

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ANÁLISIS DE DISPOSITIVOS FACTS (CEV, CSCT Y UPFC)
PARA INTERACCIONES TORSIONALES SUBSINCRONAS
DE TURBOGENERADORES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS
DE POTENCIA**

TESIS

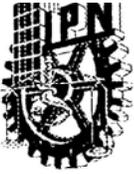
**Que para obtener el grado de:
Maestro en Ciencias
con especialidad en Ingeniería Eléctrica**

PRESENTA

JOSÉ ANTONIO CASTILLO JIMENEZ



México, D. F. AGOSTO del 2003



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D.F. siendo las 17:00 horas del día 3 del mes de Julio del 2003 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada Por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. Para examinar la tesis de grado titulada:

“ANÁLISIS DE DISPOSITIVOS FACTS (CEV, CSCT Y UPFC) PARA INTERACCIONES TORSIONALES SUBSINCRONAS DE TURBOGENERADORES EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA”

Presentada por el alumno:

CASTILLO
Apellido paterno

JIMENEZ
materno

JOSE ANTONIO
nombre(s)

Con registro:

0	1	0	1	9	3
---	---	---	---	---	---

aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISION REVISORA

Director de tesis

DR. CARLOS ALBERTO RIVERA SALAMANCA

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

DR. ARTURO ROMAN MESSINA

DR. DAVID ROMERO ROMERO

M. EN C. TOMÁS ASIÁN OLIVARES

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. FLORENCIO SÁNCHEZ SILVA

DEDICADA A:

A mis Abuelos Ángela, Tomas(†), María(†), Pedro(†), por ser el principio de esta gran aventura.

A mis Padres, Gabino y Yolanda, por siempre apoyarme y enseñarme a nunca rendirme, y sobre todo por regalarme algo tan importante en la vida: la LIBERTAD, gracias.

A mis hermanos Francisco, Daniel, Mónica, Eduardo, Karina y Jorge, gracias por estar siempre, cuando los necesite.

A mis sobrinos Lorena, Daniela, Alan Daniel y Michelle, gracias por alegrarme la vida.

A mis tíos Teresa(†), Carlos, Gabriel, gracias.

A mis amigos y compañeros de esta vida, Toño, Luis, Roberto, Cristina, Jorge y demás entrañables amigos, gracias por estar en las buenas y en las malas.

A mis grandes compañeros de la UAM, por demostrarme que el que persevera alcanza.

A mis compañeros de la SEPI, perdón por omitir los nombres pero no quisiera dejar de mencionar a alguno, gracias por compartir esos buenos momentos.

AGRADECIMIENTOS:

Agradezco infinitamente al Ing. Ahmed Zekour Zekour, por sus grandes consejos.

Al Dr. Carlos A. Rivera Salamanca, por creer en mi y sobre todo por brindarme sus conocimientos y amistad.

Al Dr. Daniel Olguín Salinas, por su infinita generosidad y entrega hacia sus alumnos, gracias Dr., y como siempre se mencione no se que hubiera hecho sin su orientación.

Quiero agradecer a mis sinodales Dr. David Romero Romero, Dr. Ricardo Mota Palomino, Dr. Arturo Román Messina y M. en C. Tomas I. Asiaín Olivares, gracias por sus comentarios; agradezco de igual manera al Dr. Daniel Ruiz Vega, por todo su trabajo, el cual nos ha facilitado el camino.

Quiero agradecer a todos mis maestros de la SEPI y personal no docente, por todos los conocimientos transmitidos y por su amistad.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.

RESUMEN

Las configuración de los sistemas eléctricos de potencia se modifican con la aparición de los Sistemas Flexibles de Transmisión de C.A. (FACTS, por sus siglas en lengua inglesa) adquiriendo nuevas características ya que a los FACTS, se les asocia con la excitación de frecuencias torsionales en los turbo-generadores, lo cual ha conducido a presentar diversos puntos de vista sobre estos dispositivos. Actualmente y con el desarrollo de la electrónica de potencia se ha reducido su influencia en la parte torsional del sistema turbina-generador.

En esta tesis se hace un estudio de Resonancia Subsíncrona (RSS) e Interacciones Torsionales Subsíncronas (ITSS) y se complementa con una metodología para la identificación de la forma de los modos torsionales en el sistema mecánico del turbo-generador. Está metodología es aplicada a tres sistemas de estudio con diversas características en la compensación serie fija y con la inclusión al sistema de transmisión, del modelo de tres tipos de dispositivos FACTS (compensador estático de vars (CEV), compensador serie controlado por tiristores (CSCT) y el controlador universal de flujos de potencia (UPFC, por su siglas en inglés)).

La representación del comportamiento dinámico del sistema de potencia se basa en el modelado en coordenadas d-q de los generadores, mientras que la red de transmisión se adopta un marco de referencia síncrono D-Q. El modelo de estado resultante permite el estudio simultáneo de RSS e ITSS con prácticamente cualquier dispositivo de control en la red.

Se usa el editor de MATLAB, para evaluar el comportamiento de los modelos de los dispositivos FACTS en un sistema básico de prueba, posteriormente se acopla PAFOS (Programa de Análisis de Fenómenos Oscilatorios Subsíncronos), estructurado en lenguaje FORTRAN, al programa estructurado en MATLAB, y se simulan los modelos del primer sistema de prueba de la IEEE para el estudio de RSS y del sistema interconectado mexicano (SIM), se convalidan los resultados. Por último se presentan los análisis de las características de inestabilidad, basadas en el estudio de RSS e ITSS, y de la identificación del comportamiento de los modos torsionales, de los sistemas bajo estudio, debidas a las acciones de control en el sistema de potencia valorando la influencia de cada uno de los componentes de la red..

ABSTRACT

ANALYSIS OF FACTS DEVICES (SVC, TCSC and UPFC) TO SUBSYNCHRONOUS TORSIONAL INTERACTIONS OF TURBOGENERATORS IN ELECTRICAL POWER SYSTEMS

The Electric Power Systems configurations are modified with the development of Flexible AC Transmission Systems (FACTS), presenting new characteristics. However, there are several different opinions about these devices because they are associated to excitation of torsional frequencies in turbine generators. Presently, with the aid of power electronics, this influence on the torsional matter of the turbine-generator system has been reduced.

In this thesis, the study of Subsynchronous Resonance (SSR) and Subsynchronous Torsional Interactions (SSTI) is performed, and it is complemented with a methodology for the identification of the torsional modes in the mechanical systems of the turbine generator. This method is applied to three systems with several characteristics on the fixed series compensation and with the inclusion, on the transmission system, of the models of three FACTS devices: Static VARS Compensator (SVC), Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC) and the Universal Power Flow Controller (UPFC).

The representation of the dynamic behavior of the power system is based the d-q model of the generators, whereas the networks is adapted to a synchronous frame of reference D-Q. The resulting state model allows the simultaneous study of RSS and ITSS with practically any control system in the network

The MATLAB editor is used, to evaluate the behavior of the models of FACTS devices in a basic test system, later is coupled PAFOS (from spanish for Subsynchronous Oscillatory Phenomena Analysis Program), structured in FORTRAN language, to the program structured in MATLAB, and the models of the first test system of the IEEE for the SSR study are simulated and of the Mexican Interconnected System (SIM, from spanish), the results are validated. Finally the analysis of the instability characteristics appear, based in the study of SSR and SSTI, and the identification of the behavior of the torsional ways of the systems under study, which had the control actions in the power system evaluating the influence of each one of the components of the network.

ÍNDICE

RESUMEN	i
ABSTRACT	ii
ÍNDICE	iii
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
ÍNDICE DE TABLAS	xi
SIMBOLOGIA	xiii
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 INTRODUCCIÓN	2
1.2 OBJETIVO	2
1.3 JUSTIFICACIÓN	2
1.4 APORTACIONES	3
1.5 Conceptos generales:	3
1.5.1 Resonancia Subsíncrona	3
1.5.2 Efecto Generador de Inducción	5
1.5.3 Interacción torsional	5
1.5.4 Amplificación del par	6
1.5.5 Modos resonantes en un sistema de corriente alterna (C.A.)	6
1.5.5.1 Resonancia con capacitor en paralelo	6
1.5.5.2 Resonancia con capacitor en serie	7
1.5.5.3 Resonancia con reactor en paralelo	7
1.5.6 Estabilidad Dinámica o Estabilidad ante Pequeñas Señales (Disturbios)	7
1.5.6.1 Interacciones del Control	8
1.6 Análisis de oscilaciones torsionales subsíncronas con elementos de control del SEP.	8
1.6.1 Interacción Torsional con compensadores series controlados por tiristores.	9
1.6.2 Interacción Torsional con compensación combinada serie-paralelo	10
1.7 Representación en variables de estado	11
1.7.1 Propiedades de la matriz de estado	11
1.8 Inclusión de esquemas flexibles de transmisión de C.A.	13
1.8.1 Representación de FACTS en estado estacionario.	13
1.8.1.1 Compensador Estático de VARS (CEV).	13
1.8.1.2 Compensador Serie Controlado por Tiristores (CSCT).	14
1.8.1.3 Controlador Universal de Flujos de Potencia (UPFC)	15
1.9 METODOLOGÍA PARA IDENTIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS MODOS TORSIONALES	15

1.10	ESTADO DEL ARTE	17
1.11	CONTENIDO DE LA TESIS	21
2	DISPOSITIVOS FACTS	22
2.1	INTRODUCCIÓN	23
2.2	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS FACTS	23
2.2.1	Principales ventajas en el uso de FACTS	24
2.2.2	Tipos de FACTS	24
2.2.2.1	FACTS tipo A	24
2.2.2.2	FACTS tipo B	25
2.2.2.3	FACTS tipo C	26
2.2.3	Pérdidas atribuibles a los FACTS	26
2.3	DISPOSITIVOS FACTS EN EL ESTUDIO DE INTERACCIONES TORSIONALES SUBSINCRONAS (ITSS)	26
2.3.1	Compensador Estático de VARs (CEV).	26
2.3.2	Compensador serie controlado por tiristores (CSCT)	27
2.3.2.1	Introducción	27
2.3.2.2	Efecto de la compensación serie en un sistema de potencia	27
2.3.2.3	Principio de funcionamiento del CSCT.	28
2.3.2.3.1	Modo de bloqueo	29
2.3.2.3.2	Modo de “by-pass”	30
2.3.2.3.3	Modo capacitivo e inductivo	30
2.3.2.4	Modelado del CSCT para el estudio de RSS e ITSS	31
2.3.2.5	Modelo del lazo de control del CSCT	33
2.3.3	Controlador Universal de flujos de potencia (UPFC)	34
2.3.3.1	Introducción	34
2.3.3.2	Principio de funcionamiento del UPFC	35
2.3.3.3	Sistema de control del UPFC	35
2.3.3.4	Modelado del UPFC para el estudio de RSS e ITSS	38
2.3.3.5	Modelo de lazo de control del UPFC	38
3	MODELADO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA PARA EL ESTUDIO DE INTERACCIONES TORSIONALES SUBSÍNCRONAS	42
3.1	INTRODUCCIÓN	43
3.2	REPRESENTACIÓN LINEAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	43
3.2.1	Estructura general del modelo del sistema de potencia	44
3.3	MODELADO DEL SUBSISTEMA GENERACIÓN	47
3.3.1	Modelo de la máquina síncrona	48

3.3.2 Representación de estado	49
3.3.3 Modelo mecánico del sistema turbina – generador	50
3.3.3.1 Modelo multimasas	51
3.3.3.2 Acoplamiento con el sistema eléctrico	52
3.3.4 Modelo del estabilizador del sistema de potencia (ESP) y regulador automático de voltaje (RAV)	52
3.4 MODELADO DE LA RED DE TRANSMISIÓN	53
4. SISTEMA DE PRUEBA.	56
4.1 SISTEMAS DE PRUEBA PARA EL ESTUDIO DE ITSS	57
4.1.2 Modelo de la flecha del rotor	57
4.1.3 Red de Transmisión	57
4.1.3.1 Modos asociados a la red de transmisión y su interpretación física	57
4.1.3.1.1 Modos asociados a al interacción R-L y R-L-C	58
4.2 Sistema con capacitor serie fijo	60
4.2.1 Análisis de RSS en el sistema de prueba	61
4.2.2 Características de estabilidad ante disturbios pequeños	61
4.2.3 Influencia del nivel de compensación	62
4.2.3.1 Características de inestabilidad torsional	63
4.2.4 Estudio del comportamiento de los modos para la configuraciones del sistema de prueba con diferentes niveles de compensación (0%, 20% 50%, 75%)	67
4.3 Sistema con capacitor serie fijo y CEV	72
4.3.1 Análisis de RSS en el sistema de prueba con dispositivo CEV	72
4.3.2 Características de estabilidad ante disturbios pequeños	73
4.3.3 Influencia del nivel de compensación	74
4.3.3.1 Características de inestabilidad torsional	76
4.3.4 Estudio del comportamiento de los modos para la configuración del sistema de prueba con dispositivo CEV y diferentes niveles de compensación (0%, 20% 50%, 75%)	79
4.4 Sistema con capacitor serie fijo y CSCT	84
4.4.1 Análisis de RSS en el sistema de prueba y dispositivo CSCT	84
4.4.2 Características de estabilidad ante disturbios pequeños	85
4.4.3 Influencia del nivel de compensación	86
4.4.3.1 Características de inestabilidad torsional	88
4.4.4 Estudio del comportamiento de los modos para la configuración del sistema de prueba con dispositivo CSCT y diferentes niveles de compensación (0%, 20% 50%, 75%)	92
4.5 Sistema con capacitor serie fijo y UPFC	96
4.5.1 Análisis de RSS en el sistema de prueba y dispositivo CSCT	97
4.5.2 Características de estabilidad ante disturbios pequeños	97

4.5.3	Influencia del nivel de compensación	98
4.5.3.1	Características de inestabilidad torsional	100
4.5.4	Estudio del comportamiento de los modos para la configuración del sistema de prueba con dispositivo UPFC y diferentes niveles de compensación (0%, 20% 50%, 75%)	100
4.6	Simulación con PAFOS	108
4.7	Primer sistema de prueba del IEEE con capacitor serie	108
4.7.1	Características de estabilidad ante disturbios pequeños	109
4.7.2	Influencia del nivel de compensación	112
4.8	Primer sistema de prueba del IEEE con compensación serie y CEV	113
4.8.1	Características de estabilidad ante disturbios pequeños	113
4.9	Primer sistema de prueba del IEEE con compensación serie y CSCT	116
4.9.1	Características de estabilidad ante disturbios pequeños	117
4.10	Primer sistema de prueba del IEEE con compensación serie y UPFC	118
4.10.1	Características de estabilidad ante disturbios pequeños	119
4.10.2	Comportamiento de los modos torsionales	121
4.11	Análisis de la forma de los modos de un sistema multimáquinas	125
4.11.1	Estudio de RSS e ITSS	126
4.11.1.1	Estudio del comportamiento de los modos torsionales	127
4.11.2	Análisis de RSS e ITSS, incluyendo dispositivos CEV's en el SIM	136
4.11.1.1	Estudio del comportamiento de los modos torsionales	137
5	CONCLUSIONES	148
5.1	Conclusiones generales	149
5.2.	TRABAJOS FUTUROS	150
5.3	PUBLICACIONES RESULTADO DE ESTA TESIS.	150
5.3.1	Artículos	150
REFERENCIAS		151
	REFERENCIAS	151
APÉNDICE A	ESTRUCTURA DE LAS MATRIZ DEL MODELO DE ESTADO DEL SUBSISTEMA GENERADOR PARA MATLAB	161
A.1	Estructura de la matriz A_{ms}	162
APÉNDICE B	CARACTERÍSTICA DEL SISTEMA DE PRUEBA PARA MATLAB	163

APÉNDICE C	CARACTERÍSTICA DEL SISTEMA DE PRUEBA DEL IEEE	165
APÉNDICE D	CARACTERÍSTICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO MEXICANO	167
APÉNDICE E	SISTEMA MÁQUINA BUS INFINITO	174
E.1	Sistema máquina-bus infinito	174
E.2	Modelo clásico del generador sincróna	174
E.3	Modelo de tercer orden del generador sincróna	175
E.4	Modelo de sexto orden del generador sincróna	176
E.5	Modelado del sistema de prueba utilizando DigSILENT	178
APÉNDICE F	LISTADO DEL PROGRAMA	181
F.1	Código usado en el modelo de MATLAB	181
E.2	Código usado en el modelo de DigSILENT	188

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Circuito resonante.	5
Figura 1.2 Diagrama conceptual que ilustra fenómeno de ITSS con CSCT	9
Figura 1.3 Diagrama conceptual que ilustra fenómeno de ITSS con UPFC	10
Figura 1.4 CEV en estado estacionario	13
Figura 1.5 CSCT en estado estacionario	14
Figura 1.6 UPFC en estado estacionario	15
Figura 1.7 Identificación del Comportamiento de los Modos Torsionales	16
Figura 2.1 FACTS controladores del flujo de potencias (Activa y Reactiva)	25
Figura 2.2 FACTS controladores de potencia activa	25
Figura 2.3 FACTS controladores de reactivos	25
Figura 2.4 a) Efecto de la compensación serie	27
b) Curva $P - \delta$.	28
Figura 2.5 Esquema de compensación serie con capacitor fijo y un CSCT.	29
Figura 2.6 a) Esquema de compensador serie en estado de bloqueo.	29
b) Esquema de compensador serie en estado de conducción.	30
c) Esquema de compensador serie en modo capacitivo.	30
d) Esquema de compensador serie en modo inductivo.	30
Figura 2.7 Diagrama. a bloques del modelo analítico del CSCT.	31
Figura 2.8 Estructura del modelo genérico del CSCT, incluyendo lazo de control.	31
Figura 2.9 Lazo de control para CSCT.	33
Figura 2.10 Diagrama analítico del UPFC.	34
Figura 2.11 a) Sistema de control del UPFC.	36
b) Control de enlace con el sistema CD	36
Figura 2.12 a) Lazo de control del ángulo de potencia.	39
b) Lazo de control de voltaje para el transformador de acoplamiento B.	39
c) Lazo de control para el capacitor de enlace en CD.	39
Figura 3.1 Orden de construcción de la matriz $[A]$.	46
Figura 3.2 Diagrama de bloques del subsistema generación y su interacción con la red eléctrica.	47
Figura 3.3 Representación de circuitos del rotor en ejes d y q.	48
Figura 3.4 Sistema i-ésimo masa-resorte.	50
Figura 3.5 Representación del ESP y RAV.	52

Figura 4.1 Sistema de prueba con capacitor fijo serie.	60
Figura 4.2 Grafica de la variación de la parte real del eigenvalor del modo subsíncrono de la red en función del nivel de compensación.	63
Figura 4.3 Modos torsionales sin compensación serie	64
Figura 4.4 Modos torsionales con nivel de compensación del 70%.	65
Figura 4.5 Modos torsionales con nivel de compensación del 80%.	65
Figura 4.6 Modos torsionales con nivel de compensación del 90%.	66
Figura 4.7 Modos torsionales con nivel de compensación del 100%.	66
Figura 4.8 Modos Torsionales sin compensación.	68
Figura 4.9 Modos Torsionales $X_c=20\%$.	69
Figura 4.10 Modos Torsionales $X_c=50\%$	70
Figura 4.11 Modos Torsionales $X_c=75\%$	71
Figura 4.12 Sistema de prueba con capacitor fijo serie y CEV.	72
Figura 4.13 Variación de la parte real del eigenvalor del modo subsíncrono de la red en función del nivel de compensación y el control del CEV.	76
Figura 4.14 Modos torsionales sin compensación serie	77
Figura 4.15 Modos torsionales con nivel de compensación del 70%	77
Figura 4.16 Modos torsionales con nivel de compensación del 80%	78
Figura 4.17 Modos torsionales con nivel de compensación del 90%	78
Figura 4.18 Modos torsionales con nivel de compensación del 100%	79
Figura 4.19 Modos Torsionales sin compensación serie fija y CEV.	80
Figura 4.20 Modos Torsionales con $X_c=20\%$ y CEV.	81
Figura 4.21 Modos Torsionales con $X_c=50\%$ y CEV.	82
Figura 4.22 Modos Torsionales con $X_c=75\%$ y CEV.	83
Figura 4.23 Sistema de prueba con capacitor fijo serie y CSCT.	84
Figura 4.24 X_{csct} en función del ángulo de disparo (α).	87
Figura 4.25 Variación de la parte real del eigenvalor del modo subsíncrono de la red en función del nivel de compensación y CSCT.	88
Figura 4.26 Modos torsionales sin compensación serie	89
Figura 4.27 Modos torsionales con nivel de compensación del 70%	90
Figura 4.28 Modos torsionales con nivel de compensación del 80%	90
Figura 4.29 Modos torsionales con nivel de compensación del 90%	91
Figura 4.30 Modos torsionales con nivel de compensación del 100%	91
Figura 4.31 Modos Torsionales sin compensación serie fija y CSCT.	92
Figura 4.32 Modos Torsionales con $X_c=20\%$ y CSCT.	93
Figura 4.33 Modos Torsionales con $X_c=50\%$ y CSCT.	94
Figura 4.34 Modos Torsionales con $X_c=75\%$ y CSCT.	95
Figura 4.35 Sistema de prueba con capacitor fijo serie y UPFC.	96

Figura 4.36 Variación de la parte real del eigenvalor del modo subsíncrono de la red en función del nivel de compensación y UPFC.	100
Figura 4.37 Modos torsionales sin compensación serie	101
Figura 4.38 Modos torsionales con nivel de compensación del 70%	101
Figura 4.39 Modos torsionales con nivel de compensación del 80%	102
Figura 4.40 Modos torsionales con nivel de compensación del 90%	102
Figura 4.41 Modos torsionales con nivel de compensación del 100%	103
Figura 4.42 Modos Torsionales sin compensación serie fija y UPFC.	104
Figura 4.43 Modos Torsionales con $X_c=20\%$ y UPFC.	105
Figura 4.44 Modos Torsionales con $X_c=50\%$ y UPFC.	106
Figura 4.45 Modos Torsionales con $X_c=75\%$ y UPFC.	107
Figura 4.46 Sistema de prueba IEEE con capacitor fijo serie.	108
Figura 4.47 Sistema de prueba IEEE con capacitor fijo serie y CEV.	113
Figura 4.48 Sistema de prueba IEEE con capacitor fijo serie y CSCT.	116
Figura 4.49 Sistema de prueba IEEE con capacitor fijo serie y UPFC.	118
Figura 4.50 Modos Torsionales con $X_c=50\%$	121
Figura 4.51 Modos Torsionales con $X_c=50\%$ y CEV.	122
Figura 4.52 Modos Torsionales con $X_c=50\%$ y CSCT.	123
Figura 4.53 Modos Torsionales con $X_c=50\%$ y UPFC.	124
Figura 4.54 Sistema en estudio, solo con compensación serie fija	125
Figura 4.55 Comportamiento torsional de los generadores en estudio	127
Figura 4.56 a) Generador TUXPAN, con $F= 24.243$ Hz	128
b) Generador TUXPAN, con $F= 35.38$ Hz	128
Figura 4.57 a) Generador VALLE DE MÉXICO, con $F= 23.121$ Hz	129
b) Generador VALLE DE MÉXICO, con $F= 29.685$ Hz	129
c) Generador VALLE DE MÉXICO, con $F= 52.738$ Hz	130
Figura 4.58 a) Generador LAGUNAVERDE, con $F= 7.587$ Hz	130
b) Generador LAGUNAVERDE, con $F= 15.081$ Hz	131
c) Generador LAGUNAVERDE, con $F= 24.85$ Hz	131
d) Generador LAGUNAVERDE, con $F= 46.08$ Hz	132
Figura 4.59 Comportamiento de los modos torsionales Generador TUXPAN	134
Figura 4.60 Comportamiento de los modos torsionales Generador VALLE DE MÉXICO	135
Figura 4.61 Comportamiento de los modos torsionales Generador LAGUNA VERDE	135
Figura 4.62 Sistema en estudio, incluyendo dispositivos CEV's	136
Figura 4.63 Comportamiento torsional de los generadores en estudio.	138
Figura 4.64 a) Generador TUXPAN, con $F= 35.027$ Hz	138
b) Generador TUXPAN, con $F= 24.571$ Hz	139

Figura 4.65 a) Generador VALLE DE MÉXICO, con $F= 52.738$ Hz.	139
b) Generador VALLE DE MÉXICO, con $F= 29.689$ Hz	140
c) Generador VALLE DE MÉXICO, con $F= 23.175$ Hz	140
Figura 4.66 a) Generador LAGUNA VERDE, con $F= 46.088$ Hz.	141
b) Generador LAGUNA VERDE, con $F= 25.123$ Hz	141
c) Generador LAGUNA VERDE, con $F= 15.086$ Hz	142
d) Generador LAGUNA VERDE, con $F= 7.865$ Hz	142
Figura 4.57 Comportamiento de los modos torsionales Generador TUXPAN	145
Figura 4.68 Comportamiento de los modos torsionales Generador VALLE DE MÉXICO	145
Figura 4.69 Comportamiento de los modos torsionales Generador LAGUNA VERDE	146
Figura E.1 Sistema de prueba FBM, para DigSILENT™ .	178
Figura E.2 Modelo de la flecha entre Turbina – Generador del FBM, para DigSILENT™ .	178
Figura E.3 Salida grafica de la simulación hecha con DigSILENT	179

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de los dispositivos FACTS.	24
Tabla 3.1 Nomenclatura del sistema multimasas.	50
Tabla 4.1 Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie fijo.	60
Tabla 4.2 Eigenvalores para el sistema de prueba, casos de operación, con cuatro niveles de compensación.	61
Tabla 4.3 Modos torsionales del turbo generador y modo subsíncrono de red y sus factores asociados de participación ($X_c=50\%$)	62
Tabla 4.4 Características de los modos de oscilación del sistema ($X_c=50\%$).	62
Tabla 4.5 Modos torsionales y modo subsíncrono de red para varios niveles de compensación.	63
Tabla 4.6 Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie y CEV.	72
Tabla 4.7 Eigenvalores para el sistema de prueba con dispositivo CEV, casos de operación, con cuatro niveles de compensación	73
Tabla 4.8 Modos torsionales del turbo generador y modo subsíncrono de red y sus factores asociados de participación ($X_c=50\%$)	74
Tabla 4.9 Características de los modos de oscilación del sistema ($X_c=50\%$).	74
Tabla 4.10 Condiciones de operación del RCT .	75
Tabla 4.11 Modos torsionales y modo subsíncrono de red para varios niveles de compensación.	75
Tabla 4.12 Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie y CSCT.	84
Tabla 4.13 Eigenvalores para el sistema de prueba con dispositivo CSCT, casos de operación, con cuatro niveles de compensación	85
Tabla 4.14 Modos torsionales del turbo generador y modo subsíncrono de red y sus factores asociados de participación ($X_c=50\%$).	85
Tabla 4.15 Características de los modos de oscilación del sistema ($X_c=50\%$).	86
Tabla 4.16 Condiciones de operación del RCT .	87
Tabla 4.17 Modos torsionales y modo subsíncrono de red para varios niveles de compensación.	88
Tabla 4.18 Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie y UPFC.	96
Tabla 4.19 Eigenvalores para el sistema de prueba con dispositivo UPFC casos de operación, con cuatro niveles de compensación	97
Tabla 4.20 Modos torsionales del turbo generador y modo subsíncrono de red ($X_c=50\%$).	98

Tabla 4.21 Características de los modos de oscilación del sistema (Xc=50%).	98
Tabla 4.22 Condiciones de operación del UPFC	99
Tabla 4.23 Modos torsionales y modo subsíncrono de red para varios niveles de compensación.	99
Tabla 4.24 Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie.	109
Tabla 4.25 Eigenvalores para el sistema de prueba de IEEE. Caso base de operación con nivel de compensación de 50%.	110
Tabla 4.26 Eigenvalores para el sistema de prueba, con caso base de operación Xc= 50%	110
Tabla 4.27 Modos torsionales del turbo generador y modo subsíncrono de red y (Xc=50%).	111
Tabla 4.28 Características de los modos de oscilación del sistema (Xc=50%).	111
Tabla 4.29 Modos torsionales y modo subsíncrono de red para el nivel base de operación Xc=50%..	112
Tabla 4.30 Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie y CEV.	113
Tabla 4.31 Eigenvalores para el sistema de prueba de IEEE. Caso base de operación con nivel de compensación de 50% y CEV.	114
Tabla 4.32 Condiciones de operación del RCT del CEV.	114
Tabla 4.33 Características de los modos de oscilación del sistema (Xc=50%).	115
Tabla 4.34 Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie y CSCT.	116
Tabla 4.35 Eigenvalores para el sistema de prueba de IEEE. Caso base de operación con nivel de compensación de 50% y CSCT.	117
Tabla 4.36 Condiciones de operación del RCT del CSCT.	117
Tabla 4.37 Características de los modos de oscilación del sistema (Xc=50%).	118
Tabla 4.38 Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie y UPFC.	119
Tabla 4.39 Eigenvalores para el sistema de prueba de IEEE. Caso base de operación con nivel de compensación de 50% y UPFC.	120
Tabla 4.40 Características de los modos de oscilación del sistema (Xc=50%).	120
Tabla 4.41 Características de los Generadores Térmicos y Nucleares	126
Tabla 4.42 Características Torsionales de los Generadores	126
Tabla 4.43 Modos Torsionales asociados a los turbogeneradores en el área de estudio. Caso base de operación con cargas representadas como impedancias constantes	127

Tabla 4.44 Relación de variables del sistema con una mayor participación en el fenómeno torsional del generador TUXPAN	133
Tabla 4.45 Relación de variables del sistema con una mayor participación en el fenómeno torsional del generador VALLE DE MÉXICO.	133
Tabla 4.46 Relación de variables del sistema con una mayor participación en el fenómeno torsional del generador LAGUNA VERDE	134
Tabla 4.47 Características de los CEVs dentro del área de estudio	136
Tabla 4.48 Modos torsionales asociados los turbogeneradores del área en estudio. Caso con dispositivos CEV's en operación y con cargas representadas como impedancias constantes	137
Tabla 4.49 Relación de variables del sistema con una mayor participación en el fenómeno torsional del generador TUXPAN	143
Tabla 4.50 Relación de variables del sistema con una mayor participación en el fenómeno torsional del generador VALLE DE MÉXICO.	143
Tabla 4.51 Relación de variables del sistema con una mayor participación en el fenómeno torsional del generador LAGUNA VERDE	144
Tabla B.1 Datos generales del sistema de prueba referencia [36].	163
Tabla B.2 Parámetros de las máquinas síncronas	163
Tabla B.3 Parámetros de las máquinas síncronas	163
Tabla B.4 Parámetros masa resorte del rotor	164
Tabla C.1 Datos generales del sistema de prueba IEEE [3].	165
Tabla C.2 Parámetros de las máquinas síncronas.	165
Tabla C.3 Parámetros de las máquinas síncronas.	165
Tabla C.4 Pares de la turbina y del gobernador	165
Tabla C.5 Parámetros masa resorte del rotor	166
Tabla D.1 Datos generales	167
Tabla D.2 Variables generales	167
Tabla D.3 Condiciones iniciales de operación de los generadores	167
Tabla D.4 Parámetros de las cargas estáticas en el SIM	168
Tabla D.5 Compensadores estáticos de VARs	168
Tabla D.6 Parámetro de las Líneas de Transmisión	169
Tabla D.7 Modelo de Generadores, Excitador y Turbina	170
Tabla D.8 Generadores con masa única	170
Tabla D.9 Generadores con cuatro masas	170
Tabla D.10 Generador LGV-U1 con seis masas	170
Tabla D.11 Condiciones Iniciales de las máquinas síncronas	171

Tabla D.12 Parámetros de las máquinas síncronas	171
Tabla D.13 Parámetros de las máquinas síncronas	171
Tabla D.14 Compensación serie tipo 1	172
Tabla D.15 Compensación serie tipo 2	172
Tabla D.16 Reactores en paralelo	172
Tabla D.17 Capacitores en paralelo	172
Tabla D.18 Compensadores Estáticos de VARs	172
Tabla D.19 Datos de los Transformadores	173
Tabla E.1 Modos Torsionales del sistema de 3-masas.	178

SIMBOLOGIA Y SIGLAS

R	=	Resistencia
L	=	Inductancia
C	=	Capacitancia
Z	=	Impedancia
T	=	Par electromagnético
V	=	Voltaje
i	=	Corriente
f	=	Frecuencia
P	=	Potencia activa
Q	=	Potencia reactiva
X	=	Reactancia
X'	=	Reactancia transitoria
X''	=	Reactancia subtransitoria
θ	=	Posición angular
ω	=	Velocidad angular
λ	=	Enlaces de flujo
δ	=	Ángulo del rotor
d,q	=	Coordenadas en eje directo y cuadratura referidas al rotor de la M. S.
D,Q	=	Coordenadas en eje directo y cuadratura en el marco rotatorio de la red
fd	=	Devanado de campo
D	=	Coefficiente de amortiguamiento
K	=	Coefficiente de rigidez
H	=	Constante de Inercia
J	=	Momento de Inercia
D_m	=	Constante de amortiguamiento (par mecánico de amortiguamiento)
K_m	=	Par de sincronización del sistema equivalente masa-resorte
T_e	=	Par de eléctrico
D_e	=	par de amortiguamiento debido al sistema eléctrico
K_e	=	par de sincronización debido al sistema eléctrico
\mathbf{x}_i	=	Vector de estado asociado con el i -ésimo elemento del sistema
\mathbf{a}_i	=	Componentes de entrada
m	=	Número de aportes de control para dispositivos FACTS.
$\underline{\mathbf{X}}$	=	Vector de estado del sistema
$\underline{\mathbf{X}}(t_0)$	=	Punto de operación inicial.
$[\mathbf{A}]$	=	Matriz de estado del sistema
\mathbf{X}_k	=	Vector de variables de estado
\mathbf{a}_k	=	Vector de variables de entrada
$[\mathbf{A}_k]$	=	Submatriz que establece las características de cada subsistema y representan en general, sensibilidades asociadas a las del modelo parcial de estado con respecto al propio modelo o a la interconexión del mismo con otros subsistemas.

