que se han resaltado los campos en los que se centra esta tesis.

A continuación se describen las principales formas del fenómeno de estabilidad.

##### 2.1.1. Estabilidad de ángulo

Este trabajo se ocupa del problema de la estabilidad del ángulo, entendido como la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema interconectado para mantener el sincronismo después de haber estado sometidas a una perturbación. La estabilidad de ángulo depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina en el sistema. En caso de ocurrir, la inestabilidad aparece como un incremento de

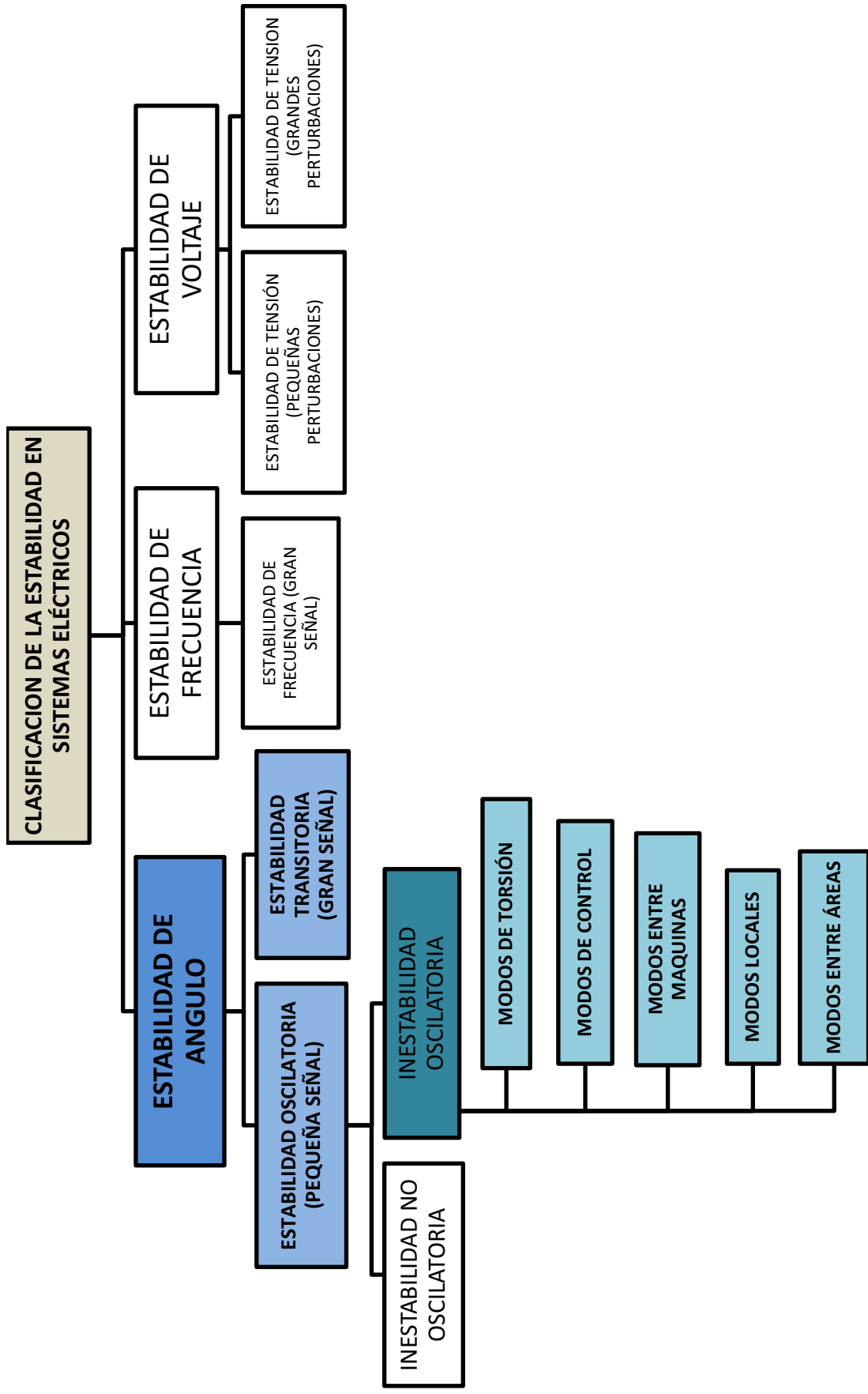


Figura 2.1 Clasificación de la Estabilidad

las oscilaciones de ángulo de algunos generadores, que pierden su sincronismo con otros generadores.

En régimen permanente, el par de entrada mecánico y el par de salida electromagnético se encuentran equilibrados, y la velocidad permanece constante. En esta situación, una perturbación del equilibrio puede provocar una variación de velocidad en los rotores de las máquinas. La estabilidad de ángulo depende de la existencia de un par sincronizante (en fase con la variación del ángulo del rotor y cuyo defecto provoca una inestabilidad no oscilatoria) y un par amortiguador (en fase con la variación de velocidad, causando su falta una inestabilidad oscilatoria).

Es útil caracterizar la estabilidad de ángulo en dos sub-categorías como se mostró en la Figura 2.1.

#### **2.1.1.1. Estabilidad de ángulo (pequeña señal) [2][4]**

Se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Una perturbación se considera pequeña si permite la linealización de las ecuaciones del sistema para fines analíticos.

La inestabilidad puede aparecer de dos formas:

- Como un incremento en el ángulo del rotor a través de un modo aperiódico debido a la falta de par sincronizante (en gran parte solucionado con el uso de reguladores de tensión de actuación continua); y
- Como oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de amortiguamiento.

Los problemas de estabilidad del ángulo del rotor en pequeña señal pueden ser locales (oscilaciones del ángulo del rotor de una máquina en contra del resto del sistema, conocidas como modos locales de oscilación) o globales (oscilaciones de un grupo de generadores de un área en contra de otro grupo de generadores en otra área, conocidas como modos de oscilación entre áreas).

Los problemas de estabilidad de pequeña señal pueden ser de diferentes tipos:

**Modos entre áreas:** Estas oscilaciones involucran a un grupo de máquinas en un área, las cuales tienen un comportamiento coherente entre ellas y que oscilan en oposición frente a un grupo de generadores en otra área del sistema como muestra la Figura 2.2. Estas áreas están interconectadas por una línea de transmisión que constituye un enlace débil. Estas oscilaciones se encuentran entre 0.2 y 0.7 Hz.

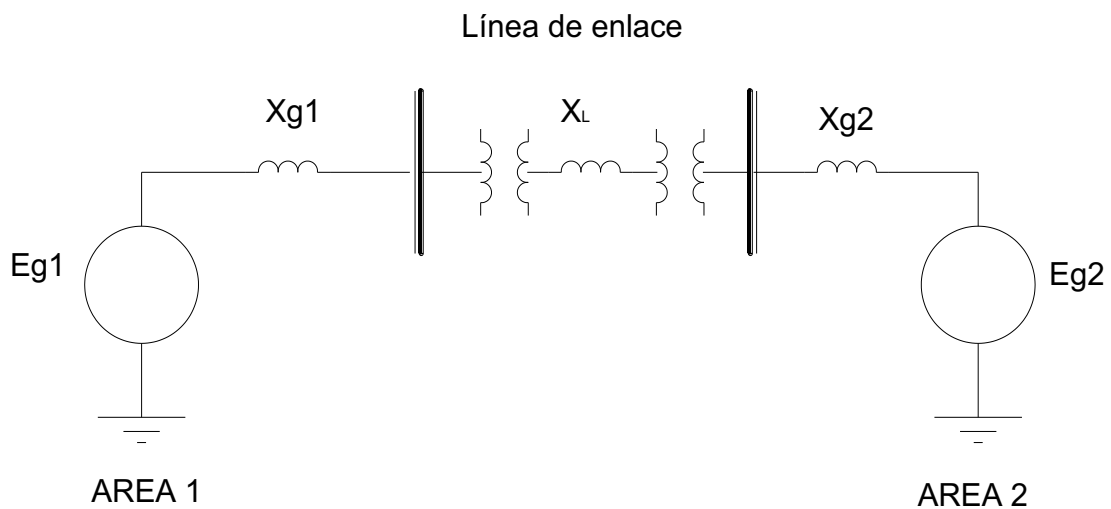


Figura 2.2 Oscilaciones entre áreas

**Modos locales:** Una máquina oscilando contra las restantes de la misma área. El término local se usa porque las oscilaciones están localizadas en una central eléctrica o en una pequeña parte del sistema de potencia, como muestra la Figura 2.3. Caracteriza a las oscilaciones del ángulo del rotor de un grupo de generación o una central, frente al resto del sistema. Estas oscilaciones se encuentran entre 0.8 y 1.8 Hz.



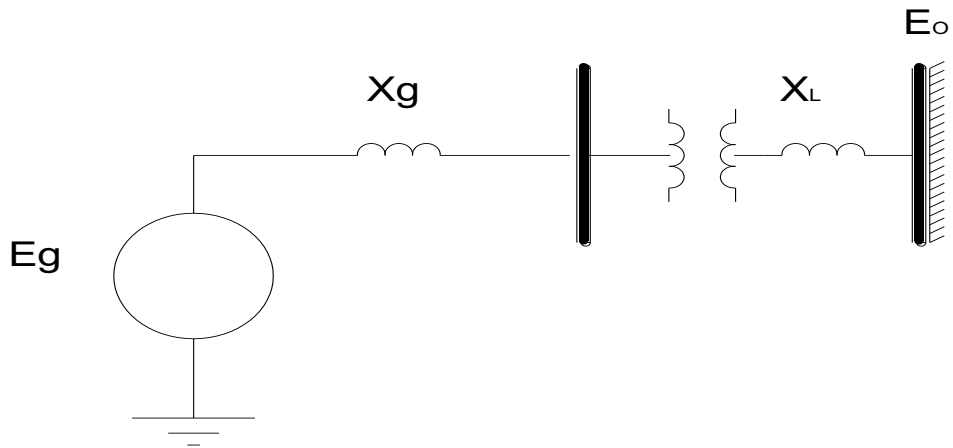


Figura 2.3 Oscilaciones Locales

**Modos entre máquinas:** Ocurren cuando las unidades de una central eléctrica oscilan una contra la otra. Su rango de frecuencias está entre 1.5 y 3 Hz. Estas oscilaciones son una consecuencia de las interacciones de los controles de las unidades y no de los límites de estabilidad de la transferencia de potencia. En esta clasificación también puede incluirse las oscilaciones entre centrales de generación muy cercanas, como muestra la Figura 2.4.

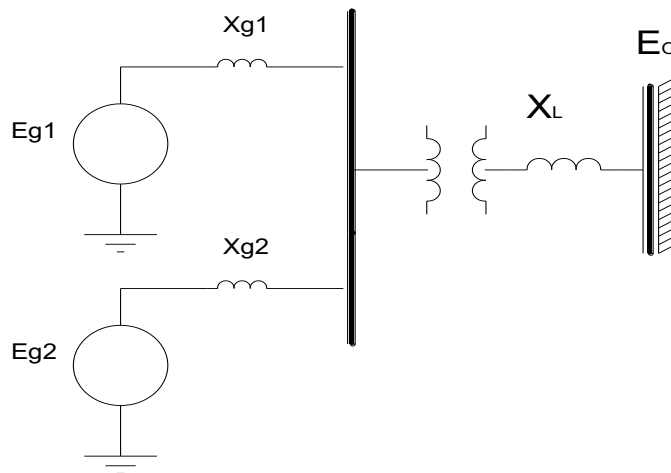


Figura 2.4 Oscilaciones entre Máquinas

**Modos de control:** Inestabilidades generadas en los propios sistemas de control, tales como reguladores de tensión, reguladores de velocidad y control de tensión en la red, ver Figura 2.5. Sus frecuencias de oscilación son mayores de 4 Hz.

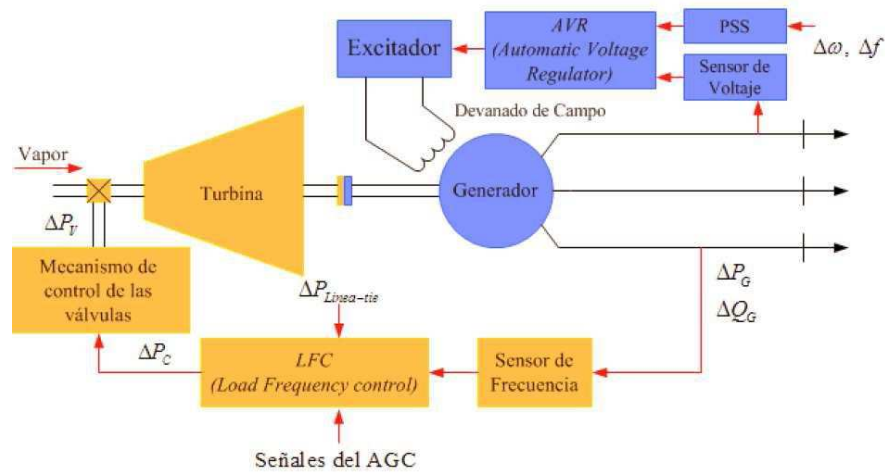


Figura 2.5 Modos de control

**Modos de torsión:** Inestabilidades generadas por interacción de elementos de potencia de la red (compensadores en serie), o elementos de control de la red (controles de sistemas HVDC) con los modos naturales mecánicos de las turbinas, como muestra la Figura 2.6. Su rango de frecuencias está entre 10 y 46 Hz.

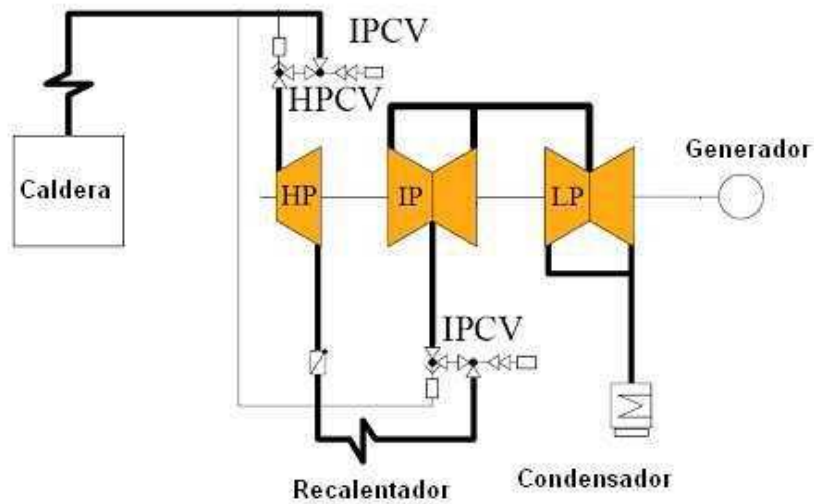


Figura 2.6 Modos de Torsión

### 2.1.1.2. Estabilidad ángulo ( Transitoria )

Es la capacidad del sistema eléctrico para mantener el sincronismo cuando es sometido a una perturbación fuerte, por ejemplo una falla en la red de transporte, pérdida de generación o pérdida de una cantidad importante de carga.

El sistema eléctrico responde a una perturbación de estas características mediante grandes variaciones de los ángulos de los generadores síncronos y grandes oscilaciones de los flujos de potencia, de las tensiones y de otras variables del sistema. Si la separación angular entre generadores síncronos permanece acotada, entonces el sistema mantiene el sincronismo. Caso contrario pierde el sincronismo, lo cual suele hacerse evidente transcurridos 2 ó 3 segundos después de la perturbación [5]. Así el objeto de este punto es estudiar bajo qué condiciones estas perturbaciones hacen a un sistema eléctrico inestable.

**Criterio de Áreas Iguales [5].** Este criterio es un método gráfico de evaluación de la estabilidad transitoria aplicable a sistemas sencillos. Su mayor interés no reside en su uso práctico, ya que su aplicación es difícil en los sistemas eléctricos reales, sino en su carácter gráfico e intuitivo. El criterio de áreas iguales facilita la comprensión de los conceptos fundamentales involucrados en las oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos.

El problema de inestabilidad oscilatoria se puede comprender mejor si se considera el sistema de potencia mostrado en la Figura 2.7:

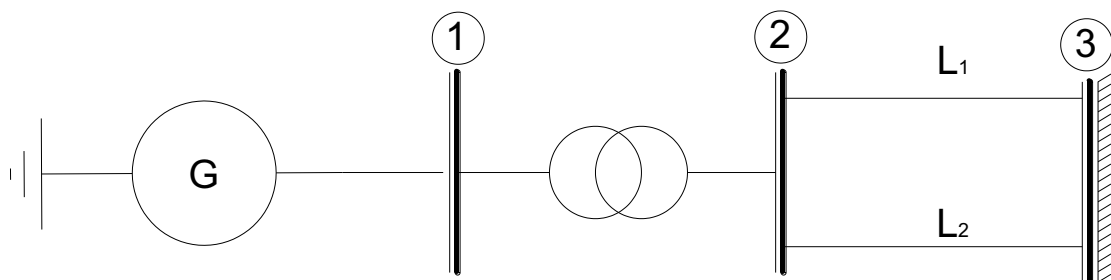


Figura 2.7 Sistema un generador –Barra infinita

Considerando el sistema representado en la Figura 2.7. Este sistema contiene un generador síncrono, representado por una fuente de tensión interna  $E'\angle\delta$  detrás

de una reactancia síncrona  $X'_d$ , unido a través de un transformador  $X'_{tr}$  y de dos líneas en paralelo  $X_{l1}$  y  $X_{l2}$  a una barra de la red de transporte de frecuencia constante y tensión fija  $E_{red} \angle 0$ .

Se representa el comportamiento dinámico del generador síncrono mediante el modelo clásico, de modo que la tensión interna  $E' \angle \delta$  queda fija y el ángulo  $\delta$  varía siguiendo las oscilaciones mecánicas del rotor. Los valores  $E'$  y  $X'_d$  corresponde al periodo transitorio, ya que es el periodo que más influye en las oscilaciones del generador.

Agrupando la reactancia del sistema, éste se reduce a lo mostrado en la Figura 2.8. Fácilmente puede deducirse que la potencia entregada por el generador síncrono es:

$$P_e = \frac{E' E_{red}}{X_t} \text{sen } \delta = P_{max} \text{sen } \delta \quad (2.1)$$

Donde

$$P_{max} = \frac{E' E_{red}}{X_t} \quad (2.2)$$

La potencia  $P_{max}$  es la potencia eléctrica máxima que puede entregar el generador al sistema y permanece constante en el tiempo.

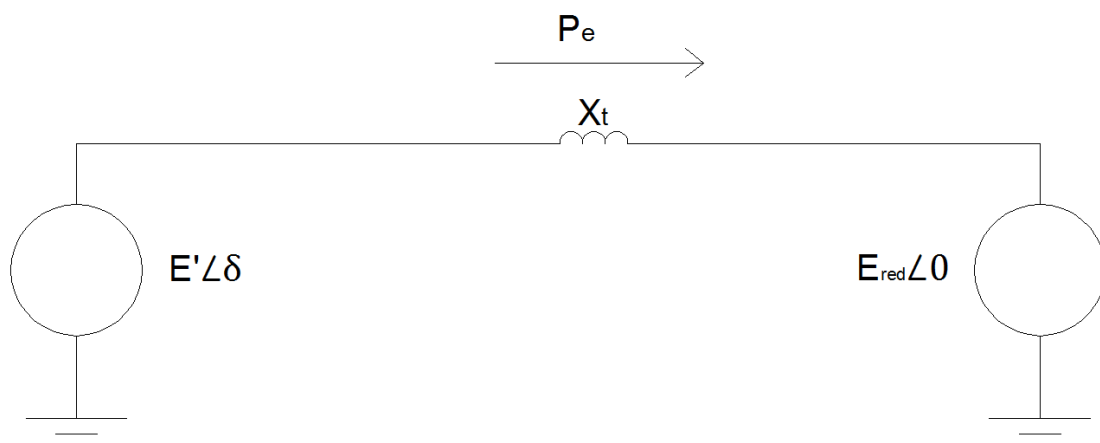


Figura 2.8 Sistema equivalente reducido

Si se supone que el generador está funcionando al 50% de su potencia nominal, si la base del sistema es la potencia nominal del generador entonces el generador produce 0.5 pu.

Esta situación es la representada en la Figura 2.9. La sinusoide es la representación gráfica de la ecuación 2.1. Se observa que la potencia mecánica entrante es 0.5 y el ángulo  $\delta_0$  se calcula con la intersección de la curva de potencia eléctrica con la recta de potencia mecánica.

Si en un momento dado se produjese un incremento de la potencia mecánica de  $P_{m0} = 0.5$  hasta  $P_{m1} = 0.8$  el nuevo punto de equilibrio quedaría definido por la Figura 2.10, mediante el punto b,

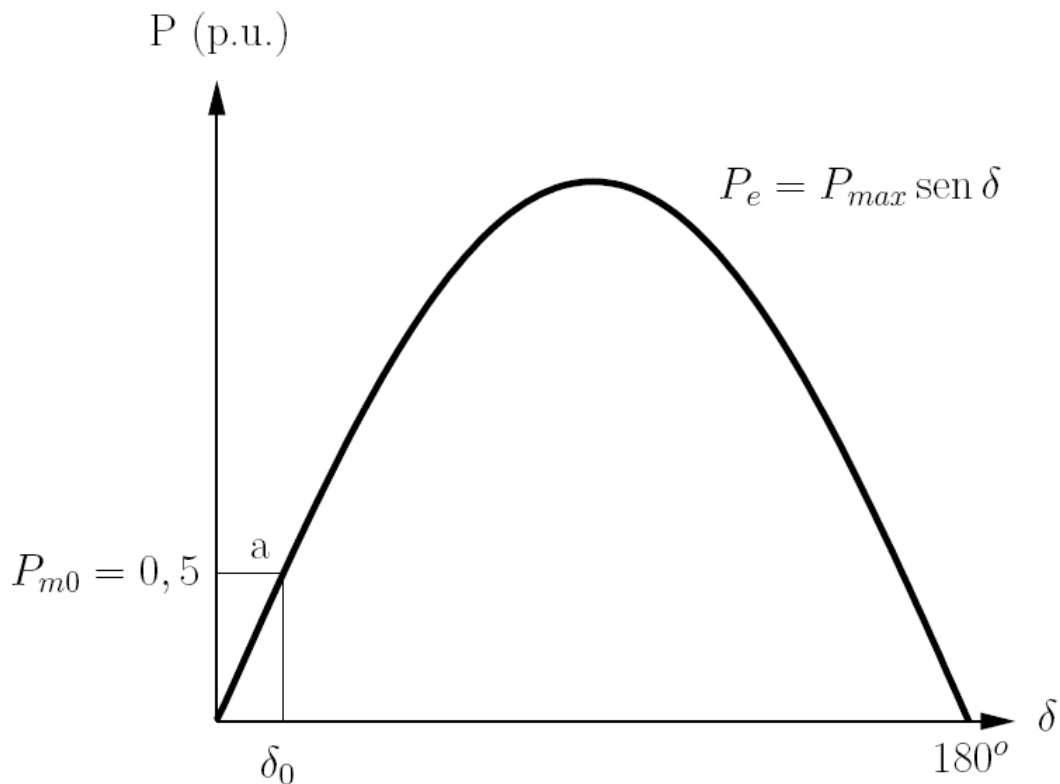


Figura 2.9 Punto de funcionamiento inicial

Mientras el rotor no alcanza el punto  $b$ , la potencia entrante es mayor que la potencia saliente y por lo tanto la aceleración es positiva. Una vez sobrepasado el punto  $b$ , la potencia mecánica entrante es menor que la potencia eléctrica saliente y por lo tanto la aceleración es negativa, la máquina comienza a frenarse. Entre

los puntos  $b$  y  $c$  la derivada del ángulo  $\delta$  (velocidad angular) es positiva pero la segunda derivada (aceleración angular) es negativa.

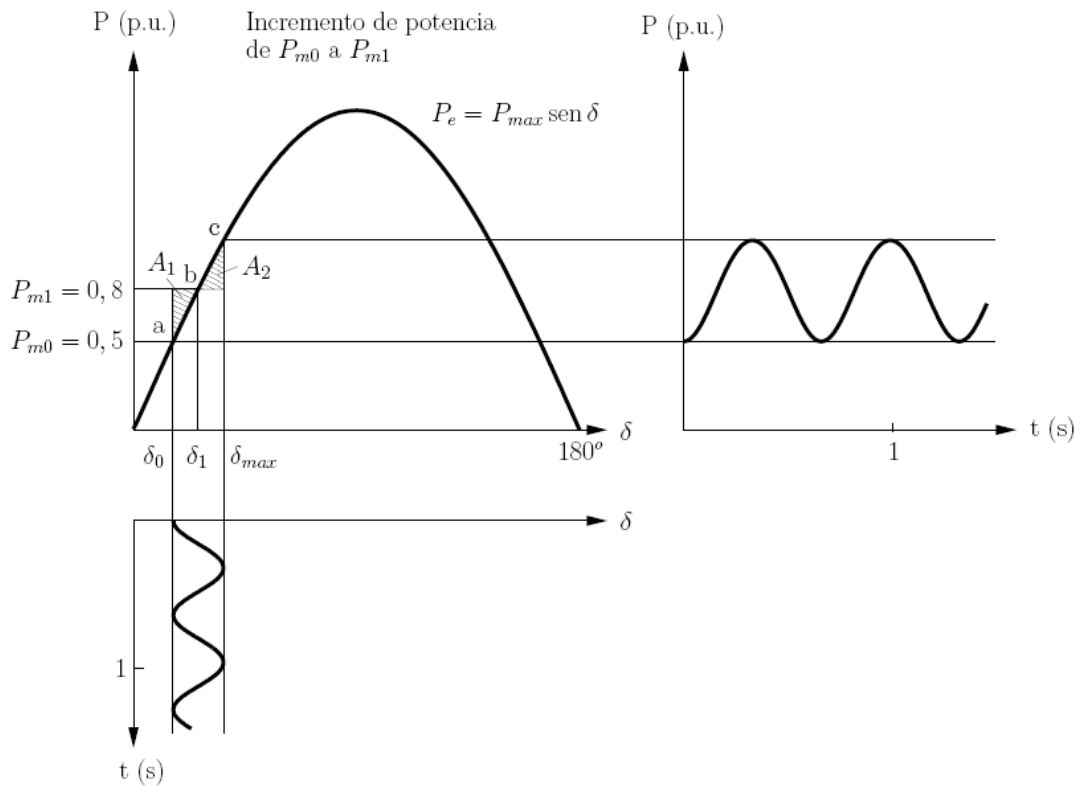


Figura 2.10 Incremento de potencia mecánica

Como se puede observar en este ejemplo sencillo, debido al incremento de la potencia mecánica se producen oscilaciones tanto de ángulo como de potencia. En general una variación de potencia mecánica se genera también con una perturbación por lo cual es práctico analizar en este ejemplo los límites de las variables involucradas, como la desviación angular y la desviación de potencia.