[L_{ij}]	=	Submatrices que representan las relaciones físicas que describen la interconexión entre los distintos elementos o subsistemas.
[A] y [B]	=	Matrices se obtienen de los modelos dinámicos individuales de los diferentes elementos del SEP
X_{ms}	=	Subsistema de estado, representación del comportamiento eléctrico de la máquina síncrona
X_m	=	Subsistema de estado, representación de la dinámica torsional del sistema turbina generador
X_e	=	Subsistema de estado, representación del control de excitación
a_{ms}	=	vector de variables de entrada
T_i	=	Par externo de entrada
M_iω_i	=	Par de aceleración,
D_iω_i	=	Par de amortiguamiento sobre la masa
H	=	Matriz diagonal compuesta de las inercias individuales de las masas
D	=	Matriz diagonal compuesta de los coeficientes de amortiguamiento
K	=	Matriz diagonal cuyos elementos son los coeficientes de rigidez de la flecha.
X_{tg}	=	Vector de las variables de estado asociadas con el modelo dinámico del sistema turbina-gobernador
X_g	=	Vector de las variables de estado asociadas con el modelo de la máquina síncrona
D_m	=	Coefficiente de amortiguamiento
T	=	Matriz de transformación
δ_k	=	Ángulo de separación entre el marco de referencia síncrono y el marco de referencia fijo al rotor de la k-ésima máquina
ω_b	=	Velocidad síncrona del marco de referencia adoptado,
X_r	=	Vector de estado del subsistema de la red que incorpora voltajes y corrientes en coordenadas D-Q
X_g	=	Vector de estado del subsistema generación
X_c	=	Vector de estado del subsistema compensación.
α	=	Señal de disparo o salida del lazo de control del compensador
i_{eD}	=	Parte real de la corriente a través de la inductancia
i_{eQ}	=	Parte imaginaria de la corriente a través de la inductancia
V_{CD}	=	Parte real de voltaje a través de la rama capacitiva del CSCT
V_{CQ}	=	Parte imaginaria de voltaje a través de la rama capacitiva del CSCT
l_E	=	Valor de la inductancia del transformador Shunt en p.u
l_B	=	Valor de la inductancia Resistencia del transformador serie en p.u
R_E	=	Resistencia del transformador Shunt en p.u.
R_B	=	Resistencia del transformador serie en p.u
M_E	=	Magnitud de inyección de voltaje en p.u.
M_B	=	Magnitud de la regulación de potencia activa y reactiva al sistema en p.u
x_δ	=	ángulo subvector conteniendo el ángulo del rotor del turbo generador

\mathbf{X}_g y \mathbf{X}_r	=	Vectores de estado asociados con la máquina síncrona y la red respectivamente.
HP	=	Sección de la turbina de alta presión
IP	=	Sección de la turbina de presión intermedia
LPA	=	Sección de la turbina de baja presión A
LPB	=	Sección de la turbina de baja presión B
G	=	Generador
EXC	=	Masa del excitador
X_{sys}	=	Inductancia equivalente del sistema
T_m	=	Constante de tiempo
K_a	=	Ganancia del lazo de control
T_a	=	Constante de tiempo
T_r	=	Constante de tiempo de retraso control de disparo en tiristores
A_m	=	Amplitud
θ_m	=	Ángulo de fase
α_m	=	Factor de amortiguamiento
f_m	=	Frecuencia de oscilación
Δt	=	Intervalo de muestreo
ϕ_i	=	Fase
ω_i	=	Velocidad angular
σ_i	=	Amortiguamiento
m	=	Número de polos (componentes modales)
id -T LÍNEA		Variable de estado de la línea de transmisión
iq -T LÍNEA		Variable de estado de la línea de transmisión

Siglas:

FACTS	=	Sistemas Flexible de Transmisión de C. A.
CEV	=	Compensador estático de VARs
SEP	=	Sistemas Eléctricos de Potencia
RSS	=	Resonancia Subsíncrona
ITSS	=	Interacciones Torsionales Subsíncronas
PAFOS	=	Programa para el análisis de Fenómenos Oscilatorios Subsíncronos
HVDC	=	Sistemas convertidores de CD de alto Voltaje (por sus siglas en Inglés).
SIM	=	Sistema Interconectado Mexicano
RCT	=	Reactores controlados por tiristores
STATCOM	=	Compensador Estático Síncrono
CS	=	Compensación Serie
CSCT	=	Compensación serie controlada por tiristores
UPFC	=	Control Universal de Flujos de Potencia (por sus siglas en ingles).
CF	=	Función de cierre de fase
CDT	=	Control de disparo del tiristor
TUX	=	Planta Generadora Tuxpan
VDM	=	Planta Generadora Valle de México
LGV	=	Planta Generadora Laguna Verde
MPU	=	Planta Generadora Malpaso
CHI	=	Planta Generadora Chicoasén
CEV-REA	=	Banco de reactores del CEV
MZT	=	Planta Generadora Mazatlán
PEN	=	Planta Generadora Peñitas
DBO	=	Planta Generadora Dos Bocas
CARII	=	Planta Generadora Carbón II

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN.

Diversas investigaciones han demostrado que la compensación serie fija y los dispositivos FACTS, en sistemas de transmisión de corriente alterna, y en particular, los bancos de capacitores y las acciones de control, de estos dispositivos, pueden producir intercambios de energía entre la red compensada y el sistema turbina-generador, lo cual puede conducir a la aparición de RSS e ITSS provocando fallas en el eje del turbo generador e inestabilidad eléctrica a frecuencias de oscilación por debajo de la frecuencia nominal del sistema [1].

Se considera que si se aplica una compensación serie-paralelo, en un sistema, y que estos compensadores operan dinámicamente evaluando las condiciones del mismo sistema manejando automáticamente la entrada y salida de los bancos de capacitores y reactores, se obtiene una forma más económica de incrementar la capacidad de transmisión y mejorar la estabilidad transitoria del sistema; teniéndose que realizar un nuevo estudio sobre el fenómeno oscilatorio torsional subsíncrono con una nueva configuración del sistema.

1.2 OBJETIVOS

Objetivo General.

- Desarrollar una herramienta computacional que implemente los modelos de dispositivos FACTS (CEV, CSCT y UPFC) en el estudio de resonancia subsíncrona y analizar el comportamiento dinámico de las interacciones torsionales entre la máquina síncrona y los componentes de la red eléctrica en el rango de frecuencias subsíncronas y supersíncronas.

Objetivos Particulares.

- Acoplar los modelos de los dispositivos FACTS, en programas computacionales con una fuerte motivación física del fenómeno de RSS e ITSS.
- Aplicar una metodología para identificar el comportamiento de los modos torsionales, asociados a los factores de participación en el sistema turbina-generador.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La mayoría de la potencia eléctrica se transmite a grandes distancias desde los centros de generación a los centros de carga por líneas de transmisión compensadas por capacitores en serie, eliminando la necesidad de líneas de transmisión paralelas que implicarían más costo. La utilización de dispositivos FACTS en los cada vez más complejos sistemas de potencia, ayuda a incrementar el nivel de transmisión de potencia, y reducir inestabilidades que pueden desarrollar resonancia eléctrica en generadores, transformadores, líneas de transmisión y capacitores, usualmente a frecuencia subsíncrona. Se ha demostrado que si la frecuencia subsíncrona interactúa con uno de los modos naturales torsionales del eje del

turbogenerador ocurriendo un intercambio de energía a esta frecuencia, se pueden ocasionar daños al eje debido a la fatiga torsional a la que se ve sometido [26], es por esto que los dispositivos FACTS, basados en la electrónica de potencia, presentan una buena opción de colocar los filtros necesarios para mitigar las oscilaciones no deseadas y así ayudar a la estabilidad angular del generador.

Un modelado adecuado, permite hacer un estudio más detallado y completo de los fenómenos de RSS e ITSS y mostrar el comportamiento de los modos torsionales del sistema mecánico en el turbogenerador, en el cual se involucran todos los elementos del SEP. Este trabajo explora la utilización de modelos lineales que muestran el comportamiento del SEP para determinar si existen oscilaciones subsíncronas y supersíncronas, e ITSS en la presencia de compensación serie y dispositivos FACTS, en sistemas de prueba.

1.4 APORTACIONES

- **Implementación de modelos para ilustrar el fenómeno de ITSS con dispositivos FACTS (CEV, CSCT, UPFC).**
- **Aplicar una metodología para identificar el comportamiento de la forma de los modos torsionales del sistema turbina-generador e Identificar el grado de participación de los elementos del sistema de potencia en la excitación de los modos torsionales a través de los factores de participación**

1.5 CONCEPTOS GENERALES:

1.5.1 Resonancia Subsíncrona (RSS).

La Resonancia subsíncrona es el término con el cual se hace referencia a fenómenos originados por el intercambio de energía durante los transitorios subsiguientes a cambios de estado en un sistema de potencia entre una o más unidades de generación y la red de transmisión compensada [1, 3, 26, 35, 60]

Existen tres tipos de fenómenos asociados a la resonancia subsíncrona:

Un primer efecto de naturaleza puramente eléctrica, la inducción de generador, que tiene lugar cuando el comportamiento eléctrico del generador frente a corrientes, que son asociadas a la velocidad asincrónica, provoca el desamortiguamiento de la respuesta natural de la red [48].

Y otros dos efectos de naturaleza electro-mecánica,

La interacción torsional, que se produce cuando las corrientes asíncronas de la red ocasionan la excitación de un modo natural de oscilación del eje de la máquina [1].

La amplificación del par, que es consecuencia de la descarga de cantidades grandes de energía almacenada en los capacitores a través del generador y del sistema mecánico de la

unidad turbogeneradora. La primera respuesta al efecto del generador de inducción, son corrientes asociadas a la velocidad asíncrona de magnitud creciente en los devanados del estator, mientras que para los otros dos efectos, se caracterizaran las respuestas por un régimen de oscilaciones desamortiguadas del par mecánico en el eje [2].

Las consecuencias de la RSS sobre una unidad turbo-generadora pueden llegar a ser muy graves. En particular sobre los modos torsionales, ya que estos pueden ser excitados con frecuencias provenientes de la red de transmisión y entrar en resonancia, en otras palabras, se reduciría el nivel de amortiguamiento natural en la flecha, lo que es muy peligroso, ya que, por la naturaleza de las oscilaciones que se producen, el eje se verá sometido a esfuerzos torsionales ante los cuales no tiene la misma resistencia que con los esfuerzos normales unidireccionales [13, 26].

La posibilidad de que se produzca RSS dependerá de las correlaciones existentes entre las características de la respuesta transitoria sobre el lazo circuital conformado por el generador y la red de potencia, la cual variara dependiendo de las diferentes configuraciones de red, y las características de los modos naturales de oscilación del eje; los cuales a su vez dependen de la carga, de la máquina. En general, debido a sus particularidades constructivas, las unidades térmicas son las que están más expuesta a la resonancia subsíncrona, mientras que en el otro extremo del espectro se ubican las unidades hidráulicas, que están prácticamente exentas de riesgos.

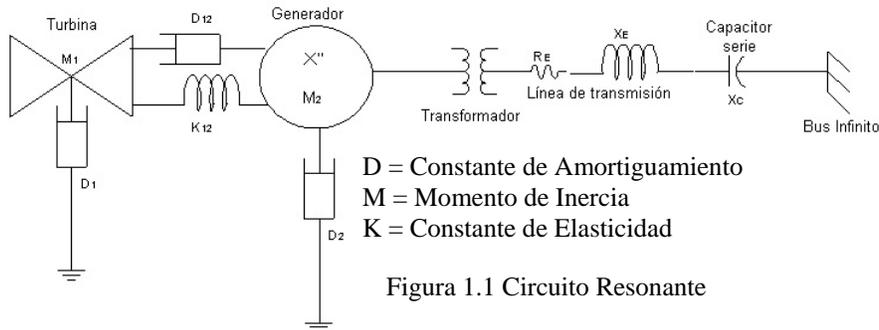
Se han desarrollado diferentes tipos de metodologías de prevención, de acuerdo a los diferentes tipos de fenómenos, que abarcan desde sistemas fijos de acción constante para impedir las interacciones entre red y máquina, hasta sistemas de desconexión de las unidades turbogeneradoras ante la eventual aparición de fenómenos peligrosos. La selección y aplicación de tales metodologías se basa en la evaluación de la probabilidad real de ocurrencia de condiciones de operación riesgosa, y del daño que puede sufrir una máquina sometida a oscilaciones torsionales de determinada magnitud y duración.

En la actualidad es una práctica establecida el realizar análisis de RSS toda vez que se considere cualquier tipo de compensación en líneas pertenecientes a un sistema de potencia, ó subsistema, de transmisión que tenga plantas de generación térmicas asociadas ó también en aquellos sistemas en los que sospeche que la aparición del fenómeno pueda ser asociado a dispositivos FACTS que trabajen para respaldar el sistema de distribución y no cuenten con los filtros apropiados para abatir la posible inclusión de frecuencias no deseadas al sistema de transmisión, y para ello son necesarios estudios analíticos de enfoque particular, basados en la determinación de las características transitorias de la red y de las oscilaciones mecánicas naturales del eje de la unidad de generación en interés. Estos métodos están en capacidad de proporcionar, con buena precisión, la experiencia necesaria sobre las condiciones de operación potencialmente peligrosas, y poder asociar los factores de riesgo; por otra parte, la evaluación de la severidad que estos fenómenos, actualmente, es realizada en simuladores digitales, sobre los escenarios identificados y/ó sistemas de prueba ya preestablecidos [13, 26, 35].

En definitiva, la RSS es un riesgo potencial real para toda unidad generadora y en especial las unidades térmicas conectadas directa ó indirectamente a una red de transmisión

compensada, y mayor será este riesgo a medida que la conexión entre la máquina y la red tenga nodos más débiles, y paralelos de impedancia que desvíen las corrientes transitorias .

La figura (1.1) muestra un sistema radial simple para explicar el concepto básico de RSS; la frecuencia eléctrica natural de este sistema radial se calcula usando la ecuación (1.1) con reactancias definidas a la frecuencia eléctrica que corresponde a la velocidad promedio del rotor f_o [1].



$$f_{er} = f_o \sqrt{\frac{X_C}{X'' + X_E + X_T}} \tag{1.1}$$

Donde

X_c = Reactancia equivalente del banco de capacitores en p.u.

X_E = Reactancia equivalente de l línea de transmisión en p.u.

X_T = Reactancia equivalente del transformador en p.u.

X'' = Reactancia subtransitoria de la máquina síncrona en p.u.

1.5.2 Efecto Generador de Inducción.

La excitación propia de un sistema eléctrico compensado con capacitores solamente es causada por el efecto generador de inducción, asumiendo constante la velocidad del rotor. Entonces el circuito del rotor gira más rápidamente que el campo magnético rotatorio producido por las corrientes subtransitorias de armadura, el cociente de la resistencia del rotor entre el desplazamiento, para corrientes subsíncronas, visto desde las terminales de la armadura es negativo. Cuando este cociente negativo excede la suma de las corrientes de armadura y de la red, el sistema eléctrico se autoexcita. Tal autoexcitación produciría voltajes y corrientes excesivas [1].

1.5.3 Interacciones Torsionales Subsíncrona (ITSS).

Interacción torsional es el intercambio de energía entre el sistema mecánico (turbina–generador) y la red eléctrica compensada con capacitores. Pequeñas señales distorsionadas en el SEP producen excitación simultánea de todos los modos del sistema

eléctrico y mecánico. El sistema del eje del turbo generador responde a los disturbios con oscilaciones a estas frecuencias torsionales naturales. Para el sistema simplificado mostrado en la figura 1, la frecuencia natural mecánica, despreciando el amortiguamiento, se da en la ecuación (1.2).

$$f_n = \sqrt{\frac{K_{12}}{\frac{M_1 M_2}{M_1 + M_2}}} \quad (1.2)$$

Las oscilaciones del rotor del generador a esta frecuencia producen una modulación del voltaje generado. La componente de frecuencia subsíncrona del voltaje es: $f_{er} = f_o - f_n$

Cuando esta frecuencia se cierra a la frecuencia natural del sistema (f_{er}), las corrientes resultantes de armadura producen un campo magnético que esta en fase para producir un par que refuerza las oscilaciones en el rotor del generador antes mencionadas. A este fenómeno se le conoce como interacción torsional [1].

1.5.4 Amplificación del Par (AP).

Los disturbios en el sistema producen pares electromagnéticos en el rotor del generador, sujetando segmentos del eje para esfuerzos en el rotor del generador, sujetando segmentos del eje para esfuerzos torsionales. Después de un disturbio significativo en un sistema compensado con capacitores, se produce un par electromagnético que oscila a la frecuencia ($f_o - f_{er}$), Esta frecuencia esta cerca de la frecuencia natural (f_n) de alguna sección del eje, produciendo pares que podrían ser más grandes que los producidos por una falla trifásica en un sistema sin compensación. Esto se debe a la resonancia entre las frecuencias naturales eléctrica y mecánica. Estos efectos se conocen como amplificación del par en el eje. Pueden producirse pares mayores si el tiempo de duración de la falla refuerza la respuesta mecánica del sistema en el transitorio inicial [92].

1.5.5. Modos resonantes en un sistema de corriente alterna (C.A.)

Existen tres tipos generales de modos resonantes en redes de transmisión c.a- compensadas en serie [93]:

1.5.5.1. Resonancia con capacitor en paralelo.

Esta resonancia existe sobre todo el sistema de transmisión implicando intercambio de energía entre el capacitor en paralelo (línea cargada más algún corrector de factor de potencia o compensador estático de VARS) y la inductancia serie de las líneas y los generadores. Sobre la red de Hydro-Quebec (H-Q) [93], esta resonancia es frecuentemente cercana a 90 Hz, pero puede ser substancialmente más baja durante oscilaciones donde los compensadores estáticos de VARS están cerca de la capacitancia total.

1.5.5.2. Resonancia con capacitor en serie

Esta resonancia implica intercambio de energía entre los capacitores serie y las inductancias en serie de las líneas y los generadores. La frecuencia de esta resonancia puede incrementarse desde cero hasta tanto como se incremente la compensación. En el sistema H-Q tiene rangos de 18 a 28Hz, dependiendo del nivel de la compensación en serie y del número de líneas y generadores en servicio [93].

1.5.5.3. Resonancia con reactor en paralelo.

Esta resonancia implica cambios de energía entre reactores en paralelo en las estaciones intermedias de la línea, y los capacitores serie. La frecuencia de este tipo de oscilaciones puede variar desde pocos hertz hasta 20Hz, dependiendo de la cantidad de compensadores en serie y de los reactores en paralelo. La frecuencia más alta probablemente ocurre durante periodos de carga mínima, donde se aplica la máxima compensación en paralelo. Este modo tiene un amortiguamiento bajo, ya que las pérdidas son suministradas principalmente por la resistencia de la línea y el reactor [93].

Los efectos de estas resonancias son diferentes dependiendo de donde este localizado el equipo en el sistema.

1.5.6. Estabilidad Dinámica o Estabilidad ante Pequeñas Señales (Disturbios).

El problema de estabilidad dinámica estudia el comportamiento dinámico de un sistema eléctrico de potencia que esta sujeto a pequeños disturbios [37]. El término “Estabilidad Dinámica” es un sinónimo a la definición del CIGRE y del IEEE [88,89] de “Estabilidad ante pequeños disturbios”. Los fenómenos típicos de estabilidad dinámica son: Excitación propia, interacción torsional en la red, sistema de control de oscilaciones, interacciones en la máquina (electromecánicas en el rotor), oscilaciones del sistema turbina-generador, e inestabilidades monotónicas asociadas con el exceso de los límites de potencia transmitida en el sistema en estado estable. El potencial de la ocurrencia de inestabilidades dinámicas a aumentado notablemente debido a la reciente tendencia en el diseño y operación de los SEPs, cerrados, en estado estable para estos límites de estabilidad, y el uso de compensación en serie, sistemas de excitación de respuesta rápida y máquinas con pequeñas constantes de inercia [35, 37, 108].

Existe una fuerte necesidad para analizar las herramientas capaces de estudiar el amplio rango del fenómeno de estabilidad dinámica. El nivel apropiado del detalle de los modelos de las componentes del sistema (que incluyen la red de transmisión, los generadores síncronos, y el equipo de control) se determina por el tipo de fenómeno juzgando su importancia en un estudio particular de estabilidad [26].

La estabilidad ante pequeños disturbios (o de estado estable) se refiere a la respuesta del SEP ante pequeños cambios que ocurren continuamente durante la operación del sistema. Los resultados se dan en términos de eigenvalores y eigenvectores o modos de oscilación.

La respuesta del sistema depende del tipo y modelado del control de excitación, así como también de del tipo de modelado del generador. En ausencia de una respuesta inicial alta del control de excitación, puede ocurrir una pérdida de estabilidad debido a la ausencia de un suficiente par de sincronización. Esto produce inestabilidad monotónica [9].

1.5.6.1. Interacciones del Control

Los controles de lazo cerrado asociados con varios dispositivos del sistema de potencia, como controles de dispositivos FACTS (CEV, CSCT, UPFC, IPFC, SSSC, etc.), estaciones convertidoras de alto voltaje de corriente directa (HVDC), controles ajustables de capacitores serie, reguladores automáticos de voltaje y estabilizadores de potencia tienen modos naturales oscilatorios en la frecuencia subsíncrona en el rango de 1 a 35 Hz.

Dependiendo de la distancia eléctrica de estos dispositivos, los controles asociados con lazo cerrado pueden interactuar y producir otra operación insatisfactoria del dispositivo(s), sosteniendo oscilaciones, o inestabilidad de pequeñas señales. Otro tipo de control de interacciones es la interacción entre un control de lazo cerrado y un modo natural de oscilación. Un caso práctico del fenómeno de control de interacción es el de múltiples dispositivos de control de flujos. El problema de interacciones del control atrae más atención a medida que se incrementa el número de dispositivos basados en electrónica de potencia [91].

1.6 ANÁLISIS DE OSCILACIONES TORSIONALES SUBSÍNCRONAS CON ELEMENTOS DE CONTROL DEL SEP.

La naturaleza de este tipo de fenómenos puede describirse en forma cualitativa de acuerdo al fenómeno que los origina o bien en forma cuantitativa al evaluar aspectos como el amortiguamiento de las oscilaciones o la frecuencia de las mismas.

Los problemas relacionados a las oscilaciones torsionales en turbo generadores incluyen los siguientes fenómenos [36,60]:

- (a) Interacciones torsionales subsíncronas (ITTS) con elementos de control en sistemas de potencia entre los que cabe mencionar al control de excitación en generadores, el gobernador de velocidad y los esquemas de control de corriente directa.
- (b) Resonancia subsíncrona debida a la interacción entre líneas de transmisión compensadas con capacitores serie.
- (c) Fatiga torsional debida a operaciones de maniobra en la red

En la referencia [26], se analizan las principales características del fenómeno de ITSS con dispositivos de control. Se revisan las principales características de los métodos actualmente utilizados por la industria para su estudio, enfatizando sus limitaciones para el

estudio de redes complejas caracterizadas por la utilización de diversos elementos de control y se presenta el principio de ITSS con compensadores estáticos de vars (CEV).

1.6.1 Interacción Torsional con compensadores series controlados por tiristores.

La ecuación básica del flujo de energía expresa que la modulación del voltaje y de la reactancia influye sobre el flujo de potencia activa a través de la línea de transmisión. En principio un CSCT es capaz de controlar rápidamente la potencia activa a través de la línea de transmisión. La posibilidad de controlar la energía transmisible apunta a que este dispositivo puede ser utilizado para amortiguar las oscilaciones electromecánicas en el sistema de transmisión de energía eléctrica [33, 45, 46,49].

El efecto amortiguador puede presentar las siguientes características:

- La eficacia del CSCT para controlar las variaciones de potencia para los niveles más altos de transferencia de energía.
- El efecto amortiguador de un CSCT sobre una interconexión, no es modificado.
- El efecto amortiguador es insensible a la característica de la carga.
- Cuando un CSCT esta diseñado para amortiguar modos interzonas, no activara ningún modo local.

En la figura (1.2), se ilustra el fenómeno de ITSS con el CSCT; en el cual se observa conceptualmente la interacción entre el eje del rotor del turbo-generador el control del dispositivo FACTS.

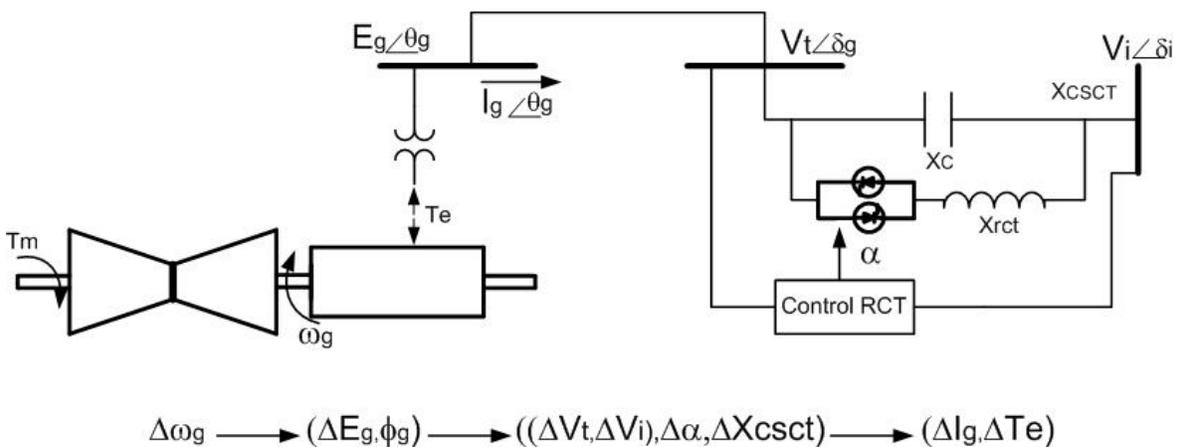


Figura 1.2 Diagrama conceptual que ilustra el fenómeno de ITSS con CSCT.

1.6.2 Interacción Torsional con compensación combinada serie-paralelo.

Cada modo oscilatorio torsional del sistema mecánico del turbogenerador, es el resultado de la variación de las oscilaciones del voltaje en terminales y las corrientes en el estator del generador. Por consiguiente, todas las otras variables de estado del sistema presentan modificaciones en sus parámetros en estado estable, asociados a los modos torsionales.

Existen metodologías que proponen reducir la perturbación en los modos torsionales. Una de estas, propone aumentar el amortiguamiento en los modos torsionales, con un control apropiado en la modulación de transferencia de potencia activa y/o reactiva, del turbogenerador. Otra de estas metodologías, discute que los amortiguamientos en las oscilaciones torsionales prevén el fenómeno de interacción torsional, esto se hace al inyectar componentes de corriente o voltaje al sistema compensado, impactando la parte torsional del turbogenerador. La implementación de filtros, conectados en serie o paralelo, pueden ser utilizados para este propósito. Teóricamente este concepto es viable, aunque no es sencillo implementar [33,49].

El UPFC puede ser usado como filtro conectándose en serie o paralelo según la necesidad del sistema o puede ser un control en los flujos de potencia activa y reactiva, lo que también reduciría las oscilaciones en el sistema turbo-generador [33, 47,49].

En las siguientes secciones se describen los principales método utilizados por la industria eléctrica para el análisis de la estabilidad de oscilaciones subsíncronas en sistemas eléctricos de potencia, indicando sus principales características y limitaciones en el estudio de ITSS con dispositivos de control [47].

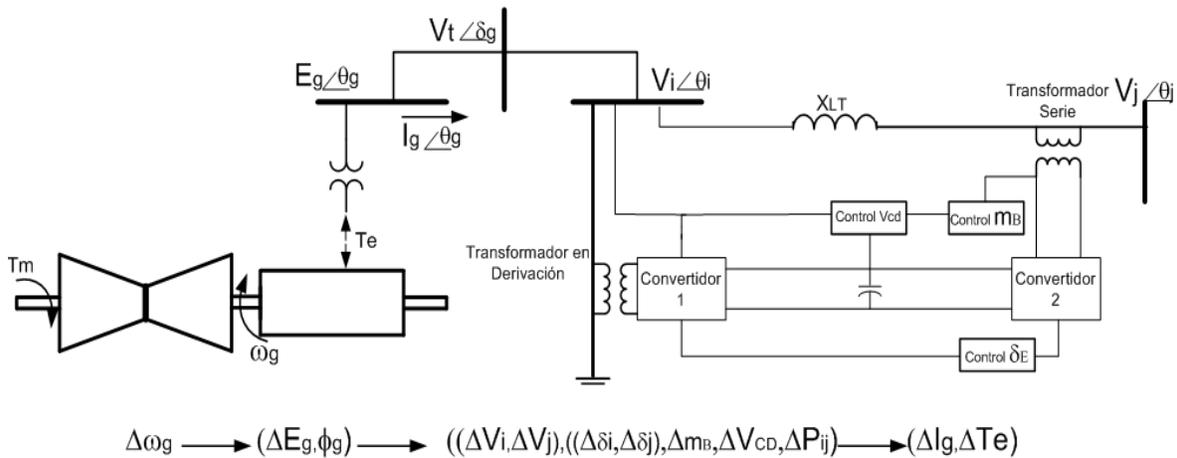


Figura 1.3 Diagrama conceptual que ilustra el fenómeno de ITSS con UPFC.

1.7 REPRESENTACIÓN EN VARIABLES DE ESTADO

Recientemente se han desarrollado distintas metodologías complementarias para el análisis de ITSS basadas en la representación en variables de estado del modelo dinámico del sistema eléctrico. Los primeros esfuerzos en este sentido se enfocaron a obtener la representación de estado del sistema en la forma convencional $\dot{\mathbf{X}} = \mathbf{A}\mathbf{x}$. La aplicación de este tipo de enfoques, sin embargo, presenta varias restricciones prácticas debido a que la matriz de estado es densa, sin características especiales que permitan analizar en forma eficiente sistemas de gran tamaño. El análisis de los modos de oscilación por otra parte, se complica al considerar que cada elemento de almacenamiento de energía (capacitor o reactor) genera en principio, dos variables de estado.

Este tipo de limitaciones pueden eliminarse al asumir que el sistema eléctrico se representa mediante la interconexión de subsistemas dinámicos en la forma [65, 70, 79]:

$$\dot{\mathbf{x}}_i = \mathbf{A}_i \mathbf{x}_i + \mathbf{B}_i \mathbf{u}_i \quad (1.3)$$

y

$$\mathbf{y}_i = \mathbf{C}_i \mathbf{x}_i + \mathbf{D}_i \mathbf{u}_i \quad (1.4)$$

Donde \mathbf{x}_i representa el vector de estado asociado con el i -ésimo elemento del sistema y \mathbf{u}_i , \mathbf{y}_i son las componentes de entrada apropiadas y salidas respectivamente. La aplicación sistemática de las leyes de Kirchoff para cada nodo del sistema permite obtener el modelo global de estado para una red arbitraria con cualquier configuración. Este tipo de enfoques permiten la inclusión de prácticamente cualquier dispositivo en el sistema así como la aplicación de técnicas modernas de análisis de valores propios.

El modelo compuesto para el sistema incluyendo la representación de esquemas de control puede expresarse en la forma convencional:

$$\dot{\mathbf{X}} = \mathbf{A}\mathbf{x} \quad (1.5)$$

Las principales ventajas del análisis lineal en el análisis de RSS e ITSS incluyen:

- El análisis simultáneo de las características de amortiguamiento de diferentes generadores del sistema.
- Flexibilidad para analizar RSS e ITSS así como otros fenómenos de naturaleza similar.
- Compatibilidad con otras técnicas de estudio.

1.7.1 Propiedades de la matriz de estado.

Si consideramos una solución no trivial para nuestro sistema dado por (1.6)

$$\mathbf{A}\boldsymbol{\phi} = \lambda\boldsymbol{\phi} \quad (1.6)$$

donde:

A es una matriz de orden $n \times n$

ϕ es un vector $n \times 1$

Para encontrar los eigenvalores del sistema, escribimos (1.6) como:

$$(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I})\phi = 0 \quad (1.7)$$

Considerando una solución no trivial, del sistema,

$$\det(\mathbf{A} - \lambda\mathbf{I}) = 0 \quad (1.8)$$

Desarrollando el determinante, obtenemos la ecuación característica del sistema. Las n soluciones $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ son los eigenvalores de la matriz A .

Estos eigenvalores o valores propios de la matriz de estado, pueden ser reales o complejos, y normalmente si son de naturaleza compleja estos aparecen como pares conjugados.

Por otra parte para cada eigenvalor λ_i , existe un vector n-columna ϕ_i que satisface a (1.6) y es llamado como el *eigenvector derecho* de A , asociado al eigenvalor λ_i por lo tanto [103, 104, 105, 107] :

$$\mathbf{A}\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad (1.9)$$

el eigenvector ϕ_i tiene la forma:

$$\phi = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \dots \\ \dots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (1.10)$$

La normalización del eigenvector puede calcularse, de dos formas:

1. Dividiendo a todos los eigenvectores entre el mayor de los eigenvectores.
2. Obteniendo la magnitud de la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados del numero complejo de cada eigenvector.

Actualmente los paquetes computacionales cuentan con subrutinas para realizar este cálculo.

1.8 INCLUSIÓN DE ESQUEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN DE C.A.

La metodología propuesta permite incluir en forma eficiente cualquier elemento de transmisión flexible de corriente alterna (FACTS) mediante el uso de las ecuaciones (1.3) y (1.4). En esta representación, el vector de estado consta de inyecciones de corriente de ejes d-q. El modelado permite la representación de esquemas especiales de control serie y paralelo [65].

1.8.1 Representación de FACTS en estado estacionario.

El comportamiento de los FACTS en estado estacionario, permite identificar las características básicas de operación en esta condición.

De acuerdo a lo anterior es posible acoplar estos dispositivos a programas que realizan estudios de flujos de potencia y obtener los puntos de operación inicial de las variables de nuestro sistema. Cabe recordar que es muy importante este punto ya que las configuraciones del sistema de potencia modifican estos puntos de operación.

A continuación se presentan la forma en que se interpretaron los dispositivos FACTS para el estudio de flujos de potencia.

1.8.1.1 Compensador Estático de VARS (CEV).

El CEV en estado estacionario puede ser representado por una reactancia en derivación y una fuente que inyecta reactivos al sistema. La figura (1.4) presenta esta configuración.

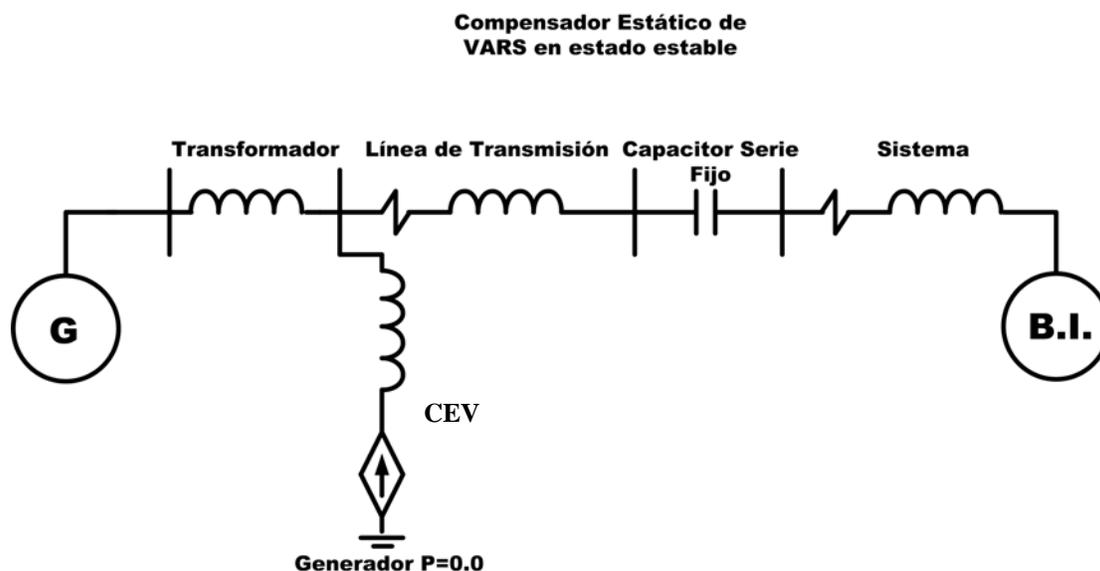


Figura 1.4 CEV en Estado Estacionario.

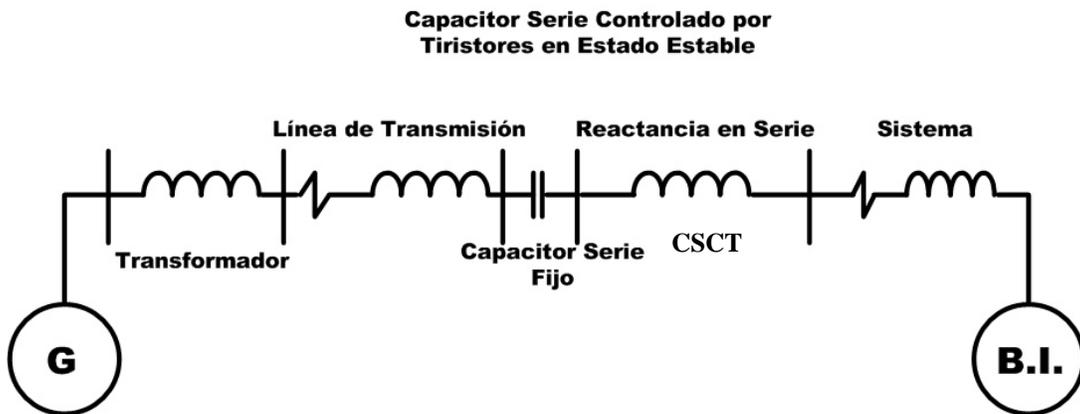
Aplicando las condiciones iniciales al modelo transitorio del CEV, se obtiene la relación del ángulo de disparo y la suceptancia a la que el dispositivo compensa la falta de reactivos del sistema, las ecuaciones (1.11) y (1.12) nos presentan estas relaciones [45, 49].

$$\beta_{CEV} = \beta_c + \beta_{RCT} \quad (1.11)$$

$$\beta_{RCT}(\alpha) = \beta_{MAX} \left(\frac{\alpha - \text{sen}\alpha}{\pi} \right) \quad (1.12)$$

1.8.1.2 Compensador Serie Controlado por Tiristores (CSCT).

Este dispositivo tiene como función principal ayudar a mantener constante la transmisión de potencia activa; por lo que modifica la reactancia de la línea de transmisión acercando eléctricamente a los buses. En condiciones estacionarias el CSCT se representa como una reactancia en serie con la reactancia de la línea de transmisión, creando un nodo adicional en el sistema, como se muestra en la figura (1.5).



Los datos de salida del programa de flujos de potencia, son ingresados al programa de simulación. Estos datos permiten calcular los valores iniciales de la XCSCT y ángulo de disparo del banco de tiristores para comenzar a ajustar la reactancia del sistema [45, 49].

La ecuación (1.13) y (1.14) presenta la relación entre la reactancia y el ángulo de disparo:

$$X_{CSCT} = \frac{X_c X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) - X_c} \quad (1.13)$$

$$X_L(\alpha) = X_{LMAX} \left(\frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \text{sen}(\alpha)} \right) \quad (1.14)$$

1.8.1.3 Controlador Universal de Flujos de Potencia (UPFC, por sus siglas en ingles).

Las características tan especiales de este dispositivo pueden presentar ciertas dudas sobre su representación en condiciones estacionarias. El dispositivo puede ser representado por una fuente en derivación que inyecta reactivos en el sistema por medio de una reactancia y de un generador conectado en serie en la línea de transmisión, la inyección de reactivos se da en la dirección en que converge el método numérico utilizado en el estudio de los flujos de potencia, (1.6).

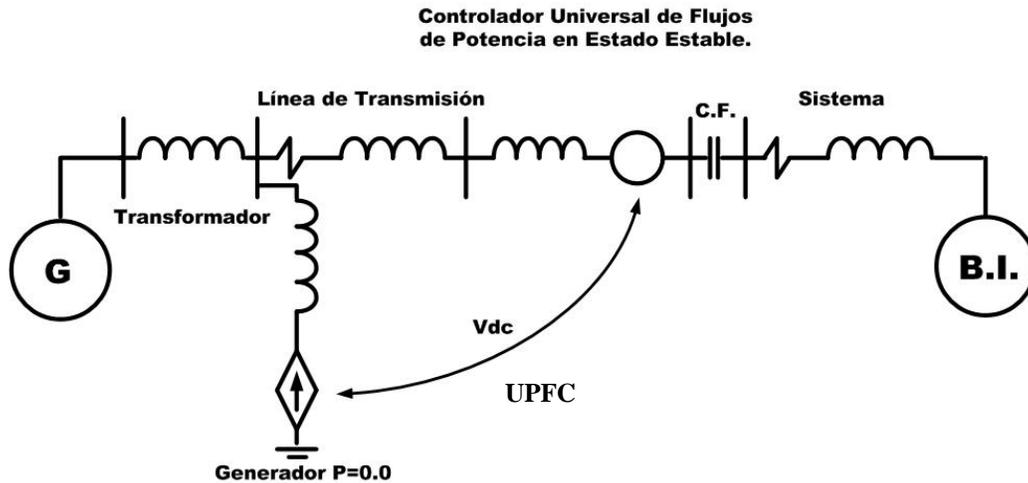


Figura 1.6 UPFC en Estado Estacionario.

La característica de este dispositivo es la controlar los flujos de potencia tanto en la inyección de reactivos como en la parte de la transferencia de potencia activa; este trabajo lo realiza modificando los ángulos de los buses donde esta acoplado; por lo que de los datos de estado estable se toman los ángulos de estos buses para iniciar el estudio [45, 47, 49].

1.9 METODOLOGIA PARA IDENTIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LOS MODOS TORSIONALES.

Los desplazamientos rotacionales de cada una de las masas, en cada modo de oscilación, son obtenidos por el eigenvector derecho del eigenvalor correspondiente. La identificación de las características que presentan los modos torsionales, puede ser observado con el estudio del *comportamiento de los modos torsionales* [35, 36]. La forma de los modos se deriva de obtener la norma del eigenvector derecho, asociado al eigenvalor correspondiente, del sistema linealizado (el eigenvector tiene una magnitud máxima igual a 1).

Este tipo de estudio normalmente no se lleva a cabo, debido a que con la información que arrojan los factores de participación se puede identificar la excitación del modo torsional, como esta siendo afectado, en que nivel y que variable excita al mismo.

La correcta interpretación de este estudio, en sistemas complejos, permite entender que elementos del sistema de potencia, son los que están influyendo en mayor medida a la

aparición de interacciones torsionales subsíncronas, independientemente de la distancia eléctrica.

En la figura (1.7) se muestra el diagrama a bloques que describe esta metodología.

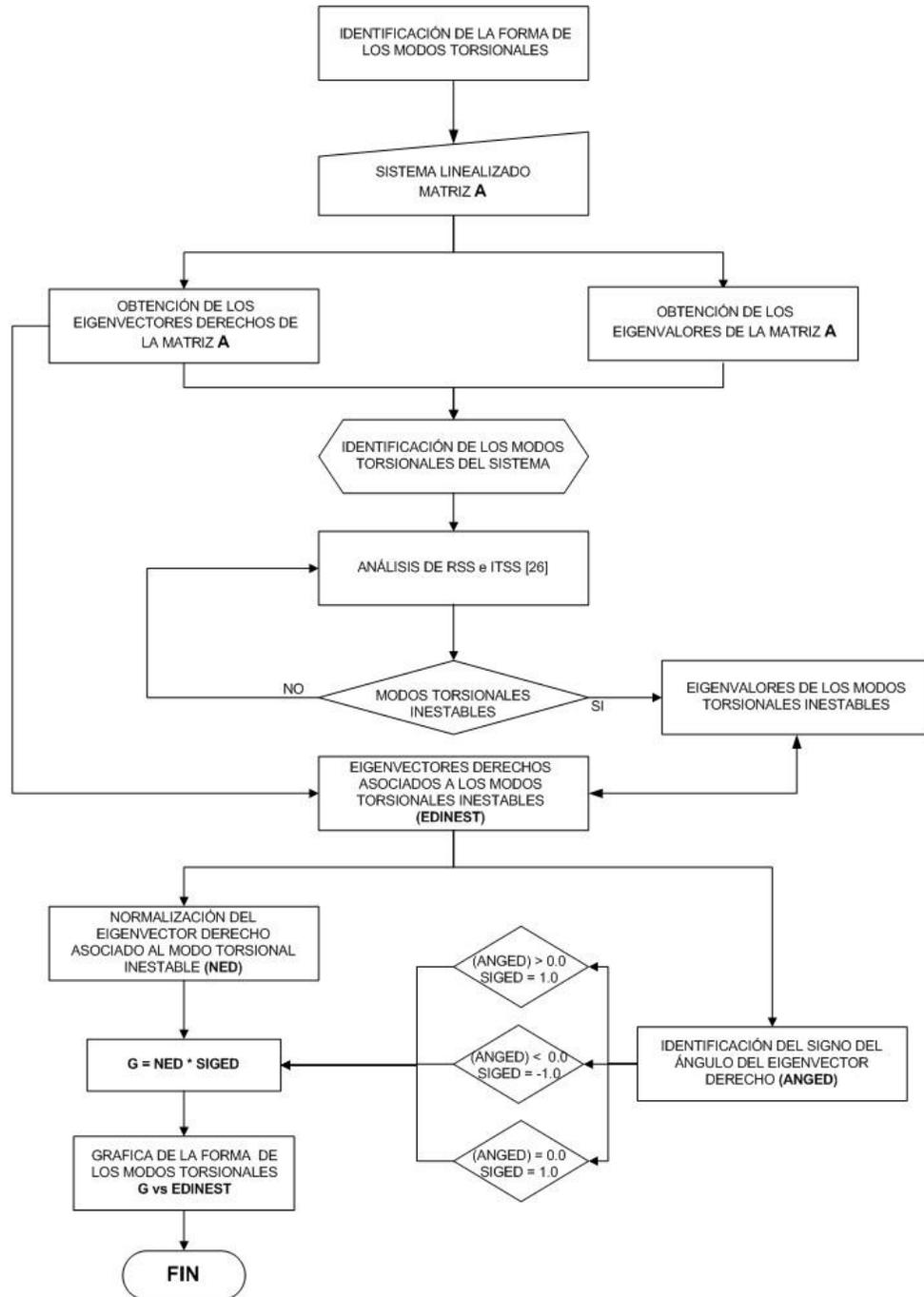


Figura 1.7 Identificación del Comportamiento de los Modos Torsionales [36].

1.10 ESTADO DEL ARTE.

Las oscilaciones subsíncronas empiezan a estudiarse en 1937 [48] y es hasta 1971, las oscilaciones torsionales en el se desprecian. Dos fallas en el eje ocurridas en la central de generación de *MOHAVE*, en 1970 y 1971 [2,3] hacen que se desarrolle la teoría de interacción entre líneas compensadas con capacitores y los modos torsionales de turbogeneradores. Después de la segunda falla, se ha identificado que algunas partes de los turbogeneradores representan un peligro potencial cuando se presenta una resonancia subsíncrona (RSS), se han hecho esfuerzos considerables para analizar y, ó desarrollar técnicas de prevención y control del fenómeno.

Mucho se a escrito sobre el tema como se puede mostrar con la fuente información [4] y cuatro suplementos [5,6,7,8] que son reportes de los grupos de trabajo de RSS y de problemas torsionales del comité del IEEE los cuales incluyen las fuentes de información para el estudio de RSS entre maquinas rotatorias y sistemas eléctricos de potencia desde febrero de 1937 [1] Cuando J. W. Blutler y Charles Concordia, hacen un análisis de problemas en la aplicación de capacitares serie hasta 1996, con el libro de P. M. Anderson y R. G. Farmer sobre compensadores serie, aplicados a sistemas eléctricos de potencia [10]. En todos estos reportes la información esta clasificada en los temas siguientes:

1. Discusión general del fenómeno RSS.
2. Efectos en máquinas de inducción.
3. Oscilaciones torsionales y comportamiento dinámico de máquinas síncronas.
4. Amortiguamiento y coeficientes de elasticidad de máquinas síncronas.
5. Métodos de análisis.
6. Métodos de prevención y control de RSS.

En 1976 Undrill y Kostyniak [11] describen un método de respuesta de frecuencia para analizar la estabilidad de oscilaciones subsíncronas en sistemas eléctricos de potencia, para modelar un número de máquinas síncronas y la red de transmisión con gran compensación serie. Undrill y de Mello [12] presentan un análisis de estabilidad de oscilaciones subsíncronas en un sistema eléctrico radial con compensación serie.

Anderson, Agrawal y Van Ness, en 1990 publican un libro donde le dan un tratamiento matemático al modelado y análisis de RSS [35].

Padiyar Geetha en 1991 y 1994 [14,15] hacen análisis de interacciones torsionales basados en análisis de estabilidad ante pequeños disturbios en sistemas de c.d. multiterminal, en sus articulos presentan los efectos de la selección del voltaje de terminal, la ganancia del controlador y la localización del turbogenerador por medio de un análisis de eigenvalores de dos y tres sistemas terminales.

El fenómeno básico de interacciones torsionales subsíncronas (ITSS) con control de capacitores estáticos de volts-amperes reactivos (CEV's) empieza a visualizarse por Rostamkolai y otros autores en 1990 [16], y Dickmander y otros autores en 1995 [17].

Parnini e Iravani [18] en 1995, presentan el análisis de estabilidad ante pequeñas señales en SEP's incluyendo redes dinámicas, basado en un paquete computacional de análisis de eigenvalores para investigación de altas frecuencias (arriba de 5 Hz). También presentan la formulación de ecuaciones de estado y eigenanálisis para multisistemas de CEV's.

Lombard y Therond [19] en abril de 1996 presentan un análisis de RSS en la red francesa con una capacitancia en serie (CS) fija del 60% y una capacitancia serie controlada por tiristores (CSCT) del 20%. La CS se hace a través de la simulación con el EMTP. Cuando se incluye la CSCT y la CS, el sistema muestra una reducción significativa en el análisis de RSS.

En abril de 1996 Bremner, Acha y Miller [20] describen el desarrollo de un programa de estabilidad dinámica y multidispositivo basado en la técnica del coeficiente complejo par. Esta técnica da una explicación clara de los mecanismos complejos que son los responsables de la inestabilidad de la máquina síncrona para todo el rango del fenómeno de estabilidad dinámica incluyendo excitación propia, RSS, ITSS e interacción entre máquinas.

So y Macdonald en junio de 1996 [21] hacen un estudio analítico de los factores que afectan las características de oscilaciones de baja frecuencia entre áreas en un SEP interconectado utilizando análisis de eigenvalores y dominio en el tiempo y usan factores de participación y análisis modal para identificar la localización más óptima de la instalación de un estabilizador.

Al-Ohaly, Hamouda, Bard; presentan en marzo de 1997 [22] el desarrollo de un modelo matemático acoplado con simulación digital para ver el efecto de las oscilaciones torsionales asociadas con el arranque de motores síncronos trifásicos desde una fuente monofásica.

L. Wang, en mayo de 1997 [23] presenta resultados de la simulación del empleo de esquemas de amortiguamiento de inestabilidad torsional de disparo y predisparo convencional y NGH (en honor de su inventor N. G. Hingorani) ocurridas en el segundo modelo de prueba del IEEE. Se utiliza el EMTP para simular los efectos de la contribución de los dos esquemas de amortiguamiento.

Paolo Mattavelli, Aleksandar M. Sankovic y George C. Verghese [24], en julio de 1998 presentan un artículo sobre el análisis de la RSS con el modelo dinámico fasorial del capacitor serie controlado por tiristores.

En este artículo presenta el uso de los modelos dinámicos fasoriales del CSCT en el estudio de la resonancia subsíncrona.

En 1999, D. J. Trudnowski y J. E. Dagle [25] utilizan métodos de análisis lineal como: *eigenanálisis* y *prony* como herramientas para el estudio de oscilaciones electromecánicas en SEP's. En este documento se investiga los efectos de los límites de excitación, saturación magnética, la ecuación de oscilación y modelos de cargas estáticas sobre la linealidad de la oscilación de la potencia.

Simultáneamente con el desarrollo del trabajo anterior, C. A. Rivera Salamanca, realiza su tesis doctoral donde también utiliza las herramientas del análisis lineal: *prony* y *eigenanálisis* para hacer la comparación con el método de análisis lineal de *fourier*, con el fin de obtener información adicional sobre el peso relativo de la participación de cada modo y la fase de los pares mecánicos del sistema bajo estudio [26].

B. S. Nagabhushana y otros [27], en julio de 1999, presentan el desarrollo de dos redes neuronales, las cuales confirman la existencia interacciones electromecánicas inestables en los modos de oscilación y otras interacciones con la frecuencia eléctrica natural. Con la multicapa de la red neuronal desarrollada, es posible determinar dos fases del sistema (NN-based), llamadas *detectoras de RSS y estimadoras de RSS*, con lo que se puede presenciar las inestabilidades de las interacciones electromecánicas en los modos de oscilación y asociarlas con las del sistema.

H. M. A. Rahim y H. M. Al-Maghraby [28], en febrero del 2000, desarrollan una estrategia para hacer la reducción dinámica del resistor para el control de los modos resonantes subsíncronos. Este control es derivado de la combinación óptima de la desviación de la velocidad y la potencia de aceleración del generador. La potencia requerida para la reducción del resistor conectado en el bus del generador es significativamente pequeña.

X. Lei y otros [29,30], en el 2000, presentan dos artículos sobre el análisis e inclusión del fenómeno RSS en programas de simulación, un análisis tradicional del fenómeno se realiza con técnicas de análisis de frecuencia, análisis de valores propios ó análisis del par transitorio; con el programa computacional NETOMAC (red de control de la torsión mecánica) se hizo un análisis basado en la torsión mecánica del generador. Al comparar los resultados obtenidos con las corridas de los paquetes computacionales tradicionales EMTP/EMTDC, se identifican valores similares y además se obtiene el reporte de la estabilidad del sistema sin la necesidad de ejecutar otro programa.

S. H. Hosseini y O. Mirshekar [31], en marzo del 2001, presentan el control óptimo con SVC (control de voltaje estático) para la estabilidad de sistemas de potencia, con resonancia subsíncrona, con lo que se identifican los factores de participación de los modos en que se presentan más efectivamente estas inestabilidades, con una apropiada representación matricial para lograr efectuar el control óptimo con el amortiguamiento esperado con respecto a la resonancia subsíncrona. La sensibilidad de los valores propios del sistema, se utiliza para simplificar la retroalimentación de la señal de control del SVC.

Yunqiang Lun y Ali Abur [32], presentan en el 2001, su trabajo sobre el mejoramiento de la seguridad del sistema estático con la colocación óptima del compensador serie controlado por tiristores al presentarse una contingencia en el sistema. El orden de evaluación para encontrar el lugar más óptimo para la colocación del CSCT se propone en función del índice llamado sensibilidad simple a la contingencia (SSC).

En el 2001 Carlos Gama y Ricardo Tenorio [33], desarrollan modelos para justificar el análisis y beneficios que presentan los CSCT, durante la simulación en paquete computacional EMTP-ATP, al incorporarlos con sistemas compatibles con estos paquetes, como es, el sistema de control para el análisis de transitorios (TACS) y el sistema

MODELS; adicionalmente se realizo la innovación de la estructura POD usada actualmente en el CSCT, en Brasil, específicamente en la interconexión Norte-Sur, en ese país. En los resultados se presentan las pruebas realizadas.

A. R. Messina; Carlos A. Rivera Salamanca; Daniel Olguín S; Daniel Ruiz Vega, presentan un articulo sobre el desarrollo del avance en las técnicas de análisis de la interacción torsional subsíncrona con los dispositivos FACTS [65].

A. R. Messina; Carlos A. Rivera Salamanca; Daniel Olguín S; en este articulo presentan el análisis del SSTI (por sus siglas en ingles: interacción torsional subsíncrona) entre el sistema turbina-generator y los controles de los dispositivos FACTS en el sistema de potencia. El estudio se realiza usando análisis modal del sistema linealizado del sistema de potencia, incluyendo los detalles que representan a la red de transmisión eléctrica y los controles de los dispositivos. El estudio proporciona información, inclusive sobre el fenómeno oscilatorio del sistema y provee un punto de vista excelente sobre la aplicación de múltiples SVC's (por sus siglas en ingles: controlador estático de var.) para una compensación serie en la transmisión de C.A., de la excitación potencial de oscilaciones subsíncronas cercanas al sistema turbina-generator [64].

Actualmente se esta trabajando en herramientas y métodos como sensibilidad de eigenvalores, para controlar oscilaciones electromecánicas y RSS en SEP's, tomando en cuenta la localización, utilización y el diseño de capacitores serie controlados con tiristores [45, 46, 49]. Otra de las tendencias es estudiar el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas para casos multimáquinas [39, 44] con CEV's [94] y control de carga [42, 43, 44].

1.11 CONTENIDO DE LA TESIS

En el capítulo 1 se presenta la introducción, los conceptos básicos utilizados en el desarrollo de este trabajo,

El objetivo de la primera parte del capítulo 2 es el de introducir la descripción general de los sistemas flexibles de transmisión (FACTS). Seguido de la descripción particular de cada uno de los elementos que constituyen los dispositivos flexibles analizados en este trabajo. Primeramente se presenta al Compensador Estático de VARS, el cual es referido de [26]; el segundo dispositivo FACTS presentado es el CSCT, en el cual se describe el modelo de estado linealizado, así como el lazo de control. Por último se presenta el UPFC (por sus siglas en inglés: controlador universal de flujos de potencia), en el cual se incluye el modelo de estado linealizado con los respectivos bloques del lazo control del sistema electrónico de potencia.

Además se especifica que los modelos de los componentes y toda la representación son la necesaria para el estudio de oscilaciones subsíncronas, de interacciones subsíncronas torsionales y resonancia subsíncrona en sistemas eléctricos de potencia. La sintonización de los lazos de control no es propuesta en este trabajo y si se toman los valores de los modelos ya probados de acuerdo a las referencia.

El objetivo del capítulo 3 es el de presentar el modelado del sistema eléctrico de potencia en el estudio de interacciones torsionales subsíncronas; se describen los modelos del generador sincrónico, sistema de turbina-generador, la red de transmisión eléctrica, incluyendo la compensación fija serie.

En el capítulo 4 se presenta la aplicación del método de análisis desarrollado al estudio de RSS e ITSS en un sistema básico, el sistema de la IEEE para el estudio de RSS caracterizado por el uso de compensación serie y el dispositivo FACTS, se toma en cuenta el efecto de la estructura de la red, por último se analizan la RSS e ITSS y las formas de los modos de tres generadores del sistema interconectado mexicano.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones, publicaciones resultado de esta tesis y los trabajos futuros.

CAPITULO II

DISPOSITIVOS FACTS

2.1 INTRODUCCIÓN.

La compensación serie y paralelo en sistemas de transmisión de corriente alterna es una forma económica de incrementar la capacidad de transmisión y mejorar la estabilidad transitoria del sistema. Sin embargo, los capacitores pueden producir RSS e ITSS que conducen a una falla en el eje del turbo generador e inestabilidad eléctrica a frecuencias de oscilación por debajo de la frecuencia nominal del sistema [26].

La aplicación de dispositivos FACTS en sistemas de transmisión presenta el potencial de interacciones indeseables con otros elementos de control y puede inducir oscilaciones torsionales subsíncronas en el sistema mecánico del turbo-generador. El modelado de FACTS requiere de la inclusión de aquellos elementos dentro del lazo de control que puedan tener una influencia en el rango de oscilaciones subsíncronas. La representación de dispositivos FACTS en simuladores digitales con la capacidad de representar fenómenos oscilatorios de naturaleza subsíncrona, presentan una nueva ventaja en el análisis de este fenómeno. Estos dispositivos pueden conectarse básicamente en paralelo (CEV's, STATCOM's) ó en serie (CSCT, TCPS), con la aparición de una nueva generación de estos dispositivos se logra tener la combinación de estas dos conexiones (UPFC, IPFC) obteniéndose una mayor eficiencia y mejor comportamiento dinámico del sistema de potencia.

2.2 Descripción General de FACTS

Los sistemas de transmisión y distribución de las empresas eléctricas han comenzado un período de cambio, debido principalmente a la aplicación de la electrónica de potencia, microprocesadores y comunicaciones en general. Esto los ha llevado a una operación más segura, controlable y eficiente.

En esta área se han llevado a cabo diversas investigaciones, las que han conducido al desarrollo de los FACTS, dispositivos que abarcan al conjunto de equipos con capacidad de controlar el flujo de potencia o variar características de la red, empleando semiconductores de potencia para controlar el flujo en los sistemas de corriente alterna. Esto permite mejorar la eficiencia del sistema debido a:

- Un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de las rutas predeterminadas.
- Operar con niveles de cargas seguros (sin sobrecarga), y cercano a los límites térmicos de las líneas de transmisión.
- Mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas, con lo que el margen de reserva en generación puede reducirse considerablemente.
- Prevención de salidas de servicio en cascada, limitando el efecto de fallas en el sistema y equipos.

- Amortiguar oscilaciones del sistema de potencia, que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible.

Los sistemas de control de los FACTS están basados en la posibilidad de manejar los parámetros interrelacionados que restringen los sistemas (impedancias serie y shunt, ángulo de fase, oscilaciones a frecuencias subsíncronas), permitiendo además operar las líneas de transmisión cerca de sus límites térmicos, lo que anteriormente no era posible sin violar las restricciones de seguridad del sistema [48].

2.2.1 Principales ventajas en el uso de FACTS

- Los equipos FACTS pueden bloquear flujos indeseados. Esto permite aumentar la capacidad de las líneas en un 20 – 40% cuando de otra manera un "cuello de botella" en éstas obligaría a reducir la capacidad de flujo a través de ellas.
- Otorga la posibilidad de operar las líneas cercanas a sus límites térmicos manteniendo o mejorando la seguridad y confiabilidad en el sistema.
- Responder rápidamente a los cambios en las condiciones de la red para proveer un control del flujo de potencia en tiempo real.

2.2.2 Tipos de FACTS

Los variados tipos de elementos calificados como FACTS, se pueden dividir en tres categorías según el parámetro controlado como se ilustra en la tabla (2.1):

Tabla 2.1
Clasificación de los dispositivos FACTS.

Tipo	Parámetro controlado	Dispositivo FACTS
A	P y Q serie	UPFC
B	P serie	TCSC, reguladores de fase
C	Q shunt	SVC, STATCOM

2.2.2.1 FACTS Tipo A. Estos dispositivos son capaces de controlar el flujo de potencia activa y reactiva (P_{ij} y Q_{ij} en la figura superior) en la línea de transmisión. El ángulo de fase de la barra y la magnitud del voltaje no están especificados y son independientes del estado del flujo de potencia bajo estudio. Los FACTS de este tipo son modelados como se muestra en la figura inferior. En este modelo una barra ficticia es introducida (i') para forzar un consumo equivalente a la potencia deseada que fluye por la línea deseada. Los principales defectos del modelo es que ignora las pérdidas en el dispositivo, además que los UPFC

actuales no controlan P y Q de la manera modelada y son capaces de manejar otros parámetros como el voltaje de la barra.

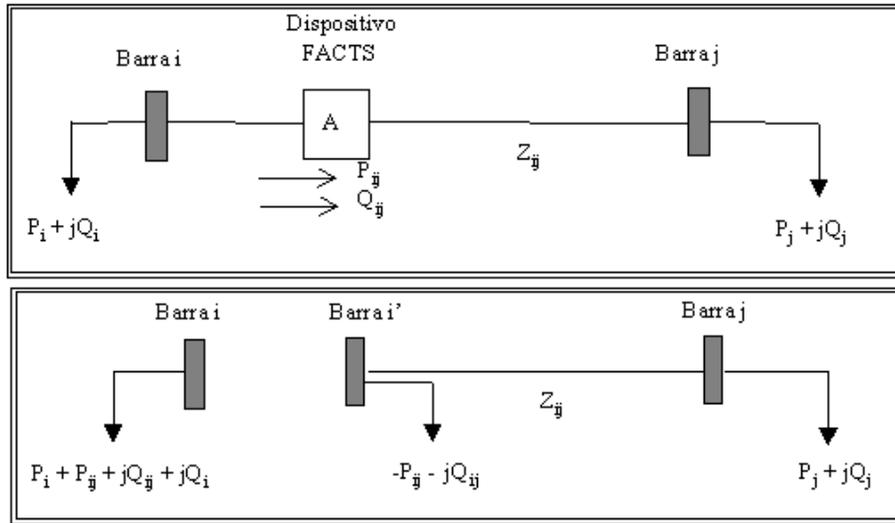


Figura 2.1 FACTS controladores del flujo de potencias (Activa y Reactiva)

2.2.2.2 **FACTS Tipo B.** En este tipo de dispositivos, sólo la potencia activa de la línea es controlada (P_j) en la figura superior. El modelo utilizado se muestra en la figura inferior, donde el flujo de potencia activa se modela usando una barra ficticia i' de manera similar al caso de dispositivos tipo A. No se consideran las pérdidas en el dispositivo, y el control de otros voltajes, corrientes e impedancias del circuito.

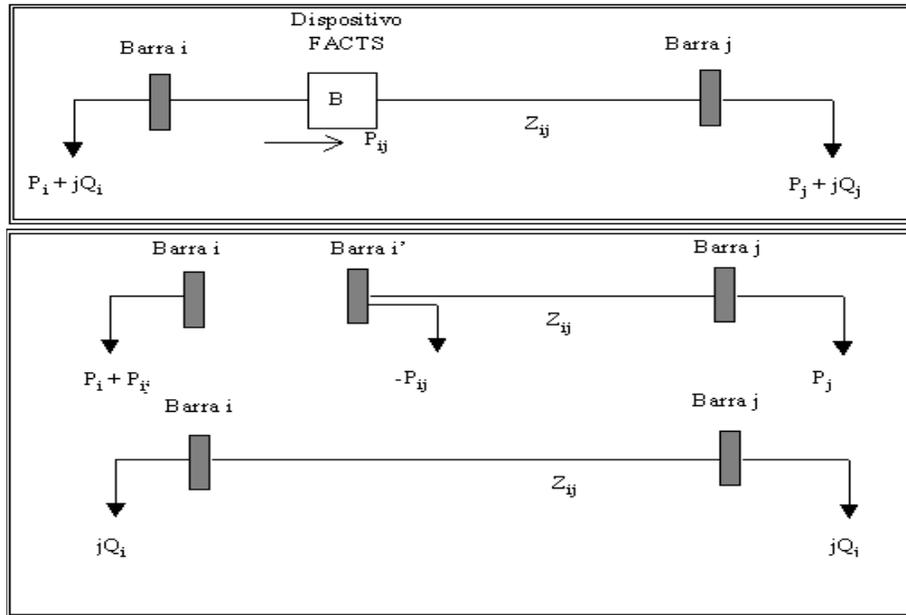


Figura 2.2 FACTS controladores de potencia activa

2.2.2.3 **FACTS Tipo C.** Estos dispositivos FACTS son controladores de reactivos en la barra y se asume que el dispositivo ajusta la inyección de potencia reactiva para controlar la magnitud del voltaje en dicha barra. En la figura se señala el dispositivo y el modelo, donde se ignoran las pérdidas en el dispositivo. En este modelo, la barra i es una barra PV con $P=0$. Estos dispositivos son utilizados principalmente en aplicaciones de estabilidad del sistema por lo que no se hará mayor referencia a ellos [48].

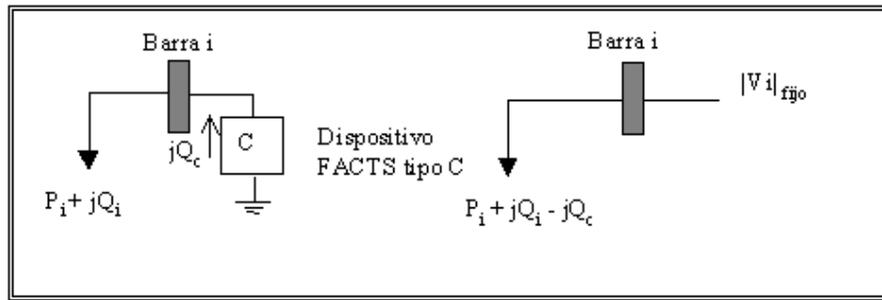


Figura 2.3 FACTS controladores de reactivos

2.2.3 Pérdidas atribuibles a FACTS

Se produce una modificación en las pérdidas en el sistema de transmisión debido a los cambios en los parámetros de éste a causa de la introducción del dispositivo, añadiéndose además las pérdidas en el mismo.

Por otro lado, las pérdidas en el dispositivo son proporcionales a la corriente y se modelan ajustando la Potencia Activa en la barra i' . Dichas pérdidas incluyen las de conducción (estado on), de fuga (estado off) y de conmutación. En general, si el dispositivo está funcionando en condiciones normales estas pérdidas son pequeñas. Esto ocasiona que al añadir FACTS las pérdidas totales en el sistema se reduzcan considerablemente.

Si bien estos dispositivos reducen las perdidas totales del sistema también son parte de una gran gama de “orígenes” del fenómeno oscilatorio; debido a que todos comparten la característica de excitar oscilaciones subsíncronas en el rango de las frecuencias torsionales de los turbogeneradores, típicamente entre 5 a 60 Hz [48].

A continuación se presentan los modelos desarrollados para este estudio, y aunque todavía el desarrollo de estos es particular, se pueden obtener simulaciones confiables [48,49].

2.3 Dispositivos FACTS en estudio de Interacciones Torsionales Subsíncronas(ITSS)

2.3.1 Compensador Estático de VARS (CEV).

A lo largo de los años se han construido compensadores estáticos con diseños muy diversos. Sin embargo, la mayoría de ellos tienen elementos de control similares.

El modelo del CEV y de sus controles, utilizado en este trabajo es el descrito en la referencia [26].

2.3.2 Compensador Serie Controlado por Tiristores (CSCT).

2.3.2.1 Introducción.

Los compensadores en serie han venido siendo utilizado con éxito durante muchos años para mejorar la estabilidad y la capacidad de carga de las redes de transmisión de alta tensión. Funcionan introduciendo tensión capacitiva para compensar la caída de tensión inductiva en la línea, es decir, reducen la reactancia eficaz de la línea de transmisión [45, 46, 49].

2.3.2.2 Efecto de la compensación serie de un sistema de potencia.

La tensión introducida por un condensador en serie es proporcional a la intensidad de la línea. Por consiguiente, la potencia reactiva generada por el condensador es proporcional al cuadrado de la corriente, de ahí que un condensador en serie tenga un efecto autorregulador. Cuando aumenta la carga del sistema también aumenta la potencia reactiva generada por el condensador en serie. La figura (2.4) a) muestra que el límite de estabilidad del voltaje aumenta desde P_1 al nivel de P_2 , en el perfil básico de voltaje para un sistema de transmisión con y sin compensación serie.

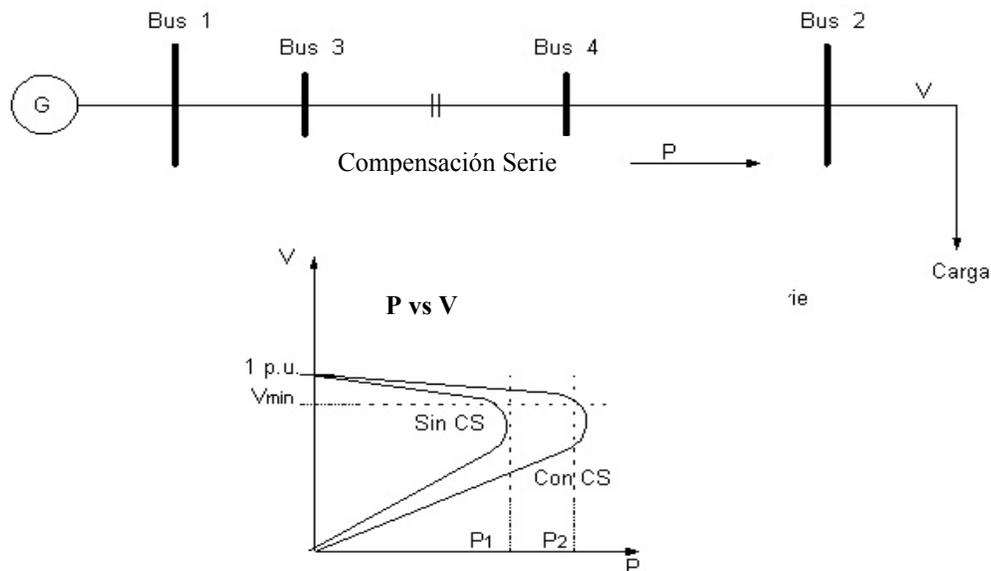
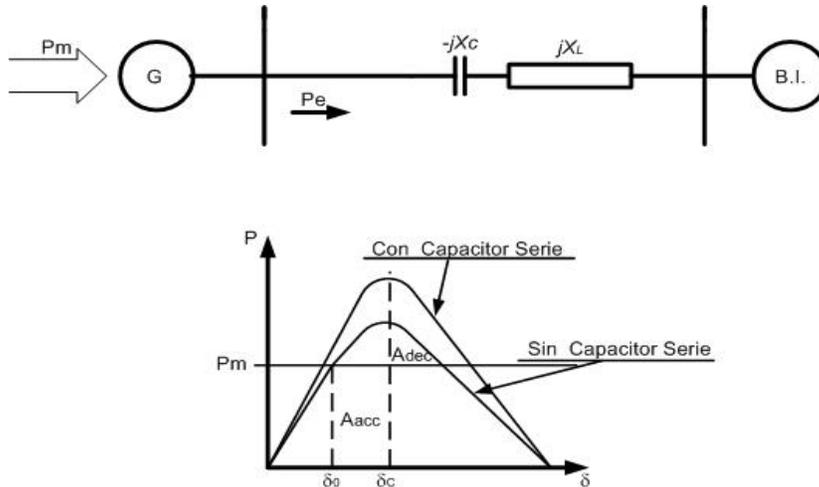


Figura 2.4 a) Efecto de la compensación serie.