Conviene aclarar que el ángulo  $\delta$  representa la desviación angular del rotor, es decir, el ángulo mecánico del rotor menos la frecuencia de sincronismo, queda:

$$\frac{d\delta}{dt} = p \frac{d\theta_r}{dt} - \omega_0 \quad (2.3)$$

Donde  $\theta_r$  es el ángulo mecánico,  $p$  el número de pares de polos y  $\omega_0$  la frecuencia de sincronismo. Por lo tanto, en los puntos  $a$  y  $c$ , en los que la derivada de  $\delta$  se anula, la velocidad mecánica no es evidentemente cero, sino la velocidad de sincronismo.

Puede observarse, que en la simulación, ambas ( $\delta$  y  $P$ ) oscilan indefinidamente alrededor del nuevo punto de equilibrio. En un caso real, las oscilaciones serían amortiguadas de manera que la máquina alcanzaría el punto b en régimen permanente a los pocos segundos.

En el Anexo A1 se indican algunos ejemplos de respuesta a perturbaciones severas.

### **Factores que afectan la estabilidad transitoria**

Considerando los ejemplos anteriores, podemos identificar los siguientes factores que afectan a la estabilidad transitoria de un generador síncrono:

- La carga del generador.
- La potencia eléctrica del generador durante la falla.
- El tiempo de despeje de falla.
- El equivalente eléctrico del sistema después de la falla.
- La inercia del generador.
- La tensión interna del generador, que a su vez depende de la excitación del rotor.
- La tensión de la red de transporte.

#### **2.1.2. Estabilidad de tensión [2][4]**

La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad del sistema para mantener las tensiones constantes en todas las barras del sistema después de haber sido sometido a una perturbación partiendo de una condición inicial de operación dada. En este caso la estabilidad depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre la carga y la generación del sistema. La inestabilidad que podría ocurrir, ocasionaría una progresiva disminución o incremento de tensión en algunas barras, provocando pérdida de carga en un área o la actuación de protecciones, lo cual provocaría interrupciones en cascada. Estas interrupciones pueden causar la pérdida del sincronismo de algunos generadores, fenómeno que también puede producirse por condiciones de operación que excedan los límites de la corriente de campo.

El colapso de tensión es el proceso por el cual la secuencia de eventos posteriores a una inestabilidad de tensión, desemboca en bajas tensiones en una parte significativa del sistema eléctrico o incluso en un apagón generalizado. Normalmente, las cargas desempeñan un papel determinante en la inestabilidad de tensión. Después de una perturbación que origine una caída de tensión en una parte del sistema, la eventual corrección de la potencia consumida por las cargas, puede incrementar el consumo de potencia reactiva y causar una reducción adicional de la tensión. Otra posible causa del colapso de tensión es la caída de tensión que ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluye a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión. Esto limita la capacidad de la red de transmisión para transferir potencia y suministrar tensión. El riesgo de inestabilidad se produce cuando las cargas dinámicas intentan restaurar el consumo de potencia, excediendo la capacidad de la red y de la generación.

También existe el riesgo de inestabilidad por sobretensión, causado por un comportamiento capacitivo de la red así como por el uso de limitadores de baja excitación que protegen a los generadores síncronos.

Es importante observar que la distinción entre las estabilidades de tensión y de ángulo del rotor no se basa en una débil relación entre variaciones de potencia activa/ángulo y potencia reactiva/magnitud de tensión. De hecho, existe una fuerte relación en condiciones de carga elevada, y a las dos estabilidades de ángulo y de tensión les afectan tanto las perturbaciones de potencia activa como los flujos de potencia reactiva. Por el contrario, la diferenciación se basa en el conjunto específico de fuerzas opuestas que experimentan un desequilibrio sostenido y en la variable principal del sistema en la cual la inestabilidad es evidente.

### **2.1.3. Estabilidad de frecuencia [1] [4]**

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia constante tras una severa perturbación, que resulta en un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Cuando el sistema se somete a perturbaciones severas puede aparecer una inestabilidad en forma de oscilaciones de frecuencia, provocando el disparo de unidades de generación y/o cargas. En sistemas interconectados muy grandes, los problemas de estabilidad de frecuencia se asocian con respuestas inadecuadas del equipo,



deficiente coordinación del control y equipo de protección, o una reserva de generación insuficiente.

La estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno a corto plazo o a largo plazo, dependiendo de las características de los procesos y dispositivos que se activan, que van desde fracciones de segundos (esquema de alivio de carga debido a bajas frecuencias) hasta varios minutos (respuesta de dispositivos como una turbina y reguladores de tensión de carga). Las variaciones de frecuencia generan cambios significativos en las magnitudes de tensión, que a su vez afectan al desequilibrio carga-generación.

## **2.2. Análisis de Estabilidad de Pequeña Señal [10]**

La principal herramienta para el análisis de los comportamientos oscilatorios y para la estabilidad de voltaje en el SEP, es el estudio de estabilidad de pequeña señal ó análisis de pequeña señal (análisis modal), es decir, el estudio de pequeñas perturbaciones que se presentan en el sistema, ya que estas son muy frecuentes.

El estudio de oscilaciones electromecánicas es abordado de dos maneras:

- **Análisis Modal:** Estudia las oscilaciones por medios de los modos de oscilación del sistema
- **Identificación Modal:** Obtiene los modos a partir de una respuesta transitoria del sistema ante diferentes perturbaciones.

### **2.2.1. El Análisis Modal**

Es una técnica matemática desarrollada para analizar estabilidad de pequeña señal. Se basa en la linealización de un modelo no lineal del SEP (sistema eléctrico de potencia) alrededor de un punto de equilibrio. Teniendo el modelo linealizado se analiza el amortiguamiento de los valores propios del sistema (modos naturales del sistema). Si el sistema no es lo suficientemente amortiguado, las oscilaciones que se presenten por variaciones de carga podrían afectar severamente el sistema.

Este método se emplea para analizar las áreas más débiles del sistema y cómo aporta una determinada variable con un determinado modo (cálculo de los factores de participación).

Estas definiciones se comprenden cuando vemos que el análisis modal hace pequeños incrementos en las variables del sistema para estudiar su respuesta (inestable o estable). Esto es precisamente lo que ocurre a los SEPs en la operación real, las unidades generadoras reaccionan, conduciendo al sistema a oscilaciones en el intento de encontrar nuevos puntos de operación.

**Análisis Matemático:** El comportamiento de un sistema dinámico, puede ser descrito por un sistema de  $n$  ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales de primer orden.

Entonces el proceso es el siguiente:

1. Sacar las ecuaciones diferenciales del sistema (ecuaciones de estado)

$$\dot{x} = f(x, u)$$

$$\dot{x} = f_1(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Donde  $n$  es el número de estados y  $r$  es el número de entradas

$x$ : Variables de estado

$u$ : Señales de entrada que afectan al sistema

$\dot{x}$ : Variables de estado respecto al tiempo

$$y = g(u, x)$$

$y$ : Variables de salida

$g$ : Vector de funciones no lineales que relaciona las entradas con las salidas

$u$ : Señales de entrada que afectan al sistema

$x$ : Variables de estado

2. Linealización y las ecuaciones quedan:

$$\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u$$

$$y = C\Delta x + D\Delta u$$

Siendo:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{df_1}{dx_1} & \dots & \frac{df_1}{dx_n} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{df_n}{dx_1} & \dots & \frac{df_n}{dx_n} \end{bmatrix}; B = \begin{bmatrix} \frac{df_1}{du_1} & \dots & \frac{df_1}{du_r} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{df_n}{du_1} & \dots & \frac{df_n}{du_r} \end{bmatrix}; C = \begin{bmatrix} \frac{dg_1}{dx_1} & \dots & \frac{dg_1}{dx_n} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{dg_n}{dx_1} & \dots & \frac{dg_n}{dx_n} \end{bmatrix}; D = \begin{bmatrix} \frac{dg_1}{du_1} & \dots & \frac{dg_1}{du_r} \\ \vdots & & \vdots \\ \frac{dg_n}{du_1} & \dots & \frac{dg_n}{du_r} \end{bmatrix}$$

**A** Es la matriz de estado

**B** Es la matriz de entrada

**C** Es la matriz de salida

**D** Es la matriz de funciones que relacionan la entrada con la salida

$\Delta x$  : Vector de estado

$\Delta u$ : Vector de entradas

$\Delta y$ : Vector de salidas

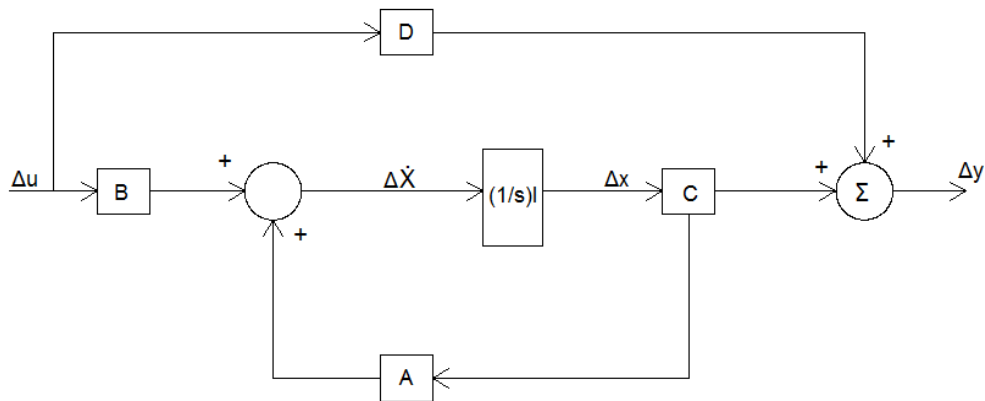


Figura 2.11 Diagrama de bloques del Espacio Estado

### 2.2.2. Autovalores y Estabilidad

Aplicando la transformada de Laplace al sistema de ecuaciones anterior se obtiene:

$$s\Delta x(s) - \Delta x(0) = A\Delta x(s) + B\Delta u(s)$$

$$\Delta y(s) = C\Delta x(s) + D\Delta u(s)$$

Realizando las operaciones necesarias se tiene:

$$\Delta y(s) = C \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} (\Delta x(0) + B\Delta u(s)) + D\Delta u(s)$$

Los polos son  $\Delta x$  y  $\Delta y$  son las raíces

3. Los valores de  $S$  que se encuentran al calcular la siguiente ecuación:

$$\det(sI - A) = 0$$

Son los autovalores de la matriz  $A$ , y se pueden calcular como:

$$\det(A - \lambda I) = 0$$

Los **autovalores** pueden ser reales o complejos y son de la forma:

$$\lambda = \sigma \pm j\omega$$

El sistema será estable si todos los autovalores están en la parte izquierda del eje imaginario del plano complejo. De los autovalores se pueden obtener:

$$\text{Frecuencia de oscilación} \rightarrow f = \frac{\omega}{2\pi}$$

$$\text{Amortiguamiento} \rightarrow \xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

Las  $n$  soluciones  $\lambda$ , que satisfagan la ecuación característica, son llamados valores propios y tienen las siguientes propiedades.

- El número de valores propios es igual al número de variables de estado del sistema.
- Los valores propios representan los modos naturales de oscilación de un sistema físico y caracterizan por su respuesta temporal ante pequeñas perturbaciones.
- Para un sistema estable los valores propios tienen una parte real negativa.

### 2.2.3. Autovectores y Matrices modales

Dado un  $\Phi_i$  que satisfaga:

$$A\Phi_i = \lambda\Phi_i$$

Se le conoce como autovector derecho de  $A$  asociado con el autovalor  $i$ . Por el contrario dado un  $\psi_i$  que satisfaga

$$\psi_i A_i = \lambda_i \psi_i$$

Se le conoce como autovector izquierdo de  $A$  asociado con el autovalor  $i$ . Los componentes del autovector derecho indican la actividad relativa de cada variable en el modo  $i$ -ésimo, mientras que los componentes del autovector izquierdo pesa las condiciones iniciales en el modo  $i$ -ésimo.

Ambos autovectores están relacionados, siendo su relación  $\boldsymbol{\psi}\boldsymbol{\Phi} = \mathbf{1}$

#### 2.2.4. Factores de participación

Proveen una medida de contribución entre las variables de estado y los modos de oscilación. La matriz de participación puede expresarse como:

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \Psi_{i1} \\ \Phi_{2i} \Psi_{i2} \\ \vdots \\ \Phi_{ni} \Psi_{in} \end{bmatrix}$$

El elemento  $p_{ki} = \Phi_{ki} \psi_{ki}$

Muestra la medida de participación de la variable de estado  $k$ -ésima en el modo  $i$ -ésimo, y viceversa.

#### 2.2.5. Representación en el plano de fase.

La representación en el plano de fase no es más que tomar como ejes de coordenadas las distintas variables de estado. Sobre el mismo plano de fase se pueden trazar diferentes trayectorias obtenidas con distintas condiciones iniciales. Al conjunto de todas estas trayectorias se le llama retrato de fase. A continuación se muestra los retratos de fase más comunes de sistemas lineales estables y de sistemas inestables. Cabe mencionar que la forma de estos retratos dependerá de cuáles y cómo sean los valores propios de la matriz  $A$ .

Las flechas rojas indican el sentido en el que se recorre la trayectoria en función del tiempo.

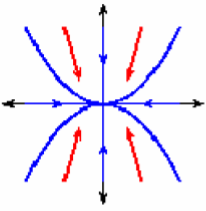
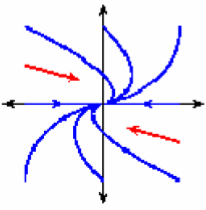
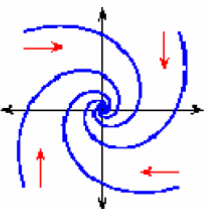
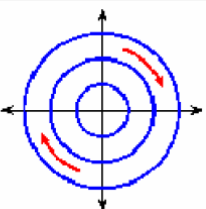
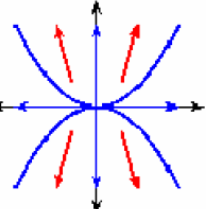
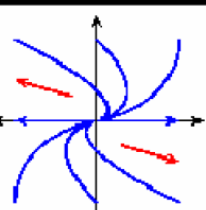
Nombre	Retrato	e-valores	Ejemplo
<i>Estable</i>		Reales Negativos	$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & -2 \end{bmatrix}$
			$x_1(t) = x_{10}e^{-t}$ $x_2(t) = x_{20}e^{-2t}$
<i>Estable de multiplicidad 2</i>		Reales Negativos Repetidos	$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} -1 & 1 \\ 0 & -1 \end{bmatrix}$
			$x_1(t) = (x_{10} + tx_{20})e^{-t}$ $x_2(t) = x_{20}e^{-t}$
<i>Sifón</i>		Complejos de Parte Real Negativa	$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} -1 & 2 \\ -2 & -1 \end{bmatrix}$
			$x_1(t) = x_{10}e^{-2t} \cos t + x_{20}e^{-2t} \sin t$ $x_2(t) = -x_{10}e^{-2t} \sin t + x_{20}e^{-2t} \cos t$
<i>Centro</i>		Imaginario puros	$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}$
			$x_1(t) = x_{10} \cos t + x_{20} \sin t$ $x_2(t) = -x_{10} \sin t + x_{20} \cos t$

Figura 2.12 Retrasos de fases inestables típicas I

Nombre	Retrato	e-valores	Ejemplo
<i>Inestable</i>		Reales Positivos	$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 2 \end{bmatrix}$
			$x_1(t) = x_{10}e^t$ $x_2(t) = x_{20}e^{2t}$
<i>Inestable de multiplicidad 2</i>		Reales Positivos Repetidos	$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$
			$x_1(t) = (x_{10} + tx_{20})e^t$ $x_2(t) = x_{20}e^t$

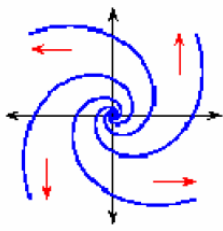
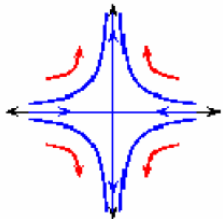
<i>Fuente</i>		Complejos de Parte Real Positiva.	$A = \begin{bmatrix} 1 & 2 \\ -2 & 1 \end{bmatrix}$
		$x_1(t) = x_{10}e^{2t} \cos t + x_{20}e^{2t} \sin t$ $x_2(t) = -x_{10}e^{2t} \sin t + x_{20}e^{2t} \cos t$	
<i>Punto de Silla</i>		Reales de Signo Diferente	$A = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$
		$x_1(t) = x_{10}e^{-t}$ $x_2(t) = x_{20}e^t$	

Figura 2.13 Retrasos de fases inestables típicas II

## REFERENCIAS

- [1] KUNDUR P, PASERBA J, AJJARAPU J, ANDERSON V, BOSE J, CAÑIZARES C, HATZIARGYRIOU N. Definition and Classification of Power System Stability: IEEE Transactions on Power System, 2004; p.1-15.
- [2] KUNDUR P. Power System Stability and Control. New York: McGraw Hill, 1994.
- [3] INSTITUTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA- Introducción a la estabilidad de Sistemas de Potencia. [http://www.ije.fing.uy/ense/asing/ese\\_act/material/](http://www.ije.fing.uy/ense/asing/ese_act/material/).
- [4] GALLARDO, Carlos. Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Alta Penetración Eólica. Leganés/Getafe, Julio 2009.
- [5] LEDESMA, Pablo. Estabilidad Transitoria. Universidad Carlos Tercero de Madrid. Madrid España, Septiembre 2008.
- [6] FLORES, Hermógenes. Estudios de Estabilidad de Pequeña Señal en el SIN Aplicando el método de Análisis Modal. EPN. Quito-Ecuador 2004.
- [7] ACHA, Enrique; ESQUIVEL, Claudio R. PEREZ, Hugo. CAMACHO, Cesar. Facts. Modeling and Simulation in Power Networks. John Wiley & Sons Ltd. England 2004.
- [8] RAMIREZ, Juan Manuel. FACTS. Unidad de Guadalajara. CINVESTAV. Guadalajara México. Mayo 2009. <http://www.dispositivosfacts.com.mx>
- [9] ZHANG, Xiao-Ping; REHTANZ, Christian, PAL, Bikash. Flexible AC Transmission System. Modelling and Control. Primera Edición. Springer-Verlag. Berlín Heidelberg 2006.
- [10] SOSA, Gonzales Manuel. Sintonización de Estabilizadores de Sistemas de Potencia en Sistemas Eléctricos. Universidad Carlos III de Madrid. Proyecto fin de carrera. Julio 2010.



### **MODELADO DE LOS ELEMENTOS DINÁMICOS DEL SISTEMA DE POTENCIA [1] [2]**

Los estudios dinámicos así como para estado estable de un SEP están basados en la modelación de los elementos del sistema real. Los modelos son equivalentes matemáticos de los elementos del sistema que permiten prever su comportamiento mediante abstracciones matemáticas. Cada elemento del sistema es único, pero un solo elemento puede tener varios modelos que varían en complejidad dependiendo el tipo de estudio que se requiera realizar.

Entre más completo sea el modelo dinámico empleado, más confiables serán los resultados obtenidos en la simulación. El principal elemento del sistema de potencia, dado su comportamiento dinámico, es la máquina sincrónica, de ahí la importancia de utilizar modelos detallados que representen de la forma más exacta sus características dinámicas. Es importante mencionar que los modelos usados para análisis modal son los mismos que se utilizan para estudios de estabilidad transitoria.

#### **3.1. Máquina Sincrónica**

Cuando se presenta una perturbación en el sistema, existen interacciones dinámicas dentro de las máquinas sincrónicas debido a los cambios producidos en la armadura y en los enlaces de flujo. Para conocer el comportamiento de las máquinas bajo estas condiciones es necesario adoptar un modelo matemático que cuantifique los cambios mencionados en las corrientes y torques, representando la máquina por medio de un número de circuitos eléctricos con resistencias e inductancias propias, así como también con acoplamientos mutuos entre los mismos.

##### **3.1.1. Modelo de la máquina sincrónica**

Al realizar un estudio para observar la dinámica de un sistema de potencia, los modelos simples empleados con mucha frecuencia en estudios de estado estable para representar las máquinas sincrónicas, no son adecuados, ya que dichos

modelos no tienen en cuenta la dinámica que se presenta en los circuitos del rotor de la máquina. Antes de realizar una descripción de los modelos empleados en este trabajo para la representación de la máquina síncrona, se definen los circuitos a considerar tanto en el estator como en el rotor.

### Circuitos de la máquina síncrona

Cualquier máquina síncrona trifásica puede considerarse como un conjunto de circuitos eléctricos acoplados entre sí. Los circuitos que se consideran aquí son:

**Estator:** compuesto por tres devanados separados espacialmente  $120^\circ$  entre sí, llamados A, B y C. Cada devanado se representa por una resistencia en serie con una reactancia inductiva, las cuales representan respectivamente, las pérdidas en el cobre del conductor de dicho devanado y la inductancia mutua de cada uno, respectivamente.

**Rotor:** compuesto por el devanado de campo (denotado como “ $f$ ”) y por dos devanados amortiguadores (“ $D$ ” y “ $Q$ ”) que se encuentran cortocircuitados. Los circuitos de estator y rotor pueden observarse en la Figura 3.1.

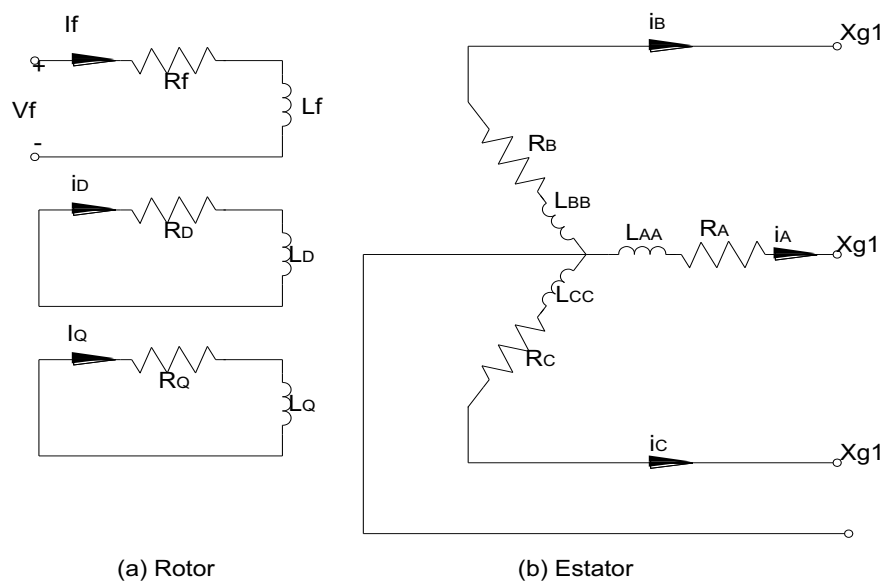


Figura 3.1 Devanados de la máquina síncrona

Para el circuito del estator, se trazan tres ejes, los cuales corresponden a los ejes de cada uno de los devanados de fase, y dos ejes para el circuito del rotor, uno de los cuales es el eje magnético principal del devanado de campo (llamado “eje  $d$ ”) y otro eje que se encuentra atrasado  $90^\circ$  respecto al primero, llamado eje en cuadratura (eje  $q$ ). Estos ejes se muestran en la Figura 3.2.

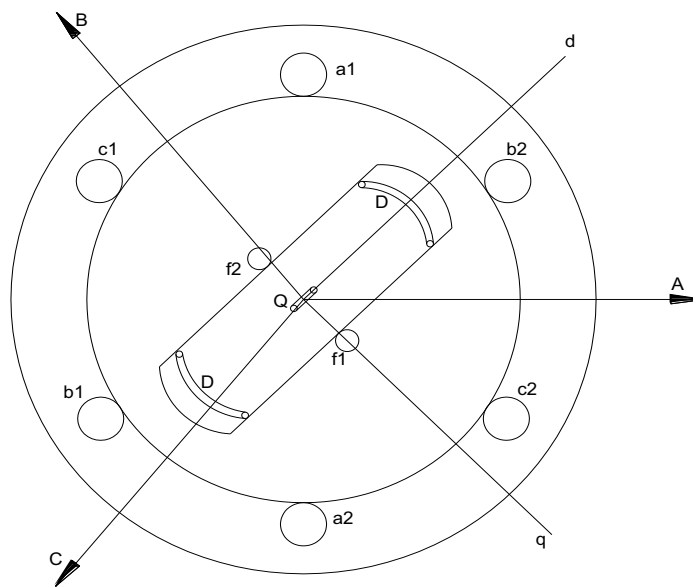


Figura 3.2 Ejes del circuito del Estator y Rotor

Existen dos formas de definir el eje q: en adelante o en atraso  $90^\circ$  respecto del eje d. Algunos autores prefieren definir dicho eje adelantado  $90^\circ$  con respecto al eje del devanado de campo o eje d. Según la convención IEEE este eje debe definirse a  $90^\circ$  atrás del eje d, lo cual corresponde con el sentido indicado en la Figura 3.2. Lo realmente importante es notar que existe una diferencia de  $90^\circ$  entre un eje y otro, sin importar cual se tome en adelante o en atraso; al final se encuentra que de una u otra forma las ecuaciones desarrolladas representan de la misma forma el comportamiento de la máquina.

## Ecuaciones de enlaces de flujo y de tensiones

### Enlaces de flujo

Es común al estudiar la máquina síncrona, realizar algunas suposiciones que facilitan la obtención del modelo matemático que describe la misma. Estas suposiciones pueden resumirse en:

- El estator de la máquina está compuesto por un devanado trifásico simétrico, en el cual cada devanado puede representarse como un devanado concentrado.

- La capacitancia de todos los devanados puede despreciarse, así como las pérdidas magnéticas debidas al ciclo de histéresis.
- Se considera que los circuitos magnéticos de la máquina son lineales y que las inductancias no dependen de la corriente. Adicionalmente, se supone que el cambio en la inductancia mutua entre estator y rotor es de forma senoidal pura, es decir, no contiene componentes de frecuencias múltiplos de la fundamental.
- La velocidad del rotor de la máquina es aproximadamente igual a la velocidad sincrónica del campo magnético del entrehierro, en los estados transitorio y subtransitorio.

La transformación que se emplee para convertir las cantidades del estator al marco de referencia del rotor debe permitir el proceso inverso: convertir cualquier cantidad del rotor al marco de referencia del estator. Para que exista una transformación única que realice esta conversión inversa, debe adicionarse a las coordenadas  $d$  y  $q$ , otra coordenada, llamada coordenada de secuencia cero, la cual se define de igual forma que en el método de las componentes simétricas, utilizado en análisis de fallos. De esta forma el sistema coordenado del rotor estará compuesto por tres coordenadas:  $d, q$  y  $0$ .