Durante el régimen transitorio, en el sistema de un generador y un bus infinito, se aplica el criterio de igualdad de áreas para mostrar como un condensador en serie mejora eficazmente la estabilidad durante este régimen. Para el régimen permanente $P_e = P_m$, y el ángulo del generador es δ_0 . Si se produce una falla trifásica en un punto cercano a la máquina, la potencia de salida eléctrica del generador disminuye hasta el valor cero. Una vez que se libera la falla, el ángulo deberá incrementarse hasta δ_c . El sistema permanecerá estable siempre que A_{dec} sea mayor que A_{acc} . Como se muestra en la figura (2.4) b) el margen de estabilidad aumenta notablemente si se instala un capacitor en serie, que hace que la curva $P - \delta$ se desplace hacia arriba [46].



Donde:

Aacc	Energía de aceleración.	Pm	Energía de mecánica que entra al generador.
Adec	Energía de retardo.	Xc	Reactancia del capacitor serie.
δ	Ángulo del generador.	XL	Reactancia de la línea.
δ0	Ángulo del generador, antes de la falla.	B.I.	Bus infinito.
δc	Ángulo del generador despues de liberar la falla.	CS	capacitor serie.
Pe	Potencia eléctrica.		

Figura 2.4 b) Curva P - δ.

2.3.2.3 Principio de funcionamiento del CSCT.

La configuración de los CSCT comprende varias reactancias controladas, en paralelo con secciones de un banco de condensadores. Esta combinación hace posible un control uniforme de la reactancia capacitiva de frecuencia fundamental en un amplio intervalo. El banco de capacitores de cada una de las fases esta montada sobre una plataforma para asegurar un completo aislamiento a tierra. El dispositivo incluye una serie de tiristores de gran potencia conectados en serie. El inductor es del tipo sin núcleo magnético. Un varistor de oxido metálico está conectado a través del condensador para impedir que se produzcan sobretensiones. Las características del circuito principal del CSCT depende de las reactancias relativas del banco de capacitores, donde, $X_c = -\frac{1}{\omega_n C}$ y de la serie de tiristores, $X_v = \omega_n L$; ω_n es la velocidad angular fundamental, C es la capacitancia del banco de capacitores y L el la inductancia de la reactancia en paralelo. El CSCT puede funcionar en varios modos diferentes con valores de reactancia aparente, X_{ap} . En este contexto, X_{ap} se define simplemente como la parte imaginaria del cociente indicado a continuación, donde los fasores representan el valor fundamental de la tensión del capacitor, U_{C1} , y la intensidad de línea I_{L1} , a la frecuencia nominal :

$$X_{ap} = \text{im} \left\{ \frac{U_{C1}}{I_{L1}} \right\} \quad (2.1)$$

También resulta práctico definir un factor reforzador, K_B , como el cociente entre las reactancias aparente y física, del CSCT [46]:

$$K_B = \frac{X_{ap}}{X_c} \tag{2.2}$$

La figura (2.5) presenta los esquemas característicos del compensador serie y el compensador serie controlado por tiristores.

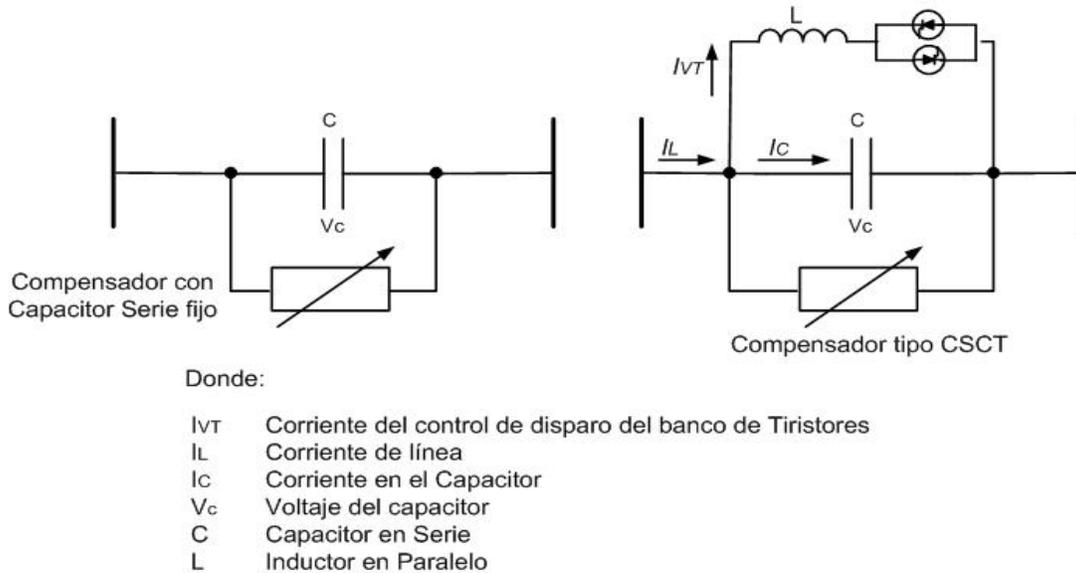


Figura 2.5) Esquema característico de compensación serie con capacitor fijo y un CSCT.

2.3.2.3.1 Modo de bloqueo.

Si los tiristores no están activados, se dice que el sistema esta en estado no conductivo, el CSCT funcionará en modo de bloqueo. La corriente de la línea pasa sólo a través del banco de capacitores. El valor de tensión U_{c1} , se expresa en función del valor de la intensidad de línea I_{L1} , mediante la ecuación (2.3) [45, 46, 49]

$$U_{c1} = jX_c I_{L1} \quad X_c < 0 \tag{2.3}$$

En este modo, el CSCT actúa como un condensador en serie fijo con un factor reforzador igual a la unidad. Como se muestra en la figura (2.6) a).

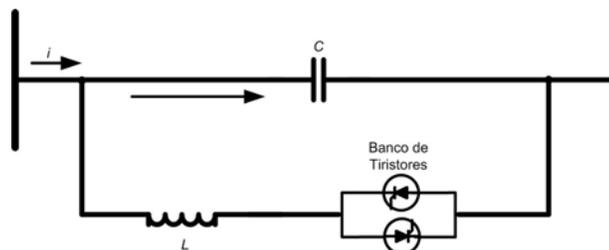


Figura 2.6 a) Esquema de compensador serie en estado de bloqueo.

2.3.2.3.2 Modo de “by-pass”

Si los tiristores están activados, el sistema permanecerá en estado conductivo todo el tiempo y el CSCT se comportará como una nueva conexión en paralelo del banco de capacitores en serie y del inductor de la derivación del control de disparo de los tiristores. En este modo, el voltaje de los capacitores para una corriente dada de la línea es mucho más baja que en el modo de bloqueo. Por lo consiguiente, el modo de derivación se utiliza para reducir el disparo del CSCT durante disturbios [45, 46, 49].

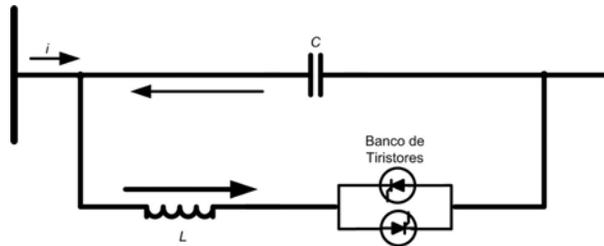


Figura 2.6 b) Esquema de compensador serie en estado de conducción (by-passed).

2.3.2.3.3 Modo Capacitivo e Inductivo.

Si se suministra la señal de impulso para disparar a los tiristores, justo antes de que el voltaje del capacitor a traviese el cruce por cero, un impulso de corriente de descarga del capacitor circulara a través de la derivación inductiva en paralelo. El impulso de corriente de descarga se suma a la corriente de línea a través del banco de capacitores y produce un voltaje del capacitor que se suma al voltaje producido por la corriente de línea. El voltaje máximo en el capacitor se incrementará así en proporción a la carga que pasa a través de la derivación de los tiristores. El voltaje fundamental también se incrementa, casi en proporción a la carga. El CSCT dispone de los medios necesarios para controlar el ángulo de conducción, así como para sincronizar la activación de los tiristores con la corriente de línea. En la figura (2.6) c) y d) se muestra al banco de tiristores en conducción [45, 46,49].

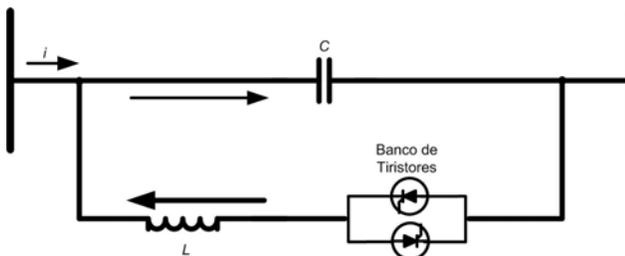


Figura 2.6 c) Esquema de compensador serie en modo capacitivo.

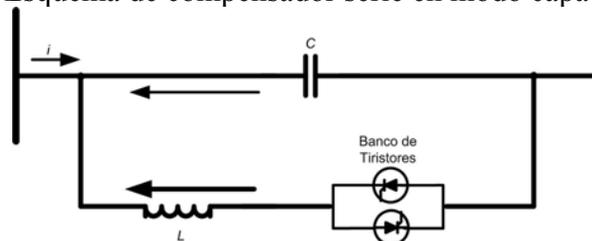


Figura 2.6 d) Esquema de compensador serie en modo inductivo.

2.3.2.4 Modelado del CSCT para el estudio de RSS e ITSS.

Al igual que el CEV un modelo linealizado del CSCT, incluye al capacitor, inductor y controles de disparo del banco de tiristores. El circuito principal del CSCT se aproxima a variables de estado y con transformaciones en el marco de referencia $dq0$, se desarrolla un modelo confiable con las características necesitadas [33]. En la figura (2.7) se muestra el diagrama del modelo analítico del CSCT.

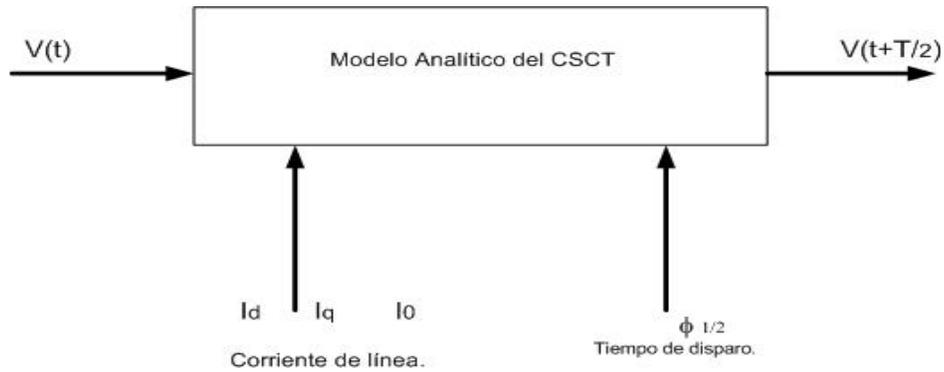


Figura 2.7) Diagrama. del modelo analítico del CSCT.

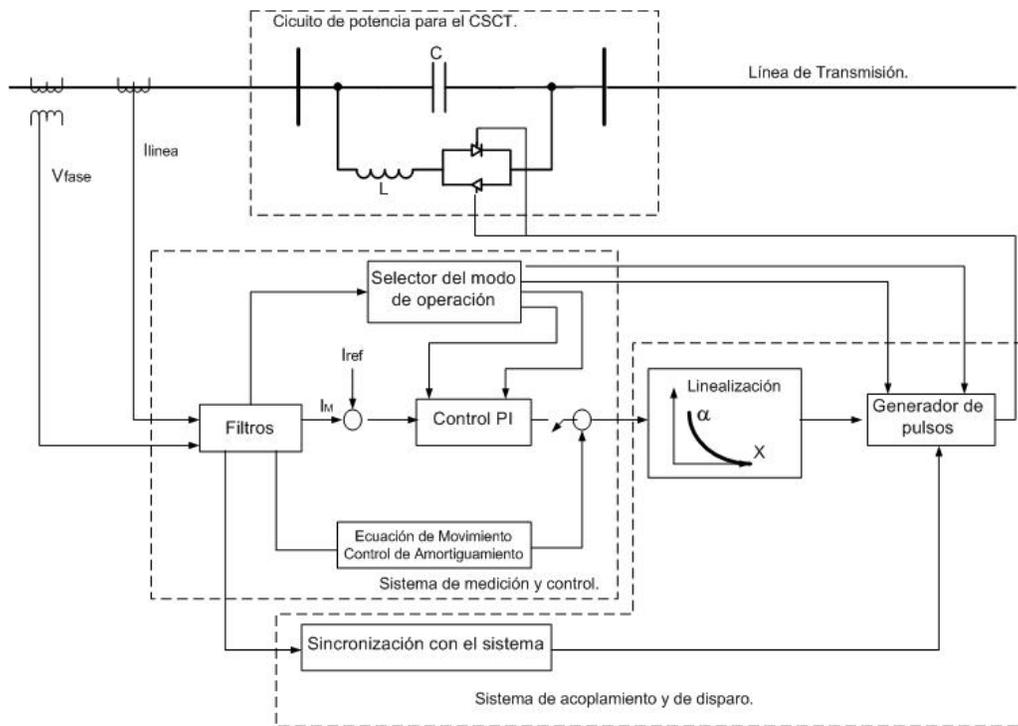


Figura 2.8) Estructura del modelo genérico del CSCT, incluyendo lazo de control.

Durante el intervalo de conducción de los tiristores, el CSCT es modelado en paralelo en el circuito LC, según la ecuación (2.4) y de acuerdo con la figura (2.6) d).

$$C \frac{dV}{dt} = (I_d \cos \omega t - I_q \text{sen } \omega t + I_0) \quad (2.4)$$

$$L \frac{dI_T}{dt} = V$$

También se puede representar en variables de estado en (2.5)

$$\dot{\mathbf{X}} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u} \quad (2.5)$$

Extendiendo un modelo monofásico a un trifásico, el voltaje del capacitor en el modelo trifásico, son transformados de un marco de referencia ABC a un marco de referencia $dq0$, para producir señales de salida constantes en estado estable y facilitar la integración del modelo de la línea de transmisión, en el estudio ante pequeños disturbios.

Aplicando la transformación de Park definidas en [26] y asumiendo condiciones balanceadas y simétricas de operación para las ramas inductivas y capacitivas se obtiene el modelo parcial de estado [33, 49].

- Rama capacitiva

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_{cD} \\ \Delta \dot{V}_{cQ} \end{bmatrix} = X_C \omega \begin{bmatrix} \Delta i_D \\ \Delta i_Q \end{bmatrix} - X_C \omega \begin{bmatrix} \Delta i_{cD} \\ \Delta i_{cQ} \end{bmatrix} - \omega \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_{cD} \\ \Delta V_{cQ} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

- Rama inductiva

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{i}_{eD} \\ \Delta \dot{i}_{eQ} \end{bmatrix} = \omega_0 \begin{bmatrix} \frac{-r_e}{X_e} & \omega_0 \\ -\omega_0 & \frac{-r_e}{X_e} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta i_{eD} \\ \Delta i_{eQ} \end{bmatrix} + \frac{\omega_0}{X_e^0} \begin{bmatrix} 0 & -X_L \\ X_L & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_{cD}^0 \\ \Delta V_{cQ}^0 \end{bmatrix} + \frac{\omega_0}{X_e} \begin{bmatrix} 0 & -X_L \\ X_L & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_{cD} \\ \Delta V_{cQ} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

2.3.2.4 Modelo del lazo de control del CSCT.

A continuación se presenta el modelo del lazo de control utilizado en este trabajo, este modelo, de acuerdo a las referencias [33, 49], tiene la capacidad de modificar el valor de la reactancia de línea de transmisión, de acuerdo a la necesidad del sistema.

- El sistema de medición se representa mediante un retraso de tiempo caracterizado por una constante de tiempo T_m .
- El sistema de control de disparo en tiristores se representa mediante un retraso de tiempo con una constante de tiempo T_c .
- Se considera que la ganancia de la parte proporcional (K_p) es cero.
- La sintonización de los parámetros del control son de acuerdo a [33, 46]

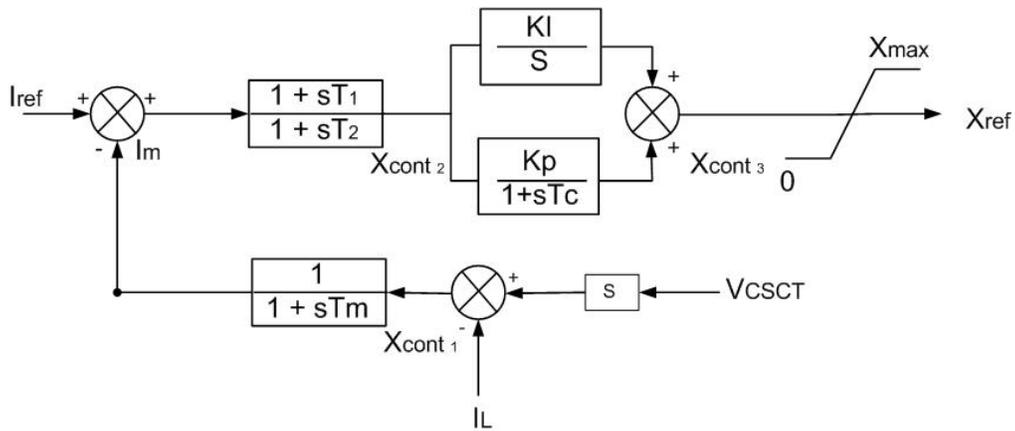


Figura 2.9) Lazo de control para CSCT [33,49].

La representación del lazo de control en variables de estado esta dada en (2.8), como se muestra el sistema ha sido linealizado y se incorpora al modelo del CSCT por medio del control del ángulo de disparo, representado por el control **PI**, que modifica el valor de la reactancia propia del sistema, llevándola desde ser reactancia dominadamente inductiva a una dominante capacitiva y viceversa.

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{X}_{cont\ 1} \\ \Delta \dot{X}_{cont\ 2} \\ \Delta \dot{X}_{cont\ 3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{T_m} & -\frac{1}{T_m} & 0 \\ -\frac{1}{T_2 T_m} & -\frac{1}{T_m + T_1} & -\frac{1}{T_2} \\ 0 & 0 & KI \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X_1 \\ \Delta X_2 \\ \Delta X_3 \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Los valores de las constantes asociadas a este control se describen en el apéndice B.

2.3.3 CONTROLADOR UNIVERSAL DE FLUJOS DE POTENCIA (UPFC).

2.3.3.1 Introducción.

El controlador universal de flujos de potencia UPFC (por sus siglas en habla inglesa) fue originalmente propuesto por L. Gyugyi, en 1992. El UPFC está constituido, básicamente, por la conjunción, principio de funcionamiento de un dispositivo compensador estático síncrono STATCOM (por sus siglas en habla inglesa) con un compensador serie estático síncrono SSSC (por sus siglas en habla inglesa), como un solo dispositivo. En otras palabras este dispositivo está formado por dos convertidores bajo el principio de funcionamiento "back-to-back", del lado CC. La conexión de este dispositivo se hace como sigue, en un lado está acoplado con un transformador en serie con una línea de transmisión y del otro extremo, del lado de CA, del dispositivo se conecta derivación. El UPFC es un compensador universal, capaz de controlar simultáneamente el flujo de potencia que pasa por una línea de transmisión, y la tensión de CA de una barra controlada. Este elemento responde muy rápidamente gracias a la electrónica de potencia, que posee. Como se ve en la figura (2.10) [45, 46, 47, 96, 97, 98,101]

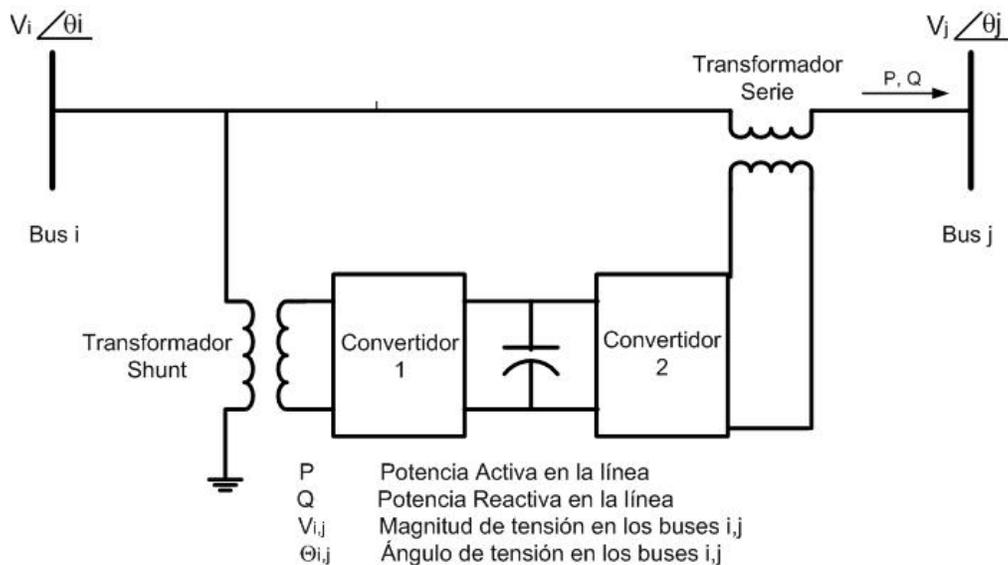


Figura 2.10 Diagrama analítico del UPFC.

En esta sección del trabajo el modelado del dispositivo FACTS es tomado de las referencias [45, 46, 47, 96, 97, 98,101], desde el punto de vista matemático; a continuación se describe el principio de funcionamiento del UPFC de manera general y posteriormente se explicará cual es el impacto reportado en [46] y en esta misma referencia del dispositivo en el estudio de interacciones torsionales subsíncronas.

2.3.3.2 Principio de funcionamiento del UPFC.

En la figura (2.10), el convertidor 2 realiza la función principal del UPFC inyectando en la línea de transmisión una tensión de C.A., con magnitud y ángulo de desplazamiento de fases controlables en serie, por medio de un transformador en serie. La función básica del convertidor 1 es de entregar o absorber la potencia real demandada por el convertidor 2 en el enlace común de CC. También se puede generar o absorber la potencia reactiva controlable y proporcionar una compensación reactiva en derivación para la línea. El convertidor 2 entrega o absorbe localmente la potencia reactiva requerida e intercambia la potencia activa como resultado de la tensión inyectada en serie [46, 47, 96, 97, 98,101].

2.3.3.3 Sistema de control del UPFC.

La figura (2.10) a) muestra el modelo del control adoptado en el UPFC para regular el flujo de potencia en condiciones estacionarias. Basado en las mediciones trifásicas de las componentes de voltajes y corrientes, las variables de control de disparo δ_B y m_B son usadas en la regulación del flujo de la potencia activa y el flujo de potencia reactiva, hacia el lado del bus infinito del sistema de prueba. La variable m_E es usada para regular el voltaje en la línea; si asumimos que el intercambio de los MVA's reactivos es grande (inyectando ó absorbiendo) y además es el adecuado entre el UPFC y el sistema, esta variable toma importancia. La variable de control δ_E es usada para regular el voltaje de CC en el capacitor de enlace. Teóricamente, el análisis y desarrollo del modelo de los controles del UPFC constituye analizar múltiples entradas y salidas del sistema de control, esto es a cuatro entradas le corresponderán cuatro salidas. Sin embargo, no se limitaran las condiciones con las características del estado estable del sistema de potencia y a la constante de tiempo del lazo de control, el problema se concentra en descomponer, por ejemplo, solo las cuatro entradas y solo cuatro salidas en el sistema de control [47].

Como cabe recordar el objetivo básico del UPFC es regular el flujo de potencia activa. Una optima solución a los flujos de potencia es la de determinar los valores de referencia del sistema de potencia, como son P_{ref} , Q_{ref} y Q_{inicio} , V_{ref} , la especificación de estos valores como puntos de operación inicial del sistema, determinan también el rango de operación y el criterio en el diseño del UPFC.

El sistema de control mostrado en la figura (2.11) b), es activado con los cambios del sistema y de la carga. En este caso, el UPFC ajusta los valores de referencia en los flujos de potencia, actualizando este ajuste, en función del comportamiento de los parámetros antes mencionados, y proporcionando un nuevo punto de operación en el estudio de flujos de potencia [47].

Para regular los flujos de potencia activa en la condición estable del sistema, requiere que el control de la respuesta sobreamortiguada δ_B tenga una constante de tiempo del orden de 0.6 seg.. La regulación de la potencia reactiva en la condición estable, también puede llevarse controlando el sobreamortiguamiento m_B con una constante de tiempo

aproximadamente de 6 seg. Similarmente la variable de control m_E puede ajustarse a la respuesta sobreamortiguada con una constante de tiempo de alrededor de 60 seg.

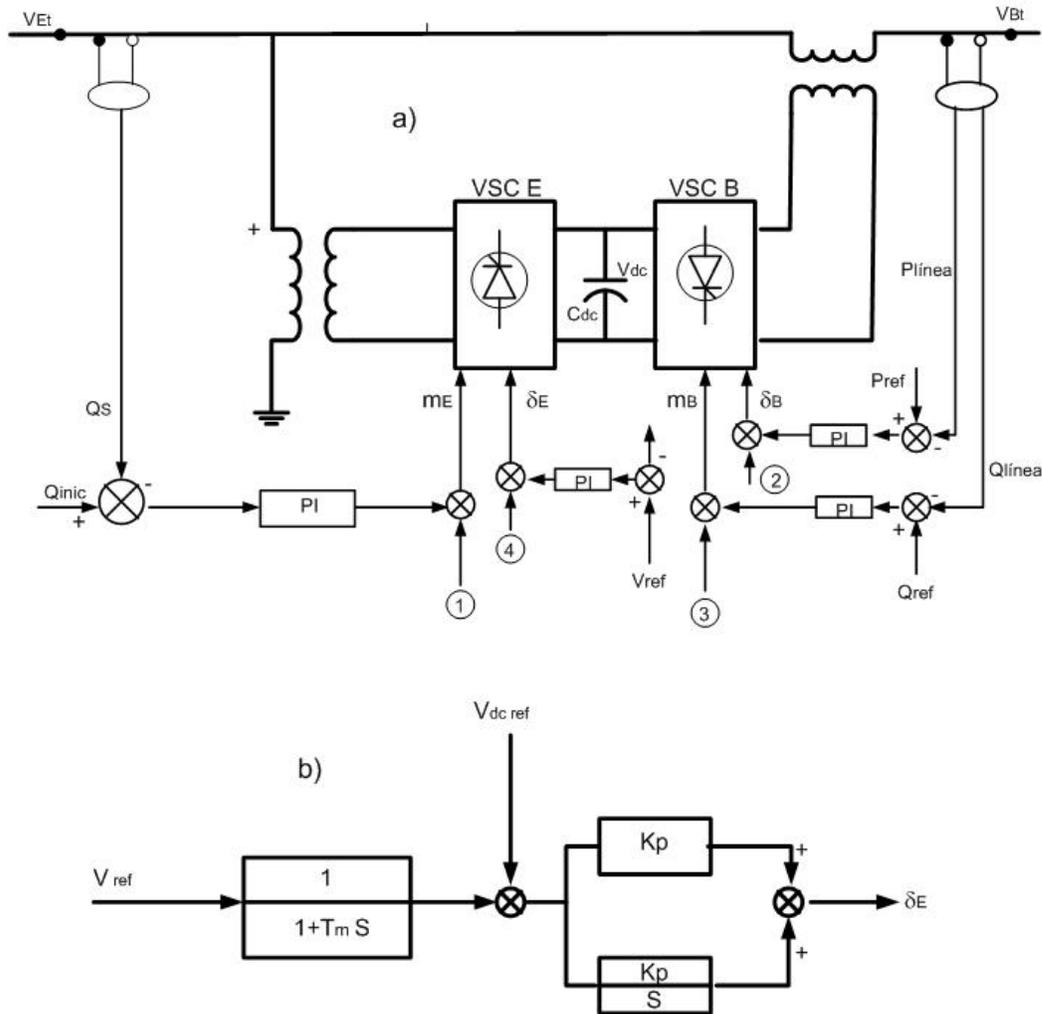


Figura 2.11 a) Sistema de control del UPFC.
b) Control de enlace con el sistema D.C.

De las referencias [47, 96, 97, 98] y asumiendo que la relación de transferencia de voltaje puede ser representada como:

$$V_{Ea} = \frac{m_E v_{dc}}{2} \cos(\omega t - \delta_E) + r_S i_{Ea} = A_E \cos \theta_E + r_S i_{Ea} \quad (2.9)$$

$$l_E \frac{di_{Ea}}{dt} = -R_E i_{Ea} - A_E \cos \theta_E + v_{Ea} \quad (2.10)$$

Las expresiones para las demás fases son idénticas, a excepción de que están desfasadas

-120° y 120° respectivamente; además el sistema es simétrico y balanceado, los procedimientos matemáticos son aplicados para describir el comportamiento de los transformadores de acoplamiento del dispositivo con el sistema de potencia.

La dinámica del capacitor de enlace del dispositivo, es modelada como;

$$\frac{dv_{cd}}{dt} = \frac{1}{C_{cd}} i_{cd} \quad (2.11)$$

donde i_{cd} es definida en función del encendido y apagado de los convertidores del dispositivo.

$$i_{cd} = i_{Ecd} - i_{Bcd} = \sum_{j=a,b,c} (i_{Ej} d_{Ej} - i_{Bj} d_{Bj}) \quad (2.12)$$

Basados en las ecuaciones anteriores definimos nuestro modelo de estado como;

$$\dot{\mathbf{X}} = \mathbf{Ax} + \mathbf{Bu} \quad (2.13)$$

Llevando el modelo al marco de referencia $D, Q, 0$:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{X}}_{DQ0} &= \mathbf{A}_{DQ0} \mathbf{X}_{DQ0} + \mathbf{B}_{DQ0} \mathbf{V}_{DQ0} \\ \mathbf{X}_{DQ0} &= [i_{ED} \quad i_{EQ} \quad i_{BD} \quad i_{BQ} \quad v_{cd}]^T \\ \mathbf{V}_{DQ0} &= [v_{EtD} \quad v_{EtQ} \quad v_{BtD} \quad v_{BtQ} \quad 0]^T \end{aligned} \quad (2.14)$$

Linealizando, el modelo de estado de la ecuación (2.13),

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\mathbf{X}}_{DQ0} &= \mathbf{X}_{DQ0} + \Delta \mathbf{X}_{DQ0} \\ \Delta \mathbf{V}_{DQ0} &= \mathbf{V}_{DQ0} + \Delta \mathbf{V}_{DQ0} \end{aligned} \quad (2.15)$$

y

$$\begin{aligned} m_E &= M_E + \Delta m_E & \delta_E &= \delta_E + \Delta \delta_E \\ m_B &= M_B + \Delta m_B & \delta_B &= \delta_B + \Delta \delta_B \end{aligned} \quad (2.16)$$

donde:

$$\begin{aligned} \mathbf{X}_{DQ0} &= [I_{ED} \quad I_{EQ} \quad I_{BD} \quad I_{BQ} \quad V_{cd}]^T \\ \Delta \mathbf{X}_{DQ0} &= [\Delta i_{ED} \quad \Delta i_{EQ} \quad \Delta i_{BD} \quad \Delta i_{BQ} \quad \Delta v_{cd}]^T \\ \mathbf{V}_{DQ0} &= [V_{EtD} \quad V_{EtQ} \quad V_{BtD} \quad V_{BtQ} \quad 0]^T \\ \Delta \mathbf{V}_{DQ0} &= [\Delta v_{EtD} \quad \Delta v_{EtQ} \quad \Delta v_{BtD} \quad \Delta v_{BtQ} \quad 0]^T \end{aligned}$$

Separando las componentes de estado estacionario de las componentes dinámicas del modelo de estado, tenemos,

$$\Delta \dot{\mathbf{X}}_{DQ0} = \mathbf{A}_{DQ0} \Delta \mathbf{x}_{DQ0} + \mathbf{B}_{DQ0} \Delta \mathbf{u}_{DQ0} \quad (2.17)$$

donde

$$\Delta \mathbf{u} = [\Delta \mathbf{m}_E \quad \Delta \delta_E \quad \Delta \mathbf{m}_B \quad \Delta \delta_B]$$

2.3.3.4 Modelado del UPFC para el estudio de RSS e ITSS.

Extendiendo el modelo monofásico a un trifásico y transformando a un marco de referencia ABC a un $dq0$, para producir señales de salida constantes en estado estacionario y facilitar la integración del modelo de la línea de transmisión, en el estudio ante pequeños disturbios.

Aplicando la transformación de Park y asumiendo condiciones balanceadas y simétricas de operación para en los sistemas convertidores y en el capacitor de enlace se obtiene el modelo parcial de estado en (2.18) [45, 47, 96, 97, 98, 99, 100, 101].

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{i}_{ED} \\ \Delta \dot{i}_{EQ} \\ \Delta \dot{i}_{BD} \\ \Delta \dot{i}_{BQ} \\ \Delta \dot{V}_{cd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_E \omega_0}{l_E} & \omega_0 & 0 & 0 & -\frac{\omega_0 M_E \cos \delta_E}{2l_E} \\ -\omega_0 & \frac{-R_E \omega_0}{l_E} & 0 & 0 & -\frac{\omega_0 M_E \sin \delta_E}{2l_E} \\ 0 & 0 & \frac{-R_B \omega_0}{l_B} & \omega_0 & \frac{\omega_0 M_B \cos \delta_B}{2l_B} \\ 0 & 0 & -\omega_0 & \frac{-R_B \omega_0}{l_B} & \frac{\omega_0 M_E \sin \delta_E}{2l_E} \\ \frac{\omega_0 M_E \cos \delta_E}{2C_{cd}} & \frac{\omega_0 M_E \sin \delta_E}{2C_{cd}} & -\frac{\omega_0 M_B \cos \delta_B}{2C_{cd}} & -\frac{\omega_0 M_B \sin \delta_B}{2C_{cd}} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta i_{ED} \\ \Delta i_{EQ} \\ \Delta i_{BD} \\ \Delta i_{BQ} \\ \Delta V_{cd} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

2.3.3.5 Modelo del lazo de control del UPFC.

A continuación se muestran los diferentes bloques de control para el UPFC [47, 46, 101].

- Las figuras (2.12) a) muestra el diagrama a bloques del sistema de control para la regulación del ángulo de potencia.
- El valor P_m , es la potencia medida suministrada por el dispositivo, y es comparada con el valor de referencia de la potencia P_{ref} .
- La señal de error es controlada por el consolador PI y el compensador.
- La función del filtro pasa bajas (LPF), es minimizar el impacto de las altas frecuencias en los modos torsionales, en el lazo de control.
- El compensador provee de una adecuada ganancia y el ajuste de fase en la señal de error.

- La figura (2.12) b) describe el diagrama del bloque de control en el ajuste dinámico del UPFC en el voltaje del lado de acoplamiento serie (B) del dispositivo.
- MB es la magnitud ajustada de inyección de voltaje mínima al sistema de potencia.
- En la figura (2.12) c) se muestra el regulador de voltaje para el capacitor de enlace el cual controla el ángulo fase δ_E [47].
- La sintonización de los bloques de control son de acuerdo a la referencia [47].