La transformación de Park, la cual presenta las características anteriores, se muestra en la ecuación (3.1).

$$W = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ \cos \gamma & \cos(\gamma - \frac{2}{3}\pi) & \cos(\gamma + \frac{2}{3}\pi) \\ \text{sen } \gamma & \text{sen}(\gamma - \frac{2}{3}\pi) & \text{sen}(\gamma + \frac{2}{3}\pi) \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Otra característica importante de esta transformada es su ortogonalidad, ya que la inversa de esta matriz es igual a su transpuesta, haciendo que se cumpla  $[W][W]^T = 1$ . La ecuación matricial de los enlaces de flujo en función de las corrientes se obtiene expresando las corrientes de fase del estator ( $i_A, i_B, i_C$ ) en coordenadas dq0 del rotor, obteniendo así:

$$\begin{bmatrix} \Psi_0 \\ \Psi_d \\ \Psi_q \\ \Psi_f \\ \Psi_D \\ \Psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_d & 0 & kM_f & kM_D & 0 \\ 0 & 0 & L_q & 0 & 0 & kM_Q \\ 0 & kM_f & 0 & L_f & L_{fD} & 0 \\ 0 & kM_D & 0 & L_{fD} & L_D & 0 \\ 0 & 0 & kM_Q & 0 & 0 & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_q \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Donde:

$\Psi_0, \Psi_d, \Psi_q, i_0, i_d, i_q$ : Componentes en eje  $0, d$  y  $q$  de los flujos y corrientes del estator respectivamente.

$\Psi_f, \Psi_D, \Psi_Q, i_f, i_D, i_Q$ : Enlaces de flujo y corrientes del devanado de campo y de los devanados amortiguadores del eje  $d$  y  $q$  respectivamente.

$L_0, L_d, L_q$ : Inductancias de los devanados  $qd0$ . Dependen de las inductancias propias y mutuas entre devanados de estator y rotor de la siguiente manera:

$L_f, L_D, L_Q$ : Inductancias propias de los devanados de campo y de los devanados amortiguadores de los ejes  $d$  y  $q$  respectivamente.

$L_{fD}$ : Inductancia mutua entre el devanado de campo y el devanado amortiguador del eje  $d$ .

$M_f, M_D, M_Q$ : Inductancia mutua entre un devanado de fase del estator y el devanado de campo, el devanado amortiguador del eje  $d$  y el devanado amortiguador del eje  $q$  respectivamente.

$k$ : Constante escogida como  $\sqrt{3/2}$ . Este valor garantiza lo mencionado anteriormente sobre la ortogonalidad de la transformación, lo cual hace también que la potencia calculada sea idéntica en los dos marcos de referencia ( $ABC$  y  $qd0$ ).

Todas las inductancias que acompañan a las corrientes son constantes y además, las cantidades en un eje determinado forman un conjunto independiente de ecuaciones. Para el eje  $d$  se tienen tres devanados: devanado de campo (" $f$ "), devanado amortiguador del rotor en el eje  $d$  (" $D$ ") y devanado ficticio que representa el efecto del devanado del estator sobre el eje  $d$  del rotor (" $d$ "). Para el eje  $q$  existen dos devanados: el devanado amortiguador del rotor en el eje  $q$  (" $Q$ ")

y un devanado ficticio, análogo al devanado  $d$ , para representar el efecto del estator sobre el eje  $q$  del rotor (“ $q$ ”). El eje 0 se encuentra perpendicular a los ejes  $d$  y  $q$  y a lo largo del eje de rotación del rotor. Sobre este eje se encuentra el devanado 0, que únicamente lleva corriente cuando por el estator de la máquina circulan corrientes desbalanceadas, de forma que  $(i_A + i_B + i_C \neq 0)$ . En este trabajo se analiza la operación balanceada de la máquina, por lo que el devanado 0 es omitido.

### Tensiones de estator y rotor

Para el estator se escriben ecuaciones que relacionan la tensión en terminales de la máquina con las corrientes que circulan por dichos devanados y con el cambio en los enlaces de flujo de los mismos. Para cada fase se escribe una ecuación del siguiente tipo:

$$v_j = -R_j i_j - \dot{\Psi}_j \quad (3.3)$$

Donde  $j$  es igual a  $A, B$  y  $C$ .

Similarmente, para los devanados amortiguadores de los ejes  $d$  y  $q$  se escriben ecuaciones similares a la ecuación (3.3) teniendo en cuenta que la tensión en estos devanados es 0, ya que están cortocircuitados.

Para el devanado de campo debe tenerse en cuenta que es alimentado por una fuente externa, haciendo que se induzca en él una tensión que se opone a la corriente; por lo tanto, el signo de la tensión de alimentación cambia, ya que para los devanados de estator se emplea la convención generador. Para el devanado de campo se tiene la siguiente ecuación:

$$-v_f = -R_f i_f - \dot{\Psi}_f \quad (3.4)$$

Si a las ecuaciones anteriores, que expresan la tensión en terminales de cada devanado en el marco de referencia  $ABC$ , se les aplica la transformada de Park, se obtiene una ecuación matricial que expresa las tensiones de estator y rotor en el marco de referencia  $qdo$ :

$$\begin{bmatrix} V_{odq} \\ V_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_{ABC} & 0 \\ 0 & R_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{odq} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\Psi}_{odq} \\ \dot{\Psi}_{fDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Omega & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Psi_{odq} \\ \Psi_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Donde:

$V_{qd0}$ : Vector de componentes  $qd0$  de las tensiones del estator referidas al rotor.

$I_{qd0}$ : Vector de componentes  $qd0$  de las corrientes por fase del estator referido al rotor.

$\Psi_{qd0}$ : Vector de componentes  $qd0$  de los enlaces de flujo del estator.

$V_{fDQ}$ : Vector de tensiones en el devanado de campo y en los devanados amortiguadores.

$i_{fDQ}$ : Vector de corrientes que circulan por el devanado de campo y por los devanados amortiguadores.

$\Psi_{fDQ}$ : Vector de enlaces de flujo del devanado de campo y de los devanados amortiguadores.

$R_{ABC}$  y  $R_{fDQ}$  matrices diagonales de resistencias de los devanados del estator y del rotor.

$\Omega$ : Matriz de rotación. Está definida como:

$$\Omega = \omega \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Las ecuaciones (3.2) y (3.5) constituyen un conjunto de ecuaciones que representa la máquina sincrónica, expresando todas las magnitudes eléctricas en el marco de referencia  $qd0$ . En estudios de dinámica de sistemas de potencia, debido al tamaño del sistema y al número de máquinas presentes en el mismo, es común realizar algunas simplificaciones al modelo que describe la máquina.

Una de las simplificaciones más importantes, por la reducción en la complejidad de las ecuaciones, consiste en comparar la componente de tensión inducida por efecto transformador con la tensión inducida por efecto velocidad. Estas últimas son mucho mayores que las tensiones inducidas debido a la variación de las corrientes de estator, por lo que las ecuaciones del estator de la máquina quedan reducidas sólo a ecuaciones algebraicas, facilitando así el proceso de enlace entre éstas ecuaciones y las de la red, las cuales son también algebraicas. Por lo

tanto, las ecuaciones de tensión en los circuitos de estator y rotor en el marco de referencia  $qd0$ , quedan entonces:

$$\begin{bmatrix} V_{odq} \\ V_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R_{ABC} & 0 \\ 0 & R_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{odq} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Omega & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Psi_{odq} \\ \Psi_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

### **Circuitos equivalentes**

Para obtener circuitos equivalentes de la máquina síncrona, es necesario tener en cuenta el efecto que tienen sobre el rotor los cambios en el flujo de estator. Debido a la presencia de varios devanados en el circuito del rotor, se presenta sobre él un efecto de apantallamiento que es causado por las corrientes inducidas en dichos devanados, el cual evita que el flujo de armadura pase directamente al rotor. Para modelar este efecto de apantallamiento, se divide el comportamiento del generador ante cualquier cambio en el flujo de estator, en tres estados: subtransitorio, transitorio y estado estable. El estado subtransitorio se presenta inmediatamente cuando ocurre un cambio en el flujo de estator. Este cambio hace que el flujo mutuo que circula hacia el rotor cambie. Debido a que se inducen corrientes en el devanado de campo y en los devanados amortiguadores, el flujo de reacción de armadura es mantenido fuera del rotor, para así asegurar que los enlaces de flujo permanezcan constantes en dichos devanados. Se dice que en este estado, el rotor es apantallado por los devanados amortiguadores y por el devanado de campo.

Como los devanados amortiguadores presentan una resistencia, ésta hace que la corriente inducida en ellos decazca permitiendo así que el flujo de estator penetre al rotor. Cuando se presenta esta situación se dice que el generador está en estado transitorio. Durante este estado todavía existe corriente inducida en el devanado de campo, por lo cual estas corrientes hacen que el flujo de estator no penetre dicho devanado y se presente todavía un efecto de apantallamiento. Análogamente a lo ocurrido con las corrientes inducidas en los devanados amortiguadores, la corriente en el devanado de campo decae debido a la propia resistencia interna del devanado hasta que el flujo de estator puede penetrar completamente el rotor de la máquina. Cuando esto ocurre se dice que el generador se encuentra en estado estable.



Cada uno de los estados anteriores, los cuales están presentes en una máquina sincrónica cada vez que ocurre una variación en el flujo de armadura, puede analizarse por medio de circuitos equivalentes, que representan el efecto de apantallamiento por medio de reactancias equivalentes en estado subtransitorio, transitorio y estable. En el estado subtransitorio, el efecto de apantallamiento se tiene en cuenta por reactancias que representan la reluctancia que se opone al flujo de dispersión del estator, al flujo que pasa por el entrehierro, al flujo alrededor del devanado de campo y alrededor de los devanados amortiguadores. Estas reactancias se denominan:  $X_l$ ,  $X_a$ ,  $X_f$ ,  $X_D$  y  $X_Q$  respectivamente. El efecto de apantallamiento se presenta tanto en el eje  $d$  como en el eje  $q$ , lo cual da lugar a dos circuitos equivalentes para cada estado. Para el estado transitorio, el apantallamiento se tiene en cuenta considerando las reactancias que representan la reluctancia que se opone al flujo alrededor del campo ( $X_f$ ), al flujo que pasa por el entrehierro ( $X_a$ ) y al flujo de dispersión ( $X_l$ ). En el estado estable el apantallamiento sólo está representado por la reactancia  $X_a$  y  $X_l$ .

Los circuitos equivalentes para el estado estable consideran una sola reactancia en el circuito de estator, denominada  $X_d = X_l + X_a$  que representa la oposición al flujo por parte del entrehierro ( $X_a$ ) y la reactancia de dispersión de la armadura ( $X_l$ ). Los circuitos en eje  $d$  y en eje  $q$  para el estado estable se muestran en la Figura 3.3.

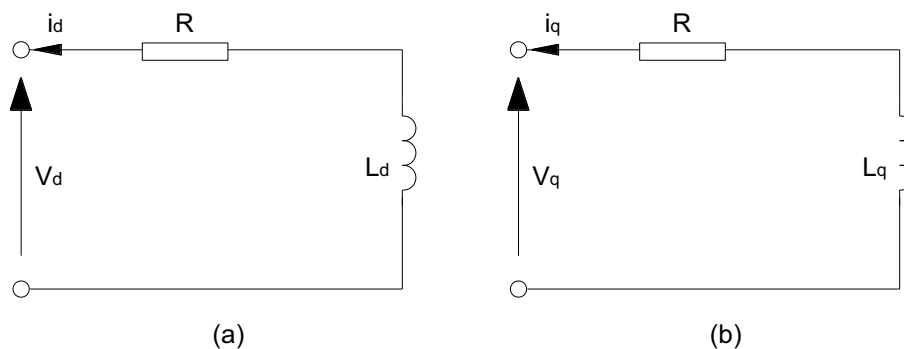


Figura 3.3 Circuitos acoplados en eje  $q$  y  $d$  para estado estable

Una representación más completa incluye en el eje  $q$ , para el estado transitorio, una inductancia adicional que representa el efecto de apantallamiento debido a las corrientes inducidas en el cuerpo del rotor de los turbo generadores. Para

definir la inductancia transitoria en el eje  $d$  y en el eje  $q$ , se emplea el circuito equivalente mostrado en la Figura 3.4.

De estos circuitos puede encontrarse la constante de tiempo con la cual la corriente inducida en el campo decrece. Para hallar esta constante puede considerarse la componente  $d$  y  $q$  del devanado de armadura en circuito abierto o en corto circuito, dando lugar a constantes de tiempo transitorias de circuito abierto y de corto circuito. Las constantes de tiempo de circuito abierto son los parámetros más comunes que proporciona el fabricante y que pueden ser obtenidos de pruebas en laboratorio. Para el estado transitorio la constante de tiempo en el eje  $d$  está definida por:

$$T'_{d0} = \frac{L_f}{R_f} \quad (3.8)$$

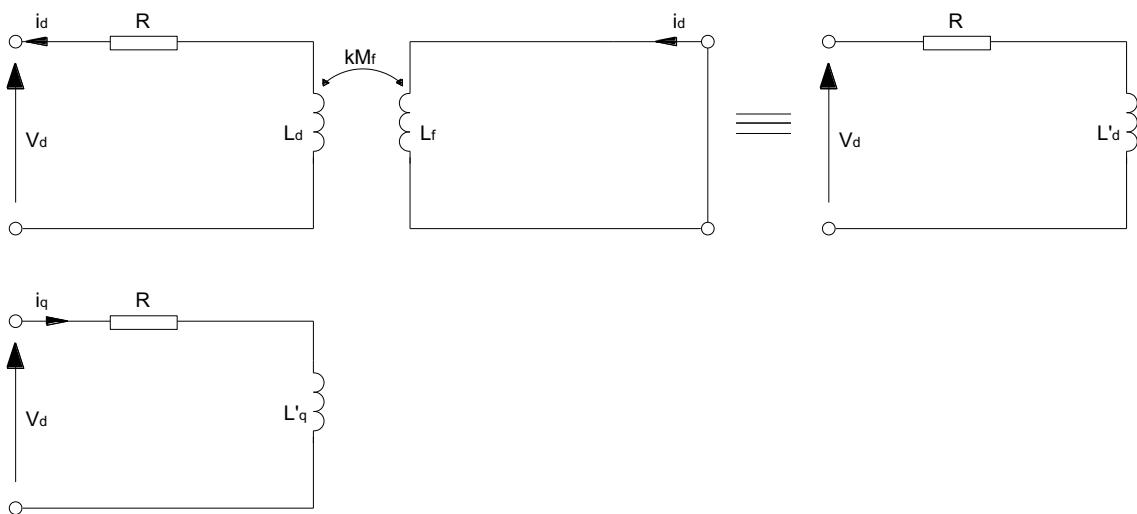


Figura 3.4 Circuito equivalente en estado transitorio para encontrar  $L'_d$  y  $L'_q$

Como no existe un devanado de campo en el eje  $q$ , no hay constante de tiempo transitoria en dicho eje. Sin embargo, cuando se representa el efecto de las corrientes inducidas en el rotor de la máquina por un devanado ficticio, la constante de tiempo de circuito abierto para el eje  $q$  se define como:

$$T'_{q0} = \frac{L_g}{R_g} \quad (3.9)$$

Donde el subíndice g es usado para indicar el devanado ficticio sobre el eje  $q$ . En el estado subtransitorio, el apantallamiento es debido al devanado de campo y a los devanados amortiguadores sobre el eje  $d$  y  $q$ . En dicho estado se definen inductancias subtransitorias sobre cada eje, por medio de los circuitos equivalentes mostrados en la Figura 3.5. Así como se definen constantes de tiempo en el estado transitorio, para este estado las corrientes inducidas en los devanados amortiguadores también decrecen con constantes de tiempo, cuyo cálculo depende de si la armadura se encuentra en circuito abierto o en cortocircuito. Para el caso de las constantes de tiempo en circuito abierto, se define:

$$T''_{d0} = \left( L_D - \frac{L^2_{fD}}{L_f} \right) \frac{1}{R_D} \quad (3.10)$$

$$T''_{q0} = \frac{L_Q}{R_Q} \quad (3.11)$$

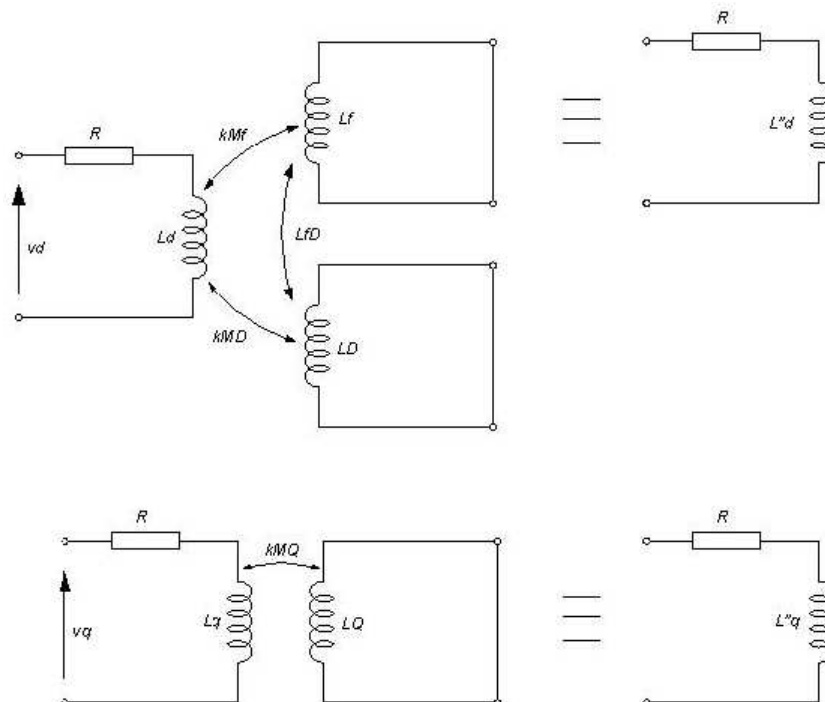


Figura 3.5 Circuitos equivalentes en estado subtransitorio para encontrar  $L''_d$  y  $L''_q$

### Ecuaciones eléctricas de la máquina sincrónica

Teniendo en cuenta los efectos de apantallamiento para cada estado de la máquina, se escriben las ecuaciones que describen su comportamiento considerando la variación de los enlaces de flujo en los circuitos de estator y rotor.

Para el estado estable, se tiene una componente de flujo sobre el eje  $d$ , que muestra el efecto del devanado ficticio  $d$  y del devanado de campo. Para el eje  $q$  se tiene en cuenta sólo el efecto del devanado ficticio  $q$ :

$$\begin{aligned}\Psi_d &= L_d i_d + kM_f i_f = L_d i_d + L_{ad} i_f \\ \Psi_q &= L_q i_q\end{aligned}\tag{3.12}$$

En la ecuación anterior se tiene en cuenta el hecho de que al trabajar en p.u. todas las inductancias mutuas entre los devanados de un mismo eje son iguales. Para el eje  $d$  esta inductancia mutua se representa como  $L_{ad}$  y para el eje  $q$  como  $L_{aq}$ .

Las ecuaciones de tensión en terminales de la máquina para este estado, resultantes de sustituir las ecuaciones anteriores en la ecuación (3.7) son:

$$\begin{aligned}V_d &= -Ri_d - X_q i_q \\ V_q &= -Ri_q - X_d i_d + e_q\end{aligned}\tag{3.13}$$

El término  $e_q$  representa la tensión de estator en circuito abierto inducida por la corriente de campo  $I_f$ . Donde  $e_q = \omega kM_f i_f = X_{ad} i_f$

En el estado transitorio, las corrientes de los devanados amortiguadores son prácticamente iguales a cero, por lo cual las ecuaciones de flujo en el eje  $d$  y  $q$  no consideran los flujos de estos devanados. Se tienen en cuenta para este estado, además de los devanados ficticios que representan el efecto de la armadura, el devanado de campo sobre el eje  $d$  y el devanado ficticio  $g$  sobre el eje  $q$ :

$$\begin{aligned}\begin{bmatrix} \Psi_d \\ \Psi_f \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} L_d & kM_f \\ kM_f & L_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & L_{ad} \\ L_{ad} & L_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_f \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \Psi_q \\ \Psi_g \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} L_q & kM_g \\ kM_g & L_g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_q & L_{aq} \\ L_{aq} & L_g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_g \end{bmatrix}\end{aligned}\tag{3.14}$$

Las componentes de tensión en terminales, para los ejes  $d$  y  $q$ , quedan definidas al sustituir los valores de las componentes de flujo en cada eje:

$$v_q = -Ri_q + X'_d i_d + e'_q$$

$$v_d = -Ri_d + X'_q i_q + e'_d \quad (3.15)$$

Donde:  $e'_q$ ,  $e'_d$  son tensiones proporcionales al flujo del devanado de campo y al flujo del devanado ficticio  $g$ , que representan el apantallamiento en ambos ejes. Estas tensiones están definidas por:

$$e'_q = \omega \left( \frac{kM_f}{L_f} \right) \Psi_f = \omega \left( \frac{L_{ad}}{L_f} \right) \Psi_f$$

$$e'_d = -\omega \left( \frac{kM_g}{L_g} \right) \Psi_g = -\omega \left( \frac{L_{aq}}{L_g} \right) \Psi_g$$

Las reactancias transitorias  $X'_d$  y  $X'_q$  están asociadas con las inductancias transitorias en cada eje, definidas por:

$$L'_d = L_d - \frac{L_{ad}^2}{L_f} \quad L'_q = L_q - \frac{L_{aq}^2}{L_g} \quad (3.16)$$

Es posible representar el efecto del cambio de la tensión transitoria del eje  $q$  ( $e'_q$ ) en función de la tensión de salida del excitador de la máquina. Esto puede lograrse notando que la ecuación de tensión en el devanado de campo es de la forma:

$$\dot{\Psi}_f = v_f - R_f i_f \quad (3.17)$$

Al sustituir en esta ecuación la corriente de campo,  $i_f$  en función de la tensión transitoria del eje  $q$  y de la corriente  $i_d$ , se llega a:

$$e_f = \dot{e}'_q T'_{d0} + \dot{e}'_q - (X_d - X'_d) i_d \quad (3.18)$$

Donde  $e_f$  es la salida del excitador de la máquina y es igual a:  $e_f = \frac{\omega k M_f v_f}{R_f} = X_{ad} v_f / R_f$

La ecuación (3.18) puede expresarse en forma de ecuación diferencial para la tensión transitoria en el eje  $q$  como:

$$\dot{e}'_q = \frac{e_f - e'_q + (X_d - X'_d) i_d}{T'_{d0}} \quad (3.19)$$

De igual forma, al considerar en el eje  $q$  un devanado ficticio  $g$ , se tiene una ecuación diferencial para la tensión inducida en el eje  $d$ :

$$\dot{e}'_d = \frac{-(X_q - X'_q)i_q - e'_d}{T'_{q0}} \quad (3.20)$$

En el estado subtransitorio, al tener en cuenta el efecto de apantallamiento de los devanados amortiguadores, se deben considerar los flujos en dichos devanados:

$$\begin{bmatrix} \Psi_d \\ \Psi_f \\ \Psi_D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & kM_f & kM_D \\ kM_f & L_f & L_{fD} \\ kM_D & L_{fD} & L_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_f \\ i_D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_d & L_{ad} & L_{ad} \\ L_{ad} & L_f & L_{ad} \\ L_{ad} & L_{ad} & L_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_f \\ i_D \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \Psi_q \\ \Psi_g \\ \Psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_q & kM_g & kM_Q \\ kM_g & L_g & L_{gQ} \\ kM_Q & L_{gQ} & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_g \\ i_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_q & L_{aq} & L_{aq} \\ L_{aq} & L_g & L_{aq} \\ L_{aq} & L_{aq} & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_g \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Las componentes de tensión en el estator de la máquina quedan para el estado subtransitorio:

$$v_q = -Ri_q + X''_d i_d + e''_q$$

$$v_d = -Ri_d - X''_q i_q + e''_d \quad (3.22)$$

Donde las tensiones  $e''_q$ , y  $e''_d$  representan respectivamente tensiones proporcionales a los enlaces de flujo del rotor en el eje  $q$  y  $d$ . Estas tensiones están definidas como:

$$e''_q = \frac{X''_d - X_l}{X'_d - X_l} e'_q + \frac{X'_d - X''_d}{X'_d - X_l} \Psi_D \quad (3.23)$$

$$e''_d = \frac{X''_q - X_l}{X'_q - X_l} e'_d - \frac{X'_q - X''_q}{X'_q - X_l} \Psi_Q \quad (3.24)$$

Y las reactancias subtransitorias  $X''_q$  y  $X''_d$  están asociadas con las inductancias subtransitorias  $L''_d$  y  $L''_q$  definida por:

$$L''_d = L_l + \frac{L_{ad}(L_f - L_{ad})(L_D - L_{ad})}{L_f L_D - L_{ad}^2} \quad (3.25)$$

$$L_q'' = L_l + \frac{L_{aq}(L_g - L_{aq})(L_Q - L_{aq})}{L_g L_Q - L_{aq}^2} \quad (3.26)$$

Similarmente al estado transitorio, se expresan ecuaciones diferenciales para las tensiones subtransitorias en los ejes  $d$  y  $q$  respectivamente:

$$\dot{e}_d'' = \frac{e_d' - (X_q' - X_q'')i_q - e_d''}{T_{q0}''} \quad (3.27)$$

$$\dot{e}_q'' = \frac{e_q' + (X_d' - X_d'')i_d - e_q''}{T_{d0}''} \quad (3.28)$$

Las ecuaciones anteriores describen de forma completa el comportamiento de la máquina sincrónica. Debe notarse que las variables empleadas en las ecuaciones anteriores para representar las tensiones y corrientes ( $v_d, v_q, i_d, i_q, e_d$  y  $e_q$ ) corresponden a valores instantáneos de dichas magnitudes. Las ecuaciones que se plantean para describir el flujo de potencia de la red, vienen expresadas en función de cantidades de fase en un marco de referencia que gira a la velocidad de sincronismo. Este sistema es denominado el marco de referencia de la red, o marco  $ab$ . Para relacionar el marco de referencia empleado en las ecuaciones de la máquina sincrónica, el cual resulta de aplicar la transformada de Park, con el marco de referencia  $ab$ , debe observarse que las componentes  $dq$  de las tensiones y corrientes instantáneas de la máquina están relacionadas con las componentes  $dq$  ortogonales de los fasores de tensión y corriente  $rms$  por fase, por medio de las siguientes relaciones:

$$v_d = \sqrt{3}V_d \quad v_q = \sqrt{3}V_q \quad (3.29)$$

$$i_d = \sqrt{3}I_d \quad i_q = \sqrt{3}I_q \quad (3.30)$$

Empleando las relaciones anteriores, se pueden expresar las ecuaciones de la tensión en terminales de la máquina en términos de las componentes ortogonales de los fasores de tensión y corriente. Similarmente, las tensiones inducidas  $e_d$  y  $e_q$  pueden reemplazarse por sus componentes ortogonales  $E_d, E_q$ .

Es posible relacionar las componentes ortogonales de tensión y corriente de estator de la máquina con las componentes  $ab$  de la red, las cuales también son ortogonales ( $a + jb$ ). Para ello, se emplea una transformada unitaria que tiene en

cuenta el ángulo  $\delta$  del rotor de cada máquina con respecto al eje de referencia  $a$  de la red. Esta relación se muestra en la Figura 3.6.

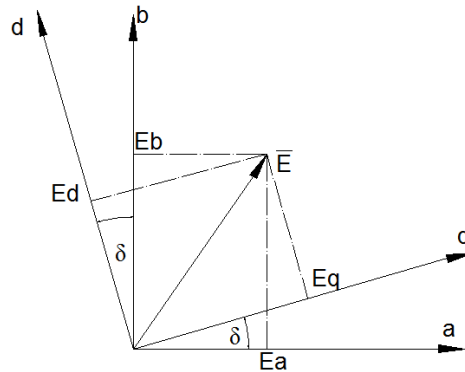


Figura 3.6 Relación entre componentes  $dq$  y  $ab$

$$\begin{bmatrix} E_a \\ E_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\text{sen } \delta & \cos \delta \\ \cos \delta & \text{sen } \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_d \\ E_q \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Para convertir del marco de referencia  $ab$  al marco de referencia  $dq$  se aplica la transformada inversa, la cual es la misma indicada en la ecuación (4.31), puesto que la transformada es unitaria.

En el marco de referencia  $dq$  de la máquina, las ecuaciones relacionadas en este numeral para describir el comportamiento de la máquina conservan la misma estructura al trabajar con las componentes ortogonales de tensión y corriente  $V_d, V_q, I_d, I_q, E_d$  y  $E_q$ .

### Ecuación mecánica de la máquina sincrónica

Las ecuaciones descritas anteriormente relacionan los enlaces de flujo en los circuitos de estator y rotor, vistos desde un marco de referencia que permite ver la inductancia de dichos circuitos como cantidades que no son variables en el tiempo. Adicionalmente a estas ecuaciones, debe tenerse en cuenta una expresión que describa el movimiento de la máquina, la cual es conocida como la ecuación de oscilación. Esta ecuación tiene la siguiente forma:

$$\Delta\dot{\omega} = \frac{1}{M} (P_m - P_e - D\Delta\omega)$$

$$\dot{\delta} = \Delta\omega = \omega - \omega_s \quad (3.32)$$



Donde:

$\omega_s$ : Velocidad sincrónica

$\Delta\omega$ : Desviación de la velocidad

$\delta$ : Ángulo del rotor

$M$ : Coeficiente de inercia de la maquina

$D$ : coeficiente Coeficiente de amortiguamiento

$P_m$ : Potencia mecánica de entrada a la máquina

$P_e$ : Potencia eléctrica en el entrehierro

El término  $D\Delta\omega$  se conoce como la potencia de amortiguamiento, la cual representa las pérdidas mecánicas debidas al movimiento del rotor de la máquina y también representan, dependiendo de las ecuaciones utilizadas para representar la máquina, el amortiguamiento debido a los devanados amortiguadores presentes en el rotor.

Si se consideran todas las ecuaciones eléctricas de la máquina, el término  $D\omega\Delta$  de potencia de amortiguamiento sólo representa las pérdidas mecánicas de la máquina, las cuales tienen una magnitud muy pequeña, razón por la cual a menudo no son tenidas en cuenta en la ecuación de oscilación. Cuando no se tienen en cuenta las ecuaciones que describen el comportamiento de la máquina en el estado subtransitorio, es decir, se desprecia el efecto de los devanados amortiguadores, el término  $D\omega\Delta$  debe considerar dicho efecto de una manera equivalente. Si no se tiene en cuenta dicho efecto en el coeficiente de amortiguamiento, el comportamiento de la máquina no será representado exactamente.

### 3.1.2. Modelo completo de la máquina sincrónica

Los modelos descritos en el numeral anterior, asumen que la velocidad del rotor de la máquina ante perturbaciones pequeñas es muy cercana a la velocidad sincrónica, por lo que  $\omega \approx \omega_s$ . Además, los términos de tensión inducida en la armadura debidos al efecto transformador  $\dot{\Psi}_d$  y  $\dot{\Psi}_q$  son despreciados en las ecuaciones de tensión para los ejes  $d$  y  $q$ . Teniendo en cuenta lo anterior y

dependiendo del número de ecuaciones diferenciales que se empleen para la representación de la máquina, se obtendrán modelos de diferente orden. El modelo más completo es el subtransitorio, el cual describe la máquina por medio de cuatro ecuaciones diferenciales eléctricas y de las dos ecuaciones diferenciales mecánicas, por lo cual es un modelo de orden seis:

$$T_{d0}'' \dot{E}_q'' = E_q' - E_q'' + I_d (X_d' - X_d'') \quad (3.33)$$

$$T_{q0}'' \dot{E}_d'' = E_d' - E_d'' - I_q (X_q' - X_q'') \quad (3.34)$$

$$T_{d0}' \dot{E}_q' = E_f - E_q' + I_d (X_d - X_d') \quad (3.35)$$

$$T_{q0}' \dot{E}_d' = -E_d' - I_q (X_q - X_q') \quad (3.36)$$

$$\Delta \dot{\omega} = \frac{1}{M} (P_m - P_e - D \Delta \omega) \quad (3.37)$$

$$\dot{\delta} = \Delta \omega = \omega - \omega_s \quad (3.38)$$

Puesto que las ecuaciones (3.33) y (3.34) representan el efecto de los devanados amortiguadores, el coeficiente de amortiguamiento ( $D$ ) en la ecuación de oscilación sólo se tiene en cuenta para representar el amortiguamiento mecánico debido a las pérdidas por fricción y ventilación. Dado que estas pérdidas son muy pequeñas, es común despreciar este coeficiente cuando se emplea el modelo subtransitorio.

Debido que la transformación descrita en numerales anteriores para expresar las ecuaciones de la máquina en dos ejes ( $d$  y  $q$ ) que giran a velocidad sincrónica es invariante en la potencia, se calcula la potencia eléctrica en el entrehierro de la máquina como:

$$P_e = E_q'' I_q + E_d'' I_d + (X_d'' - X_q'') I_d I_q \quad (3.39)$$

Donde el término  $(X_d'' - X_q'') I_d I_q$  representa la componente de potencia debida a la parte subtransitoria, es decir, a la diferencia en la reluctancia vista desde el eje  $d$  y desde el eje  $q$ .

Si se desprecia el efecto de los devanados amortiguadores y sólo se considera el apantallamiento debido al devanado de campo y a las corrientes de Eddy

inducidas en el cuerpo del rotor, se obtiene un modelo de orden 4, donde se eliminan las ecuaciones (3.33) y (3.34). Este modelo es conocido como modelo transitorio, el cual describe la máquina por medio de dos ecuaciones diferenciales eléctricas y las dos ecuaciones diferenciales mecánicas asociadas con la ecuación de oscilación. Si la máquina se describe empleando el modelo transitorio es posible representar de una manera aproximada el efecto debido a los devanados amortiguadores, incluyendo en el coeficiente  $D$  de la ecuación de oscilación una cantidad que represente el torque asíncrono, la cual se calcula de forma aproximada, teniendo en cuenta las reactancias subtransitorias y transitorias en los ejes  $d$  y  $q$  así como las constantes de tiempo de corto circuito.

Para estudios de sistemas de potencia cuyo número de generadores alcanza un valor considerablemente grande y para los cuales se admite una representación muy aproximada de los elementos del sistema, es posible emplear un modelo de representación de la máquina sincrónica que sólo tenga en cuenta las ecuaciones diferenciales asociadas con la ecuación de oscilación. Este modelo es conocido con el nombre de modelo clásico y elimina las ecuaciones diferenciales que representan el estado subtransitorio y transitorio (3.33) a (3.36). En este modelo se realiza la suposición de que las tensiones en los ejes  $d$  y  $q$  no cambian en gran magnitud durante el estado transitorio, por lo cual se asume la máquina como una fuente de tensión constante  $E'$  y una impedancia transitoria igual a  $R + jX'_d$ .

El programa para simulación dinámica de sistemas de potencia desarrollado en este proyecto permite que la máquina sincrónica sea simulada empleando el modelo subtransitorio, transitorio y clásico.

### **3.2. Control del regulador de velocidad**

Los modos electromecánicos locales presentes en el sistema no se ven afectados por la respuesta de los gobernadores o reguladores, ya que ésta es demasiado lenta. Por el contrario los modos inter-área se pueden ver afectados por la respuesta del regulador de velocidad, aunque el efecto de ellos no es muy significativo.

En sistemas grandes de potencia, la sensibilidad del gobernador es reducida intencionalmente para evitar interacciones adversas en los modos de oscilación del

sistema. En sistemas pequeños, los reguladores son ajustados para responder rápidamente a las variaciones de frecuencia y así ayudar amortiguar las oscilaciones de potencia. En conclusión los gobernadores o reguladores de velocidad no afectan de forma significativa las oscilaciones, pero al no estar bien ajustados podrían influir en la disminución del amortiguamiento.

### 3.3. Control del sistema de excitación

Como parte complementaria a la máquina síncrona se encuentran elementos que tienen como función principal ejercer acciones de control sobre la misma, de forma que ésta pueda mantener unas variables determinadas en valores deseados por el operador del sistema de potencia. Una de tales variables, la cual se desea mantener dentro de límites específicos, es la tensión en terminales de la máquina, la cual puede controlarse llevando a cabo acciones de control sobre la tensión aplicada al devanado de campo ( $V_f$ ), por medio de un regulador automático de tensión, más conocido por sus siglas en inglés como AVR.

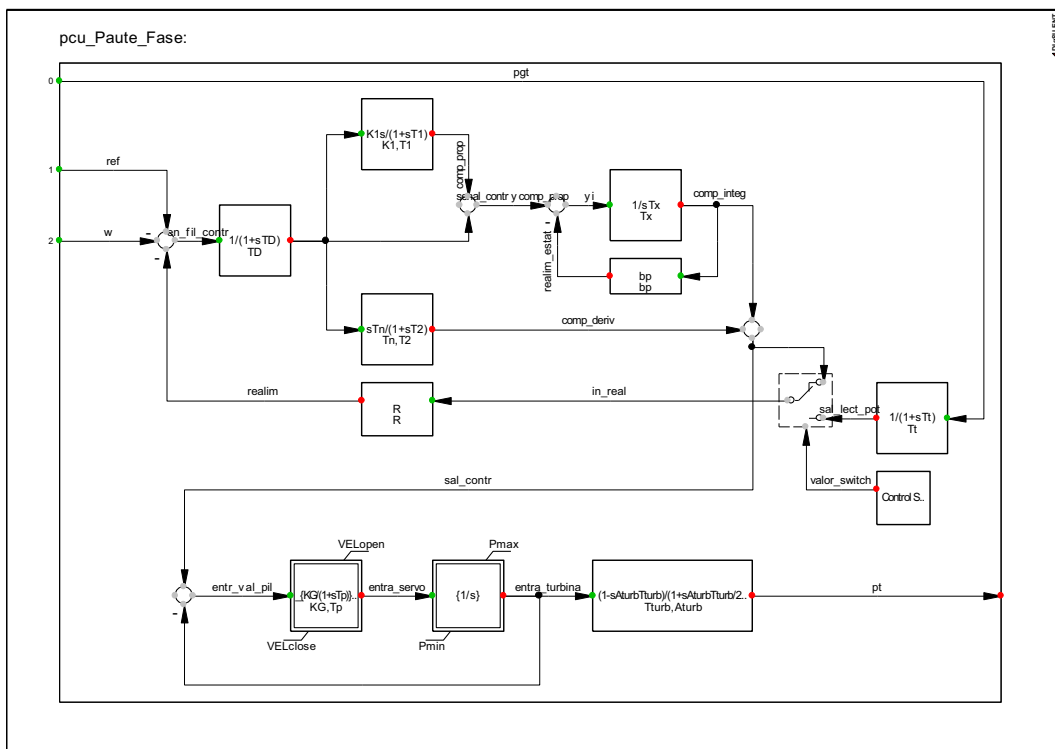


Figura 3.7 Diagrama de bloques del regulador de velocidad (U10 Paute)

Desde el punto de vista de la estabilidad de pequeña señal, específicamente al tratar con oscilaciones del rotor de las máquinas síncronas, el sistema de

excitación junto con su regulador automático de tensión tiene una gran influencia en el amortiguamiento de las mismas, el cual es afectado por el cambio en las condiciones de operación del sistema. Este amortiguamiento de las oscilaciones puede descomponerse en varias componentes de torque (llamadas componentes de torque de amortiguamiento) debidas a los distintos elementos del sistema de potencia, entre los cuales, uno que puede proporcionar una componente de amortiguamiento negativo, es el AVR, pues la mayoría de los reguladores empleados en las máquinas sincrónicas presentan lazos de control con ganancias muy altas. Estas altas ganancias se ajustan con el objetivo de mejorar los límites de estabilidad luego de fallas transitorias, pero hacen, que en condiciones de estado estable y ante pequeñas perturbaciones, los sistemas de control contribuyan al amortiguamiento de las oscilaciones de forma negativa. Por lo anterior, de los elementos de control de la máquina, el AVR es el más importante a considerar en el estudio de oscilaciones de baja frecuencia de sistemas de potencia.

El modelo de un sistema de excitación completo para la máquina sincrónica se compone de varias partes: modelo del transductor y del comparador, modelo del compensador de carga, modelos del excitador y del regulador, y modelo del estabilizador (PSS).

El subsistema correspondiente al transductor y al comparador, es el encargado de representar el retardo de tiempo que sufre la señal de tensión medida en los terminales de la máquina, y luego de compensarla teniendo en cuenta la impedancia de carga, compararla con la tensión en terminales deseada. Es importante recordar que el elemento de compensación de carga permite que el generador se ajuste para regular la tensión en un nodo remoto, es decir, en uno que no es el terminal del generador. A su vez, en el modelo de esta parte del sistema de excitación, se representa el retardo de tiempo que sufre la señal al ser medida, por medio de un bloque de atraso de primer orden. Por lo general, este retardo de tiempo es muy pequeño y el bloque correspondiente al retardo del transductor se desprecia.

En los modelos del excitador y del regulador, debe tenerse en cuenta los diferentes tipos de excitadores que se emplean comúnmente. Según la forma de operación de los excitadores, estos pueden ser: excitadores DC, excitadores AC ó excitadores estáticos, siendo los dos últimos los más comunes. Dado que el análisis de interés en este caso corresponde a pequeña señal, los modelos del sistema de excitación completo deben linealizarse, procedimiento en el cual muchas de las funciones de saturación y de limitación empleadas en los diagramas de control, son despreciadas puesto que se supone que el sistema se encuentra operando en estado estable dentro de sus límites. Varios modelos para cada tipo de excitación existente aparecen detallados en la norma Std 421.5-1992 de la IEEE.

### 3.3.1. Excitadores DC

Los dos tipos básicos de excitadores DC existentes corresponden a los de excitación independiente y a los autoexcitados. El diagrama de bloques que permite representar un sistema de excitación DC, de acuerdo a la norma IEEE, se muestra en la Figura 3.8.

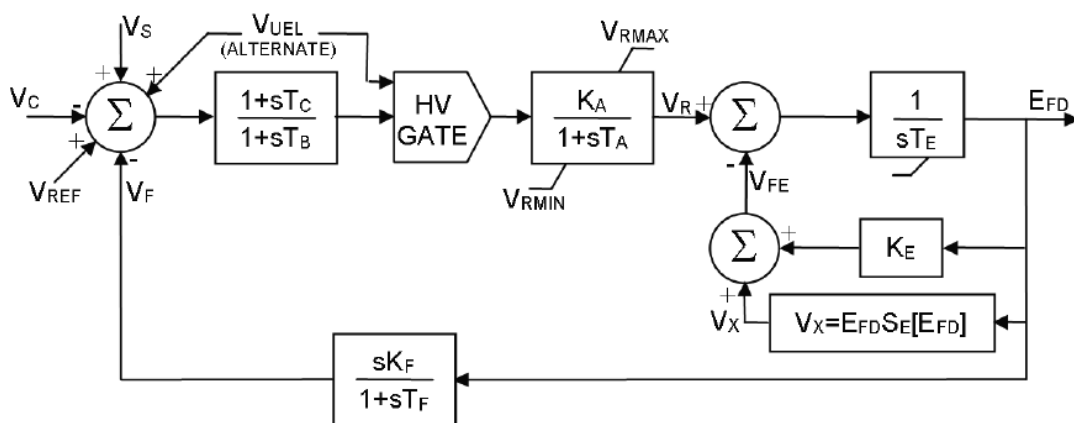


Figura. 3.8 Excitador-Conmutador DC - Tipo DC1A

Se observa de este diagrama que la parte correspondiente al regulador se representa por un bloque en atraso de primer orden, cuya ganancia es igual a  $K_A$  y con una constante de tiempo  $T_A$ . El bloque representado por la función de transferencia definida por  $K_F$  y  $T_F$ , correspondiente a la señal de realimentación, representa una señal de estabilización empleada para mejorar el desempeño del sistema de excitación en estado transitorio. En el diagrama de bloques mostrado,

la constante de tiempo del excitador es  $T_E$  y la ganancia del lazo de realimentación del mismo es  $K_E$ . La función  $S_E$  representa una función de saturación para la tensión de campo  $E_f$  y es aproximada por una función exponencial de la forma donde  $A_{ex}e^{B_{ex}E_f}$  donde  $A_{ex}$  y  $B_{ex}$  son constantes que se determinan a partir de la curva en vacío de la máquina.

### 3.3.2. Excitadores AC

Este tipo de excitadores opera por medio de una fuente de tensión alterna trifásica, la cual alimenta un puente rectificador trifásico, el cual por lo general está compuesto de seis diodos. La salida de tensión continua de este tipo de excitadores depende de las características de conmutación del puente rectificador, las cuales se determinan a partir del grado de solapamiento de la corriente por los diodos, ya que cuando un diodo debe empezar a conducir puede darse el caso de que el diodo de la misma fase no haya terminado su proceso de conducción (solapamiento). Por lo anterior, deben incluirse relaciones no lineales que permitan modelar este comportamiento del puente rectificador durante la conmutación. El diagrama de bloques de un sistema de excitación AC típico se muestra en la Figura 3.9.

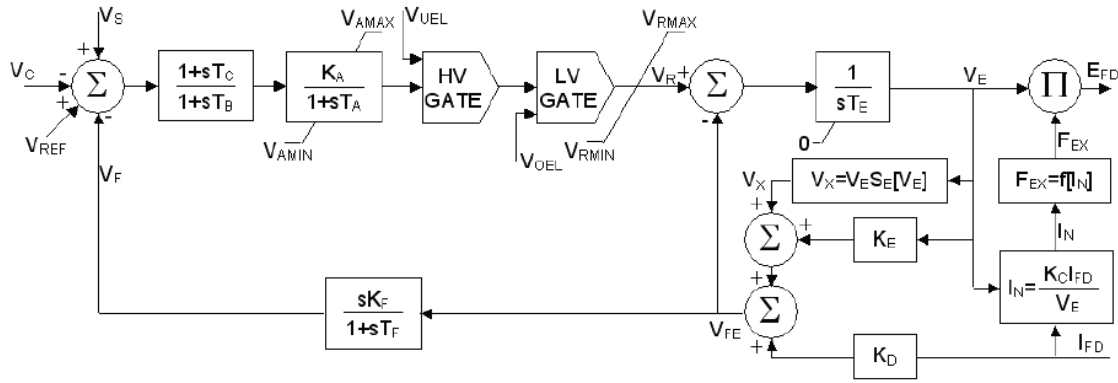


Figura 3.9 Sistema excitación alternador-rectificador - Tipo AC1A-

El bloque  $K_D$  se emplea en el modelo del sistema de excitación AC para representar el efecto de desmagnetización de la reacción de armadura sobre el excitador. Los limitadores que aparecen en el diagrama de la figura se utilizan para lograr que la tensión del regulador se mantenga dentro de unos límites específicos y para que la tensión de salida del rectificador no esté por debajo de 0

voltios. Si llegara a ser negativa la tensión de salida del diodo, se aplica una señal con ganancia negativa muy alta y se realimenta de forma que la tensión de excitación no disminuya aún más y se logre mantener en 0 voltios.

En el diagrama de bloques mostrado se pueden distinguir tres partes principales: la correspondiente al regulador, la cual se compone de los bloques  $K(s)$ ,  $K_G(s)$ ,  $K_A(s)$  y  $T_A(s)$ , donde los bloques  $K(s)$  y  $K_G(s)$  representan los bloques de estabilización del regulador; la parte correspondiente al excitador, compuesta por los bloques correspondientes a  $T_E$ ,  $K_E$ ,  $S_E$ , y  $K_D$  donde  $K_D$  como ya se dijo es un bloque utilizado para modelar el efecto de la reacción de armadura; y el rectificador, donde se incluyen las características no lineales debidas al solapamiento que ocurre en el puente de diodos durante el proceso de conmutación, compuesta por los bloques asociados con  $f_E$ ,  $I_f$  e  $I_{SCH}$ .

### 3.3.3. Excitadores estáticos

En estos sistemas la fuente encargada de producir la tensión DC es un puente rectificador que emplea tiristores, en los cuales el ángulo de disparo  $\alpha$  se fija por medio del regulador de tensión. El diagrama de bloques de un sistema de excitación, de acuerdo a la norma IEEE Std 421.5-1992, tiene la estructura general mostrada en la Figura 3.10.

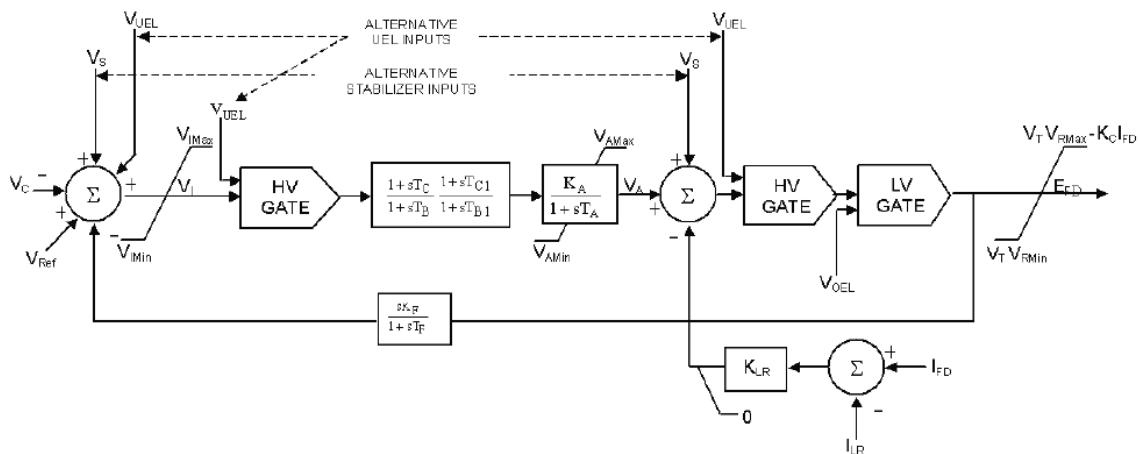


Figura 3.10 Sistema de excitación estático -Tipo ST1A-

Puede verse del diagrama de la figura, que la parte superior del mismo corresponde a la función de transferencia del regulador de tensión mientras que la parte inferior representa la característica estática del rectificador. La tensión de



entrada al puente rectificador viene determinada por constantes proporcionales a la tensión y corriente del estator de la máquina e incluyen el efecto de la compensación de carga para el caso de regulación remota. Dentro de la función de transferencia del regulador se modelan los circuitos de disparo de los tiristores por medio de una función de transferencia de primer orden con ganancia  $K_A$  y constante de tiempo  $T_A$ . Como en el caso de los excitadores AC, los bloques de estabilización de la tensión de salida del excitador están representados por  $K(s)$  y  $K_G(s)$ .

### **3.4. Estabilizador de sistemas de potencia (PSS)**

Los estabilizadores son dispositivos que constituyen un lazo de control adicional al sistema regulador de tensión de una máquina síncrona, con el fin de aumentar la estabilidad de pequeña señal y transitoria de la misma. Desde el punto de vista de la estabilidad de pequeña señal, los estabilizadores cumplen la función de proporcionar una componente de amortiguamiento que compense el amortiguamiento negativo introducido en los casos de reguladores con ganancias muy altas, por el sistema de excitación de la máquina.

Cuando la señal de error de tensión ( $\Delta V$ ) que se aplica al sistema de excitación oscila debido a una perturbación, el estabilizador del sistema de potencia (PSS) debe adicionar una señal que compense estas oscilaciones y proporcione una componente de amortiguamiento en fase con las desviaciones de velocidad del rotor.

Cuando el PSS opera, luego de que ocurre una perturbación, la señal de error de tensión que se aplica al sistema de excitación se compone ahora de la tensión de referencia, la tensión en terminales de la máquina y la señal del estabilizador. El efecto de esta última es lograr que la componente q de la tensión transitoria de la máquina ( $\Delta E'_q$ ) debida a la señal de control del sistema de excitación ( $\Delta E_f$ ), se encuentre en fase con la desviación de velocidad del rotor ( $\Delta \omega$ ). La componente anterior introduce una componente positiva de torque de amortiguamiento al sistema, para que se cumpla lo anterior, se hace necesario que la señal que proporciona el PSS sea de mayor magnitud a la señal de error  $\Delta V$  y opuesta a la

misma, pues de lo contrario no se compensa el amortiguamiento negativo introducido por el regulador de tensión.

En la Figura 3.11 se muestra el diagrama de bloques general del sistema de excitación de la máquina síncrona con PSS.

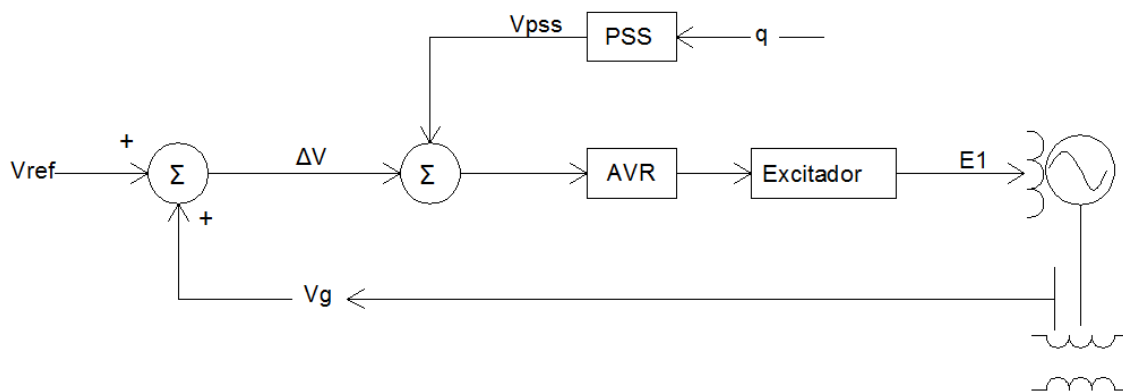


Figura 3.11 Excitador con PSS

En el diagrama mostrado, la señal de entrada a la función de transferencia del PSS, señalada como  $q$ , teóricamente puede ser de varios tipos: cambio en la corriente de campo, cambio en la corriente de armadura, desviación de velocidad del rotor, cambio en la potencia real generada, cambio en la frecuencia de la tensión en terminales, cambio en la aceleración o cambio en el ángulo del rotor. En la práctica, no todas estas señales resultan adecuadas para el diseño del estabilizador y además, algunas de ellas no se miden fácilmente, por lo cual las señales que se utilizan como entrada al estabilizador se reducen a: cambio en la potencia generada, cambio en la velocidad del rotor o cambio en la frecuencia de la tensión en terminales.