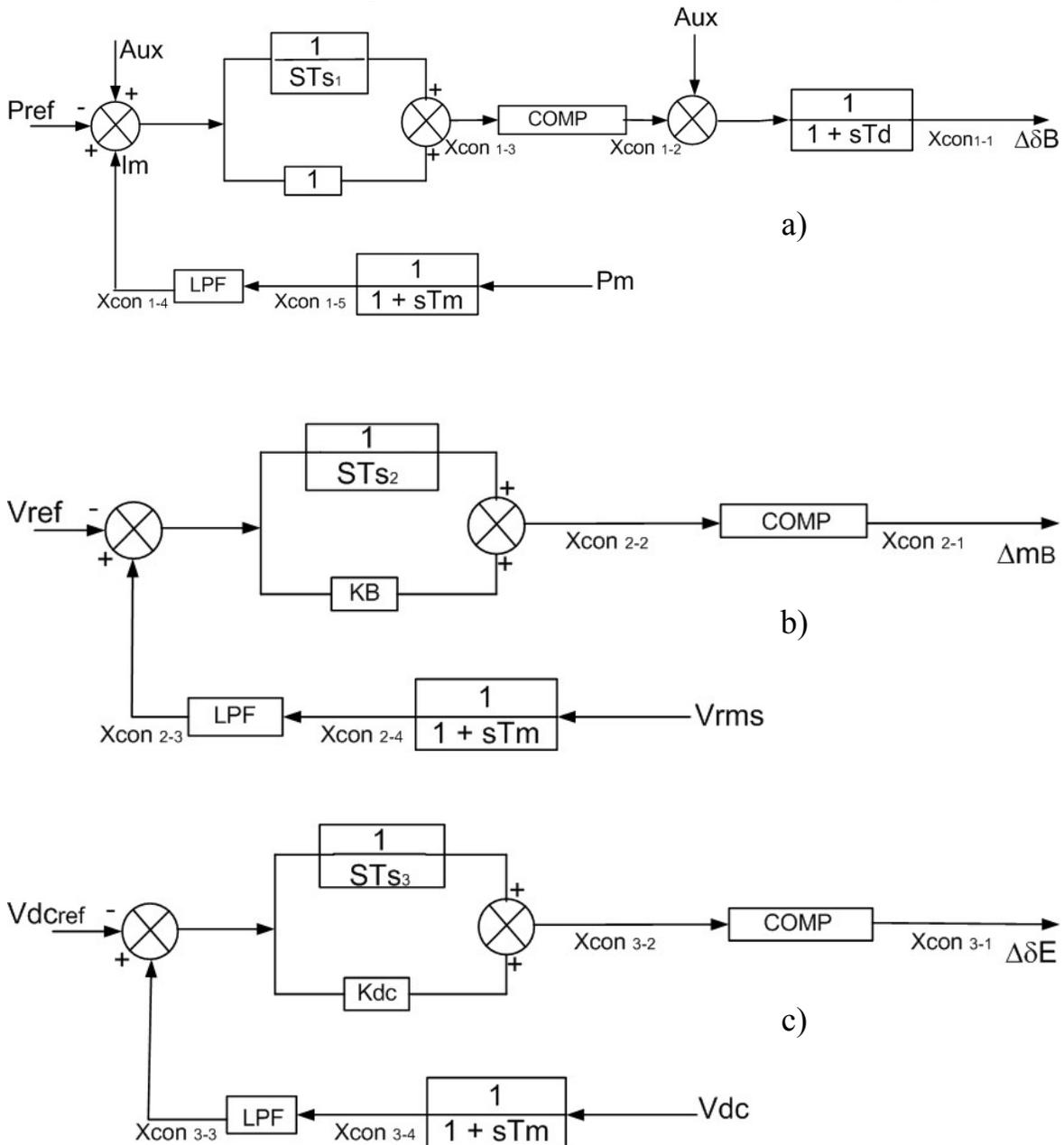


Figura 2.12 a) Lazo de control del ángulo de potencia.
 b) Lazo de control de voltaje para el transformador de acoplamiento serie (B).
 c) Lazo de control para el capacitor de enlace en CD.

Donde:

COMP: se refiere a la función de transferencia obtenida del compensador y en cada bloque de control es diferente; esto se debe a que cada bloque tiene una variable a controlar diferente [46, 47].

LPF (por sus siglas en ingles, filtro pasa bajas): este filtro ayuda a reducir las altas frecuencias que se producen por el efecto del disparo de los convertidores en el dispositivo FACTS [46, 47]. Ver apéndice B.

Las ecuaciones de estado, ya linealizadas que describen al modelo de control del UPFC, utilizado en este trabajo, están dadas en (2.19), (2.20) y (2.21).

- Bloque 1.- Control de δ_B .

$$\begin{bmatrix} \dot{\Delta X_{con1-1}} \\ \dot{\Delta X_{con1-2}} \\ \dot{\Delta X_{con1-3}} \\ \dot{\Delta X_{con1-4}} \\ \dot{\Delta X_{con1-5}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{con1-1} & x_{con1-2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & x_{con1-2} & x_{con1-3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & x_{con1-4} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & x_{con1-4} & x_{con1-5} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & x_{con1-5} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X_{con1-1} \\ \Delta X_{con1-2} \\ \Delta X_{con1-3} \\ \Delta X_{con1-4} \\ \Delta X_{con1-5} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

- Bloque 2.- Control de m_B .

$$\begin{bmatrix} \dot{\Delta X_{con2-1}} \\ \dot{\Delta X_{con2-2}} \\ \dot{\Delta X_{con2-3}} \\ \dot{\Delta X_{con2-4}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{con2-1} & 0 & 0 & 0 \\ x_{con2-1} & x_{con2-2} & 0 & 0 \\ x_{con2-1} & x_{con2-2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & x_{con2-3} & x_{con2-4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X_{con2-1} \\ \Delta X_{con2-2} \\ \Delta X_{con2-3} \\ \Delta X_{con2-4} \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

- Bloque 3.- Control de δ_E .

$$\begin{bmatrix} \dot{\Delta X_{con3-1}} \\ \dot{\Delta X_{con3-2}} \\ \dot{\Delta X_{con3-3}} \\ \dot{\Delta X_{con3-4}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{con3-1} & 0 & 0 & 0 \\ x_{con3-1} & x_{con3-2} & 0 & 0 \\ x_{con3-1} & x_{con3-2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & x_{con3-3} & x_{con3-4} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta X_{con3-1} \\ \Delta X_{con3-2} \\ \Delta X_{con3-3} \\ \Delta X_{con3-4} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Los dispositivos FACTS, se les considera como elementos de control dinámico de los flujos de potencia o pueden variar las características de la red; existen aplicaciones diversas de estos dispositivos, pueden ser incorporados como controladores de potencias (activa y/o reactiva), controlador de potencia activa y como de potencia reactiva.

Estos dispositivos tienen la capacidad de amortiguar oscilaciones del sistema de potencia. Anteriormente, se les asociaba como elementos que excitaban a los modos torsionales, particularmente al compensador estático de vars (CEV) debido a que este dispositivo fue de los primeros en desarrollarse y no se consideraban los problemas debidos a la falta de filtros que disminuyeran estas oscilaciones.

El desarrollo de la electrónica de potencia, ha logrado disipar las dudas sobre la utilización de este tipo de dispositivos; en nuestro particular, el compensador serie controlado por tiristores (CSCT) puede ser un claro ejemplo de este desarrollo, ya que puede ser utilizado tanto como compensador serie fijo, para elevar los niveles de transmisión o como un elemento dinámico que ayuda a mantener constante los niveles de transmisión de potencia activa modificando los parámetros de la línea de transmisión, esto es, acerca eléctricamente a los buses y además tiene la capacidad de filtrar oscilaciones no deseadas en el sistema, al incorporar una alta resistencia en la configuración del reactor controlado por tiristores (RCT). Actualmente el dispositivo mas desarrollado es el conocido como controlador universal de flujos de potencia (UPFC, por sus siglas en ingles), este elemento tiene la capacidad de conectarse en serie o en paralelo, debido a que trabaja bajo el principio de operación del STATCOM y SSSC en un solo dispositivo; el hecho de estar constituido por dos convertidores acoplados al sistema de potencia, permite que el convertidor conectado en serie pueda inyectar una tensión, con magnitud y ángulo de fase, lo que implica tener un mejor control en la transferencia de potencia, siendo el convertidor en paralelo el encargado de entregar o absorber la potencia real demandada por el dispositivo en general; por lo anterior es correcto aseverar que este dispositivo ayuda a la estabilización del sistema de potencia, además también cuenta con filtros para eliminar las oscilaciones indeseadas.

En los programas computacionales utilizados para la simulación, estos dispositivos son acoplados de manera modular lo que permite analizar los transitorios propios, así como los de sus controles, en un marco de referencia d-q. Con este enfoque se tiene la capacidad de usarse para el análisis de varios problemas dinámicos, como: análisis de RSS e ITSS y el desarrollo de medidas correctivas.

CAPITULO III

MODELADO DEL SEP EN EL ESTUDIO DE ITSS

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta un modelo matemático generalizado del sistema eléctrico de potencia con características deseables para el estudio de oscilaciones subsíncronas, interacciones subsíncronas torsionales y resonancia subsíncrona en redes eléctricas de naturaleza compleja. El modelo desarrollado tiene una estructura modular y permite la representación detallada de las características del sistema de potencia con mayor influencia en estos fenómenos, así como la utilización de técnicas de análisis de sistemas lineales.

Primeramente se revisan las principales características de los modelos lineales utilizados para el estudio de fenómenos oscilatorios en sistemas de potencia basados en una aproximación de estabilidad a pequeños disturbios (modelo linealizado). Se introducen las principales características del modelo utilizado en este trabajo con base en un enfoque de conexión de componentes de estado, enfatizando la estructura general del propuesto y se describen en forma amplia los algoritmos computacionales derivados de este modelo; se propone un modelo generalizado del SEP basado en la aplicación de la teoría de dos ejes de Park-Blondell [2, 36] a la representación trifásica de los elementos del sistema. En este modelo, cada componente del sistema se representa por un modelo parcial de estado o subsistema que interactúa con otros elementos a través de la aplicación de técnicas de conexión de componentes y la aplicación de las leyes de Kirchoff de corriente.

Para propósitos de análisis los elementos del sistema de potencia se dividen en dos grupos: El primer grupo incluye las componentes convencionales, básicamente, generador síncrono y red de transmisión. El segundo grupo lo constituyen los componentes cuyo comportamiento puede contribuir directamente y/o producir inestabilidad torsional o de resonancia subsíncrona [2, 34, 36]. Este grupo incluye dispositivos FACTS .

3.2 REPRESENTACIÓN LINEAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

El comportamiento dinámico de un SEP trifásico balanceado se determina por la representación no lineal:

$$\dot{\underline{\mathbf{X}}} = \underline{\mathbf{f}}(\underline{\mathbf{X}}(t), \underline{\mathbf{X}}(t_0)) \quad (3.1)$$

Donde $\underline{\mathbf{X}}$ es el vector de estado del sistema y $\underline{\mathbf{X}}(t_0)$ es el punto de operación inicial.

Se puede obtener información práctica de las características de amortiguamiento del sistema a través de la linealización del modelo del SEP en un punto de operación determinado. La expansión de la ecuación (3.1) en series de Taylor en el punto de operación inicial despreciando los términos de orden superior es [2, 35, 37, 108]:

$$\Delta \dot{\underline{\mathbf{X}}} = \frac{\partial \underline{\mathbf{f}}}{\partial \underline{\mathbf{X}}} \Delta \underline{\mathbf{X}} + [\mathbf{A}] \Delta \underline{\mathbf{X}} \quad (3.2)$$

Donde $[\mathbf{A}]$ es la matriz de estado del sistema, la representa la sensibilidad de la razón de cambio de las variables de estado al cambio en las propias variables de estado. Para

estudios de oscilaciones de baja frecuencia, la matriz $[A]$ es real, no simétrica y exhibe algunos grados de dispersidad [84, 85].

Para obtener la representación de estado los métodos del modelado se enfocan principalmente en dos aproximaciones [83, 85]:

- Linealización de las ecuaciones del sistema alrededor de un punto inicial de operación
- Integración del sistema de ecuaciones no lineales (3.19) para pequeñas cantidades por cada variable en turno, obteniendo la matriz $[A]$.

Las dos aproximaciones anteriores son implementadas en programas computacionales que presentan características atractivas. El segundo método es fácil de implementar pero es susceptible a inexactitudes asociadas con los procesos de integración. [6] Además, se considera ventajoso disponer de programas en el dominio del tiempo y de cálculo de eigenvalores en una formulación analítica independiente, para permitir una comparación entre ambas formulaciones [84].

La formación explícita del modelo de estado se puede usar para obtener toda una eigen solución, o si se toman en cuenta consideraciones de dispersidad, para obtener modos de oscilación críticos. Técnicas alternativas que no requieren de la formulación explícita de la matriz de estado o se tiende a introducir algunas modificaciones del modelo convencional mencionado anteriormente, pero además hay restricciones para obtener los eigenvalores críticos. Sin embargo estas aproximaciones frecuentemente presentan complementos, por el contrario las características exclusivas incitan al desarrollo de programas computacionales con opción de seleccionar más de una técnica [26].

3.2.1 Estructura general del modelo del sistema de potencia

Los modelos dinámicos de un sistema complejo pueden frecuentemente formularse como la interconexión de subsistemas o procesos físicos que muestren características comunes. Si bien es posible construir un modelo de estado en forma directa, la aplicación de técnicas de análisis de sistemas interconectados presenta ventajas computacionales y permite una mayor comprensión del sistema físico en estudio, como:

1. Máquina Síncrona y sus controles. Esta representación incluye el modelado del sistema mecánico de turbo generadores y controles de excitación y velocidad.
2. La red de transmisión. La representación de la red eléctrica incluye el modelo de cargas de naturaleza estática, transformadores, líneas de transmisión y elementos pasivos de compensación (reactores y capacitores) que puedan representarse por circuitos R-L-C incluyendo los transitorios en todos sus elementos.
3. La representación de dispositivos FACTS.

Debido a su flexibilidad, este modelo puede ser utilizado para representar en forma sistemática la operación de prácticamente cualquier dispositivo de control actuando sobre la red de transmisión. Conceptualmente, el comportamiento dinámico del sistema eléctrico se representa como la interacción de subsistemas físicos que interactúan a través del modelo dinámico de la red de transmisión. Cada subsistema dinámico se representa por un modelo parcial de estado de la forma

$$\begin{aligned}\frac{d}{dt}\mathbf{X}_k(t) &= [A_k]\mathbf{X}_k(t) + [B_k]\mathbf{a}_k(t) \\ \mathbf{b}_k(t) &= [C_k]\mathbf{X}_k(t) + [D_k]\mathbf{a}_k(t)\end{aligned}\quad (3.3)$$

$k = 1, \dots, n$

Donde \mathbf{X}_k es el vector de variables de estado, para el k-ésimo subsistema o componente los cuales pueden representarse por un modelo de conexión algebraica como:

$$\begin{aligned}\mathbf{a}_k(t) &= [L_{11}]\mathbf{b}_k(t) + [L_{12}]\mathbf{u}_k(t) \\ \mathbf{b}_k(t) &= [L_{21}]\mathbf{b}_k(t) + [L_{22}]\mathbf{u}_k(t)\end{aligned}\quad (3.4)$$

En donde \mathbf{u}_k es el vector de variables de control y las submatrices $[A_k]$, $[B_k]$, $[C_k]$ y $[D_k]$ establecen las características de cada subsistema y representan en general, sensibilidades asociadas a las del modelo parcial de estado con respecto al propio modelo o a la interconexión del mismo con otros subsistemas. Las submatrices $[L_{ij}]$, por otra parte, representan las relaciones físicas que describen la interconexión entre los distintos elementos o subsistemas.

El modelo de estado global del sistema se construye a partir de la interconexión de los modelos individuales de cada subsistema utilizando un modelo de conexión de componentes y se expresa en la forma convencional

$$\frac{d}{dt}\mathbf{X} = [A]\mathbf{X} + [B]\mathbf{u}\quad (3.5)$$

Donde $[A]$ es la matriz de estado del sistema interconectado. A partir de esta descripción el comportamiento del sistema se analiza mediante técnicas de análisis de valores propios y de análisis de respuesta a la frecuencia.

El modelo dinámico desarrollado del sistema presenta las siguientes características:

- Cada subsistema se describe por su propio modelo de estado en el cual las corrientes o enlaces de flujo y voltajes se expresan como variables de estado.
- La representación de la máquina síncrona, dispositivos FACTS y la red de transmisión se obtiene al descomponer los modelos trifásicos en modelos de dos ejes mediante la transformación de Park.
- El modelo de estado global se obtiene al interconectar los modelos individuales mediante restricciones de balance de corriente en cada nodo del sistema al aplicar una transformación adecuada de frecuencias.
- La inclusión de elementos dinámicos es posible al adoptar un marco de referencia síncrono en la red [26].

La matriz $[A]$ se obtiene del modelo dinámico individual de los diferentes elementos del SEP (figura 3.1) los cuales se representan en cuatro grupos principales:

- El subsistema generación que incluye la representación dinámica multimasas del generador del sistema y sus elementos de control.
- El subsistema asociado con la representación dinámica de la red de transmisión. Este subsistema incluye la representación de los siguientes elementos:
 - * El modelo de las capacitancias en paralelo de las líneas de transmisión
 - * El modelo de las inductancias en serie de las líneas de transmisión
 - * El modelo de los reactores y capacitores en paralelo
- El subsistema compensación que incluye la representación de los dispositivos FACTS y sus controles.

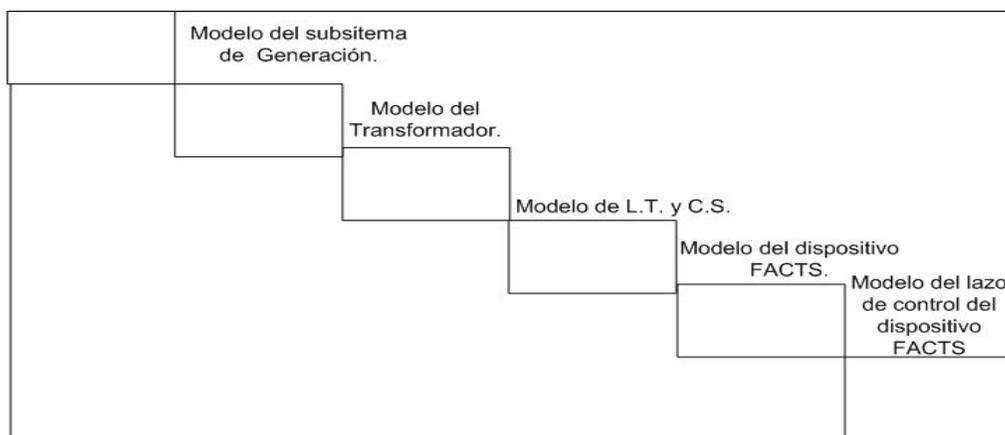


Figura 3.1 Orden de construcción de la matriz $[A]$

En las siguientes secciones se describe la naturaleza de los modelos desarrollados.

3.3 MODELADO DEL SUBSISTEMA GENERACIÓN.

El modelo de estado del subsistema generación incluye la representación del comportamiento electromecánico de la máquina síncrona y la representación de los controles de excitación y velocidad. La figura (3.2) muestra en forma genérica los subsistemas representados indicando en forma simbólica la interacción entre los distintos elementos. Estructuralmente, el modelado del subsistema generación comprende los siguientes subsistemas:

- La representación del comportamiento eléctrico de la máquina síncrona (Subsistema de estado \mathbf{X}_{ms})
- La representación de la dinámica torsional del sistema turbina generador (Subsistema de estado \mathbf{X}_m)
- La representación del estabilizador del sistema de potencia (E.S.P.), regulador automático de voltaje (R.A.V) y el control de velocidad (Subsistemas \mathbf{X}_e y \mathbf{X}_{ig} respectivamente)

Mediante una selección apropiada de ellos es posible obtener diferentes grados de representación de este subsistema.

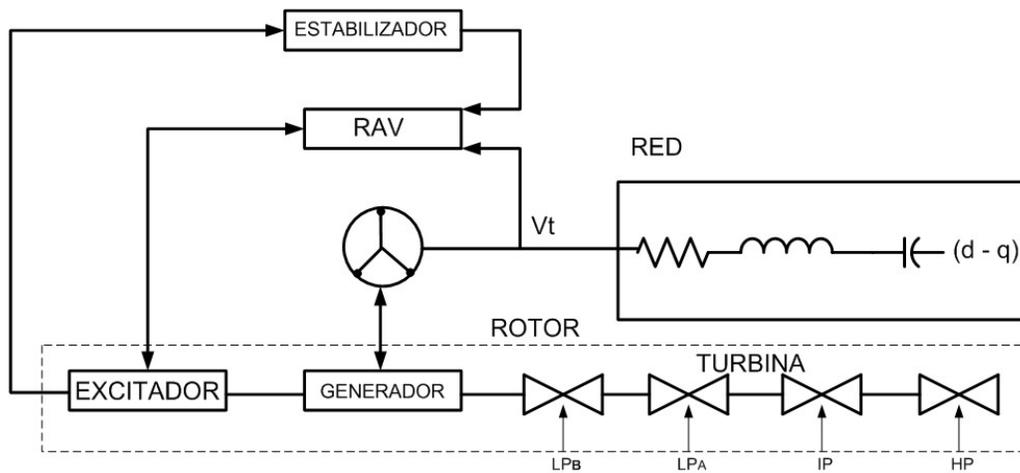


Figura 3.2.- Diagrama de bloques del subsistema generación y su interacción con la red eléctrica.

La derivación de un modelo del comportamiento dinámico de la máquina síncrona se establece con base en el análisis de principios elementales de conservación de energía. En este contexto es útil distinguir tres sistemas físicos [26]:

- El sistema eléctrico que incluye la potencia eléctrica suministrada al sistema y la representación de los diferentes devanados.
- El sistema mecánico que incluye la energía mecánica suministrada o desarrollada.
- El campo electromagnético de acoplamiento entre ambos sistemas.

3.3.1 Modelo de la máquina síncrona

La representación de la máquina síncrona en estudios dinámicos se basa en el modelo de dos ejes de Park [36]. En este modelo, la representación trifásica del comportamiento eléctrico de la máquina síncrona se expresa en un marco de referencia d-q que gira con la velocidad mecánica del rotor. La interfase apropiada con la red de transmisión se logra al transformar las cantidades d-q a un marco de referencia síncrono en la red. Debido a la naturaleza modular de esta representación es posible incluir diferentes niveles de modelado de la máquina síncrona los cuales permiten estudiar el efecto de los diferentes circuitos del rotor. Los modelos se identifican en este documento con la nomenclatura usual de IEEE para los diferentes circuitos de interés.

El modelo que se presenta en la figura (3.3), se adopta en esta tesis como referencia para describir el comportamiento eléctrico de la máquina síncrona.

Cualquier otro modelo puede obtenerse al introducir las consideraciones apropiadas a este modelo [36].

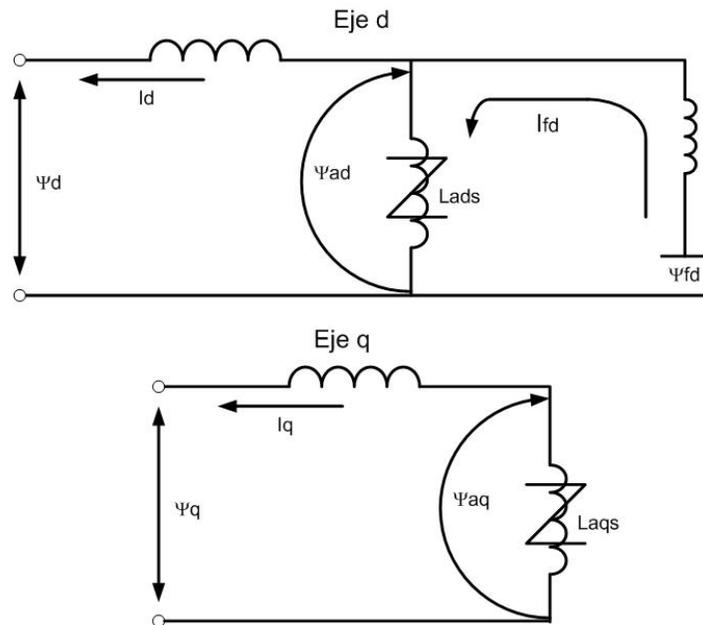


Figura 3.3. Representación de circuitos del rotor en ejes d y q.

El comportamiento dinámico del sistema eléctrico de la máquina síncrona es el presentado en la referencia [36].

En donde se introducen las siguientes consideraciones:

- Las ecuaciones de enlaces de flujo, reactancias, corrientes y voltajes se expresan en p.u. con base en el sistema recíproco por unidad.

- $\omega_0 = 2\pi f_0$
- La velocidad $\omega_b = 1.0$ en p.u. y se utiliza para convertir una reactancia en p.u. a una inductancia en p.u .

3.3.2 Representación de estado

El modelo de estado del subsistema generador puede construirse a partir de los modelos eléctricos y mecánicos definidos. Dos opciones son posibles en esta representación. En la primera de ellas, los enlaces de flujo de la máquina síncrona se seleccionan como variables de estado, esto es, se define la representación de estado para el generador como:

$$\mathbf{X}_{ms} = [\Psi_{\omega} \quad \Psi_{\delta} \quad \Psi_{fd}]^t \quad (3.6)$$

Como consecuencia, el comportamiento eléctrico de la máquina síncrona puede definirse mediante la técnica de conexión de componentes por el modelo parcial de estado [79]:

$$\frac{d}{dt} \Delta \mathbf{X}_{ms} = [A_{ms}] \Delta \mathbf{X}_{ms} \quad (3.7)$$

La estructura de la matriz A_{ms} se describe en el Apéndice A.

En esta representación, las variables de salida se utilizan como variables de entrada para el subsistema que representa a la red de transmisión y así sucesivamente hasta permitir la interconexión de todos los subsistemas de interés. El método de conexión de componentes permite una utilización eficiente de sistemas complejos pero tiene la desventaja de no permitir una interpretación física directa de la naturaleza de la red en estudio. Una segunda alternativa de modelado consiste en adoptar a las corrientes como variables de estado en la forma:

$$\mathbf{X}_{ms} = [i_{\omega} \quad i_{\delta} \quad i_{fd}]^t \quad (3.8)$$

De aquí, la substitución de las ecuaciones de enlaces de flujo en las ecuaciones de voltajes resulta en el modelo parcial de estado

$$\left[C_g \right] \frac{d}{dt} [\mathbf{X}_{ms}] = [A_{ms}] \mathbf{X}_{ms} + \begin{bmatrix} A_{ms-e} & A_{ms-m} & A_{ms-r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{X}_e \\ \mathbf{X}_m \\ \mathbf{X}_r \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Este segundo modelo permite una interacción directa con las ecuaciones de estado de la red de transmisión pero presenta dificultades para manejar la estructura dispersa de la red en forma explícita.

3.3.3 Modelo mecánico del sistema turbina – generador

En estudios de vibraciones torsionales, el subsistema mecánico formado por la turbina, el generador y el excitador se representan por conjuntos de masas mecánicas concentradas que interactúan mediante flechas elásticas de naturaleza torsional conocida y de inercia despreciable. Para propósitos de análisis, el sistema mecánico turbina-generador se representa, inicialmente por seis masas concentradas [26]. Con el propósito de permitir una mayor comprensión de los estudios presentados, las masas rotatorias se identifican con la nomenclatura propuesta en la tabla (3.1).

Tabla 3.1
Nomenclatura del sistema multimasas

Símbolo	Descripción
HP	Turbina alta presión
LPA	Turbina baja presión A
LPB	Turbina baja presión B
IP	Turbina presión intermedia
GEN	Generador
EXC	Excitador

Se asume una constante de inercia M para cada masa rotatoria y una rigidez para cada sección del eje. La relación torsional de los i -ésimos sistemas masa-resorte pueden representarse como en la figura (3.4) en la cual el par del eje sobre la izquierda y el par externo de entrada T_i tienen una misma dirección; y el par de aceleración $M_i \omega_i$, el par de amortiguamiento sobre la masa $D_i \omega_i$, y el par del eje sobre la derecha tienen dirección opuesta. Entonces el equilibrio de los sistemas i -ésimos masa-resorte en forma lineal son:

$$M_i \Delta \ddot{\omega}_i = \Delta T_i - D_i \Delta \omega_i + K_{i-1,i} (\Delta \theta_{i-1} - \Delta \theta_i) - K_{i,i+1} (\Delta \theta_i - \Delta \theta_{i+1}) \tag{3.10}$$

Donde:
 $K_{i-1,i/i=1} = 0$, $K_{i+1,i/i=m} = 0$, $i=1,2,\dots,m$

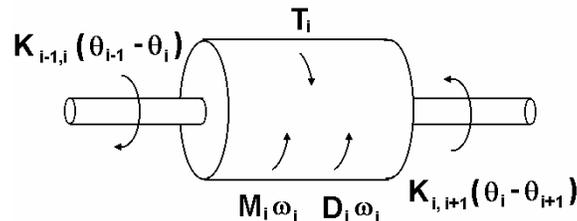


Figura 3.4. Sistema i -ésimo masa-resorte.

Cuando la ecuación (3.10) se aplica al sistema lineal de seis masa-resorte de la Figura (3.4), las turbinas, el generador y el excitador de la derecha a la izquierda se identifican

respectivamente por la nomenclatura de la tabla (3.1) y la rigidez en el eje por K_{HI} , K_{IA} , etc., las ecuaciones de estado del sistema lineal de seis masa-resorte se presentan en [26].

El modelo de referencia de estado para el sistema mecánico comprende doce variables de estado, las cuales se representan en este análisis por el vector \mathbf{X}_m , donde

$$\mathbf{X}_m = [\omega_H \quad \theta_H \quad \omega_I \quad \theta_I \quad \omega_A \quad \theta_A \quad \omega_B \quad \theta_B \quad \omega \quad \theta_G \quad \omega_X \quad \theta_X]^t \quad (3.11)$$

y ω , θ representan la velocidad angular y la posición mecánica de las masas representadas.

3.3.3.1 Modelo multimasas

El comportamiento dinámico de este sistema compuesto puede derivarse de la aplicación de las leyes de Newton o de principios de conservación de energía. Las variables de estado corresponden a la velocidad y posición angular relativa de cada masa $\mathbf{X}_m = [\Delta\omega, \Delta\theta]^t$. Bajo condiciones incrementales de operación, el modelo de estado de este subsistema puede representarse por un modelo parcial de estado de la forma:

$$\frac{d}{dt} [\Delta\mathbf{X}_m] = [A_m] [\Delta\mathbf{X}_m] + [B_m] \begin{bmatrix} \Delta\mathbf{X}_{tg} \\ \Delta\mathbf{X}_g \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

En donde:

$$A_m = \begin{bmatrix} H^{-1}D & H^{-1}K \\ \omega_b & 0 \end{bmatrix}, \quad B_m = \begin{bmatrix} B_{m\,tg} & 0 \\ 0 & B_{msm} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

- H = Matriz diagonal compuesta de las inercias individuales de las masas expresadas en MW.s/MVA
D = Matriz diagonal compuesta de los coeficientes de amortiguamiento expresados en p.u. de par/p.u de velocidad
K = Matriz diagonal cuyos elementos son los coeficientes de rigidez de la flecha expresados en p.u. par/rad-elec.

Es importante observar en las definiciones anteriores que las velocidades de las máquinas se expresan en p.u. mientras que el tiempo se expresa en segundos. La adopción de otras representaciones de este modelo se describe con amplitud en diversas referencias [40,26].

En esta representación, los vectores \mathbf{X}_{tg} y \mathbf{X}_g representan a los variables de estado asociadas con el modelo dinámico del sistema turbina-gobernador y el modelo de la máquina síncrona respectivamente. Debe señalarse también que este modelo permite la representación de pares mecánicos asociados a la representación del subsistema turbina gobernador. Las características de este modelo se describen con amplitud en diferentes referencias por lo que no se incluyen en esta tesis.

3.3.3.2 Acoplamiento con el sistema eléctrico

La ecuación de oscilación para la masa del generador proporciona la interacción apropiada entre el subsistema mecánico y el subsistema eléctrico. La expresión normalizada (p.u) de la ecuación de oscilación para pequeñas perturbaciones se expresa como:

$$2H \frac{d(\Delta\omega)}{dt} + D_m(\Delta\omega) = \Delta T_m(\text{Turbina}) - \Delta T_e(\text{Generador}) \tag{3.14}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_b(\Delta\omega)$$

Donde H es la constante de inercia en segundos asociada a la masa del generador y D_m es el coeficiente de amortiguamiento en p.u. de par/p.u de la desviación de velocidad. El ángulo δ representa la diferencia angular entre un marco de referencia síncrono y el eje q del rotor de la máquina síncrona expresado en radianes eléctricos.

El par electromagnético en coordenadas d-q-0 esta dado por la expresión:

$$\Delta T_e = [\Psi_{ad0}\Delta i_q - i_{q0}\Delta\Psi_{ad} - \Psi_{aq0}\Delta i_d - i_{d0}\Delta\Psi_{aq}] \tag{3.15}$$

La sustitución de la ecuación (3.15) en la ecuación (3.14) proporciona el acoplamiento deseado entre los subsistemas mecánico y eléctrico. La transformación al marco de referencias del generador son presentadas en [26].

3.3.4 Modelo del estabilizador del sistema de potencia (ESP) y regulador automático de voltaje (RAV).

El modelo del ESP y RAV se acoplan a los subsistemas anteriores, con el desarrollo presentado en la referencia [36].

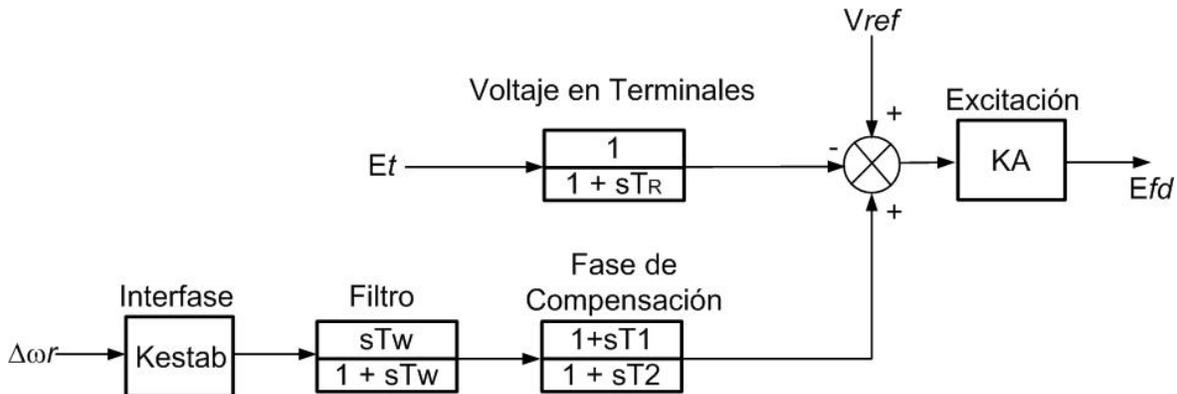


Figura 3.5.- Representación del ESP y RAV [36].

Del bloque anterior se derivan tres ecuaciones de estado que representan al sistema del ESP y RAV, las cuales son representadas en variables de estado por (3.16) [36]:

$$\begin{bmatrix} \dot{\Delta V}_1 \\ \dot{\Delta V}_2 \\ \dot{\Delta V}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{K_5}{T_R} & \frac{K_6}{T_R} & -\frac{1}{T_R} & 0 & 0 \\ Kstab \ a_{11} & Kstab \ a_{12} & Kstab \ a_{13} & 0 & Kstab \ a_{15} & 0 \\ \frac{T_1}{T_2} a_{51} & \frac{T_1}{T_2} a_{52} & \frac{T_1}{T_2} a_{53} & 0 & \frac{T_1}{T_2} a_{55} + \frac{1}{T_2} & \frac{1}{T_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_s \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

3.4 MODELADO DE LA RED DE TRANSMISIÓN

La red de transmisión se representa mediante un modelo de estado en el dominio del tiempo en la cual cantidades trifásicas balanceadas se transforman a un marco de referencia arbitrario mediante la aplicación de la transformación de Park. Cada elemento de la red de transmisión se representa mediante circuitos concentrados del tipo R-L-C los cuales interactúan a través de la aplicación de las leyes de Kirchoff de corrientes. Este procedimiento se aplica también a otros elementos de la red tales como cargas, compensación en serie y en paralelo. El modelo de la red incluye los efectos transitorios asociados con los diferentes circuitos R-L-C en líneas de transmisión, transformadores, elementos de compensación pasiva.