Puesto que las funciones de transferencia del sistema de excitación y de la máquina presentan retardos de tiempo, se produce un retardo de fase entre la señal de entrada y la señal de salida aplicada al estabilizador, por lo cual para que el PSS produzca una componente de torque de amortiguamiento en fase con la desviación de velocidad ( $\Delta\omega$ ), debe tener circuitos de compensación de fase. La estructura básica de un PSS consta de los siguientes tres bloques generales: bloque de compensación de fase, el cual puede estar compuesto de uno o más bloques de primer o segundo orden; bloque washout, el cual es un filtro pasa altos

que permite al PSS responder sólo a los cambios de velocidad, y bloque de ganancia del estabilizador, el cual determina la cantidad de amortiguamiento proporcionado por el PSS. Teniendo en cuenta estos bloques, la estructura general del PSS se representa por medio del diagrama mostrado en la Figura 3.12.

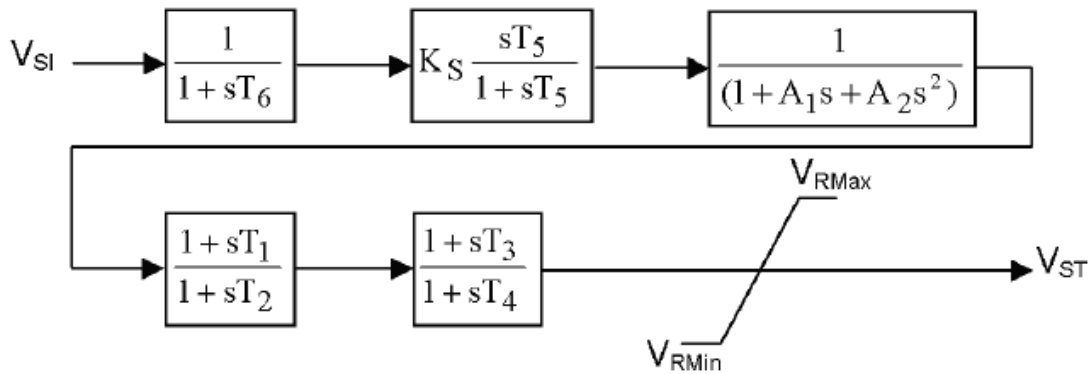


Figura 3.12 PSS de una sola entrada -Tipo PSS1A-

### 3.5. Cargas

En el análisis de sistemas de potencia, la carga en una barra representa una agregación de todos los elementos que consumen potencia, los cuales pueden ser redes de distribución, industrias, elementos de compensación, entre otros, los cuales a su vez están compuestos por motores, cargas de iluminación y aparatos de calefacción.

Esta representación de la carga como una agregación de elementos de consumo de potencia se conoce con el nombre de carga compuesta. Para el modelado de la carga compuesta en una determinada barra de un sistema de potencia es posible emplear dos tipos generales de modelos: estáticos y dinámicos.

En los modelos estáticos, la potencia activa y reactiva que consume la carga en cualquier instante de tiempo es función de la magnitud y frecuencia de la tensión en la barra a la cual está conectada, en el mismo instante.

En los modelos dinámicos, la potencia consumida es función de la magnitud y frecuencia de la tensión de barra, en el mismo instante y en instantes anteriores, es decir, depende del valor que tiene en ese momento la tensión y de los valores

anteriores, razón por la cual las ecuaciones que describen el comportamiento de la carga a lo largo del tiempo son diferenciales.

Cuando se realizan estudios en estado estacionario, como es el caso del cálculo de los flujos de carga en un sistema de potencia, resulta adecuado emplear modelos estáticos para la representación de la misma. En estos estudios, la potencia consumida por la carga se representa por medio de funciones que dependen de la magnitud y frecuencia de la tensión, existiendo una función para la parte activa y otra para la parte reactiva.

### 3.5.1. Modelos Estáticos de Carga

Conociendo la dependencia de la potencia consumida por las cargas respecto de los parámetros de tensión y frecuencia, es posible encontrar un modelo matemático que describa su comportamiento de forma que se obtengan ecuaciones para la potencia activa  $P$  y para la potencia reactiva  $Q$  en una barra de carga determinada. El modelo estático más simple que existe es conocido como modelo polinomial o modelo ZIP. En este modelo se tiene en cuenta la dependencia de la potencia consumida respecto de la magnitud de tensión empleando la siguiente aproximación polinomial:

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left[ a_1 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + a_2 \left( \frac{V}{V_0} \right) + a_3 \right] \\ Q &= Q_0 \left[ a_4 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 + a_5 \left( \frac{V}{V_0} \right) + a_6 \right] \end{aligned} \quad (3.40)$$

Donde:

$PQ$ : Potencia activa y reactiva consumida por la carga.

$P_0Q_0$ : Potencia activa y reactiva consumida por la carga bajo condiciones de operación inicial. Este valor normalmente corresponde al valor nominal de la carga.

$V_0$ : Magnitud inicial de la tensión en la barra de carga. Este valor normalmente corresponde al valor de tensión nominal en la barra.

$V$ : Magnitud de la tensión en la barra para la cual se desea calcular la potencia consumida.

$a_1 \dots a_6$  Coeficientes del modelo polinomial. Estos coeficientes permiten modelar la carga como una porción a potencia constante, una porción a corriente constante y otra a impedancia constante.

Los coeficientes  $a_1$  y  $a_4$  representan el porcentaje de la carga que va ser modelado como impedancia constante, es decir, la porción de la potencia de la carga que depende del cuadrado de la magnitud de tensión.  $a_2$  y  $a_5$ , representan el porcentaje de la carga que va ser modelado como corriente constante, es decir, la porción de la potencia consumida que depende directamente de la magnitud de la tensión de la barra. Similarmente, los coeficientes  $a_3$  y  $a_6$  representan el porcentaje de la carga que no depende de la magnitud de la tensión, es decir, que demanda un valor siempre constante sin importar el valor de la tensión en un instante determinado. Por lo general en estudios de flujos de carga, la potencia demandada se representa como potencia constante, haciendo los coeficientes  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_4$  y  $a_5$  iguales a cero.

Existe otro modelo estático empleado para representar las características de  $P$  y  $Q$  respecto de la magnitud de tensión, llamado modelo exponencial, el cual utiliza una relación exponencial entre  $P$  y  $V$ , así como entre  $Q$  y  $V$ . Las expresiones generales de este modelo son de la forma:

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{np} \\ Q &= Q_0 \left( \frac{V}{V_0} \right)^{nq} \end{aligned} \tag{3.41}$$

Donde  $np$  y  $nq$  son los parámetros del modelo que permiten representar la variación de la potencia consumida en función de la magnitud de tensión en la barra. Si los parámetros  $np$  y  $nq$  se hacen iguales a 0, 1 y 2, se obtiene las mismas dependencias que se consideran en el modelo polinomial, ya que estos valores corresponderían a representar la carga como potencia constante, corriente constante e impedancia constante, respectivamente. El modelo exponencial es un modelo más general que el polinomial desde el punto de vista

de la dependencia de la tensión en la barra, puesto que los parámetros  $np$  y  $nq$  pueden tomar valores diferentes a 0, 1 y 2.

Tanto el modelo polinomial como el modelo exponencial consideran sólo la dependencia de la potencia con respecto a la magnitud de la tensión. Para incluir la dependencia respecto de la frecuencia, es posible multiplicar el modelo polinomial o el modelo exponencial por un factor que incluya la frecuencia de la tensión en la barra, de forma que la potencia activa y reactiva de la carga queda expresada como:

$$\begin{aligned}P &= P(V)[1 + kP_f(f - f_0)] \\Q &= Q(V)[1 + kQ_f(f - f_0)]\end{aligned}\tag{4.42}$$

En las expresiones anteriores,  $P(V)$  y  $Q(V)$  son las características de la carga dependientes de la magnitud de tensión, que pueden expresarse de acuerdo a los modelos polinomial o exponencial;  $f$  es la frecuencia de la barra,  $f_0$  es la frecuencia nominal del sistema y los valores  $kP_f$  y  $kQ_f$  representan la sensibilidad de la carga respecto de la frecuencia de la tensión.

### 3.5.2. Modelos dinámicos de carga

Cuando se realizan estudios cuyo objetivo principal es conocer la respuesta dinámica del sistema luego de que éste es perturbado, como es el caso de los estudios de estabilidad de estado estacionario y transitorio, resulta necesario disponer de modelos dinámicos de los principales elementos del sistema de potencia. Tradicionalmente, el elemento principal, al cual se le ha prestado mucha atención en cuanto a su modelado dinámico, es la máquina sincrónica.

Otro elemento que constituye junto con la máquina sincrónica, parte fundamental de los sistemas de potencia, es la carga. Aun cuando la importancia de este elemento en los sistemas eléctricos es grande, los modelos que se han usado típicamente para su representación han sido los modelos estáticos, los cuales no tienen en cuenta la respuesta dinámica que tienen las cargas luego de que alguna perturbación cause una variación en la tensión de la barra donde se encuentran conectadas. Si la carga compuesta en una barra estuviera conformada en su

mayor parte por elementos estáticos como son las cargas de iluminación y de calefacción, los modelos estáticos serían adecuados para la representación de las mismas en cualquier estudio del sistema. Pero la mayoría de la carga del sistema de potencia de una región está conformada por cargas rotativas, específicamente maquinas de inducción, las cuales no presentan una respuesta instantánea ante variaciones de la tensión y frecuencia a la cual operan. Por lo anterior, se han desarrollado modelos que intentan representar este comportamiento dinámico de las cargas por medio de funciones no lineales que expresan los valores de  $P$  y  $Q$  como dependientes de una componente en estado estacionario o permanente y una componente transitoria, tal como se presenta en los trabajos desarrollados por D. J. Hill en 1993.

En este trabajo se realiza el estudio con modelación de cargas estáticas, ya que el sistema eléctrico ecuatoriano, no tiene modelación de sus cargas dinámicas.

## REFERENCIAS

- [1] VIVIANA Agudelo, PARRA Diego. Control de Oscilaciones Electromecánicas en sistemas Eléctricos de Potencia usando el Análisis Modal. Universidad Tecnológica de Pereira.2008
- [2] VANEGAS Oscar. Análisis de Amortiguamiento de Oscilaciones de Baja Frecuencia para un Sistema de Potencia Multimáquina. Universidad Nacional de Colombia sede Manizales 2006.
- [3] GRAHAM ROGERS. Power System Oscillations. RR#5 Colborne, Ontario, Canada. Copyright 2000 by Kluwer Academic Publisher. Pages 121-137.
- [4] VANFRETTI Luigi- Sistemas de Control de Excitación y Estabilizadores del Sistema de Potencia. Web page: <http://www.rpi.edu/~vanfrl/>.
- [5] LEO L. GRISBY. Los Generadores Síncronos. Manual de Generadores Eléctricos. ION BOLDEA Instituto Politécnico. Timisoara Romania © 2006 por Taylor & Francis Group, LLC.



### **SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLES DE AC (FACTS)[2],[3]**

#### **Descripción General**

Los Sistemas de Transmisión y Distribución de las empresas Eléctricas han comenzado un tremendo cambio debido a la creciente demanda de la energía eléctrica, la apertura de los mercados, el desarrollo de la electrónica de potencia, microprocesadores, y comunicaciones en general

En la actualidad los sistemas de potencia presentan un gran nivel de interconexiones de áreas, debido a las ventajas que éstas representan, como son la posibilidad de poder suministrar energía eléctrica a los centros de carga al mínimo costo con la confiabilidad requerida, tener asistencia mutua en emergencias, y coordinación de la operación de todas las unidades generadoras participantes. Sin embargo, esto ha traído como consecuencia un crecimiento excesivo de los sistemas de potencia haciendo que estos sean cada vez más difíciles de controlar y por lo tanto, pueden ser menos seguros, conducir grandes flujos de potencia con un control inadecuado, tener exceso de potencia reactiva en varias zonas del sistema, grandes oscilaciones dinámicas entre diferentes partes del sistema. Así, el potencial de transmisión no siempre se puede utilizar al cien por ciento. Por otro lado, el costo de las líneas de transmisión, así como las dificultades que representa su construcción, limitan la disponibilidad y el crecimiento de la capacidad de generación.

Además, en un sistema de transmisión complejo, la potencia entre una estación generadora y los centros de carga fluye a través de numerosas líneas, éste fenómeno se conoce como flujo en anillo o flujo por rutas paralelas. En un mercado de servicio eléctrico desregulado, éste fenómeno causa problemas en las empresas eléctricas ya que la energía eléctrica no fluye basada en leyes económicas, por lo tanto, el manejo de la transmisión de energía es de principal interés para el establecimiento de una competencia real en el mercado eléctrico.

Tradicionalmente las principales acciones de control en un sistema de potencia, tales como el cambio de taps de los transformadores, o la conmutación de la

corriente con disyuntores, se han llevado a cabo a través de dispositivos mecánicos. En la actualidad, hay una gran utilización de dispositivos microelectrónicos, computadoras y comunicaciones de alta velocidad para el control y protección de los sistemas de transmisión; sin embargo, cuando las señales de operación se envían a los circuitos de potencia, y se toma la acción de control final, los dispositivos de conmutación mecánicos presentan una respuesta lenta. Otro problema con los dispositivos mecánicos es que el control puede fallar, ya que estos tienden a desgastarse con rapidez respecto a los dispositivos estáticos. De tal forma que la falta de controles rápidos y confiables puede resultar en:

- Problemas de estabilidad
- Flujo de potencia por líneas no deseadas
- Flujo indeseable de reactivos
- Salidas en cascada como consecuencia de los grandes tiempos de restauración
- Mal aprovechamiento de la capacidad de transmisión.

Así, desde el punto de vista de operación dinámica y de estado estacionario, el sistema puede tornarse incontrolable. [3]

### **La Electrónica de Potencia y los Semiconductores [3][5]**

La electrónica de potencia surge con el descubrimiento de los semiconductores. Lo que implica, un cambio de tecnología en el control de los sistemas de potencia, de interruptores mecánicos a interruptores electrónicos de estado sólido.

Los semiconductores tienen la característica importante de ser buenos conductores de la corriente eléctrica (como el cobre) o buenos aisladores (como la goma). Normalmente los semiconductores colocados en un circuito funcionan como aislantes, pero si se incrementa la temperatura o si se les somete a campos electromagnéticos, se convierten en buenos conductores de la corriente eléctrica.

La conductividad de un semiconductor puede modificarse si le añadimos impureza (por ejemplo, si al silicio le agregamos fósforo), formando un cristal nuevo. De esta manera se desarrolló el diodo de potencia, que permitía, la conducción de la

corriente eléctrica en un sentido y el bloqueo por el otro sentido. Luego se desarrolló el tiristor, que es un semiconductor bipolar que bloquea la corriente directa en sentido directo, y si se lo configura, también impide el flujo de la corriente en sentido inverso, por lo que se puede de esta manera controlar la corriente y/o la potencia eléctrica.

La electrónica de potencia, permite la utilización de los semiconductores en aplicaciones en el orden de los megavatios, a diferencia de la electrónica de consumo (ordenadores, celulares, etc.) que lo hace en el orden de los milivatios y/o nanovatios.

El tiristor es un semiconductor que es capaz de cortar la corriente a niveles de los megavatios y se pueden usar en convertidores (AC/CC) o en inversores (CC/AC). Además, pueden bajar el consumo de energía en porcentajes importantes.

El GTO (tiristor de desconexión por compuerta), funciona como tiristor, pero la importancia de este radica en que la conmutación la puedo hacer en cualquier punto arbitrario de la onda, incrementando el control de la señal.

El IGCT (tiristor conmutado por puerta integrada), funciona igual que el GTO, con la diferencia que estos son más rápidos en su respuesta y tienen menores pérdidas que los GTO. Además, pueden soportar mayores valores de subida de tensión.

El IGBT (transistor bipolar de puerta aislada), elevada rendimiento y rapidez de conmutación (on-off) y permiten una elevada frecuencia de conmutación (varias veces por ciclo).

La importancia de los semiconductores, radica, en que constituyen un elemento clave en casi todas las aplicaciones eléctricas, ya que permiten:

- 1) Que los accionamientos controlen eficientemente motores desde los 10 W hasta los cientos de MW.
- 2) El transporte de energía eléctrica, hasta los 6 GW en 800 kV (UHV)
- 3) Que los trenes, gruas, ascensores, frenos autos, se desplacen con suavidad
- 4) Conectar a la red eléctrica, fuentes de energía renovable, como turbinas eólicas y grandes centrales hidroeléctricas.

La Figura 4.1 muestra los rangos de potencia y voltaje para las aplicaciones de los semiconductores específicos.

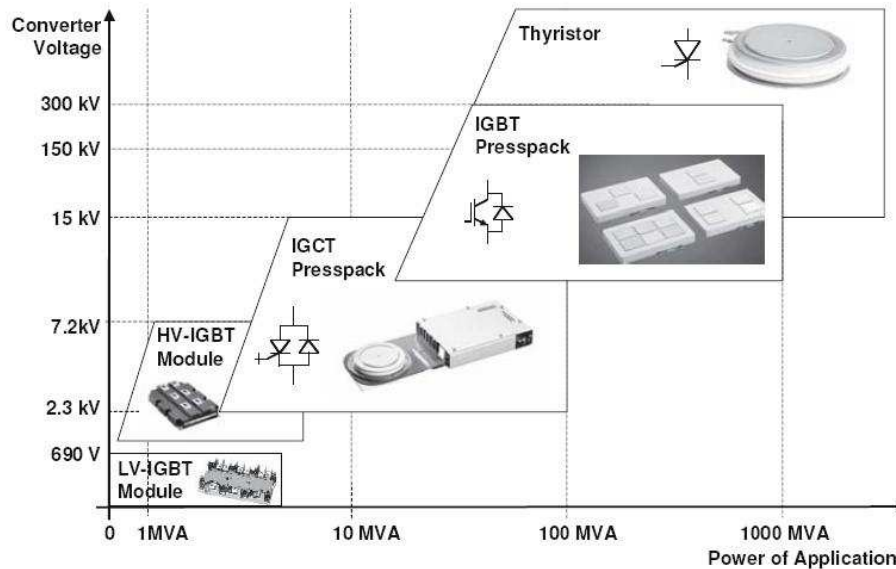


Figura 4.1 Rangos de convertidores de voltaje y aplicaciones de potencia para semiconductores de potencia. (ZHANG: Transmission System-Modelling and Control).

### Convertidores

Para los diferentes tipos de controladores FACTS considerados de mayor relevancia, es importante mencionar que los controladores basados en convertidores responden a dos diferentes tipos de conversores que utilizan componentes con compuertas “turn-off”. Estos son los llamados convertidores con fuente de tensión y los convertidores con fuente de corriente, los cuales han sido ilustrados en el costado izquierdo y derecho respectivamente de la Figura 4.2(a).

En relación al primer caso se puede decir que presenta un capacitor como fuente de tensión que provee una tensión unidireccional de continua que es transformada en una tensión alterna a través de una conmutación secuencial. La inversión de potencia incluye una inversión de corriente, pero no de tensión. Cuando la capacidad de almacenaje del capacitor es pequeña y no hay otra fuente de potencia conectada a él, el convertidor no puede suministrar o absorber potencia activa por mucho más tiempo que un ciclo. La tensión de salida alterna se mantiene a  $90^\circ$  en adelanto o atraso con respecto a la corriente alterna, y el convertidor se utiliza para absorber o suministrar solamente potencia reactiva.

El convertidor con fuente de corriente, por otro lado, transforma la corriente continua en alterna a través de componentes de conmutación secuencial. La corriente alterna suministrada es variable en amplitud y fase en relación con la tensión alterna del sistema. La inversión de potencia incluye inversión de tensión pero no de corriente. El convertidor de fuente de corriente se lo representa simbólicamente como un rectángulo con sus componentes electrónicos de potencia y un inductor como la fuente de corriente.

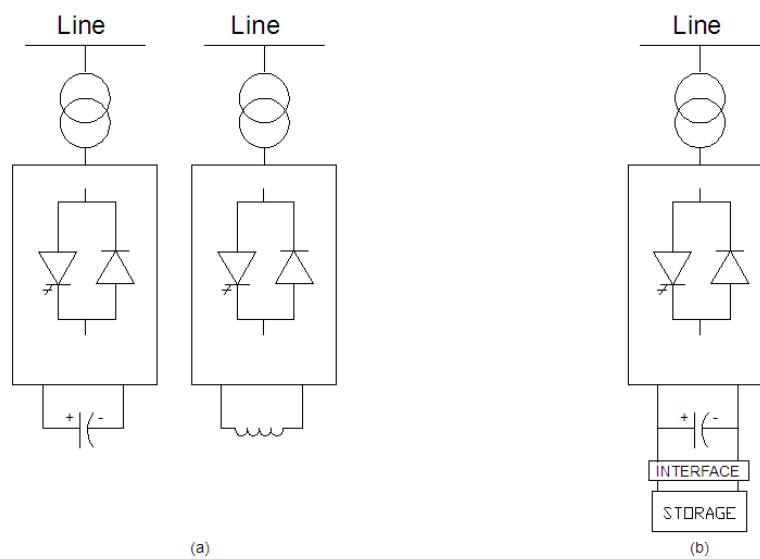


Figura 4.2 Controladores conectados shunt I:

(a) Compensador sincrónico estático (STATCOM) basado en convertidores con fuente de tensión y corriente; (b) STATCOM con almacenamiento

## 4.1. Configuración de FACTS [2], [3]

### Tipo Básico de Controladores Facts

En general, los controladores FACTS pueden dividirse en cuatro categorías como se detalla seguidamente:

- Controladores Paralelo
- Controladores serie
- Controladores combinados serie-serie
- Controladores combinados serie-shunt

### 4.2. Controladores en Paralelo

El controlador shunt puede poseer también una impedancia variable, una fuente variable, o una combinación de estos. En principio todos los controladores shunt

inyectan corriente en el sistema en el punto de conexión. De este modo una impedancia shunt variable conectada a la tensión de línea causa un flujo de corriente variable y por lo tanto representa una inyección de corriente en la línea. En la medida en que la corriente inyectada se encuentre en cuadratura de fase con la tensión de línea, el controlador shunt actuará suministrando o consumiendo solamente potencia reactiva variable. Si la cuadratura de fase no se verifica, el controlador incluirá en su actuación a la potencia activa.

**Compensador sincrónico estático (STATCOM):** Es un generador sincrónico estático operado como un compensador shunt de potencia reactiva variable cuya corriente aportada de características capacitiva o inductiva puede ser controlada en forma independiente a la tensión alterna del sistema. Estos pueden basarse en fuentes de corriente o tensión con convertidores.

**Generador sincrónico estático (SSG):** Es un convertidor estático de potencia auto-conmutado alimentado desde una fuente de energía eléctrica apropiada para producir un conjunto de tensiones multifase variables, las cuales pueden acoplarse a un sistema de corriente alterna con el propósito de intercambiar en forma independiente y controlable tanto potencia activa como reactiva. El SSG es una combinación de un STATCOM y una fuente de energía.

**Compensador de potencia reactiva variable (SVC):** Es un componente estático conectado en shunt que genera o absorbe potencia reactiva, cuya salida es variable para intercambiar corriente capacitiva o inductiva, así como el mantenimiento o control sobre parámetros específicos del sistema de potencia eléctrico (especialmente tensión de barras). Son de bajo costo comparados con el STATCOM.

**Reactor controlado por tiristores (TCR):** Es un inductor controlado por tiristores conectado en shunt cuya reactancia efectiva es variada en forma continua mediante el control de conducción del tiristor.

**Reactor conmutado por tiristores (TSR):** Es un inductor conmutado por tiristores conectado en shunt cuya reactancia efectiva es variada en forma escalonada por el tiristor desde la operación de conducción completa hasta cero.

**Capacitor conmutado por tiristores (TSC):** Es un capacitor conmutado por tiristores conectado en shunt cuya reactancia efectiva es variada en forma escalonada por el tiristor desde la operación de conducción completa hasta cero.

**Sistema estático de control de potencia reactiva (SVS):** Es una combinación de diferentes compensadores estáticos de potencia reactiva conmutados en forma mecánica y cuya salida se la realiza coordinadamente.

**Resistor de frenado controlado por tiristores (TCBR):** Es un resistor conmutado por tiristores conectado en shunt, el cual es controlado para colaborar con la estabilización de un sistema de potencia o para minimizar la aceleración de potencia de una unidad generadora durante una perturbación.

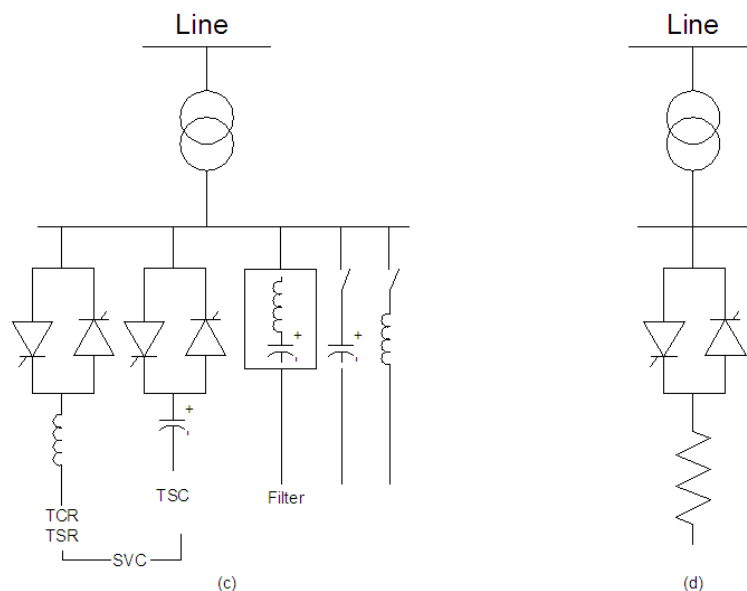


Figura 4.3 Controladores conectados shunt II:

(c) Compensador estático de potencia reactiva (SVC), Generador estático de potencia reactiva (SVG), Sistema estático para potencia reactiva (SVS), Reactor controlado por tiristores (TCR), Capacitor conmutado por tiristores (TSC) y reactor conmutado por tiristores (TSR), (d) Resistor controlado por tiristores.

### 4.3. Controladores Serie [2], [3]

El controlador serie es una impedancia variable, tal como un capacitor, reactor, etc., o una fuente variable basada en electrónica de potencia de frecuencia nominal, subsincrónica y frecuencias armónicas (o una combinación) para satisfacer los requerimientos originados durante la operación del sistema.

En principio, todos los controladores serie inyectan tensión en serie con la línea. De esta manera, una impedancia variable multiplicada por el flujo de corriente a

través de ella, representa una tensión en serie inyectada en la línea. En la medida en que la tensión se encuentre en cuadratura de fase con la corriente de línea, el controlador serie actuará suministrando o consumiendo solamente potencia reactiva variable. Si la cuadratura de fase no se verifica, el controlador incluirá en su actuación a la potencia activa.

**Compensador estático sincrónico conectado en serie (SSSC):** Es un generador sincrónico estático operado sin una fuente de energía eléctrica externa. Actúa como un compensador serie cuya salida de tensión se encuentra en cuadratura con respecto a la corriente de línea y es además controlada independientemente de esta última, con el propósito de aumentar o disminuir la caída de tensión reactiva a lo largo de la línea y por lo tanto controlar la potencia eléctrica transmitida.

**Capacitor serie controlado por tiristores (TCSC):** Es un compensador de reactancia capacitiva el cual consiste de un banco de capacitores en serie que incluye en forma paralela un reactor controlado por tiristores con la finalidad de proveer una variación suave de la reactancia capacitiva serie.

El TCSC se basa en la utilización de tiristores sin la capacidad “turn off” de la compuerta. Un TCR se conecta a lo largo de un capacitor serie. Cuando el ángulo de disparo es de  $180^\circ$ , el reactor no conduce y el capacitor serie posee su impedancia normal. Cuando el ángulo de disparo comienza a disminuir desde los  $180^\circ$  la impedancia capacitiva aumenta. En el otro extremo, cuando el ángulo de disparo del TCR es de  $90^\circ$ , el reactor obtiene la conductancia total y por lo tanto la impedancia inductiva total, la cual es diseñada de tal manera que sea mucho menor que la impedancia serie del capacitor. Con el ángulo de disparo en  $90^\circ$  el TCSC colabora en la limitación de la corriente de falla.

**Capacitor serie conmutado por tiristores (TSSC):** Es un compensador de reactancia capacitiva, el cual consiste de un banco de capacitores serie que incluye en forma paralela un reactor conmutado por tiristores con la finalidad de proveer un control escalonado de la reactancia capacitiva serie.



En lugar de un control continuo de la impedancia capacitiva, este componente efectúa una conmutación del ángulo de disparo de  $90^\circ$  a  $180^\circ$  sin realizar un control continuo de dicho ángulo, lo cual reduce costos y pérdidas del controlador.

**Reactor serie controlado por tiristores (TCSR):** Es un compensador de reactancia inductiva, el cual consiste de un reactor serie que incluye en forma paralela un reactor controlado por tiristores con la finalidad de proveer una variación suave de la reactancia inductiva serie.

Cuando el ángulo de disparo de un reactor controlado por tiristores es de  $180^\circ$ , éste no conduce y el reactor serie no controlado actúa como un limitador de la corriente de falla (Figura 4.3(d)). En la medida que el ángulo disminuya por debajo de los  $180^\circ$  la inductancia neta disminuye hasta que el ángulo de disparo alcanza los  $90^\circ$ , cuando la inductancia neta es la que corresponde al paralelo de los dos reactores. Al igual que en el caso del TCSC, el TCSR puede estar formado por una unidad simple de gran tamaño o por distintas unidades pequeñas ubicadas en serie.

**Reactor serie conmutado por tiristores (TSSR):** Es un compensador de reactancia inductiva, el cual consiste de un reactor serie que incluye en forma paralela un reactor conmutado por tiristores con la finalidad de proveer un control escalonado de la reactancia inductiva serie.

Este es un complemento del TCSR, pero con los tiristores con la posibilidad de conmutación para permitir la conducción completa o la interrupción del servicio (sin el control del ángulo de disparo) para alcanzar una combinación en forma escalonada de la inductancia serie.

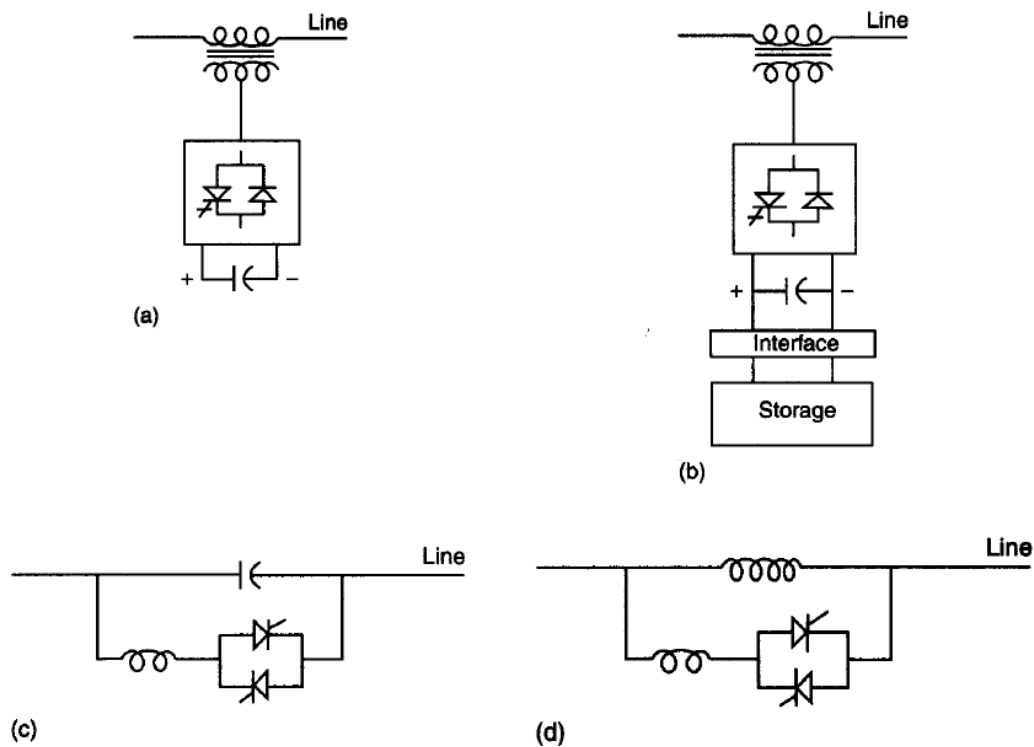


Figura 4.4 Controladores conectados en serie

(a) Compensador estático sincrónico conectado en serie (SSSC); (b) SSSC con fuente; (c) Capacitor serie controlado por tiristores (TCSC) y capacitor serie conmutado por tiristores (TSSC); (d) Reactor serie controlado por tiristores (TCSR) y reactor serie conmutado por tiristores (TSSR).

#### 4.4. Controladores combinados conectados en shunt y serie

Estos controladores están integrados por una combinación de controladores shunt y serie separados, los cuales se controlan en una manera coordinada. Otra alternativa puede ser un controlador unificado (Unified Power Flow Controller) con elementos serie y shunt. En principio, los controladores combinados serie y shunt inyectan corriente en el sistema mediante su componente shunt y tensión en serie en la línea con el correspondiente componente serie del controlador. Sin embargo cuando los controladores serie y shunt están unificados, se puede efectuar un intercambio de potencia activa entre los controladores serie y shunt a través del vínculo de potencia.

**Controlador unificado del flujo de potencia (UPFC):** Es una combinación de un compensador sincrónico estático (STATCOM) y un compensador serie estático (SSSC), los cuales se acoplan mediante un vínculo común de corriente continua para permitir un flujo bidireccional de potencia activa entre los terminales de la

salida en serie del SSSC y los terminales de la salida shunt del STATCOM. Estos componentes se controlan con la finalidad de proveer en forma simultánea compensación serie de la línea tanto en la potencia activa como reactiva sin una fuente de energía externa. El UPFC, debido a la inyección de tensión serie no restringida angularmente, es capaz de controlar simultáneamente o selectivamente la tensión de línea de la transmisión, la impedancia y el ángulo o bien en forma alternativa el flujo de potencia activa y reactiva en la línea. El UPFC puede proveer también independientemente compensación controlable reactiva shunt.

La potencia activa para la unidad serie SSSC se obtiene desde la línea misma a través de una unidad shunt STATCOM. Esta última se utiliza también para el control de tensión con el control de su potencia reactiva. Este componente es un controlador completo que permite controlar la potencia activa y reactiva que circula en la línea como también la tensión de línea.

La disponibilidad de elementos para almacenar energía, tal como un superconductor magnético conectado al vínculo de corriente continua mediante una interface electrónica, podrían proveer los medios para lograr futuras mejoras en la efectividad del UPFC. Como se mencionó anteriormente, el intercambio controlado de potencia activa con una fuente externa, tal como un almacenador de energía, es mucho más efectivo para el control de la dinámica del sistema como es el caso de la modulación de la potencia transferida dentro del sistema.

***Transformador desfasador controlado por tiristores (TCPST):*** Es un transformador desfasador ajustado por la conmutación de tiristores para proveer una variación rápida del ángulo de fase.

En general el desplazamiento de fase se obtiene mediante la adición de un vector de tensión perpendicular acoplado en serie con cada una de las fases. Este vector se obtiene desde las otras dos fases mediante un transformador conectado en shunt (figura 4.5 (a)). La tensión serie perpendicular se puede variar mediante la utilización de componentes electrónicos de potencia. La utilización de circuitos que tienen la posibilidad de invertir la tensión, puede originar desplazamiento de

fase en otras direcciones. Este controlador se lo denomina también como regulador del ángulo de fase controlado por tiristores (TCPAR).

**Controlador de potencia entre fases (IPC):** Es un controlador de potencia activa y reactiva conectado en serie, el cual posee en cada fase ramas inductivas y capacitivas para controlar separadamente el desplazamiento del ángulo de las tensiones. La potencia activa y reactiva se puede fijar independientemente para ajustar el desplazamiento de fase y/o la impedancia de rama, utilizando una conmutación mecánica o electrónica. En el caso particular donde la impedancia inductiva y capacitiva forma un par conjugado, cada terminal del IPC es una fuente de corriente pasiva dependiente de la tensión en el otro terminal.

Este componente se basa en el amplio concepto del controlador serie, el cual puede diseñarse para efectuar el control de la potencia activa y reactiva.

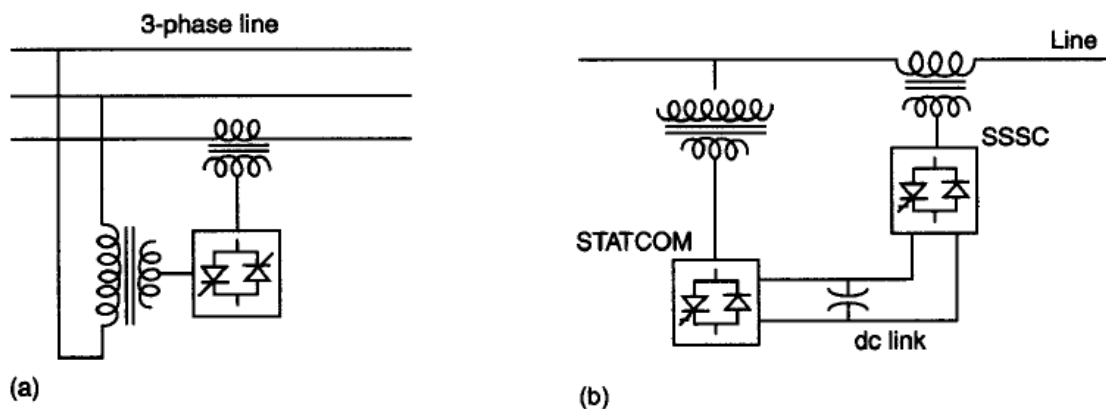


Figura. 4.5 Controladores combinados

(a) Transformador desfasador controlado por tiristores (TCPST) o Regulador del ángulo de fase controlado por tiristores (TCPAR); (b) Controlador de flujo de potencia unificado (UPFC).

#### 4.5. Otros controladores [1],[2]

**Limitador de tensión controlado por tiristores (TCVL):** Es un conmutador de tiristores con un varistor de óxido metálico (MOV) utilizado para limitar la tensión entre sus terminales durante las condiciones transitorias.

**Regulador de tensión controlado por tiristores (TCVR):** Es un transformador controlado por tiristores, el cual puede disponer de un control continuo para lograr una variación de la tensión de fase.

Para propósitos prácticos este componente puede ser un transformador regulable con la variación de las tomas controladas por tiristores (figura 4.6(b)) o bien con un convertidor de tensión (AC/AC) controlado por tiristores para inyectar tensión alterna variable de la misma fase en serie con la línea (figura 4.6(c)). Estos controladores son de relativamente bajo costo y pueden resultar muy efectivos en el control del flujo de potencia reactiva entre dos sistemas de corriente alterna.

Existen otro tipo de controles más sofisticados, no definidos aquí por su complejidad, Estos controladores son aquellos que vinculan líneas de transmisión con la finalidad de balancear el flujo de potencia activa y reactiva.

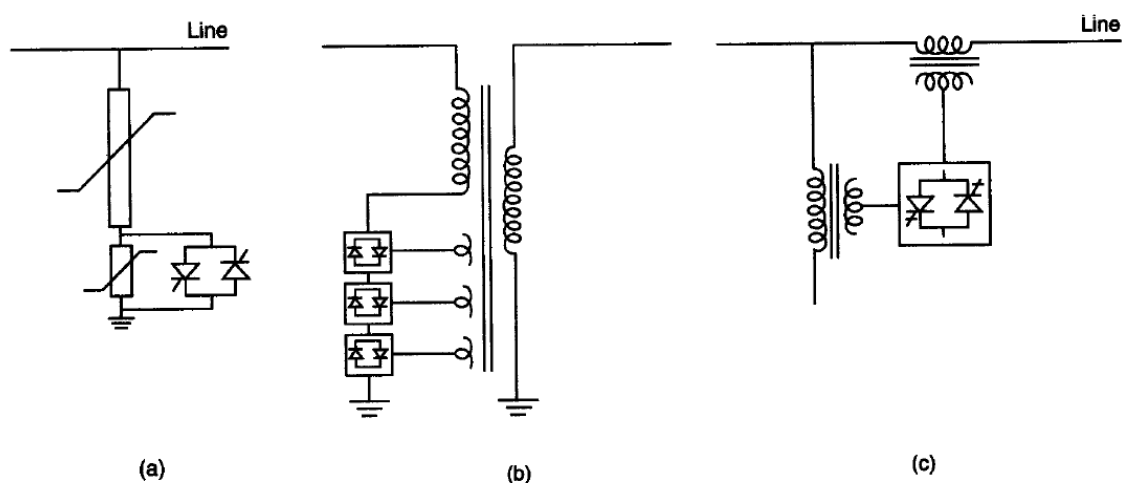


Figura 4.6 Otros controladores:

- (a) Limitador de tensión controlado por tiristores (TCVL); (b) Regulador de tensión controlado por tiristores (TCVR) basado en tomas regulables de los transformadores; (c) Regulador de tensión controlado por tiristores (TCVR) basado en la inyección de tensión.

## 4.6. Bondades de las Tecnologías FACTS

Entre las principales bondades de la tecnología FACTS se puede destacar:

- Control de Flujos de Potencia
- Incremento de la capacidad de carga en la líneas
- Incremento de la seguridad del sistema por el aumento del límite de estabilidad transitoria.
- Interconexiones entre áreas más seguras de esta manera van hacer que los requerimientos de reserva de generación disminuyan en ambos lados.
- Mayor flexibilidad para el ingreso de nueva generación

- Reducción de flujos de potencia reactiva, permitiendo mayor flujos de potencia activa.
- Incremento en la utilización de energía a menor costo (por las interconexiones que pueden deberse a la falta de capacidad de transmisión).

La siguiente tabla resume el grado de impacto de los principales controladores FACTS sobre determinados atributos de control. La tabla solo considera las habilidades técnicas del equipamiento.

Control/Controlador	SVC	SVG	TCSC	TCPS	UPFC	IPC
Control de tensión	***	***	*	*	***	—
Control de flujo de carga	—	—	*	***	***	***
Estabilidad transitoria	*	*	***	**	***	—
Amortiguamiento de oscilaciones (sistemas extensos)	*	*	***	**	***	—
Amortiguamiento de oscilaciones (sistemas mallados)	*	*	*	**	***	—

Tabla 4.1 Grado de impacto de las tecnologías FACTS sobre distintos atributos de control.

En el anexo 4. Se presenta una descripción de las diferentes configuraciones y tipos de FACTS con sus respectivos componentes y atributos de control.

### **Perspectiva económica de los FACTS**

Mientras el objetivo de los HVDC es incrementar la capacidad de transmisión con bajas pérdidas técnicas, en porcentajes importantes y sobrepasando el obstáculo de diferencia entre frecuencias industriales, además, de brindar control de potencia, voltaje y estabilidad. Los Facts en sus diferentes aplicaciones, se enfocan en controlar los aspectos técnicos, siempre y cuando las frecuencias industriales sean las mismas. En la tabla 4.2 se presenta una relación general de costos entre la tecnología FACTS y los HVDC.

Costos de instalaciones (en millones de dolares)

Rendimiento MW	HVDC 2 Terminales	FACTS
200 MW	\$ 40-50 M	\$ 5-10 M
500 MW	75-100	05-10
1000 MW	120-170	20-30
2000 MW	200-300	30-50

Tabla 4.2 Soluciones complementarias HVDC y FACTS  
(Hingorami: Understanding FACTS)

Gers, es una empresa, que ofrece servicios de consultoría en diferentes áreas de la ingeniería eléctrica, ellos presentan un resumen de los costos y atributos de control de los Facts más importantes, los cuales presentaremos en la Tabla 4.3.

RESUMEN Y COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS FACTS

DISPOSITIVO	ESTABILIDAD DE VOLTAJE	CONTROL DE FLUJOS DE POTENCIA	LIMITACION DE LA CORRIENTE DE C.C.	MITIGACION DEL DESBALANCE DE VOLTAJE	RANGO DE PERDIDAS %	COSTOS (€/kvar)	VELOCIDAD DE RESPUESTA	NIVEL DE DESARROLLO
SVC (fijo)	***	*		***	0.6	€ 50	Rápido (2-3 ciclos)	Maduro
SVC (Reubicable)	***	*		***	0.6	€ 55	Rápido (2-3 ciclos)	Maduro
STATCOM	****	**		****	1	€80-100	Muy rápido (1-2 ciclos)	Completamente desarrollado
UPFC	****	****	**	****	1-1.2	€ 170	Muy rápido (1-2 ciclos)	Demostraciones (prototipos)
TCSC	**	**	*		0.8-1.2	€ 45	Rápido (2-3 ciclos)	Completamente desarrollado
TRAFO CAMBIADOR DE FASE	*	***	*		0.4-0.7	€20 Max angulo	Lento (5-10 ciclos)	Maduro

Tabla 4.3 Resumen y comparación de tecnologías FACTS  
(Gers: Consultoría FACTS)

Según la tabla 4.1 y 4.3. La compensación serie es la más indicada para mejorar la estabilidad transitoria del sistema y amortiguar oscilaciones de potencia. Además, no es tan costosa en relación a otros dispositivos.

En el anexo 5, se presentan la disposición de equipos en subestaciones FACTS.

## REFERENCIAS

- [1] RAMIREZ, Juan Manuel. FACTS. Unidad de Guadalajara. CINVESTAV. Guadalajara México. Mayo 2009. <http://www.dispositivosfacts.com.mx>.
- [2] HINGORAMI, Narain; GYUGYI, Laszlo. Understanding FACTS. Mohamed E. El-Hawary Editor Consultor. IEEE Power Engineering Society, Sponsor. NY 2000
- [3] ZHANG, Xiao-Ping; REHTANZ, Christian, PAL, Bikash. Flexible AC Transmission System. Modelling and Control. Primera Edición. Springer-Verlag. Berlín Heidelberg 2006.
- [4] BARRERA, Juan Pablo. Moldeamiento y Simulación de Dispositivos FACTS para Estudios Eléctricos de Estado Estable. Medellín. Universidad de Antioquia. Facultad de Ingeniería. 2008.
- [5] ABB. Energía y recursos. Revista técnica corporativa del grupo ABB. Marzo 2010.



### CAPACITOR SERIE CONTROLADO POR TIRISTORES (TCSC)

#### 5.1 Introducción

El capacitor serie controlado por tiristores (TCSC) es un dispositivo FACTS que se utiliza como compensador serie. Es muy conocido que la transmisión de potencia de AC a través de grandes líneas de transmisión está limitada principalmente por la impedancia serie de la línea. La compensación por medio de capacitores serie fijos es un recurso usado desde décadas atrás para tratar de reducir la impedancia de las líneas y así incrementar la transmisión de potencia a través de ellas. Con el desarrollo del TCSC se ha logrado obtener una compensación variable, que ayuda a resolver problemas de estabilidad de voltaje, mejoramiento de la estabilidad transitoria, amortiguamiento de oscilaciones de potencia y el incremento del flujo de potencia a través de las líneas de transmisión.

#### **Aplicaciones de la Compensación Serie Controlada por Tiristores en Subestaciones Eléctricas<sup>7</sup>**

Como se indico en el capítulo anterior, el desarrollo de los semiconductores ha hecho que grandes corporaciones, busquen mejorar la capacidad del transporte de energía con la electrónica de potencia. Es así que los TCSC, son una alternativa frente al control de flujos de potencia, estabilidad del sistema, limitación de corrientes de cortocircuito, amortiguamiento de oscilaciones y compensación de voltaje. Por lo que revisaremos algunas subestaciones eléctricas donde la compensación serie controlada ha sido instalada, resaltando sus aspectos importantes.

#### **Brasil (interconexión región norte-región sur)**

La subestación Imperatriz (500 kV) desde 1999, incorpora el TCSC combinado con una compensación serie capacitiva fija, distribuida en 107 Mvar y 161 Mvar respectivamente. Además a lo largo de la línea se añade mas compensación fija

---

<sup>7</sup> ABB Seminario de Consultoria FACTS 2005

en serie (483 Mvar), para incrementar el margen de estabilidad máxima y el flujo de potencia, que sale de la gran central hidroeléctrica Itaipú.

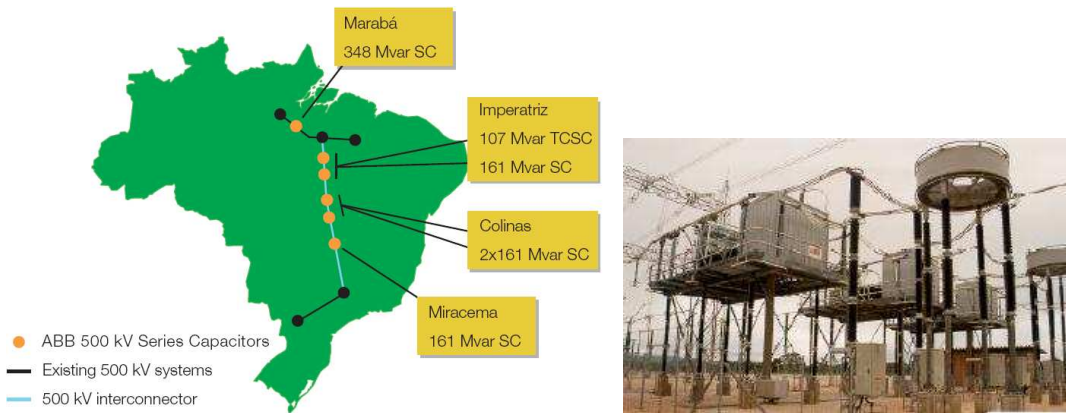


Figura 5.1 Interconexión de región norte-región sur y TCSC en subestación Imperatriz (Brasil)

### India (interconexión región occidente-oriente)

La subestación Raipur (400 kV) incorpora también doble compensación serie combinada, es decir, 71 Mvar de compensación controlada y 394 Mvar de compensación fija, en una línea de doble circuito con una distancia de 412 km.

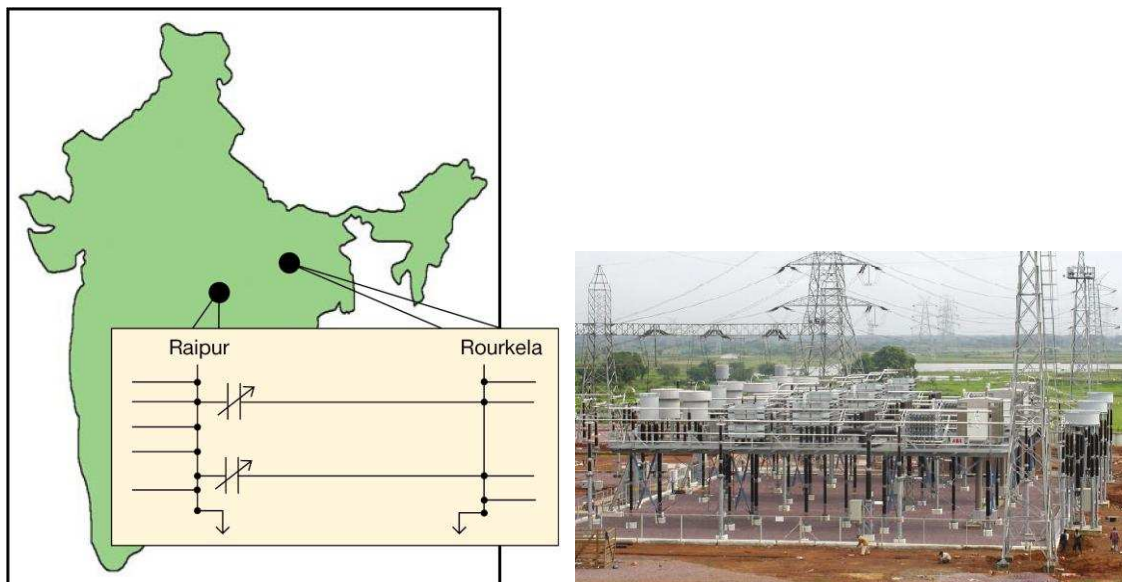


Figura 5.2 Interconexión de región occidente-oriente y TCSC en subestación Raipur (India)

### Suecia (interconexión región norte-sur)

La subestación Stöde (400 kV), incorpora la configuración típica de la compensación serie controlada, es decir, 21% es compensación controlada y un 49% es compensación fija, de un total de 493 Mvar.