En esta representación las ecuaciones de la red se expresan en p.u. siguiendo la convención seleccionada para representar los transitorios de estator en la máquina síncrona. Esta representación conduce a obtener la parte real de los eigenvalores en 1/s y la parte imaginaria o frecuencia en rad/s [26].

Si se asume que el modelo es simétrico y balanceado, las componentes de secuencia cero desaparecen obteniéndose:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta i_D \\ \Delta i_Q \end{bmatrix} = \frac{R_0 \omega_b}{X_L} \begin{bmatrix} \Delta i_D \\ \Delta i_Q \end{bmatrix} + \frac{\omega_b}{X_L} \begin{bmatrix} \Delta V_D \\ \Delta V_Q \end{bmatrix} + X_L \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta i_D \\ \Delta i_Q \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Similarmente para el circuito capacitivo se tiene:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta V_D \\ \Delta V_Q \end{bmatrix} = \omega_b X_c \begin{bmatrix} \Delta i_D \\ \Delta i_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_D \\ \Delta V_Q \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Donde

$$\begin{aligned} X_L &= \omega_b L \\ X_C &= \frac{1}{\omega_b C} \end{aligned} \quad (3.39)$$

Y ω_b representa la velocidad síncrona del marco de referencia adoptado, esto es, 377 rad /s para 60 Hz.

Las ecuaciones anteriores pueden utilizarse para simular cualquier tipo de configuración de red eléctrica utilizando técnicas de análisis de circuitos [86]. En este trabajo, las ecuaciones de la red se plantean en la forma de inyecciones nodales de corriente [35].

Este enfoque presenta algunas ventajas en el modelado de elementos de compensación controlable en paralelo, en especial lo relacionado con los dispositivos FACTS propuestos en el capítulo anterior [26, 47, 49]. Su modificación para incluir cualquier de estos dispositivos se discute en las siguientes secciones.

La aplicación de las leyes de Kirchoff de corriente al modelo de la red conduce a la ecuación diferencial de la red en la forma

$$\frac{d}{dt} \mathbf{X}_r = [A_{rr}] \mathbf{X}_r + [A_{rg}] \mathbf{X}_g + [A_{rc}] \mathbf{X}_c \quad (3.19)$$

Donde \mathbf{X}_r es el vector de estado del subsistema de la red que incorpora voltajes y corrientes en coordenadas D-Q y \mathbf{X}_g y \mathbf{X}_c son los vectores de estado correspondientes a los subsistemas generación y compensación. Es importante observar en este modelo que la interacción del modelo de estado con los subsistemas generación y compensación resulta de la aplicación de la ley de Kirchoff de corrientes en los nodos de conexión de generadores y compensadores.

En este capítulo se investiga y presenta el modelado del sistema eléctrico de potencia en el estudio de fenómenos torsionales subsíncronos. Así como la transformación de estos modelos al sistema de referencia dq0 (para el sistema de una sola máquina) empleando la transformación de Park necesaria [36].

En el programa de simulación, hecho en MATLAB, se modela un sistema básico de un turbo-generador; el cual incluye:

1. El modelado del sistema mecánico en seis masas, lo que permite analizar los fenómenos oscilatorios que se presentan debido a las acciones de control en el sistema de potencia
2. Una máquina síncrona de tercer orden con excitador, regulador automático de voltaje y estabilizador del sistema de potencia, debido a la estructura modular de este modelo puede ser acoplado a redes eléctricas de naturaleza arbitraria.
3. La red se representa en coordenadas d-q, se consideran las características del voltaje, máquinas síncrona y dispositivos FACTS.
4. Se calculan los amortiguamientos y se analiza la respuesta en frecuencia, se calculan equivalentes modales y se consideran transitorios en todos sus elementos.

CAPITULO IV

MODELADO DEL SISTEMA SIMPLIFICADO DE PRUEBAS

4 SISTEMA DE PRUEBA.

4.1 SISTEMAS DE PRUEBA PARA EL ESTUDIO DE INTERACCIONES TORSIONALES SUBSÍNCRONAS.

Para la simulación con MATLAB se toma el modelo del generador síncrono, presentado en la referencia [36]. La red eléctrica es de acuerdo a los parámetros previstos por el modelo original de la IEEE [3]. El turbogenerador utilizado para las simulaciones es de 2220 MVA, el cual es el equivalente de cuatro generadores de 555 MVA cada uno, y está acoplado a la red de transmisión de 500 KV representada por una circuito radial conectado a un bus infinito. Los parámetros eléctricos de la máquina están expresados en por unidad sobre la base en MVA del generador a 60 Hz [36]. Las reactancias son proporcionales a la frecuencia; las resistencias son constantes. El bus infinito se representa con una fuente en trifásica ideal de voltaje con impedancia cero

4.1.2 Modelo de la flecha del rotor

El modelo de la flecha del turbogenerador se muestra en la figura (4.5) del capítulo anterior. El modelo considerado incluye seis etapas correspondientes a las secciones de alta presión (HP), presión intermedia (IP), baja presión A (LPA), baja presión B (LPB), el generador (G) y la masa del excitador (EXC). El modelo de estado de este subsistema comprende 12 variables de estado.

4.1.3 Red de transmisión

La red de transmisión se representa por circuitos equivalentes π correspondientes al modelo de la línea de transmisión. Otros elementos se incluyen para satisfacer el balance de corriente en cada nodo del sistema. Las Tablas (4.1) a (4.4) resumen las variables utilizadas en este análisis con el objeto de permitir una mejor comprensión de los resultados obtenidos.

4.1.3.1 Modos asociados a la red de transmisión y su interpretación física

El análisis de redes complejas de potencia requiere del establecimiento de criterios básicos para la identificación de las características de estabilidad ante disturbios pequeños. Si bien es posible analizar detalladamente cada modo de oscilación del sistema, es conveniente distinguir las características típicas los modos de interés. Los primeros esfuerzos por distinguir la fuente de los modos de oscilación se basaron en criterios empíricos tales como la utilización de estudios sucesivos de eigenvalores para distintos niveles de modelado. Mediante observación de los cambios en los eigenvalores para cada nueva simulación fue posible establecer relaciones causa-efecto que indicara las variables principales que actúan en cada modo. Otros enfoques se han basado en el análisis de la sensibilidad de primer o segundo orden de cada modo de oscilación con respecto a las variables de estado del sistema. La aplicación de este tipo de criterios presenta importantes limitaciones prácticas para el estudio de redes complejas y puede conducir a resultados poco confiables o clasificaciones equivocadas. En este estudio se utilizan los factores de participación que

relacionan cada modo del sistema con las variables de estado para distinguir el origen principal de cada modo de oscilación [55,56].

A continuación se describen algunos criterios elementales para distinguir las principales características de los modos de oscilación presentes en este tipo de modelos. Estos criterios permiten una mejor comprensión de los resultados obtenidos.

4.1.3.1.1 Modos asociados a la interacción R-L y R-L-C

La red de transmisión da origen a modos de oscilación síncronos y supersíncronos los cuales reflejan el intercambio de energía de circuitos L-C. En general una red arbitraria de esta naturaleza exhibe varios modos subsíncronos y supersíncronos. La naturaleza de estos modos puede determinarse del análisis de circuitos simples. Para un circuito R-L, por ejemplo, la corriente a través de la inductancia estará dada en el marco D-Q de la red por la expresión

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta I_D \\ \Delta I_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\omega_o \frac{R}{X_L} & \omega_o \\ -\omega_o & -\omega_o \frac{R}{X_L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I_D \\ \Delta I_Q \end{bmatrix} - \frac{\omega_o}{X_L} \begin{bmatrix} \Delta V_{D^i} & -\Delta V_{D^j} \\ \Delta V_{Q^i} & -\Delta V_{Q^j} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

El modelo parcial de estado del circuito R-L esta caracterizado por un modo oscilatorio al cual se asocia un modo complejo conjugado de la forma:

$$\lambda_{1,2} = -\omega_o \frac{R}{L} \pm j\omega_o \quad (4.10)$$

En donde ω_o es la velocidad de referencia (velocidad síncrona de 377 rad/s para el sistema en estudio). El circuito serie R-L genera un modo oscilatorio de frecuencia síncrona ω_o (377 rad/s para el sistema en estudio) y amortiguamiento de $-\omega_o R/L$.

Un segundo caso de especial relevancia para este análisis es el estudio de redes con compensación capacitiva serie. En este caso el modelo de estado estará dado como:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta I_D \\ \Delta I_Q \\ \Delta V_D \\ \Delta V_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R\omega_o}{X_L} & \omega_o & -\frac{1}{X_L}\omega_o & 0 \\ -\omega_o & -\frac{R\omega_o}{X_L} & 0 & -\frac{1}{X_L}\omega_o \\ -X_C\omega_o & 0 & 0 & \omega_o \\ 0 & -X_C\omega_o & -\omega_o & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I_D \\ \Delta I_Q \\ \Delta V_D \\ \Delta V_Q \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

El comportamiento oscilatorio del sistema R-L-C esta definido por dos eigenvalores complejos conjugados. Los eigenvalores del circuito R-L-C están definidos por la ecuación característica obtenida de la ecuación (4.11) y están dados por

$$\lambda_{1,2} = -\frac{R}{2X_L}\omega_o \pm j\omega_o \left(1 - \sqrt{\frac{X_c}{X_L} - \frac{R^2}{4X_L^2}}\right) = -\frac{R}{2X_L}\omega_o \pm j(\omega_r - \omega_o) \quad (4.12)$$

y

$$\lambda_{13,4} = -\frac{R}{2L}\omega_o \pm j\omega_o \left(1 + \sqrt{\frac{1}{LC} + \frac{R^2}{4L^2}}\right) = -\frac{R}{2L}\omega_o \pm j(\omega_r + \omega_o) \quad (4.13)$$

En donde

$$\omega_r = \omega_o \sqrt{\frac{1}{LC} - \frac{R^2}{4L^2}} \quad (4.14)$$

Las ecuaciones (4.12) y (4.13) caracterizan la naturaleza de los modos de oscilación en circuitos R-L-C:

- Un circuito serie R-L-C genera un par de eigenvalores complejos conjugados. Uno de ellos de naturaleza subsíncrona y el otro supersíncrono.

El análisis de los eigenvalores anteriores muestra que los eigenvalores complejos conjugados asociados con circuitos R-L-C producen el efecto de modular la velocidad síncrona del sistema. La ecuación (4.12) define un modo oscilatorio complejo conjugado de naturaleza subsíncrona, mientras que la ecuación (4.13) define un modo supersíncrono. Es importante observar que la modulación de la frecuencia síncrona del sistema es función del nivel de compensación como se indica en la ecuación (4.14).

- En un sistema complejo habrá varios modos de oscilación subsíncronos que pueden interactuar con los modos torsionales del sistema
- En general se reconoce que los elementos en derivación contribuye a modos de oscilación supersíncronos de poca relevancia práctica

El objetivo en esta secciones del trabajo, es la de presentar los resultados obtenidos en el estudio de las interacciones torsionales subsíncronas debido al acoplamiento de los dispositivos FACTS, en el sistema de transmisión, además se identifica y presenta un análisis de la forma de los modos torsionales del sistema multimasas.

Para realizar las el estudio de ITSS, primeramente se presenta un sistema maquina bus infinito con las características propuestas en la referencia [36]; posteriormente se realiza un mismo estudio ahora utilizando el primer sistema de prueba de la IEEE, para el estudio de resonancia subsíncrona, el cual ya incluye modelado de cargas estáticas lo implica un sistema más complejo, llevar a cabo las simulaciones con el sistema de prueba de la IEEE me auxilie del programa de análisis de fenómenos oscilatorios subsíncronos (PAFOS)[26] .

Por último se presentan simulaciones de un sistema multimáquina.

4. 2 Sistema con capacitor fijo serie.

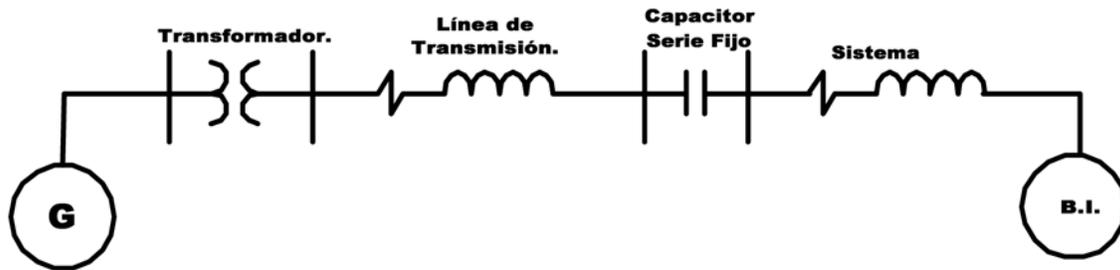


Figura 4.1 Sistema de prueba con capacitor fijo serie.

Datos del sistema.

Generador Síncrono: 2220 MVA - 24 kV

RED: 100 MVA 500 kV

Tabla 4.1

Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie fijo.

Número	Variable
1	ω_H
2	ω_I
3	ω_A
4	ω_B
5	ω_G
6	ω_E
7	θ_H
8	θ_I
9	θ_A
10	θ_B
11	θ_G
12	θ_E
13	i_{fd}
14	V_1
15	V_2
16	V_S
17	X_{r1}
18	X_{r2}
19	X_{r3}
20	X_{r4}

4.2.1 Análisis de resonancia subsíncrona en el sistema de prueba.

Las características de estabilidad ante disturbios pequeños del modelo del sistema de prueba [32] están determinadas el correspondiente número de variables que representan a los modos de oscilación asociados con la interacción de los distintos elementos dinámicos. El caso base de operación en este análisis corresponde a cuatro niveles de compensación 0%, 20%, 50% y 75 % de la reactancia total de la línea de transmisión y la inductancia equivalente del sistema [57,58,59].

4.2.2 Características de estabilidad ante disturbios pequeños

Los modos de oscilación del sistema en estudio, determinados por las simulaciones hechas en MATLAB se presentan en la Tabla (4.2). En esta Tabla, las columnas 2, 3, 4 y 5 presentan los modos asociados a la representación multimasas. Con el objeto de enfatizar la validez de los resultados obtenidos, en las siguientes secciones se describen los resultados obtenidos por otros autores [26]. Los resultados obtenidos son prácticamente idénticos enfatizando la validez de las herramientas de simulación desarrollada. Los modos de oscilación se numeran para permitir un mejor análisis de los resultados. Es importante notar que el modelo dinámico en MATLAB es de mayor dimensión que algunos de los modelos utilizado en las referencias citadas por lo que algunos eigenvalores no están presentes en esta última investigación.

Tabla 4.2
Eigenvalores para el sistema de prueba, casos de operación
Con cuatro niveles de compensación.*

Modo Torsional	Xc=0 %	Xc=20 %	Xc=50 %	Xc=75 %
5	-0.1652±280.3929i	-0.1652±280.3929i	-0.1652±280.39270i	-0.1652±280.3927i
4	-0.0559±202.6075i	-0.0559±202.5987i	-0.0567±202.32190i	-0.0564±202.4011i
3	-0.2144±180.84543i	-0.2143±180.8422i	-0.2137±180.74040i	-0.2139±180.7698i
2	-0.5635±129.1426i	-0.5639±129.1361i	-0.5755±128.93600i	-0.5722±128.9925i
1	-0.2036±110.5869i	-0.2032±110.5673i	-0.1912±109.9423i	-0.1945±110.1235i
0	-0.0471±26.6479i	-0.04680±26.5382i	-0.0406±22.68440i	-0.0404±23.8787i
5	44.626 Hz	44.626 Hz	44.626 Hz	44.626 Hz
4	32.246 Hz	32.245 Hz	32.201 Hz	32.213 Hz
3	28.782 Hz	28.782 Hz	28.766 Hz	28.770 Hz
2	20.554 Hz	20.553 Hz	20.521 Hz	20.530 Hz
1	17.600 Hz	17.597 Hz	17.498 Hz	17.527 Hz
0	4.241 Hz	4.224 Hz	3.610 Hz	3.800 Hz

* Parte real en (1/seg). Parte imaginaria en (rad/s).

Las características de todos los modos de oscilación fueron evaluadas mediante el análisis de factores de participación [55,56]. La Tabla (4.3) sintetiza las características de los modos de oscilación del sistema en estudio. Los modos se clasifican de acuerdo a la fuente principal de origen en cuatro grandes grupos:

1. Los modos asociados con la red de transmisión.

2. Los modos asociados con la dinámica torsional del turbo generador
3. Los modos subsíncronos y supersíncronos asociados con la red
4. Los modos asociados con los elementos de control de excitación y velocidad

Tabla 4.3

Modos torsionales del turbo generador y modo subsíncrono de red y sus factores asociados de participación ($X_c=50\%$)

Modo torsional de oscilación	Descripción	Factor de participación
-0.1652±280.39270i	Modo torsional 5	0.0721 (3), 0.0270 (10)
-0.0567±202.32190i	Modo torsional 4	0.1163 (4), 0.1565(5)
-0.2137±180.74040i	Modo torsional 3	0.0562(1),0.0923(4), 0.0629(3), 0.0107(8), 0.0280(10)
-0.5755±128.93600i	Modo torsional 2	0.41749(2), 0.68553(3), 0.02754(10)
-0.1912±109.9423i	Modo torsional 1	0.5989 (2), 0.6486 (3), 0.4354(4), 0.3084(5), 0.3528(6), 0.0488(10)
-0.0406±22.68440i	Modo torsional 0	0.1262(4), 0.6391(8), 0.6921(9), 0.4116(10), 0.2915(11), 0.1956(12)
-5.3855±138.6218i	Modo subsíncrono de la red	0.00119478(1)

Tabla 4.4

Características de los modos de oscilación del sistema ($X_c=50\%$)

Modo de oscilación	Eigenvalor	Frecuencia (Hz)	Origen
8	-0.1652±280.39270i	44.626	Modos torsionales de la máquina síncrona
9	-0.0567±202.32190i	32.201	
10	-0.2137±180.74040i	28.766	
11	-0.5755±128.93600i	20.521	
12	-0.1912±109.9423i	17.498	
13	-0.0406±22.68440i	3.610	
14	-5.3855±138.6218i	22.06	Modo subsíncrono de la red
6	-5.3855±615.3604i	97.93	Modo supersíncrono de la red
5	-10000.01	-	Otros modos de oscilación
7	-499.99999967	-	
15	-0.13501059	-	
16	-8.00000000	-	
17	-0.33333333	-	

4.2.3 Influencia del nivel de compensación

La inclusión de compensación capacitiva en serie aumenta el riesgo de resonancia subsíncrona en un sistema de potencia. Este efecto se analizó variando el grado de compensación serie en la red. La condición de operación en el sistema se determinó mediante estudios sucesivos de flujos de potencia para cada nivel de compensación. El apéndice B de esta tesis describe las condiciones iniciales de operación para una condición de compensación en la red del 50% referida a la inductancia total de la línea de transmisión y la inductancia equivalente del sistema (X_{sys}). Los modos mecánicos del turbo generador interactúan con el modo subsíncrono de la red provocando resonancias que pueden causar vibraciones en las flechas con la consecuente fatiga y eventual ruptura de la misma. El

análisis de estabilidad ante disturbios pequeños que se presenta a continuación ofrece una interpretación útil del fenómeno de resonancia subsíncrona.

La Tabla (4.5) muestra los modos torsionales y el modo subsíncrono de la red para varios niveles de compensación.

Tabla 4.5

Modos torsionales y modo subsíncrono de red para varios niveles de compensación

Modo torsional	$X_c=0\%$	$X_c=20\%$	$X_c=50\%$	$X_c=75\%$
5	-0.1652±280.3929i	-0.1652±280.3929i	-0.1652±280.3927i	-0.1652±280.3927i
4	-0.0559±202.6075i	-0.0559±202.5987i	-0.0567±202.3219i	-0.0564±202.4011i
3	-0.2144±180.8454i	-0.2143±180.8422i	-0.2137±180.7404i	-0.2139±180.7698i
2	-0.5635±129.1426i	-0.5639±129.1361i	-0.5755±128.9360i	-0.5722±128.9925i
1	-0.2036±110.5869i	-0.2032±110.5673i	-0.1912±109.9423i	-0.1945±110.1235i
0	-0.0471±26.6479i	-0.04680±26.5382i	-0.0406±22.68440i	-0.0404±23.8787i
Modo subsíncrono de la red	-10.771±376.9911i	-9.5883±52.2498i	-5.3855±138.6218i	-8.3027±158.5038i

4.2.3.1 Características de inestabilidad torsional.

El comportamiento torsional del primer sistema esta caracterizado por cuatro modos torsionales inestables los cuales son excitados a diferentes niveles de compensación del sistema. La figura (4.2) enfatiza el rango de niveles de compensación para el cual se estudian la posible presencia de las inestabilidades torsionales así como la cantidad requerida de amortiguamiento, determinada por la parte real de los eigenvalores.

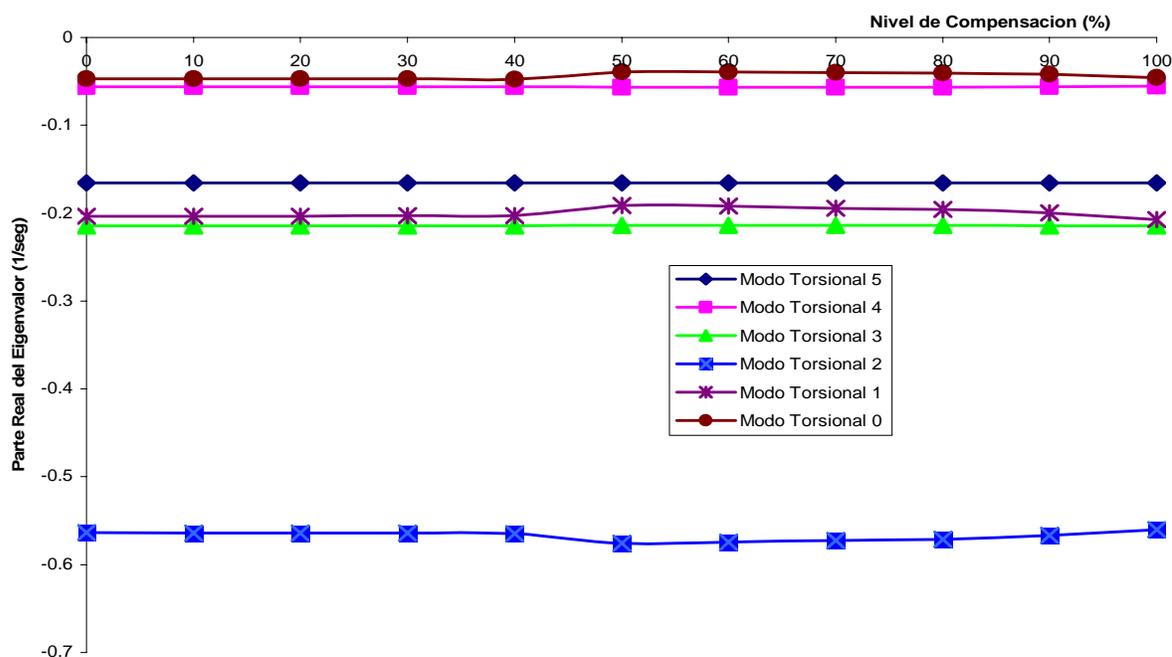


Figura 4.2 Grafica de la variación de la parte real del eigenvalor del modo subsíncrono de la red en función del nivel de compensación.

Como se muestra, el modo torsional 5 es prácticamente insensible al nivel de compensación del sistema mientras que el modo cero tiende a disminuir su amortiguamiento conforme se aumenta el nivel de compensación en la red. Las características de inestabilidad torsional que se podrían dar en el generador están relacionadas a la frecuencia del modo subsíncrono de la red. La frecuencia del modo subsíncrono varía desde 377 rad/s en la ausencia de compensación capacitiva y decrece conforme aumenta el nivel de compensación como puede observarse en la figura (4.2). La referencia [26] reporta que la inestabilidad torsional se presenta cada vez que la frecuencia del modo subsíncrono coincide con la frecuencia de los modos torsionales.

Las figuras (4.3) a (4.7) muestran que tanto los modos torsionales pueden tender a la inestabilidad, analizando el lugar de los eigenvalores en el plano complejo, es correcto indicar que mientras mas a la izquierda se encuentre el eigenvalor, el sistema será mas estable; en tanto que los eigenvalores que se encuentren mas cercanos al origen se consideran que tienden ser inestables.

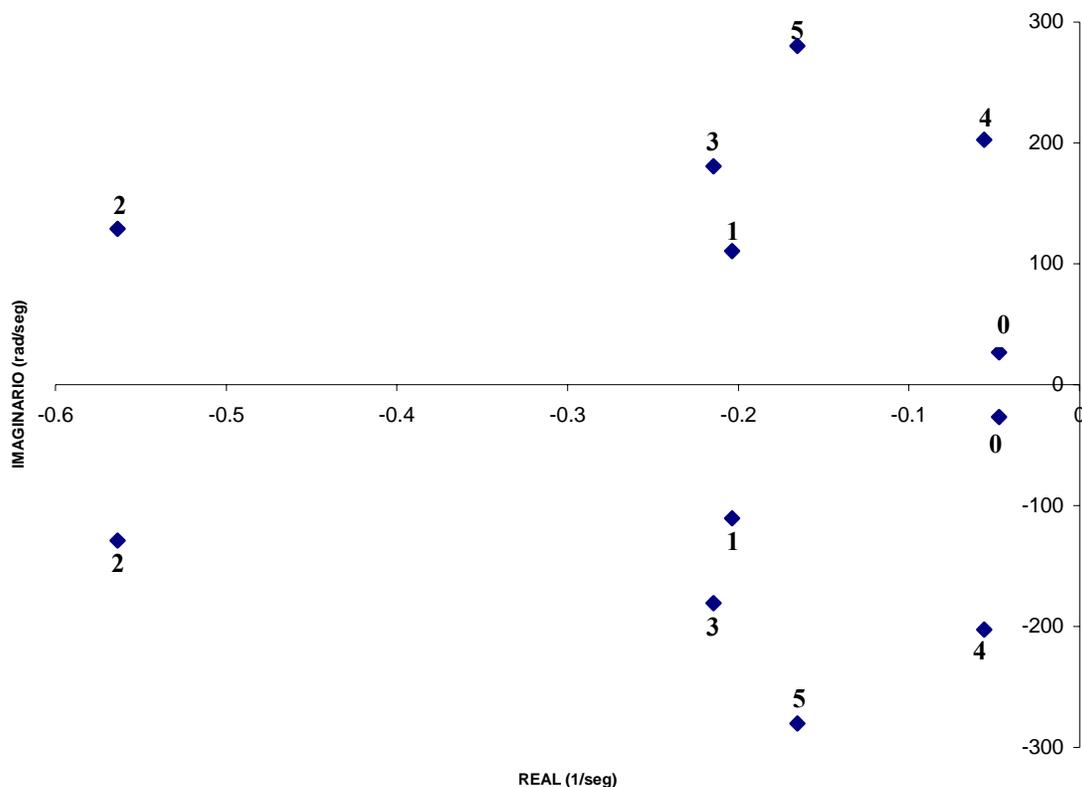


Figura 4.3 Modos torsionales sin compensación serie.

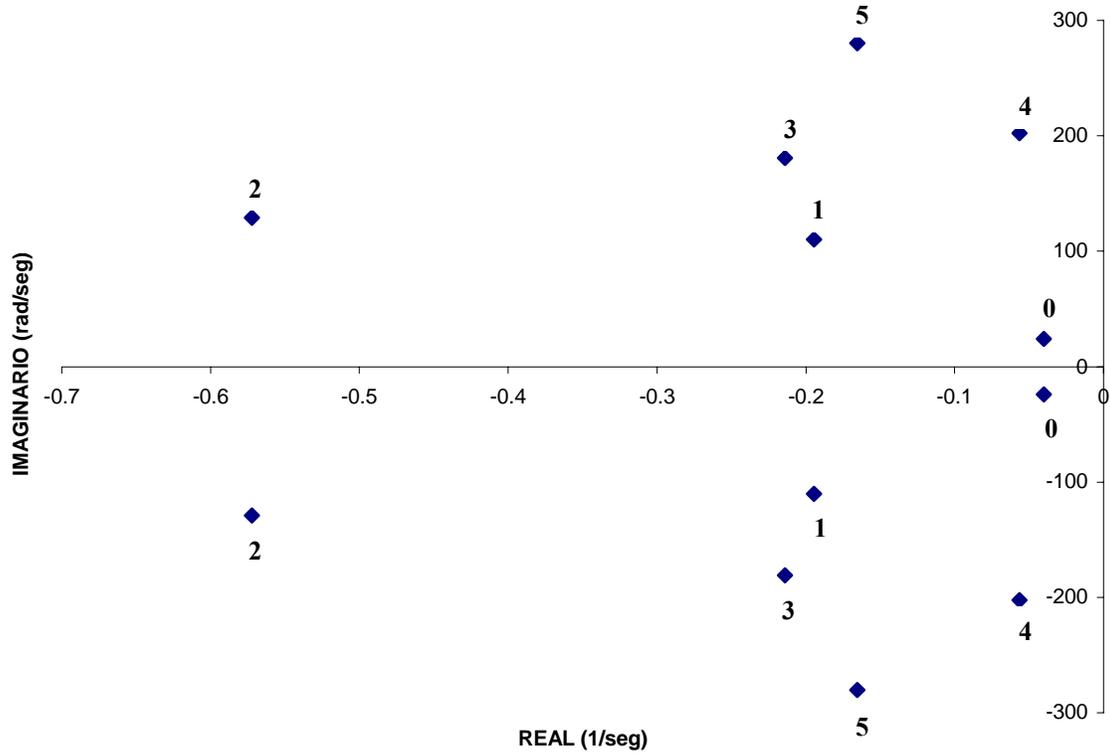


Figura 4.4 Modos torsionales con nivel de compensación del 70%.

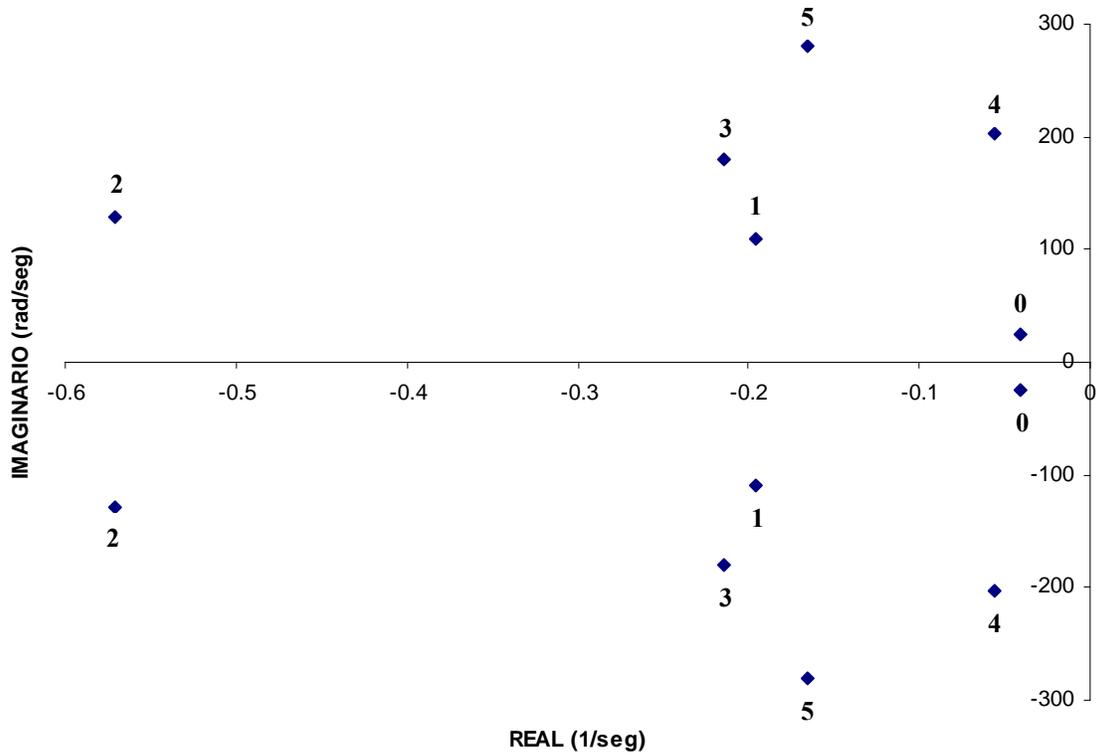


Figura 4.5 Modos torsionales con nivel de compensación del 80%.

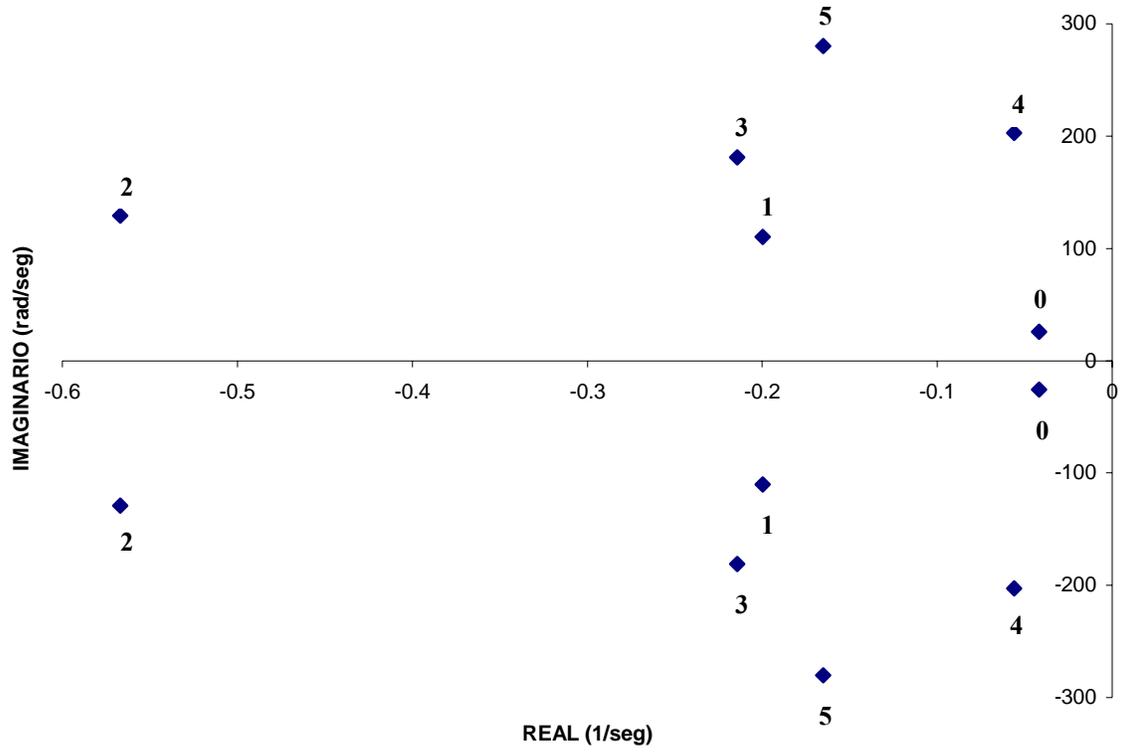


Figura 4.6 Modos torsionales con nivel de compensación del 90%.