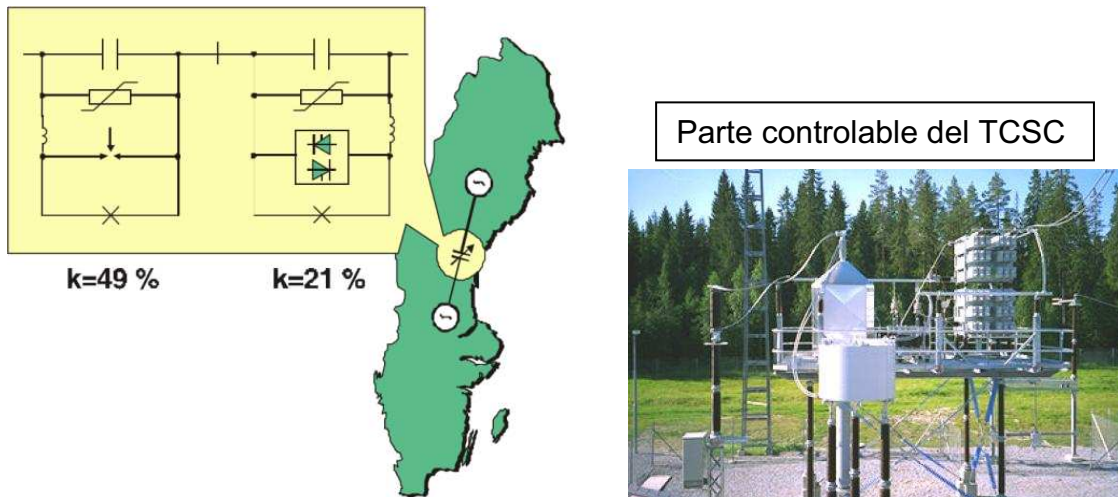


Figura 5.3 Interconexión de región norte-sur y TCSC en subestación Stöde (Suecia)

## 5.2 Topología [1][2]

Este dispositivo está caracterizado por una rápida respuesta, un amplio rango de operación y una alta confiabilidad. Es un dispositivo basado en un conjunto de tiristores con un banco de capacitores y reactores (inductores). La configuración más popular para este dispositivo es un capacitor fijo en serie con un reactor controlado por tiristores (TCR), que está en paralelo a la línea, como muestra la Figura 5.4.

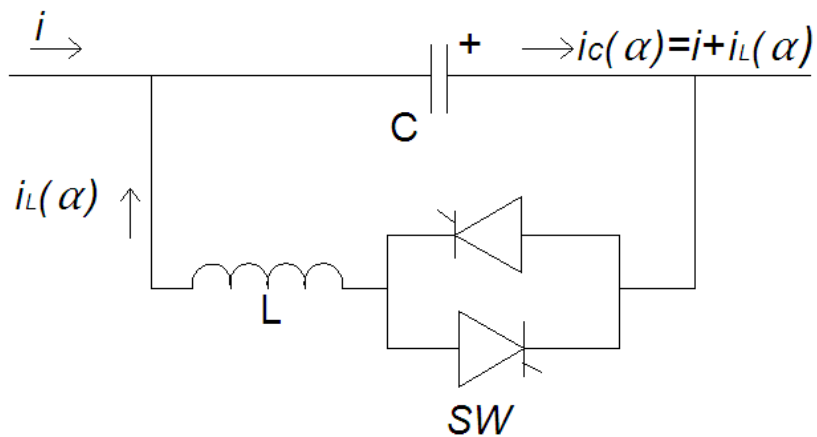


Figura 5.4 Módulo básico del TCSC

### La impedancia del TCSC

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_C X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) - X_C} \quad (5.1)$$

## La reactancia del TCR

$$X_L(\alpha) = X_L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin \alpha} \quad X_L \leq X_L(\alpha) \leq \infty \quad (5.2)$$

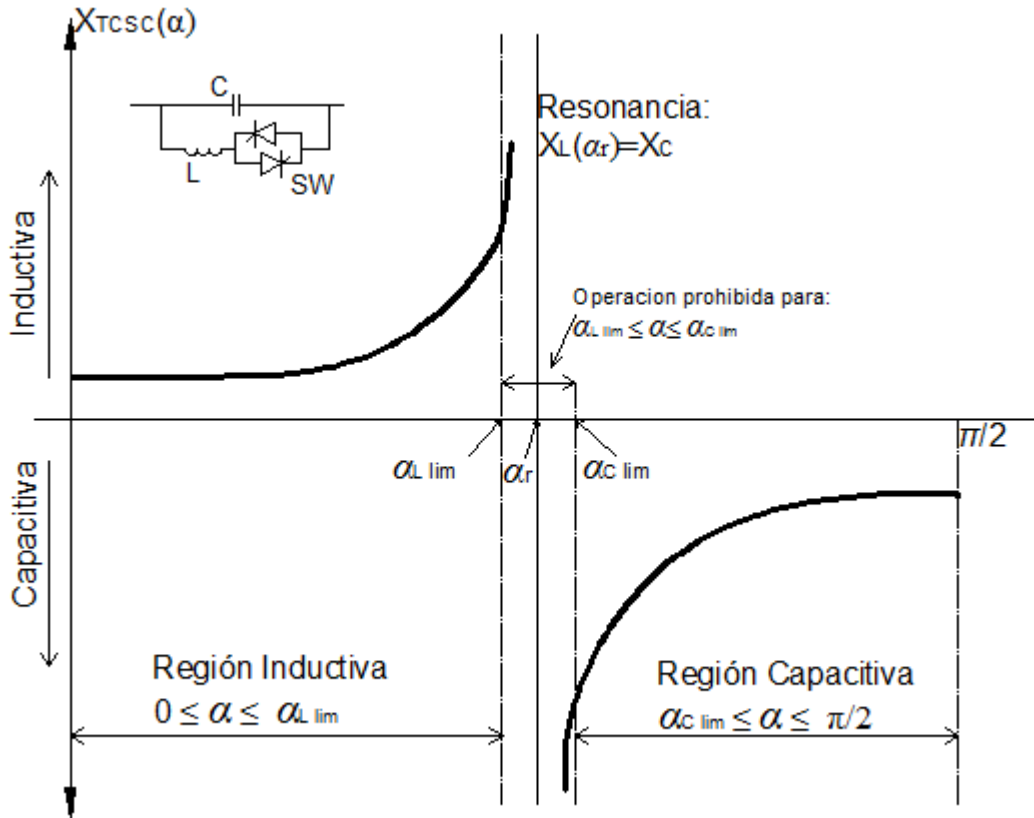


Figura 5.5 Impedancia del TCSC vs el ángulo de retardo  $\alpha$   
(HINGORAMI: Understanding FACTS)

La corriente del TCR es esencialmente reactiva atrasada  $90^\circ$  con respecto al voltaje. La componente activa de la corriente es muy pequeña y por lo tanto las pérdidas del dispositivo son despreciables; éstas se encuentran en el rango de  $0.5 - 2\%$  de la potencia reactiva. Por lo tanto, una de las suposiciones que se harán en este trabajo será despreciar la resistencia del inductor.

El ángulo de disparo  $\alpha$  se define como el ángulo en grados eléctricos tomando como referencia el cruce por cero de la señal de sincronización, ésta señal puede ser el voltaje a través del TCR o la corriente de la línea. Los tiristores son disparados en forma simétrica. El rango de control se encuentra entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$ . Más adelante se comprobará que se obtiene conducción total al aplicar un ángulo

de disparo de  $90^\circ$ , y conducción parcial para ángulos de disparo entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$ . La componente fundamental de la corriente se reduce conforme el ángulo de disparo se incrementa. Esto es equivalente a incrementar la reactancia inductiva del TCR, por lo tanto se puede decir, que el TCR se comporta como una reactancia inductiva variable a frecuencia fundamental.

Es claro que si la reactancia resultante del TCR es mayor que la del capacitor, la reactancia del TCSC tiene predominio capacitivo. Entonces controlando el ángulo de disparo puedo lograr que el TCR alcance una conducción total e ir desde un predominio capacitivo hasta un predominio inductivo donde la conducción es parcial. En la Figura 5.5 se indica la variación de la impedancia del TCSC en función del ángulo de disparo.

En la Figura 5.6 aparece el esquema básico de un TCSC. Está conformado por dos condensadores serie; uno de éstos va en paralelo con un Reactor Controlado por Tiristores (TCR). En paralelo con cada condensador se tiene un Varistor de Óxido de Metal (MOV) para protegerlos contra sobretensiones transitorias. Además, al igual que los condensadores serie fijos, cada módulo del TCSC posee un interruptor mecánico en paralelo para deshabilitarlo en caso de falla interna.

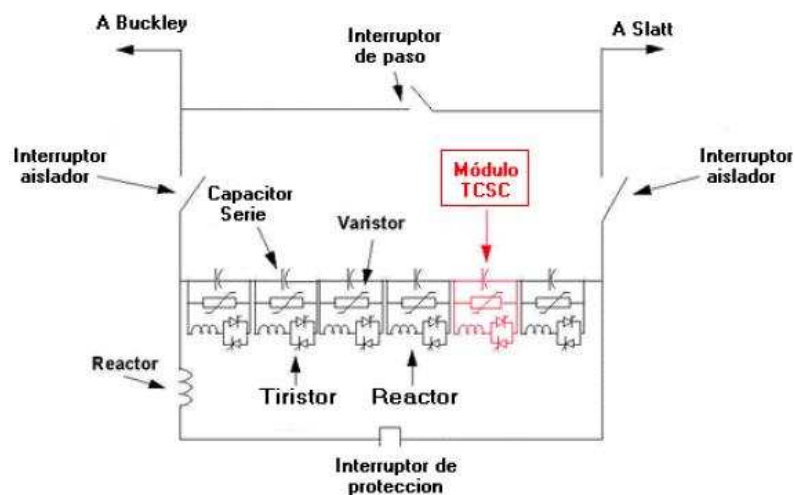


Figura 5.6 Diagrama Unifilar del TCSC de la Subestación de Slatt (Estados Unidos)

El TCSC de la subestación Slatt (Estados Unidos) consiste de seis módulos idénticos de tiristores en serie en cada una de las fases. Cada módulo incluye un capacitor, un varistor y un reactor controlado por tiristores (TCR). El principal

objetivo de éste dispositivo es el amortiguamiento de resonancia subsíncrona, soporte de voltaje y el mejoramiento de la estabilidad transitoria [1].

### 5.3 Modos de Operación [5][2]

El dispositivo opera básicamente en tres modos:

- Modo de bloqueo o no-conducción.
- Modo de conducción.
- Modo vernier

#### 5.3.1 Modo De Bloqueo (No Conducción)

En dicho modo los tiristores no conducen ya que no se generan pulsos de disparo para la compuerta, por lo cual el TCSC se comporta como un banco de condensadores serie fijo.

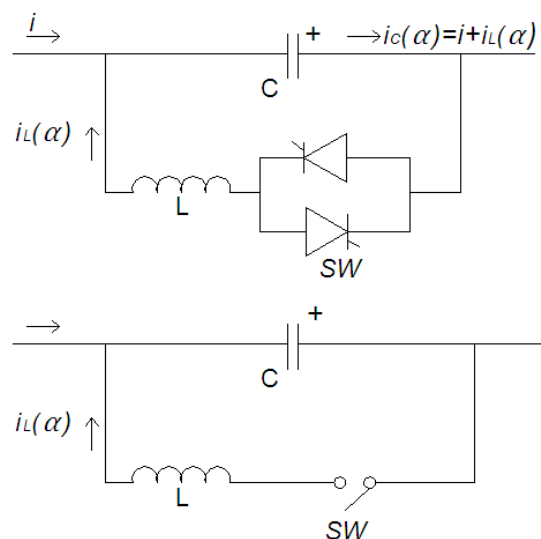


Figura 5.7 TCSC Modo Bloqueo  $i_L(\alpha) = 0$

#### 5.3.2 Modo de Conducción o Bypass

En este modo se generan pulsos continuos de disparo para las compuertas de los tiristores, lo que permite que éstos conduzcan permanentemente durante el semiciclo de la onda de tensión en el condensador. La conducción continua de los tiristores hace que predomine el efecto del TCR (reactancia menor) sobre el del condensador, generándose un efecto neto de una pequeña reactancia inductiva. En este modo de operación la mayoría de la corriente de línea circula a través del TCR.

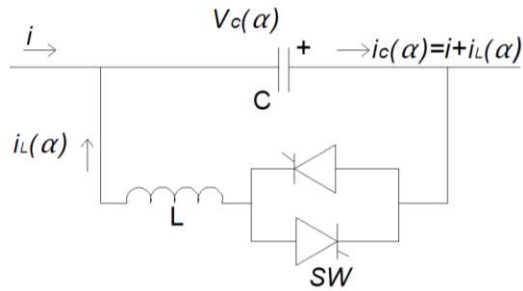


Figura 5.8 TCSC Estado Conducción  $i_L(\alpha) \neq 0$

Es importante distinguir entre los dos posibles modos bypass que posee el TCSC. En uno se conmuta el interruptor mecánico en paralelo con el condensador, para deshabilitar el TCSC según alguna necesidad (como es el caso de una falla interna). El otro emplea tiristores como lo descrito en el párrafo anterior y es empleado para muchas secuencias de protección como por ejemplo la protección del MOV, limitación de cortocircuitos en la línea de transmisión, etc.

### 5.3.3 Modo Vernier

En este modo, las válvulas operan con un control en el ángulo de disparo y como consecuencia los tiristores conducen parcialmente durante un intervalo del ciclo de la onda de tensión. Por medio del control del ángulo de disparo, es posible controlar efectivamente la corriente fundamental que fluye a través de los tiristores (TCR). Dependiendo de la magnitud de dicha corriente, el TCSC puede presentar una reactancia aparente neta inductiva o capacitiva. Ecuaciones (5.1) y (5.2).

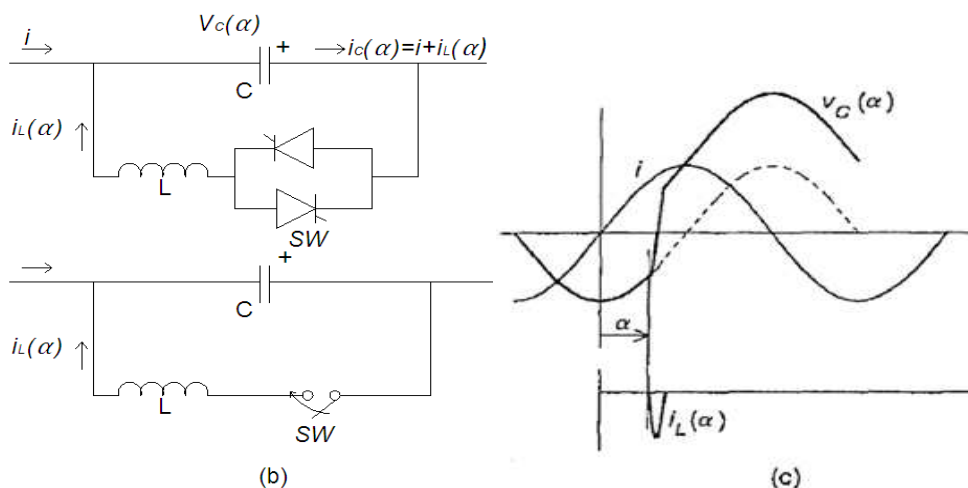


Figura 5.9 (b) Conducción parcial del TCR. (c) Formas de onda de Conducción Parcial del TCR y Tensión en el Capacitor.

En este modo de operación, el TCSC puede incrementar la tensión de compensación por encima del valor que produciría el banco de condensadores por sí solo. En otras palabras, el TCSC permite aumentar la impedancia nominal efectiva del condensador o del reactor de compensación serie, ya que el valor de la impedancia aparente es directamente proporcional a la tensión. Esto se debe a una realimentación de corriente que se da en el condensador cuando ocurre el disparo de los tiristores, lo que ocasiona que el voltaje del condensador presente un nivel de CD. Este efecto es llamado *CD offset*

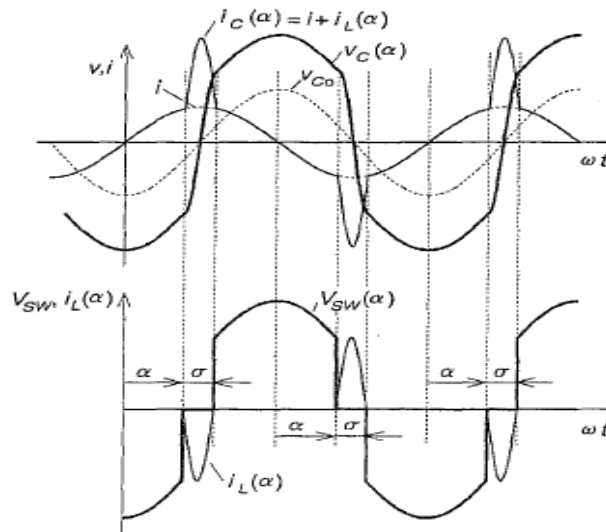


Figura 5.10 Formas de Onda del Voltaje y Corriente del Capacitor junto con las formas de voltaje y corriente del TCR. En a región capacitiva del TCSC bajo operación de estado estable

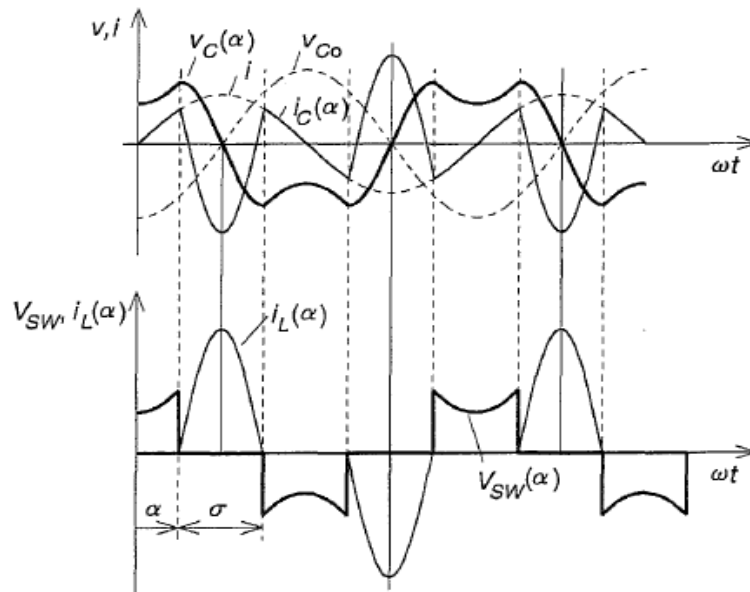


Figura 5.11 Formas de Onda del Voltaje y Corriente del Capacitor junto con las formas de voltaje y corriente del TCR. En la región inductiva del TCSC bajo operación de estado estable



## **5.4 Modelo del TCSC**

### **5.4.1 Generalidades**

Cuando se realiza la modelación de un dispositivo, es necesario tener en cuenta que el nivel de detalle del modelo debe corresponder al tipo de programa utilizado en la simulación y al tipo de estudio que se desee realizar. Por ejemplo, si el objetivo es llevar a cabo un análisis de transitorios electromagnéticos en alta frecuencia para un sistema con un TCSC, el modelo a utilizar debe ser muy detallado y además del sistema de control debe incluir el esquema de generación de pulsos de disparo. Por otro lado, si el objetivo es llevar a cabo un estudio de flujo de potencia, el modelo puede ser muy simple y estar conformado solamente por una reactancia capacitiva controlada de forma variable.

Los programas de estabilidad simulan las características dinámicas de los sistemas de potencia durante cierto intervalo de tiempo. Debido a esto, es necesario tener un modelo del TCSC que describa su funcionamiento dinámico para que pueda ser incorporado a este tipo de simulación. Para lograr esto, el modelo debe variar la impedancia de la línea donde se ubicará el TCSC en la simulación. Sin embargo, como el objetivo principal del TCSC es variar la impedancia para mantener ciertas variables del sistema en un valor o rango determinado, se le debe incorporar al modelo un control apropiado que genere las variaciones en la impedancia del TCSC de acuerdo con las necesidades del sistema.

### **5.4.2 Estructura de Control**

La estructura del control depende del objetivo de la aplicación del TCSC. Este control puede ser usado para tres propósitos principales: control del flujo de potencia, amortiguamiento de las oscilaciones de potencia o para la eliminación de la resonancia subsíncrona (SSR). La diferencia más notable entre estas tres aplicaciones, es la estructura de control usada y las especificaciones del equipo. A continuación se describe la función general que debe realizar el control según la aplicación del TCSC.

### **Control de Flujo de Potencia**

Es el control principal y su función es mantener en un valor determinado el flujo de potencia en la línea. Para esto, la potencia requerida en la línea ( $P_{ref}$ ) es comparada con la potencia de la línea ( $P_{línea}$ ) y el error entra a un controlador que proporciona un valor de impedancia para el TCSC, de tal forma que la potencia de la línea se aproxime al valor dado por potencia de referencia ( $P_{ref}$ ).

### **Control de Oscilaciones de Potencia**

Este control aumenta el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas presentes dentro del sistema. Esta función puede ser llevada a cabo mediante un lazo de control que suministre el valor de impedancia necesaria para que el TCSC logre el amortiguamiento requerido. Para lograr esto, se debe tener una señal de entrada que sea sensible a las oscilaciones de potencia para ser desfasada y amplificada de tal forma que produzca el amortiguamiento deseado. Dicha señal puede ser local o remota.

### **Control para la Eliminación de la SSR**

Este control se emplea en líneas con altas posibilidades de presentar SSR, por ejemplo, las líneas con alta compensación serie cercanas a plantas de generación térmica. Su objetivo es permitir el aumento seguro de la compensación serie, eliminando el riesgo de resonancia subsíncrona.

### **Control de Estabilidad Transitoria**

Este no es un control realimentado como los anteriores, ya que se compone de funciones discretas que realiza el TCSC cuando se presenta un disturbio grave en el sistema para evitar que pierda la estabilidad. Una de dichas funciones podría ser la generación de la máxima compensación capacitiva posible (máxima reactancia capacitiva), para incrementar la transmisión de potencia en caso de que se presente una falla en una línea paralela.

#### **5.4.3 Variación de la Impedancia de Línea**

Un aspecto importante que hay que tener en cuenta en el modelo del TCSC para este tipo de estudios, es la manera como el controlador va a variar la impedancia de línea en el programa de simulación. Es decir, cómo se va a representar la

parte del TCSC que se conecta a la línea (circuito de potencia) y cómo es su respectivo control interno.

La variación de la impedancia de línea con el TCSC se puede llevar a cabo de cualquiera de las siguientes formas:

- irectamente, variando el valor de la impedancia de la línea (por medio de una “reactancia variable conectada en la línea), que represente una impedancia variable, con un rango de operación capacitivo y otro inductivo.
- Por un condensador convencional fijo en paralelo con inyecciones de corriente en las barras de los dos extremos donde va conectado, que representan la corriente variable del TCR.

Para nuestros estudios utilizaremos el primer caso.

#### 5.4.4 Diagrama de Bloques

El diagrama de bloques del modelo del TCSC desarrollado y posteriormente implementado en el software DigSilent, aparece en la Figura 5.12. Este modelo está compuesto por un bloque de amortiguamiento de oscilaciones de potencia del cual sale una reactancia modulada, y una entrada auxiliar para el control de la estabilidad transitoria, la cual representaría órdenes discretas sobre el TCSC para operar en caso de falla en una línea.

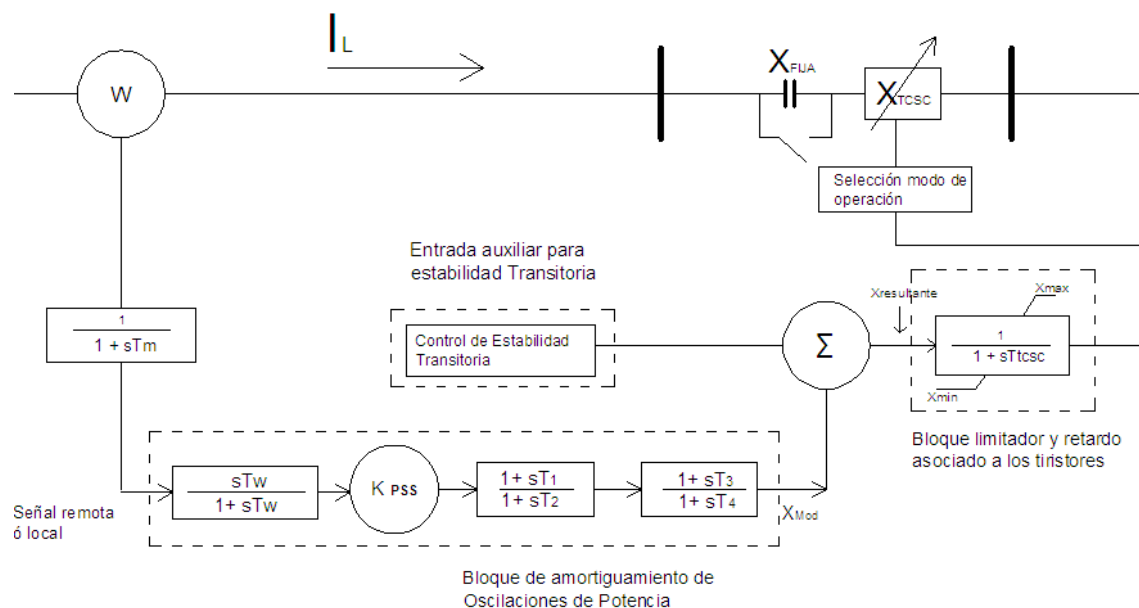


Figura 5.12 Modelo del TCSC para estudios de estabilidad

El modelo de la Figura 5.12, incluye también un retardador de primer orden que representa el retardo asociado a los controles de disparo y a la respuesta natural del TCSC. Dicho bloque posee además unos límites para el valor de la impedancia, los cuales representan los límites operativos del TCSC.

El bloque de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia posee un control más complejo que se detallará a continuación.

La señal ideal para utilizar en el control para amortiguamiento de oscilaciones de potencia es la velocidad del eje de la turbina del generador, cuya oscilación se quiere amortiguar ya que esta señal se encuentra en fase con el torque de amortiguamiento. En la práctica existen múltiples inconvenientes que no permiten que esta señal se tome como entrada, entre los cuales se destacan:

El cambio de velocidad se debe medir en los propios generadores que estén oscilando. Por lo general estos generadores se encuentran muy alejados del punto donde está ubicado el TCSC.

- a) El cambio de velocidad que se debe tomar para la señal de amortiguamiento es la diferencia de velocidades de los generadores que están presentando el modo de oscilación. Para calcular la diferencia de velocidades, estas dos señales deben estar sincronizadas entre sí y para lograrlo, se debe emplear una señal satelital que las sincronice.
- b) La velocidad medida en el eje del rotor no es muy exacta. La causa es que en cada punto del eje de los rotores se presentan diferentes velocidades por los torques de torsión que se presentan a lo largo del eje.

Debido a lo anterior, en la práctica se acostumbra usar un bloque para amortiguamiento de las oscilaciones de potencia que emplee como señal de entrada la potencia activa de la línea. Esta señal se puede medir fácilmente, con alta exactitud, y es sensible a las oscilaciones de potencia en la línea.

El control para el amortiguamiento de las oscilaciones, basado en control convencional, toma la señal de potencia como señal de entrada, compensa el retardo de esta señal debido a los sistemas de medida y al retardo inherente en el

TCSC (control del ángulo de disparo, disparo de los tiristores, etc.), la desfasa para adaptarla al cambio de velocidad y la amplifica.