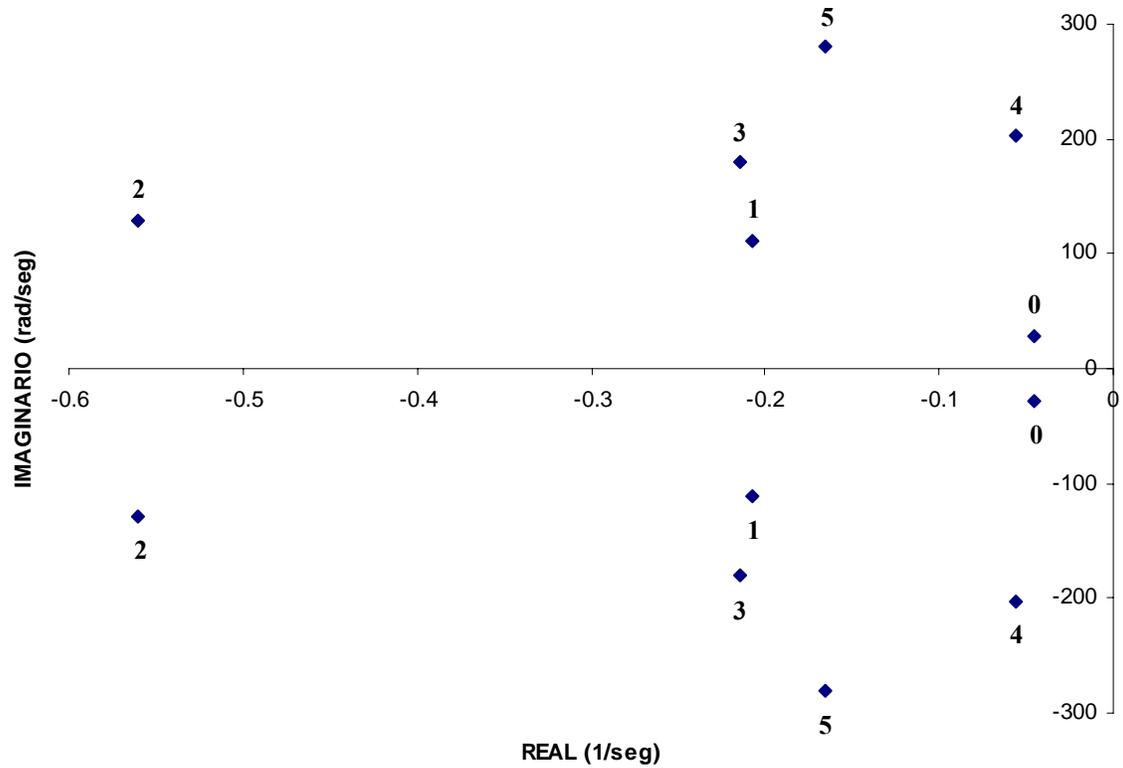


Figura 4.7 Modos torsionales con nivel de compensación del 100%.

4.2.4 Estudio de la forma de modos para las configuraciones del sistema de prueba con diferentes niveles de compensación (0%,20%.50% y 75%).

En las figuras (4.8), (4.9), (4.10) y (4.11), se muestran la forma de los modos, con la primera configuración de nuestro sistema de prueba; así como los diferentes niveles de compensación, utilizados en este trabajo.

En esta primera configuración la excitación de los modos torsionales debida a la compensación serie fija, muestra que en los modos 0, 2 y 5 los niveles de amortiguamiento son muy bajos, mientras que en los modos 1 y 3, el amortiguamiento es casi cero, para el caso del sistema sin compensación, esto es muy significativo pues manifiesta incierto problema con alguno de los controles del generador síncrono (RAV,ESP).

A medida que el nivel de compensación aumenta se presentan variaciones en los niveles de amortiguamiento.

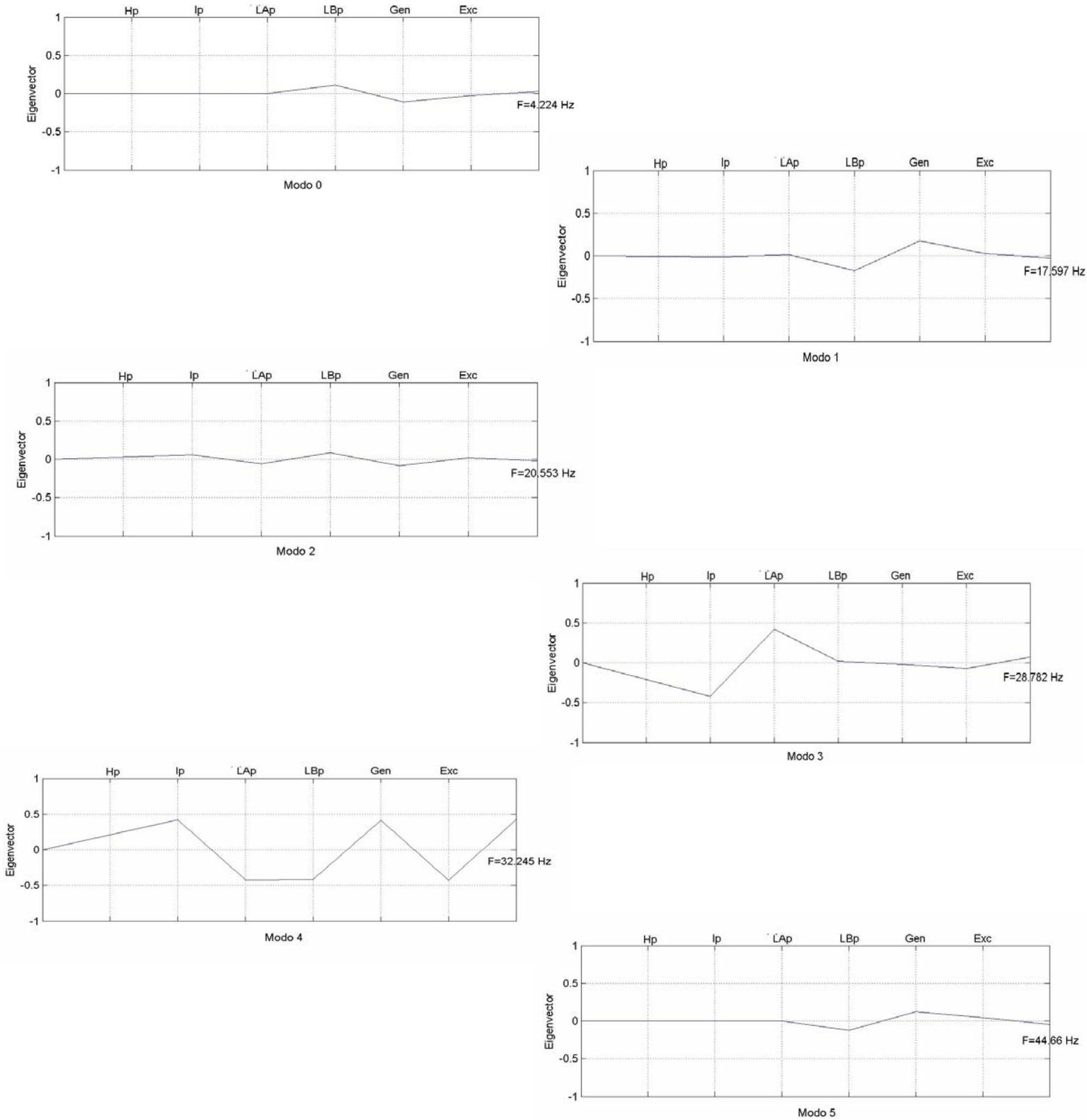


Figura 4.8 Modos Torsionales sin compensación

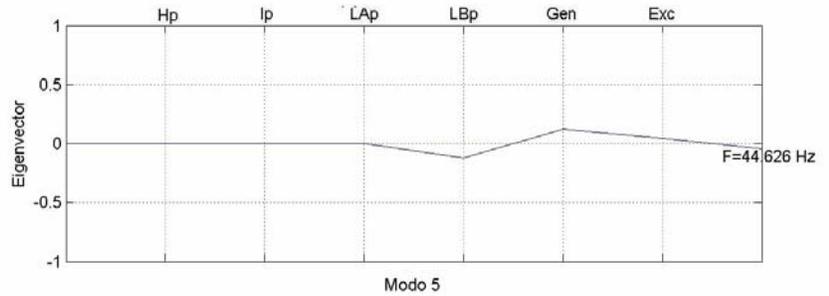
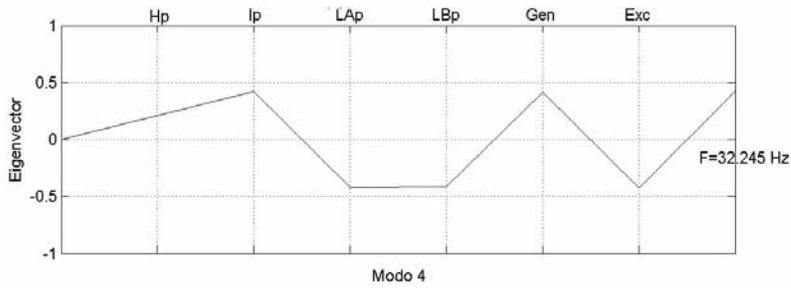
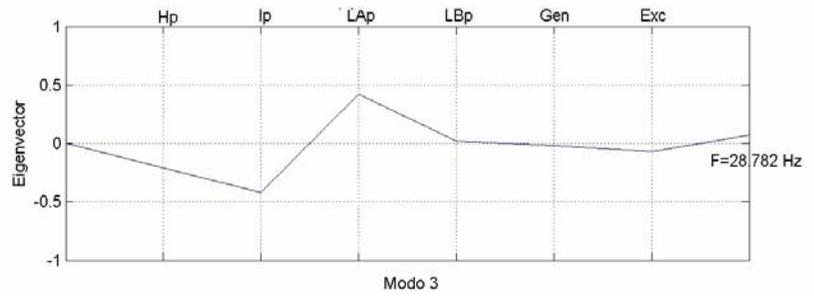
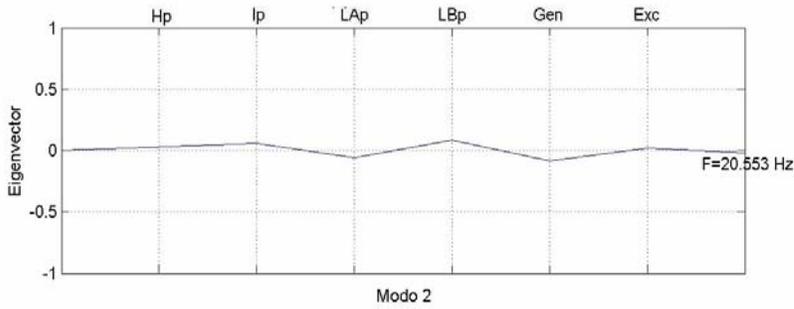
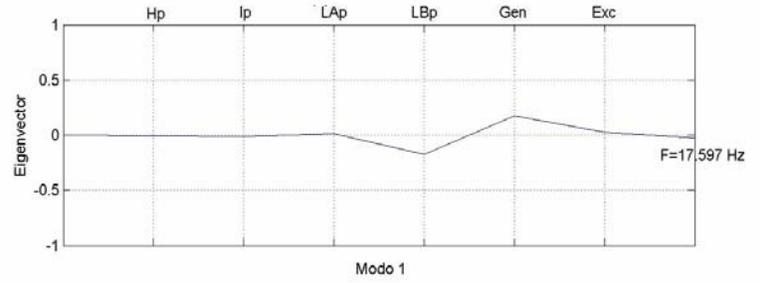
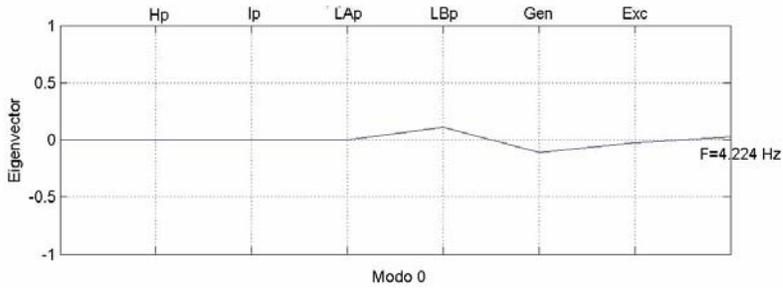


Figura 4.9 Modos Torsionales Xc=20%

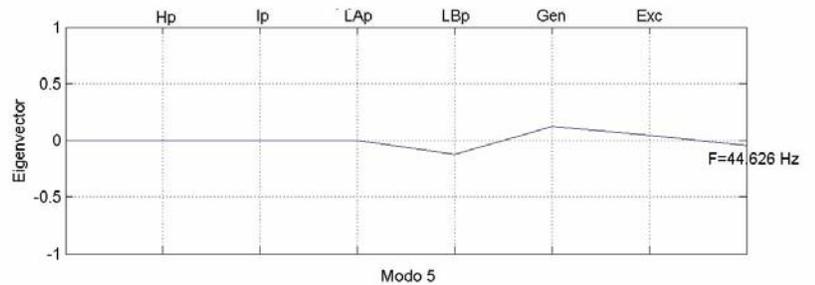
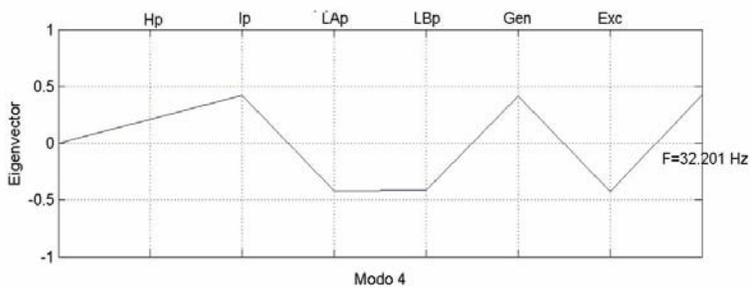
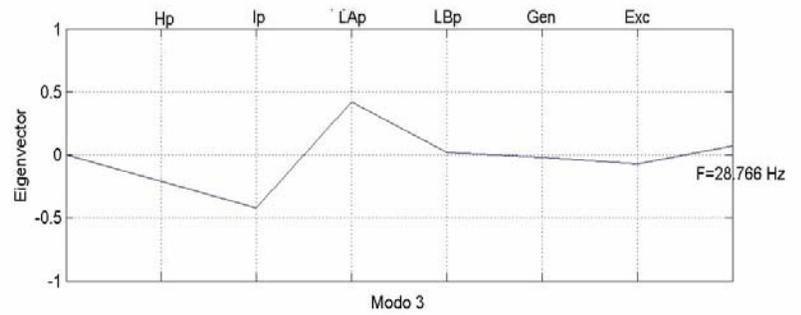
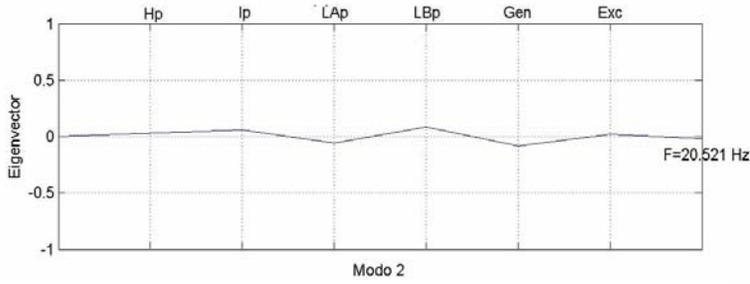
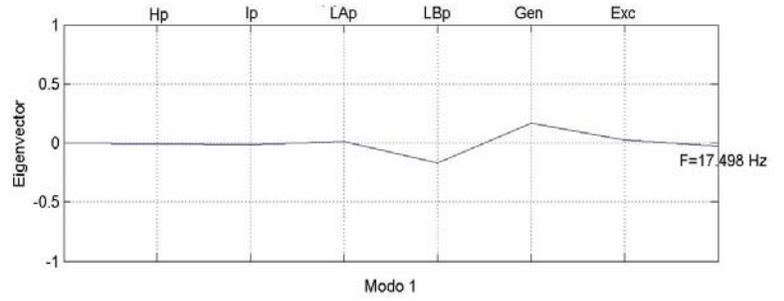
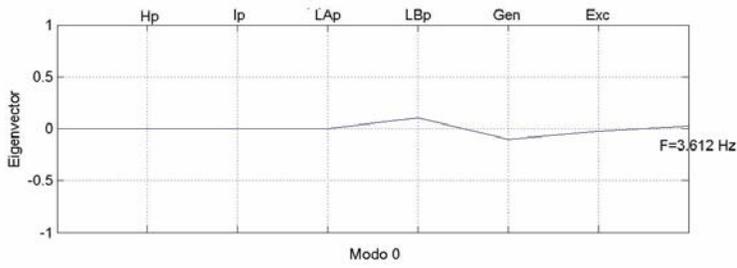


Figura 4.10 Modos Torsionales Xc=50%

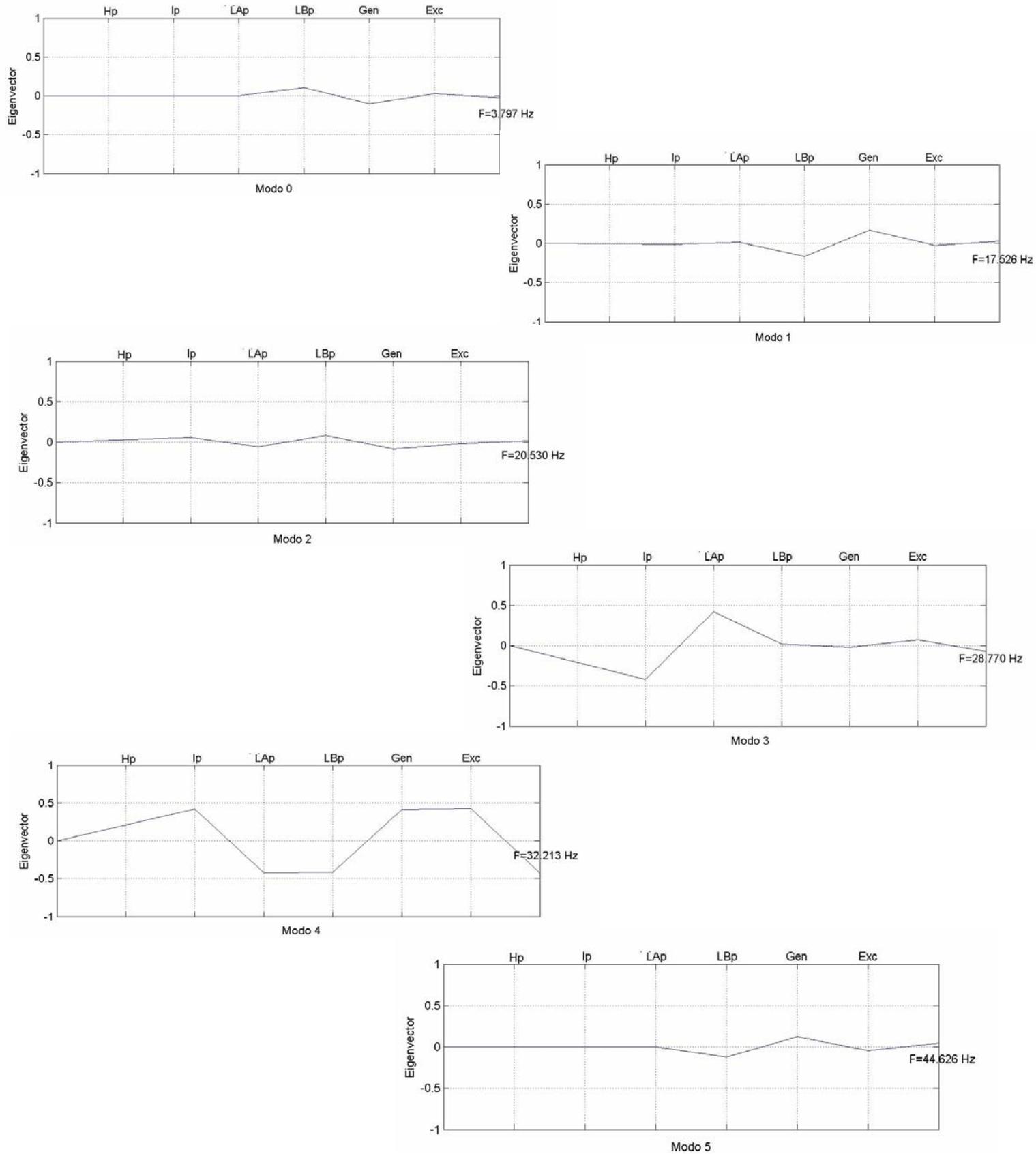


Figura 4.11 Modos Torsionales $X_c=75\%$

4.3 Sistema con capacitor fijo serie y CEV.

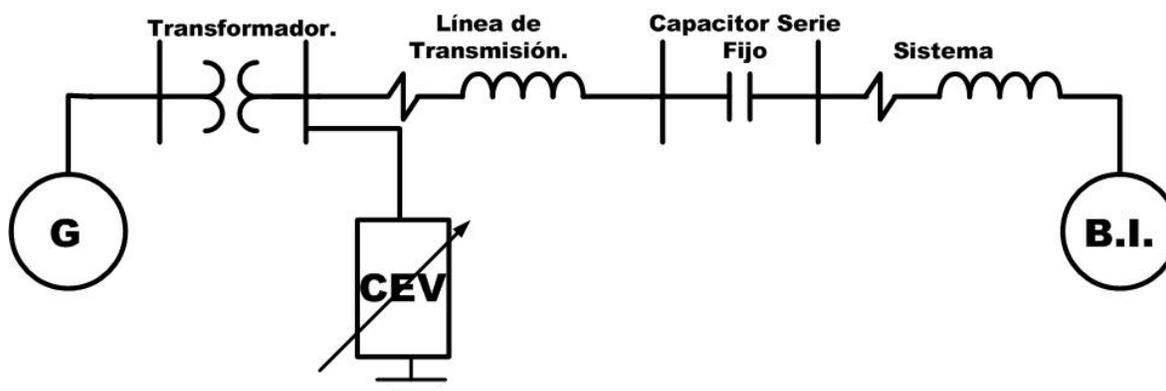


Figura 4.12 Sistema de prueba con capacitor fijo serie y CEV.

Datos del sistema.

Generador Sincrono: 2220 MVA - 24 kV

RED: 100 MVA 500 kV

CEV 300 MVAR -300 MVAR

Tabla 4.6

Variables de estado utilizadas en el estudio con compensación serie y CEV

Número	Variable	Número	Variable
1	ω_H	14	V1
2	ω_I	15	V2
3	ω_A	16	VS
4	ω_B	17	Xr1
5	ω_G	18	Xr2
6	ω_E	19	Xr3
7	θ_H	20	Xr4
8	θ_I	21	Xr5
9	θ_A	22	Xr6
10	θ_B	24	Xr8
11	θ_G	25	Xcon1
12	θ_E	26	Xcon2
13	i_{fd}	27	Xcon3

4.3.1 Análisis de resonancia subsíncrona en el sistema de prueba con dispositivo CEV.

Al igual que en la sección anterior, las características de estabilidad ante disturbios pequeños del modelo del sistema de prueba [36] están determinadas el correspondiente

número de variables que representan a los modos de oscilación asociados con la interacción de los distintos elementos dinámicos (Tabla 4.7).

El caso base de operación en este análisis corresponden también a los cuatro niveles de compensación 0%, 20%, 50% y 75 % de la reactancia total de la línea de transmisión y la inductancia equivalente del sistema [57,58,59].

4.3.2 Características de estabilidad ante disturbios pequeños

De la misma forma que en la sección anterior las características de los modos de oscilación del sistema en estudio, son determinados por las simulaciones hechas en MATLAB y se presentan en la Tabla (4.8). En esta Tabla, las columnas 2, 3, 4 y 5 presentan los modos asociados a la representación multimasas.

Tabla 4.7

Eigenvalores para el sistema de prueba con dispositivo CEV, casos de operación con cuatro niveles de compensación.*

Modo Torsional	Xc=0 %	Xc=20 %	Xc=50 %	Xc=75 %
5	-0.1652±280.3929i	-0.1652±280.3929i	-0.1652±280.3929i	-0.1652±280.3929i
4	-0.0558±202.6459i	-0.0560±202.5695i	-0.0560±202.5790i	-0.0560±202.5590i
3	-0.2144±180.8593i	-0.2143±180.8316i	-0.2143±180.8351i	-0.2143±180.8278i
2	-0.5619±129.1710i	-0.5652±129.1146i	-0.5648±129.1216i	-0.5656±129.1069i
1	-0.2052±110.6717i	-0.2019±110.5025i	-0.2023±110.5236i	-0.2015±110.4792i
0	-0.0464±27.11774i	-0.0457± 26.1702i	-0.0462± 26.2903i	-0.0470±26.0362i
5	44.626 Hz	44.626 Hz	44.626 Hz	44.626 Hz
4	32.252 Hz	32.240 Hz	32.241 Hz	32.213 Hz
3	28.785 Hz	28.780 Hz	28.781 Hz	28.770 Hz
2	20.558 Hz	20.549 Hz	20.550 Hz	20.530 Hz
1	17.614 Hz	17.587 Hz	17.590 Hz	17.527 Hz
0	4.316 Hz	4.165 Hz	4.184 Hz	3.800 Hz

* Parte real en (1/seg). Parte imaginaria en (rad/s).

Las nuevas características de los modos de oscilación fueron evaluadas al incorporar el dispositivo FACTS (CEV), mediante un análisis de factores de participación [55,56]. La Tabla (4.9) sintetiza las características de los modos de oscilación del sistema en estudio. A los cuatro grupos, en que se clasifican los modos, se agrega un nuevo grupo que identifica la potenciabilidad de excitación debido a la no linealidad de sus elementos.

5. Los modos asociados a los elementos de control en el disparo del banco de tiristores del dispositivo FACTS, que de acuerdo a su dinámica sustentan controles de lazo cerrado, lo que puede involucrar inestabilidades al sistema.

Tabla 4.8
Modos torsionales del turbo-generador y modo subsíncrono de red y sus factores asociados de participación ($X_c=50\%$)

Modo torsional de oscilación	Descripción	Factor de participación
-0.1652±280.3929i	Modo torsional 5	0.1081(3,4), 0.1303(11,12), 0.1754(12,13)
-0.0560±202.5790i	Modo torsional 4	0.2761(4), 0.1691(12)
-0.2143±180.8351i	Modo torsional 3	0.2052(10), 0.1322(12)
-0.5648±129.1216i	Modo torsional 2	0.3879(2), 0.0362(10)
-0.2023±110.5236i	Modo torsional 1	0.0518(5), 0.3545(6)
-0.0462± 26.2903i	Modo torsional 0	0.3765(8,9), 0.1133(11)
-87.1536±0.3087i -8.7220±114.8480i	Modo subsíncrono de la red	1.00(1)

Tabla 4.9
Características de los modos de oscilación del sistema ($X_c=50\%$)

Modo de oscilación	Eigenvalor	Frecuencia (Hz)	Origen
2	-0.1652±280.3929i	44.626	Modos torsionales de la máquina síncrona
4	-0.0560±202.5790i	32.241	
6	-0.2143±180.8351i	28.781	
8	-0.5648±129.1216i	20.550	
10	-0.2023±110.5236i	17.590	
12	-0.0462± 26.2903i	4.184	
16	-87.1536±0.3087i	0.04913	Modos subsíncrono de la red
20	-8.7220±114.8480i	18.27	
14	-1.4617±888.4184i	141.39	Modo supersíncrono de la red
18	-2.0490±492.5391i	78.39	
1	-499.9951	-	Otros modos de oscilación
13	-0.1339	-	
22	-8.000	-	
23	-0.3333	-	
24	-10000.0	-	
25	-28.5714	-	
26	-1000.000i	-	

4.3.3 Influencia del nivel de compensación

En esta configuración del sistema de prueba se incorporo un CEV, al sistema de transmisión; normalmente la capacidad del CEV esta de acuerdo a la necesidad de aumentar la capacidad de transmisión de potencia activa, manejando la inyección o consumo de reactivos al sistema..

Es también cierto que el CEV puede provocar un intercambio de energía entre el sistema mecánico y los controles de disparo de los bancos de capacitores [26].

Los modos mecánicos del turbo generador, son afectados entonces por la compensación serie y en paralelo; esto puede ser provocado por la diferencia entre el ángulo de disparo y el conducción, en el banco de tiristores, como se analizo en el capítulo 3 de este trabajo.

La operación del **RCT** en el CEV, esta descrita en la Tabla (4.10).

Tabla 4.10
Condiciones de operación del **RCT**.

	$X_c=0\%$	$X_c=20\%$	$X_c=50\%$	$X_c=75\%$
Voltaje inicial del CEV	0.872 pu	0.914 pu	0.960 pu	0.985 pu
Potencia reactiva del CEV en c.i..	-1.867 pu	-1.840 pu	-1.716 pu	-1.414 pu
Ángulo de conducción de Tiristores.	119.99°	131.22°	140.47°	135.46°
Suceptancia en estado estable del TCR	-0.970 pu	-1.232 pu	-1.448 pu	-1.331 pu
Bsvemin=	-2.803 pu	-3.066 pu	-3.282 pu	-3.165 pu
Bsvmax=	0.334 pu	0.334 pu	0.334 pu	0.334 pu

La Tabla (4.11) muestra los modos torsionales y el modo subsíncrono de la red para varios niveles de compensación.

Tabla 4.11
Modos torsionales y modo subsíncrono de red para varios niveles de compensación

Modo torsional	$X_c=0\%$	$X_c=20\%$	$X_c=50\%$	$X_c=75\%$
5	-0.1652±280.3929i	-0.1652±280.3929i	-0.1652±280.3927i	-0.1652±280.3927i
4	-0.0559±202.6075i	-0.0559±202.5987i	-0.0567±202.3219i	-0.0564±202.4011i
3	-0.2144±180.8454i	-0.2143±180.8422i	-0.2137±180.7404i	-0.2139±180.7698i
2	-0.5635±129.1426i	-0.5639±129.1361i	-0.5755±128.9360i	-0.5722±128.9925i
1	-0.2036±110.5869i	-0.2032±110.5673i	-0.1912±109.9423i	-0.1945±110.1235i
0	-0.0471±26.6479i	-0.04680±26.5382i	-0.0406±22.68440i	-0.0404±23.8787i
Modos subsíncrono de la red	-85.3707±0.1639i -10.7711±0.70000i	-86.6557±0.0243i -9.5883±52.2498i	-87.1536±0.3087i -8.7220±114.848i	-85.1217±0.7265i -8.3027±158.5038i

4.3.3.1 Características de inestabilidad torsional.

En las figuras (4.13) se enfatiza el rango de niveles de compensación para el cual se estudian la posible presencia de las inestabilidades torsionales así como la cantidad requerida de amortiguamiento.

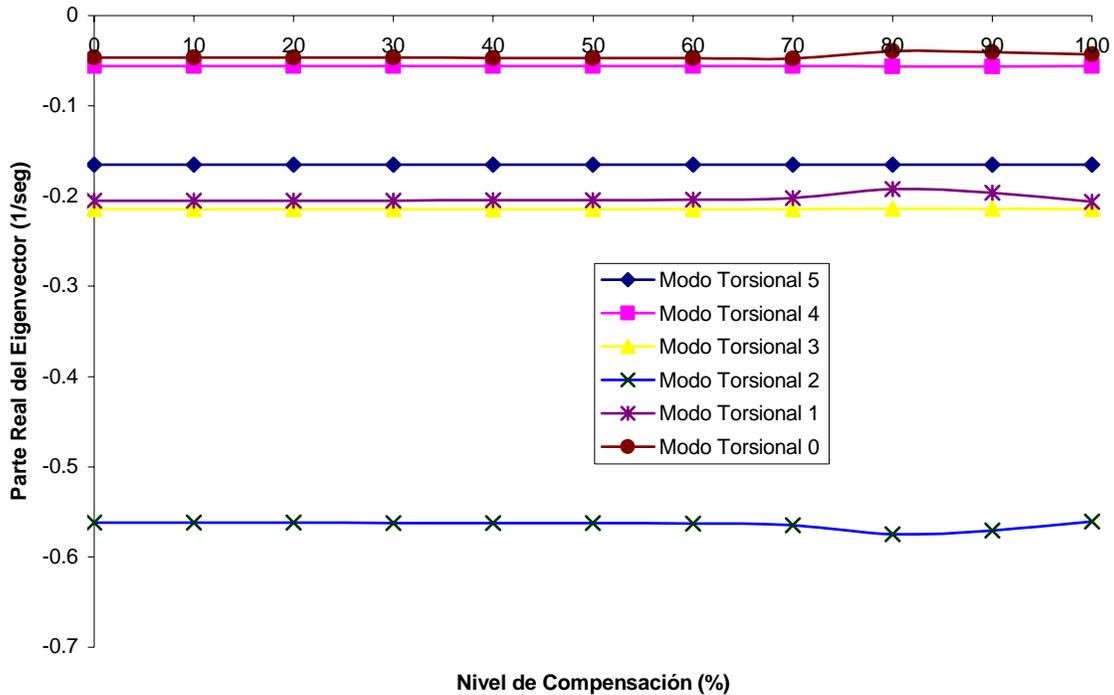


Figura 4.13 Variación de la parte real del eigenvalor del modo subsíncrono de la red en función del nivel de compensación y el control del CEV.

Como se muestra, el modo torsional 5 es prácticamente insensible al nivel de compensación del sistema y al disparo del banco de capacitores, mientras que el modo torsional 0, 1 y 2 presentan una pequeña disminución de su amortiguamiento conforme se aumenta el nivel de compensación en la red y se incrementa el nivel de reactivos inyectados al sistema por el CEV. Las características de inestabilidad torsional que se podrían dar en el generador se modifican y se relacionan a la frecuencia del modo subsíncrono de la red. En este caso la frecuencia del modo subsíncrono varía desde la máxima frecuencia subsíncrona (59.99 Hz) hasta en la ausencia de compensación serie y la aplicación mínima de compensación en paralelo. Las figuras (4.14) a (4.18) muestran que modos torsionales pueden tender a la inestabilidad.

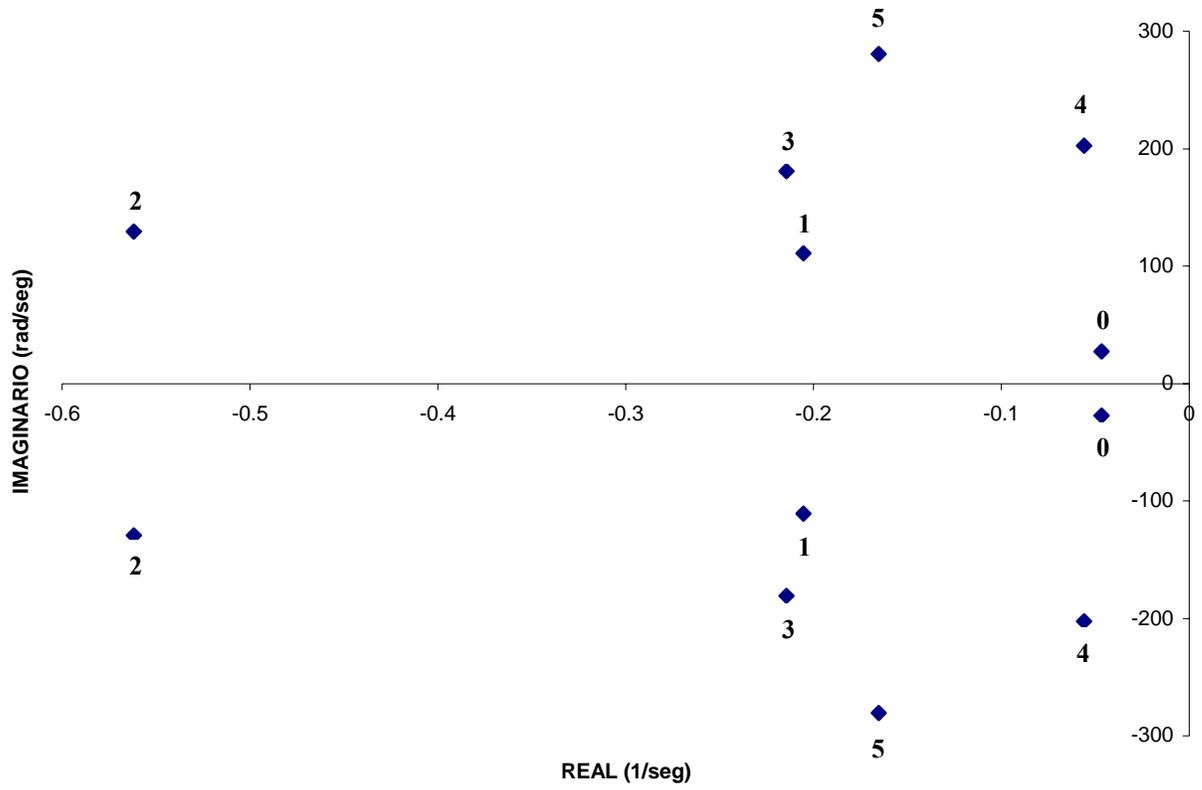


Figura 4.14 Modos torsionales sin compensación serie.