En la Figura 5.13 se aprecia un sistema de bloques para el amortiguamiento de las oscilaciones basado en redes del tipo adelanto/atraso. Este bloque posee tres elementos constituyentes: un filtro de reposición, una red de adelanto y la ganancia con la que se define el aporte de amortiguamiento del estabilizador. A continuación se explicará con más detalle cada elemento de este estabilizador.

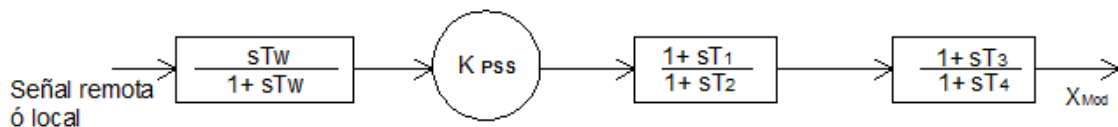


Figura 5.13 Control Auxiliar para amortiguamiento de Oscilaciones de Potencia

### Filtro Washout

El filtro washout es un filtro pasa-altos y es el encargado de remover las señales de DC, de tal manera que sólo debe activarse cuando comienzan a presentarse las oscilaciones de baja frecuencia y desactivarse cuando ellas desaparezcan. En caso de no emplearse, la impedancia del TCSC se modificaría como una función de un cambio estacionario en la potencia transmitida. Es decir, el TCSC se opondría a cualquier cambio en la potencia incluyendo un cambio debido a un redespacho. La siguiente función de transferencia es del filtro washout:

$$G_w = \frac{s * T_w}{1 + sT_w} \quad (5.3)$$

Para que atenúe considerablemente las señales de muy baja frecuencia y no oponga restricción a las señales de frecuencias entre 0.1Hz y 3Hz, que corresponden al rango típico de frecuencias de oscilación en un sistema de potencia, en (5.3) la constante de tiempo  $T_w$  debe estar en el rango entre 1 y 20 segundos.

### Ganancia del Estabilizador

La función de ganancia en el estabilizador es amplificar la señal sensible a las oscilaciones de potencia de tal manera que pueda ser utilizada para amortiguar las oscilaciones que presentan un bajo nivel de amortiguamiento. Esta ganancia

también debe compensar las atenuaciones que sufre la señal al pasar a través de las redes de adelanto y del filtro washout.

La ganancia deseada del estabilizador puede tomar como base el valor de la ganancia que produce inestabilidad. Este valor puede obtenerse mediante las pruebas de margen de ganancia.

Estas pruebas consisten en incrementar lentamente la ganancia del estabilizador hasta que se observe alguna inestabilidad. Esta última es caracterizada por oscilaciones crecientes a frecuencias mayores que las del modo de oscilación a amortiguar (modo interárea).

Es necesario buscar señales que sean muy sensibles al comienzo de la inestabilidad, por ejemplo, en el caso de los generadores las señales de salida del sistema de excitación son bastante sensibles. La idea es detectar el comienzo de inestabilidad y así desconectar de forma inmediata el estabilizador evitando que se produzca la inestabilidad. Se debe limitar además la salida del amortiguador para asegurar que la prueba se haga de forma confiable.

Una vez obtenido el valor de ganancia que produce inestabilidad, se recomienda ajustar el valor de la ganancia del estabilizador a un tercio de la ganancia crítica.

### **Redes de Adelanto y Retraso**

Para poder emplear la potencia eléctrica como señal para el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, se debe adelantar su fase un determinado valor (60 grados como valor recomendado). Dicho desfase se genera con las redes de adelanto.

La función de transferencia de una red de adelanto, considerando la ganancia es la siguiente:

$$G_A = K \frac{s + \frac{1}{T}}{s + \frac{1}{\alpha T}} \quad (5.4)$$

## REFERENCIAS

- [1] RAMIREZ, Juan Manuel. FACTS. Unidad de Guadalajara. CINVESTAV. Guadalajara México. Mayo 2009. <http://www.dispositivosfacts.com.mx>.
- [2] HINGORAMI, Narain; GYUGYI, Laszlo. Understanding FACTS. Mohamed E. El-Hawary Editor Consultor. IEEE Power Engineering Society, Sponsor. NY 2000
- [3] ZHANG, Xiao-Ping; REHTANZ, Christian, PAL, Bikash. Flexible AC Transmission System. Modelling and Control. Primera Edición. Springer-Verlag. Berlín Heidelberg 2006.
- [4] BARRERA, Juan Pablo. Moldeamiento y Simulación de Dispositivos FACTS para Estudios Eléctricos de Estado Estable. Medellín. Universidad de Antioquia. Facultad de Ingeniería. 2008.
- [5] GONZALEZ J. W., CARDONA H. A., ISAAC I. A, LOPEZ G. J. Modelo De Un TCSC En Matlab-Simulink Para Estudios De Oscilaciones De Potencia. Universidad Pontificia Bolivariana. Diciembre 2007.
- [6] GORONADO GALLEGOS, Ixtláhuatl. Ubicación del Dispositivo FACTS desde una perspectiva dinámica. CINESTAV, Guadalajara, Sep. 2001.

### **ESTABILIDAD: APLICACIÓN DEL TCSC A SISTEMAS DE POTENCIA**

#### **6.1. Generalidades**

Los cálculos para análisis de estabilidad que Power Factory utiliza para controladores, generadores y otros dispositivos se basan en modelos predefinidos por la IEEE. Además, las configuraciones predefinidas de parámetros de sus modelos dinámicos, en un razonable porcentaje, permiten un comportamiento favorable del sistema analizado. Por lo que es necesario siempre comprobar su buen funcionamiento. [3]

Además para modelos no determinados por la IEEE como generadores eólicos, HVDC, Power Factory ofrece herramientas que permiten desarrollar modelos y simular de acuerdo a las exigencias de la red [3].

Para los cálculos de estabilidad oscilatoria Power Factory calcula los valores propios que tienen información de las oscilaciones del sistema, y vectores propios de un sistema dinámico multi-máquina, incluyendo todos los controladores y los modelos de centrales de potencia. Este cálculo puede realizarse no sólo en el comienzo de una simulación de transitorios, sino también en cada paso de tiempo cuando la simulación se detiene.

El análisis de valores propios permite el cálculo de las sensibilidades modales con respecto al generador o a los controladores de planta generadora, compensación reactiva o cualquier otro equipo. El cálculo de los valores y vectores propios es una herramienta muy importante para los estudios de estabilidad oscilatoria.

La sintonización de sistemas de control es un tema complejo, peor aún cuando se tiene limitación con la información que trabaja el sistema, es decir, de las matrices del sistema, pero resulta altamente eficiente su aplicación para el correcto funcionamiento de equipos en sistemas de control.



## **6.2. Metodología para incrementar la estabilidad oscilatoria utilizando el TCSC**

### **Cálculo de autovalores del sistema de potencia (no TCSC–no se considera sistemas de control)**

Realizamos un cálculo inicial de los autovalores sin considerar los sistemas de control asociado a los equipos (generadores) o dispositivos (TCSC) de la red, para analizarlos.

### **Identificación de los modos electromecánicos**

Determinaremos los modos de oscilación natural del sistema, es decir, se identifica los modos que tengan pobre amortiguamiento sin considerar los sistemas de control, pero en esta sección no se puede identificar entre que generadores se producen esos modos de oscilación natural.

### **Identificación del patrón de oscilación**

Una vez calculados los autovalores, parte real e imaginaria, se procede a calcular y analizar los autovectores derechos, los cuales dan información del patrón de oscilación y la relación de los generadores que participan (factor de participación).

### **Elijo la línea donde voy a compensar**

En base al patrón de oscilación, se observa entre que generadores existe oscilaciones problema (inter-área, locales) y en base a criterios de operatividad se elige la línea a compensar. Claro esta debe estar entre las máquinas que presenten oscilaciones problema.

### **Ingreso los reguladores de las máquinas y el TCSC fijo**

Una vez ingresado los elementos mencionados, volvemos a realizar el cálculo de los autovalores parte real e imaginaria, de esta manera identificaremos modos que presenten amortiguamiento negativo o pobre amortiguamiento.

### **Ingreso del sistema de control para amortiguamiento del TCSC**

Con el afán de incrementar el pobre amortiguamiento que exista en un determinado sistema de potencia, ingresamos el sistema de control del TCSC, diseñado también para amortiguar oscilaciones de potencia.

En caso de que las máquinas tengan PSS, estos deben coordinarse con el estabilizador que tiene el TCSC.

### **Sintonización del TCSC**

Debido a la inaccesibilidad que mantiene el software Power Factory con los sistemas matriciales en redes eléctricas, la cual no permite aplicar técnicas más eficientes de sintonización, usaremos el ensayo – error para buscar un funcionamiento satisfactorio del dispositivo FACTS en los sistemas de potencia.

### **Sistema Amortiguado**

Una vez sintonizado el dispositivo los resultados, en cuanto al amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia son evidentes en los oscilogramas de Power Factory.

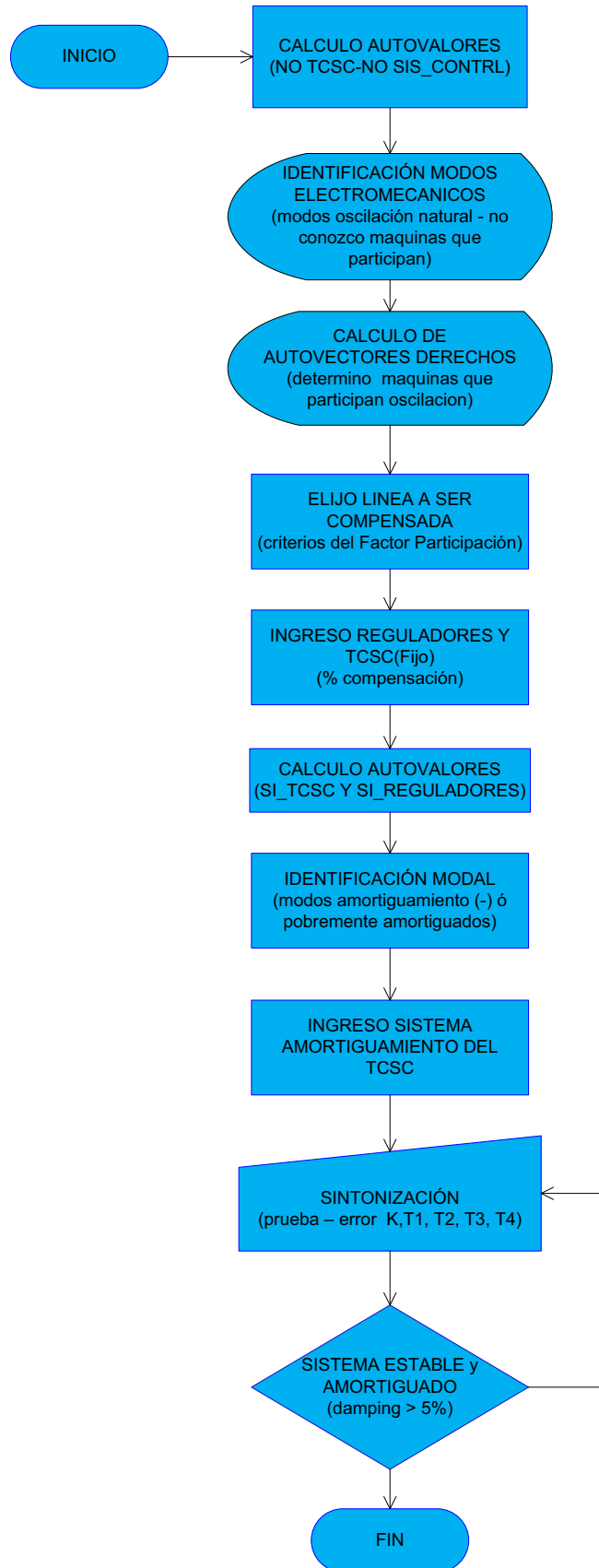


Figura 6.1 Esquema de la metodología utilizada para mejorar la estabilidad oscilatoria utilizando el TCSC.

### **6.3. Metodología para incrementar la estabilidad transitoria utilizando el TCSC**

#### **Ubicación del TCSC en varias posiciones del sistema eléctrico**

De acuerdo al sistema que estemos analizando, con criterios de operatividad y en función de la debilidad del mismo, se ubicará al TCSC en varias posiciones del sistema de potencia.

#### **Selección de Contingencias**

En base a criterios de operatividad de sistemas eléctricos, se selecciona un grupo de contingencias con alto grado de incidencia en la estabilidad del sistema de potencia, para probar el dispositivo ante condiciones mas criticas y demostrar su efectividad.

#### **Selección de puntos de operación**

Dado que el comportamiento del sistema es semejante durante algunas etapas del día (corto plazo) y durante algunas etapas del año (mediano plazo) propias de cada sistema eléctrico de potencia, es imprescindible del criterio operativo del sistema para seleccionar los puntos de operación que se van analizar.

#### **Determinar parámetros de control del TCSC, para estabilidad transitoria**

Analizando el comportamiento transitorio para cada caso de estudio, se determina los parámetros del sistema de control (tiempos de compensación, potencia de cortocircuitos, corrientes de cortocircuito, % compensación) en función de la respuesta transitoria en cada caso.

#### **Ensayo – error**

Mediante pruebas en los diferentes casos de estudio establecidos y en base a los resultados obtenidos, se seleccionará la ubicación dentro del sistema y bajo que características de operación, el TCSC incrementa la estabilidad del sistema.

#### **Evaluación**

Todos los resultados obtenidos se miden y se los sintetiza para tomar una decisión final en cuanto a ubicación y operatividad. Además de demostrar que los FACTS incrementan o no la estabilidad del sistema.

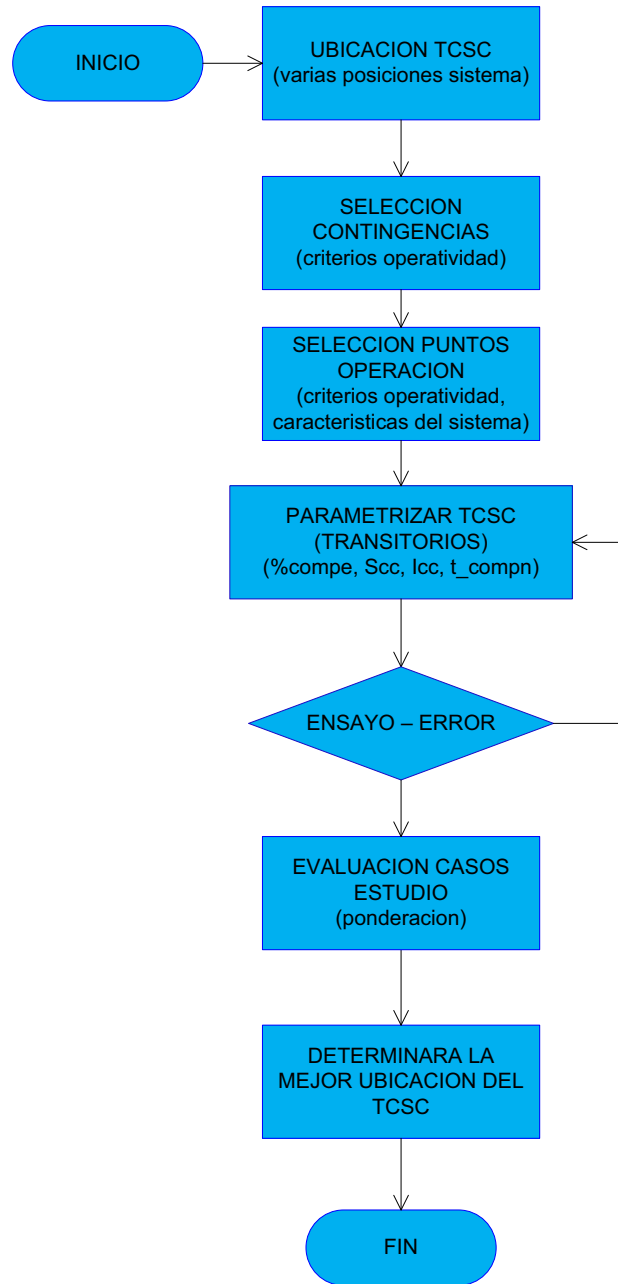


Figura 6.2 Esquema de la metodología utilizada para incrementar la estabilidad transitoria utilizando el TCSC

## 6.4. Aplicación del TCSC a un sistema de dos áreas

### 6.4.1. Introducción

Para incrementar la estabilidad angular, tanto oscilatoria como transitoria de sistemas eléctricos. Estudiaremos un sistema de 500 kV de dos áreas (ver Figura 6.3) el cual consta de dos generadores equivalentes interconectados por una línea de 200 km de distancia, en medio de la cual se coloca el TCSC para mejorar la estabilidad. Los datos del sistema (ver en las Tablas de la A2.1 hasta A2.4) en el anexo 2 se distribuyeron entre estáticos (tensiones en nodos, cargas líneas, etc.) y dinámicos (reguladores de velocidad, excitadores, TCSC, etc.).

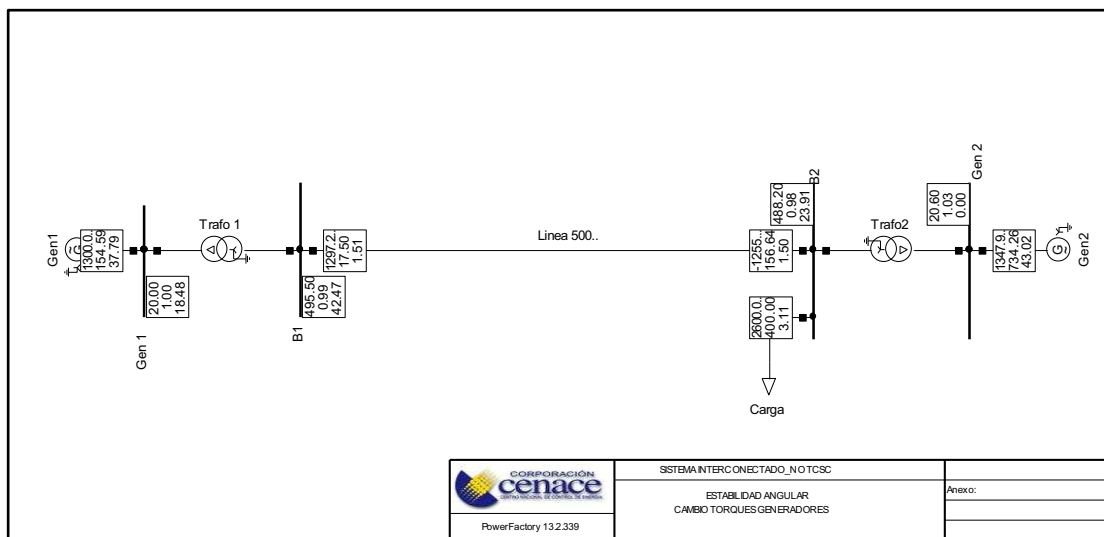


Figura 6.3 Sistema de 2 Áreas (NO TCSC)

### 6.4.2. Análisis de Estabilidad Oscilatoria

Basados en la metodología para análisis de pequeña señal descrito en la sección 6.2 y utilizando DigSilent 13.2.339, se procederá al estudio de la implementación de un Dispositivo FACTS denominado Compensador Serie controlado por tiristores (TCSC), para mejorar la estabilidad del sistema.

En primer lugar se realiza el cálculo modal de la red eléctrica sin considerar ningún sistema de control en el sistema de potencia. Los resultados de este cálculo se indican en la tabla A3.1 del anexo 3 y se sintetizan en la Figura 6.4.

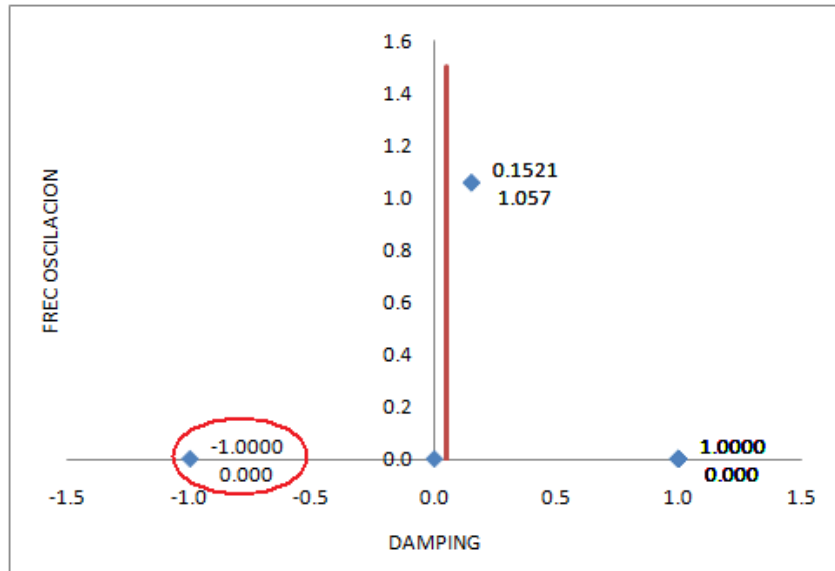


Figura 6.4 Modos de oscilación natural del sistema de 2 Áreas

Los modos tienen información de las oscilaciones del sistema, entonces las analizamos. El modo  $0.4895 \pm j0$  tiene un amortiguamiento negativo, lo cual indica que el sistema es inestable.

Los factores de participación me indican que para el modo de amortiguamiento negativo, las máquinas que participan son el generador 1 y el generador 2 con una participación del 100 %, como se ve en la Figura 6.5. Por lo tanto la compensación debe hacerse en la *línea 1* de la Figura 6.3.

Análisis Modal, Participaciones; s:speed		Máx. Amortig.: 10.000		Máx. Periodo: 30.00 s		Mín. Part: 0.001	
		DigSILENT   Proyecto					
		PowerFactory					
		13.2.339		Fecha 17/02/2011			
Escenario del Sistema: ANALISIS_PEQUENA SENAL				Caso de Estudio: ANALISIS_PEQUENA SENAL		Anexo: / 1	
Elemento	Barra	Magnitud/Ángulo		Participación			
Valor Propio 2	Tp= 0.946 s	Dp= 1.023	A1/A2= 2.630				
Gen1	Gen 1	1.000/ 0.00		████████████████████			
Gen2	Gen 2	0.997/ 178.64		████████████████████			
Valor Propio 3	Tp= 0.946 s	Dp= 1.023	A1/A2= 2.630				
Gen1	Gen 1	1.000/ 0.00		████████████████████			
Gen2	Gen 2	0.997/ 178.64		████████████████████			

Figura 6.5 Factores de participación del modo  $-1.02255 \pm j 6.6435$

En este momento se procede a ingresar los sistemas de control de los reguladores de generadores y el dispositivo TCSC fijo, sin su sistema de control, como se indica en la Figura 6.6.

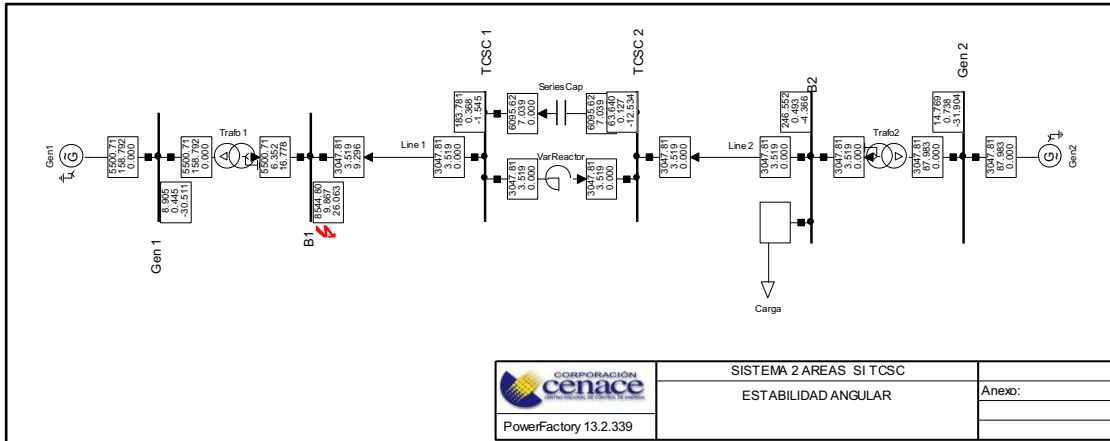


Figura 6.6 Ingreso del TCSC y de los reguladores al sistema de 2 Áreas

Ahora volvemos a calcular los autovalores para identificar aquellos modos que tengan amortiguamiento negativo, pobre amortiguamiento ó ambas. Los resultados se muestran en la Tabla A3.2 del anexo 3 y la Figura 6.7 indica que el sistema es estable y que se han incrementado los autovalores.

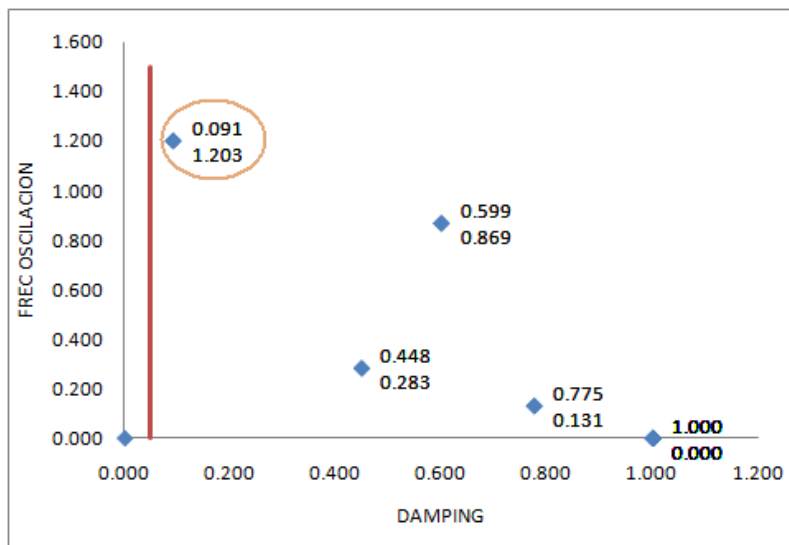


Figura 6.7 Autovalores del sistema 2 Áreas (Reguladores +TCSC\_FIJO)

Se observa en la Figura 6.7 que el sistema presenta modos de oscilación local (0.8-1.8 Hz). Entonces vamos a tratar de mejorar el amortiguamiento de este modo de oscilación.

Entonces se ingresa el sistema de amortiguamiento del TCSC, que se muestra en la Figura A2.3 del anexo 2. Este sistema de control lo asociamos al TCSC y su para configuración se utilizará valores típicos. Mediante prueba – error, se



ERROR: typecheck  
OFFENDING COMMAND: image

STACK:

-dictionary-  
-mark-  
-savelevel-  
-mark-  
-savelevel-  
-savelevel-