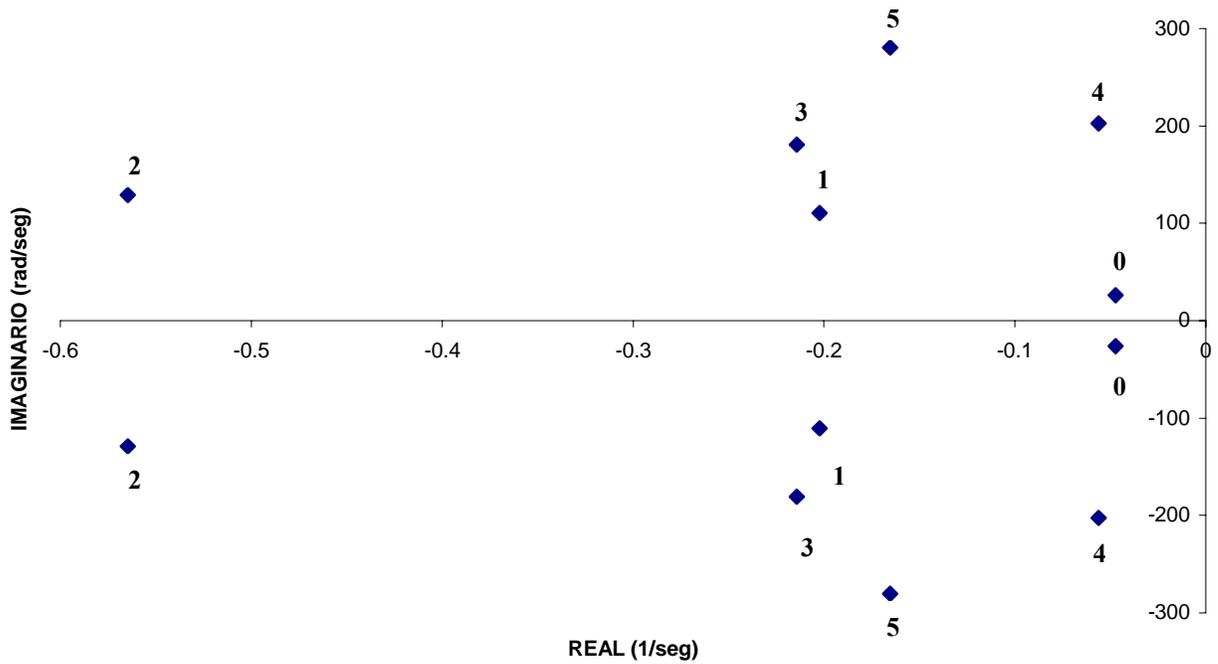


Figura 4.15 Modos torsionales con nivel de compensación del 70%.

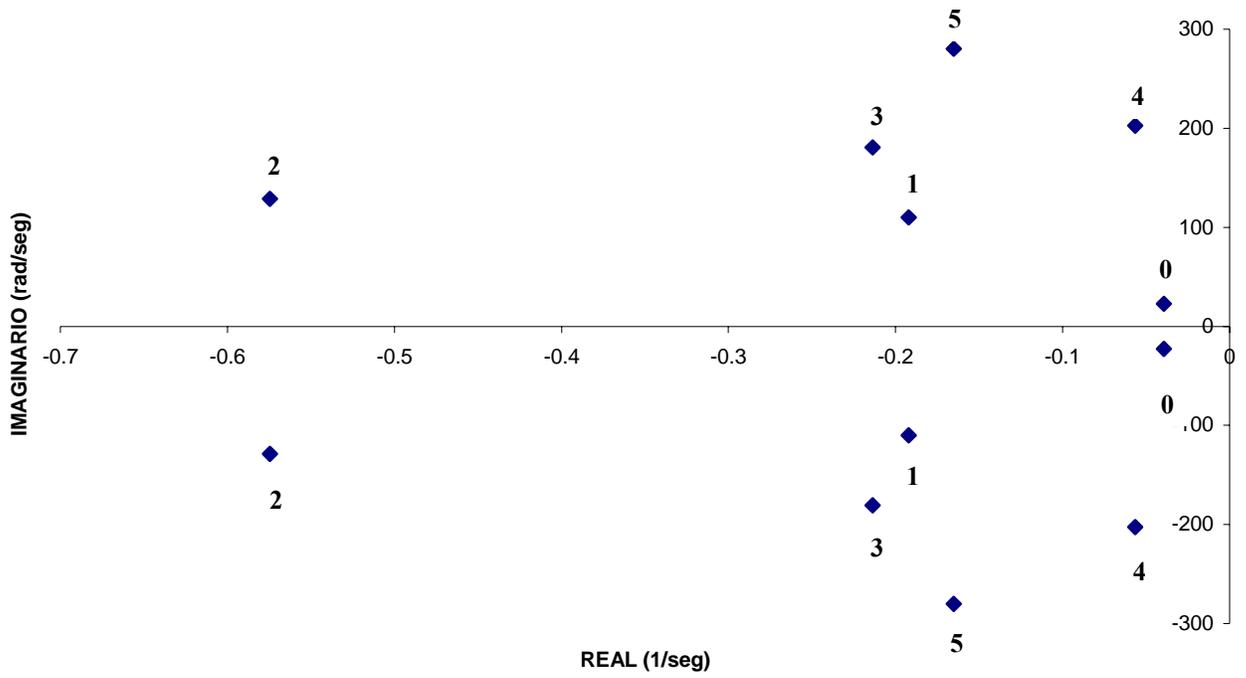


Figura 4.16 Modos torsionales con nivel de compensación del 80%.

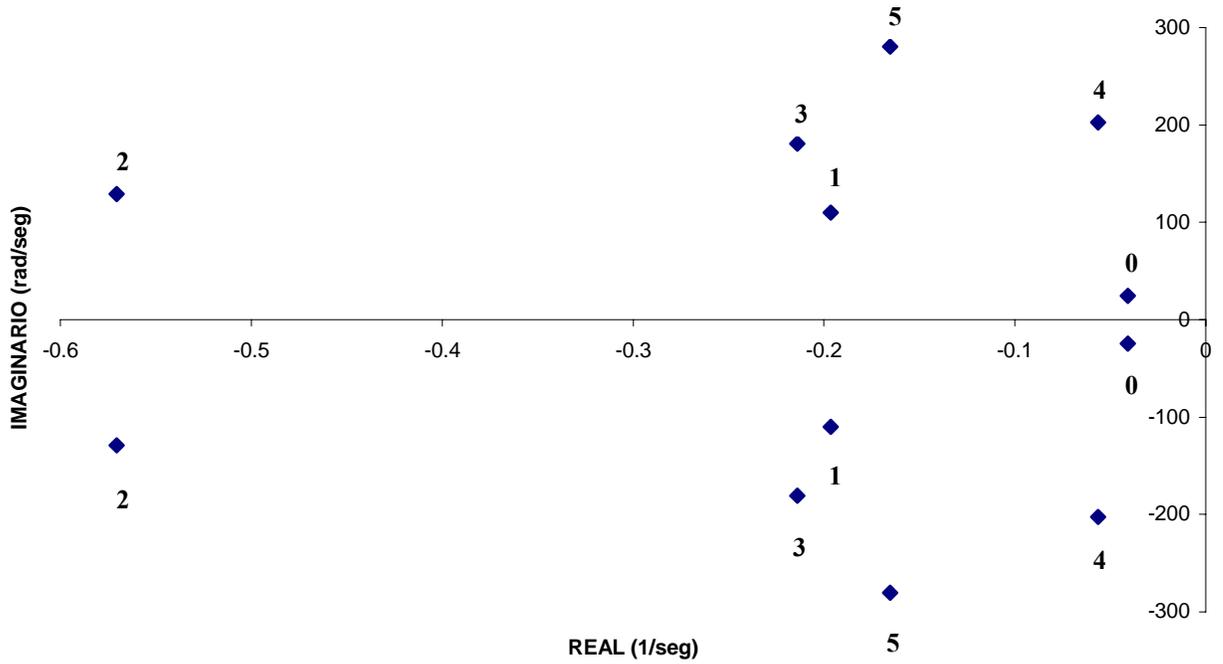


Figura 4.17 Modos torsionales con nivel de compensación del 90%.

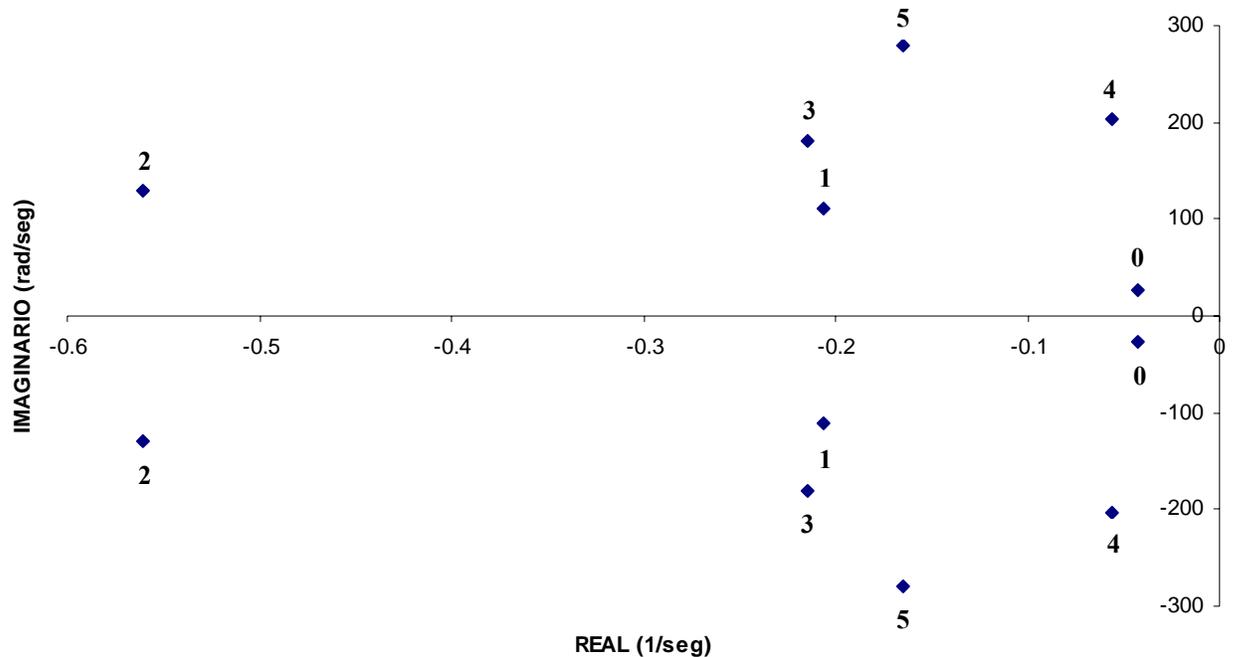


Figura 4.18 Modos torsionales con nivel de compensación del 100%.

4.3.4 Estudio de la forma de modos para la configuración del sistema de prueba, con dispositivo CEV y diferentes niveles de compensación (0%,20%.50% y 75%).

En las figuras (4.19), (4.20), (4.21) y (4.22) se muestran la forma de los modos, con la segunda configuración de nuestro sistema de prueba; así como los diferentes niveles de compensación.

En esta configuración del sistema, se muestra la excitación de los modos torsionales, mediante un estudio de forma de modos.

Al CEV se le considera normalmente como un dispositivo con muchos elementos no lineales lo que aumenta la posibilidad de la aparición de ITSS en el sistema mecánico del turbo-generador.

Los modos torsionales 2 y 5, son los que elevan los niveles de amortiguamiento en todos los niveles de compensación, mientras que los demás modos se mantienen casi constantes ante los cambios de de estos niveles.

El hecho de que un modo torsional presente un bajo amortiguamiento, puede implicar que esta siendo afectado por frecuencias subsincronas, debidas a corrientes de baja frecuencia que interactúan electromagnéticamente entre los devanados del estator y rotor; estas frecuencias pueden ser asociadas a los controles tanto de los elementos de la red como a los propios controles del CEV, en esta parte es donde adquiere importancia la diferencia entre el ángulo de disparo y de conducción del dispositivo.

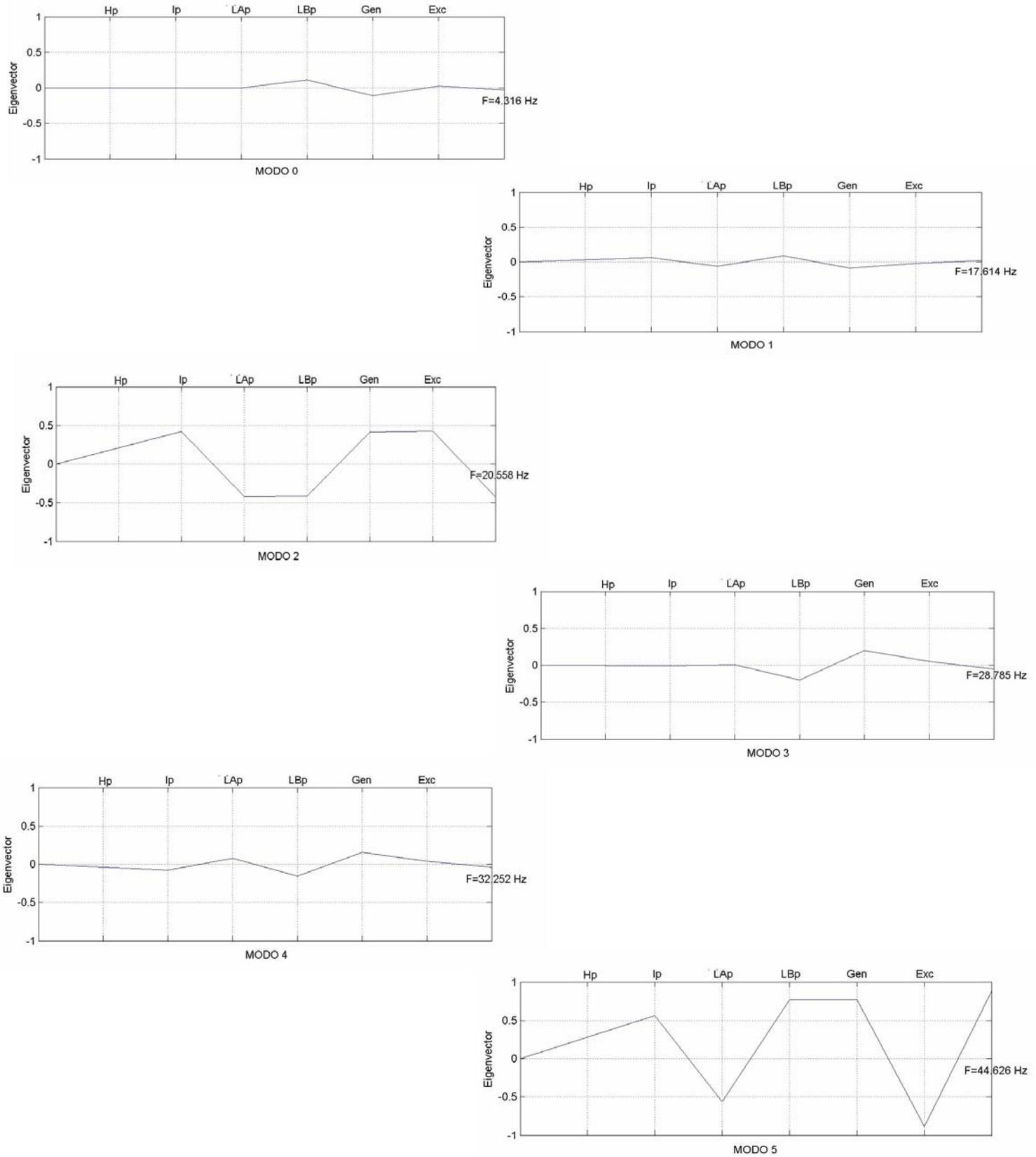


Figura 4.19 Modos Torsionales sin compensación serie fija y CEV

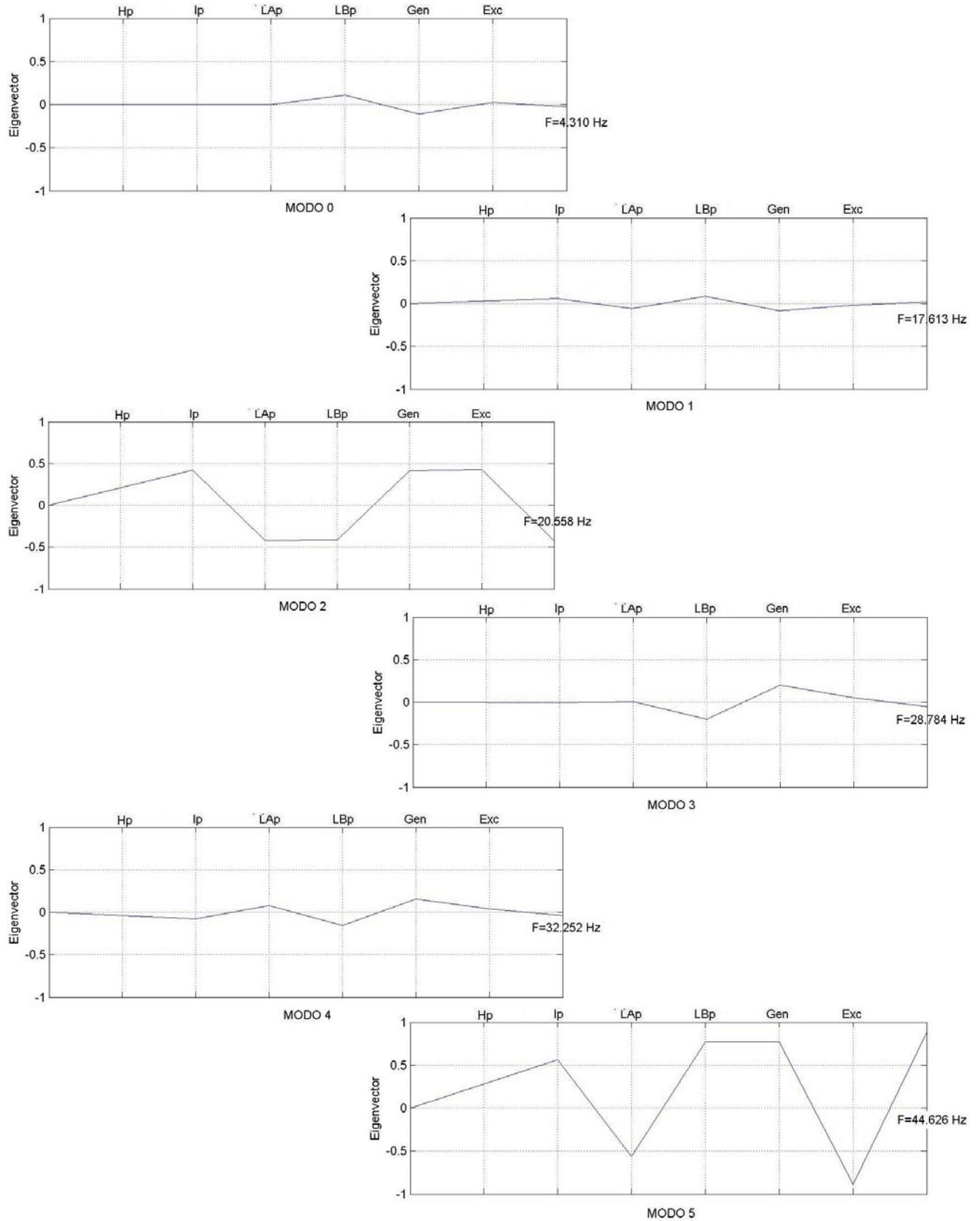


Figura 4.20 Modos Torsionales con $X_c=20\%$ y CEV

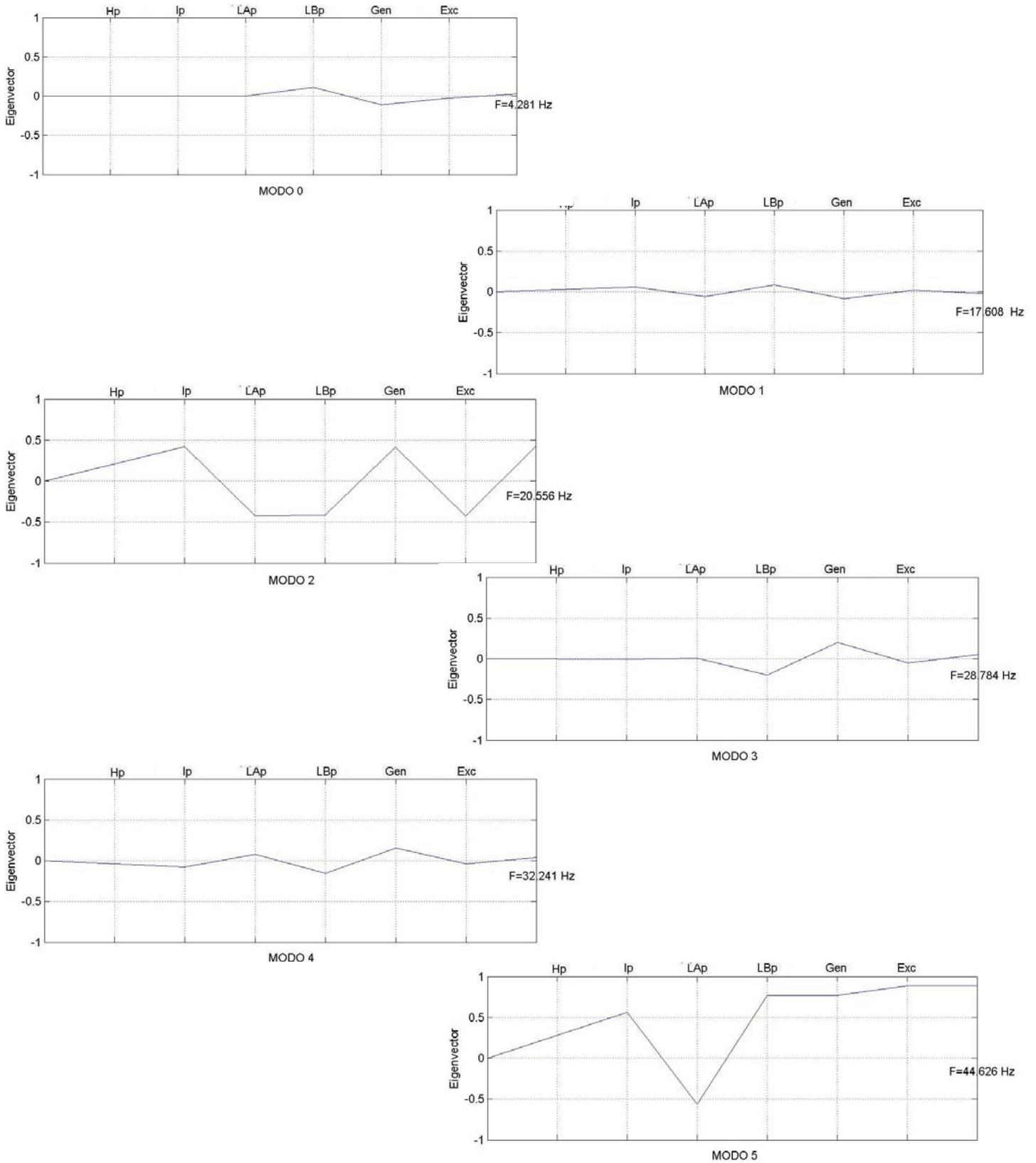


Figura 4.21 Modos Torsionales con $X_c=50\%$ y CEV.

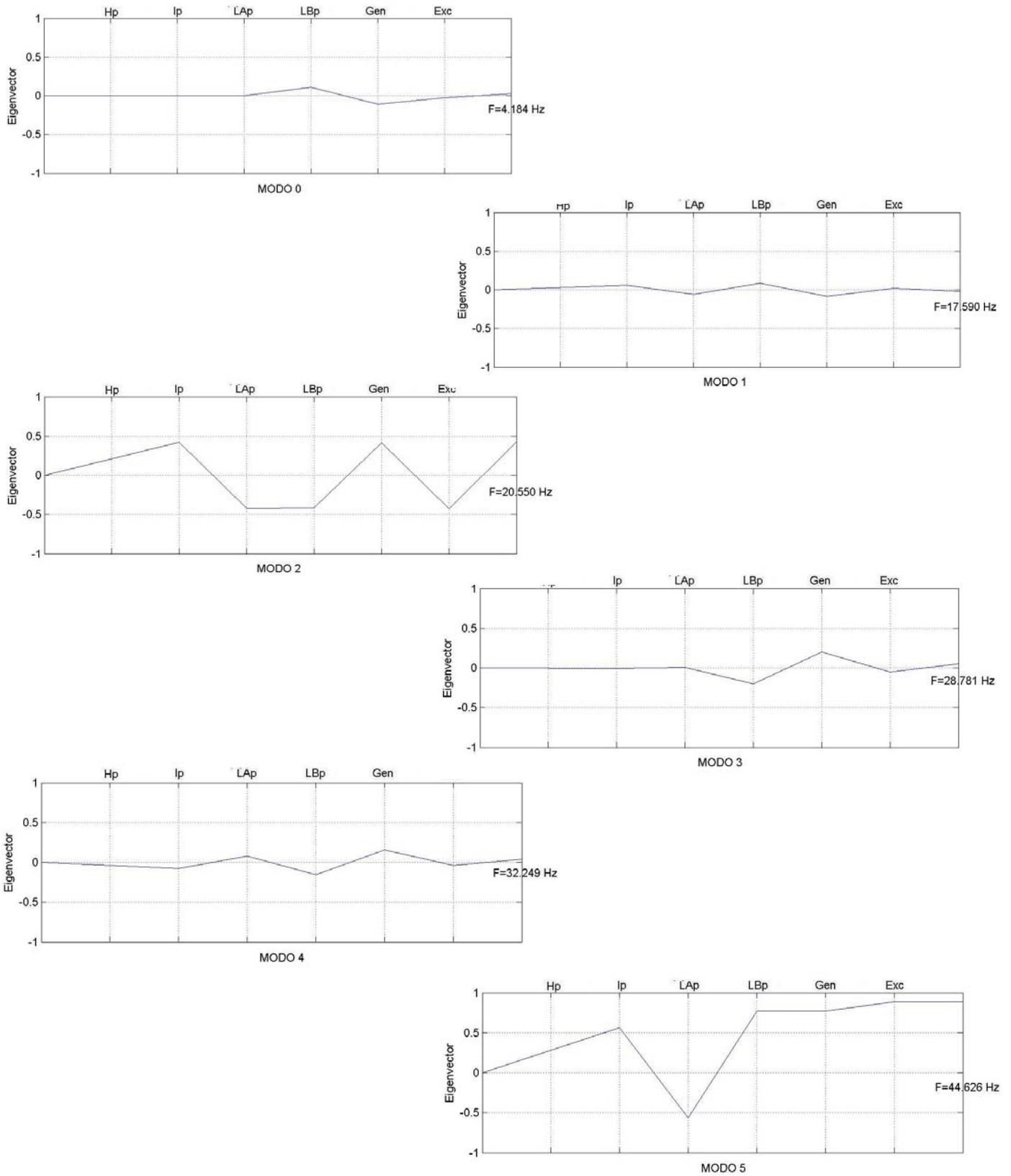


Figura 4.22 Modos Torsionales con $X_c=75\%$ y CEV.

4.4 Sistema con capacitor fijo serie y CSCT.

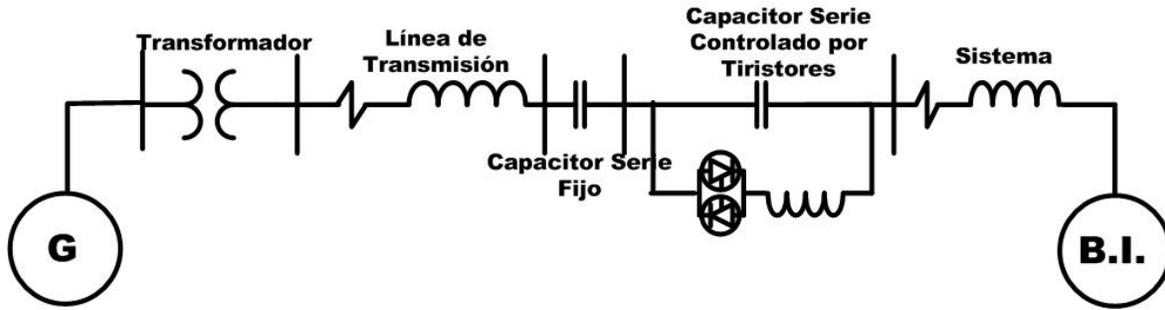


Figura 4.23 Sistema de prueba con capacitor fijo serie y CSCT.

Datos del sistema.

Generador Sincrono: 2220 MVA - 24 kV

RED: 100 MVA 500 kV

CSCT: 300 MVA 500 kV

Tabla 4.12

Variables de estado utilizadas en el estudio con compensación serie y CSCT.

Número	Variable	Número	Variable
1	ω_H	14	V1
2	ω_I	15	V2
3	ω_A	16	Vs
4	ω_B	17	Xr1
5	ω_G	18	Xr2
6	ω_E	19	Xr3
7	θ_H	20	Xr4
8	θ_I	21	Xr5
9	θ_A	22	Xr6
10	θ_B	24	Xr8
11	θ_G	25	Xcon1
12	θ_E	26	Xcon2
13	i_{fd}	27	Xcon3

4.4.1 Análisis de resonancia subsíncrona en el sistema de prueba con dispositivo CSCT.

Al igual que en las dos secciones anteriores, las características de estabilidad ante disturbios pequeños del modelo del sistema de prueba [32] están determinadas por el correspondiente

número de variables que representan a los modos de oscilación asociados con la interacción de los distintos elementos dinámicos (Tabla 4.12).

4.4.2 Características de estabilidad ante disturbios pequeños

Como se ha mencionado anteriormente, las simulaciones hechas en MATLAB y se presentan en la Tabla (4.13). En esta Tabla, las columnas 2, 3, 4 y 5 presentan los modos asociados a la representación multimisas.

Tabla 4.13

Eigenvalores para el sistema de prueba con dispositivo CSCT, casos de operación con cuatro niveles de compensación.*

Modo Torsional	Xc=0 %	Xc=20 %	Xc=50 %	Xc=75 %
5	-0.1817±298.1678i	-0.1817±298.1678i	-0.1817±298.1678i	-0.1817±298.1678i
4	-0.0417±203.0214i	-0.0417±203.0233i	-0.0417±203.0555i	-0.0417±203.0210i
3	-0.1663±160.6376i	-0.1663±160.6389i	-0.1662±160.6619i	-0.1663±160.6373i
2	-0.6550±127.0281i	-0.6549±127.0285i	-0.6545±127.0359i	-0.1498±99.2307i
1	-0.1498±99.23209i	-0.1498±99.23760i	-0.1503±99.3322i	-0.6550±127.0280i
0	-0.0721±9.617700i	-0.0717± 9.66910i	-0.0660±10.5048i	-0.0722± 9.6049i
5	47.455 Hz	47.455 Hz	47.455 Hz	47.455 Hz
4	32.312 Hz	32.312 Hz	32.317 Hz	32.312 Hz
3	25.566 Hz	25.566 Hz	25.570 Hz	25.566 Hz
2	20.217 Hz	20.217 Hz	20.218 Hz	20.217 Hz
1	15.793 Hz	15.794 Hz	15.809 Hz	15.793 Hz
0	1.531 Hz	1.539 Hz	1.672 Hz	1.529 Hz

* Parte real en (1/seg). Parte imaginaria en (rad/s).

Las nuevas características de los modos de oscilación fueron evaluadas al incorporar el dispositivo FACTS (CSCT). La Tabla (4.14) y (4.15) se sintetizan las características de los modos de oscilación del sistema en estudio.

Tabla 4.14

Modos torsionales del turbo-generador y modo subsíncrono de red y sus factores asociados de participación (Xc=50%)

Modo torsional de oscilación	Descripción	Factor de participación
-0.1817±298.1678i	Modo torsional 5	0.1125(4), 0.1618(10), 0.1458(12)
-0.0417±203.0555i	Modo torsional 4	0.2919(4), 0.1527(12)
-0.1662±160.6619i	Modo torsional 3	0.1199(6), 0.1304(10), 0.1514(12)
-0.6545±127.0359i	Modo torsional 2	0.3463(2)
-0.1503±99.3322i	Modo torsional 1	0.1282(2), 0.2432(6)
-0.0660±10.5048i	Modo torsional 0	0.4394(8)
-11.3597±30.9355i	Modo subsíncrono de la red	1.0000(27)

Tabla 4.15Características de los modos de oscilación del sistema ($X_c=50\%$)

Modo de oscilación	Eigenvalor	Frecuencia (Hz)	Origen
2	-0.1817±298.1678i	47.455	Modos torsionales de la máquina síncrona
4	-0.0417±203.0555i	32.317	
6	-0.1662±160.6619i	25.570	
8	-0.6545±127.0359i	20.218	
10	-0.1503±99.3322i	15.809	
12	-0.0660±10.5048i	1.672	
15	-11.3597±30.9355i	4.92	Modos subsíncrono de la red
18	-5.3855±615.3604i	97.93	Modo supersíncrono de la red
20	-117.4826±458.5608i	72.98	
1	-499.99999969	-	Otros modos de Oscilación.
16	-0.08426426	-	
19	-0.61384313	-	
24	-5.3855±138.6218i	22.06	Modos asociados a los controles
26	-117.4826±295.4214i	18.69	

4.4.3 Influencia del nivel de compensación

Esta configuración del sistema de prueba, involucra ahora un CSCT, al sistema de transmisión; normalmente la capacidad del CSCT esta de acuerdo a la necesidad de aumentar o mantener constante la capacidad de transmisión de potencia activa, manejando la inyección de reactivos o modificando los parámetros de impedancia de la línea de transmisión acercando eléctricamente a los nodos. Pon lo anterior, la transferencia máxima de potencia activa es una función del control de los ángulos tanto de carga del generador como los de cada bus del sistema.

Los modos mecánicos del turbo-generador, tienden a reducir el efecto resonante debido a la configuración del CSCT, esto se debe a que el dispositivo cuenta con una alta resistencia lo que permite mitigar los posibles intercambios de frecuencias subsíncronas entre el dispositivo y el sistema de potencia.

Como se presenta en el capítulo 3 de este trabajo, este dispositivo tiene características especiales, pues tiene cuatro modos de operación que permite mantener un mejor control en los niveles de compensación que requiere el sistema de potencia; en este trabajo se presenta el efecto debido a la compensación serie fija y al dispositivo FACTS (CSCT) trabajando en el mismo instante, y a los diferentes niveles de compensación serie fija.

La modificación en los niveles de compensación hace que el dispositivo busque mantener constante los parámetros de potencia activa y voltaje, es por esto que el trabajo que desempeñan los controles es muy importante.; de hecho los controles tienden a modificar los valores del RCT para encontrar los niveles de reactancia inductiva y capacitiva para que al combinarse con la compensación serie fija se mantengan fijo los parámetros arriba

mencionados, incluyendo los posibles efectos derivados por la secuencia de disparo y conducción de los bancos de tiristores.

El **RCT** en este caso tiene varias configuraciones de operación, esta descrita en la Tabla (4.16)

Tabla 4.16
Condiciones de operación del **RCT**.

	$X_c=0\%$	$X_c=20\%$	$X_c=50\%$	$X_c=75\%$
Ángulo Generador Sincrono	77.39°	76.66°	77.58°	81.17°
Voltaje inicial del CSCT	0.028	0.047	0.079	0.113
Potencia Activa inicial del sistema	0.891	0.891	0.891	0.890
Ángulo de conducción de Tiristores.	175.0°	140.0°	140.0°	140.0°
Xcsct de trabajo	-0.024	-0.533	-1.131	-1.229

Como se muestra en la Tabla (4.16), las condiciones de operación del dispositivo se basan en el ángulo de conducción y la reactancia propia del dispositivo FACTS; una de las formas para relacionar el ángulo de disparo y la reactancia es a través de la figura (4.24).

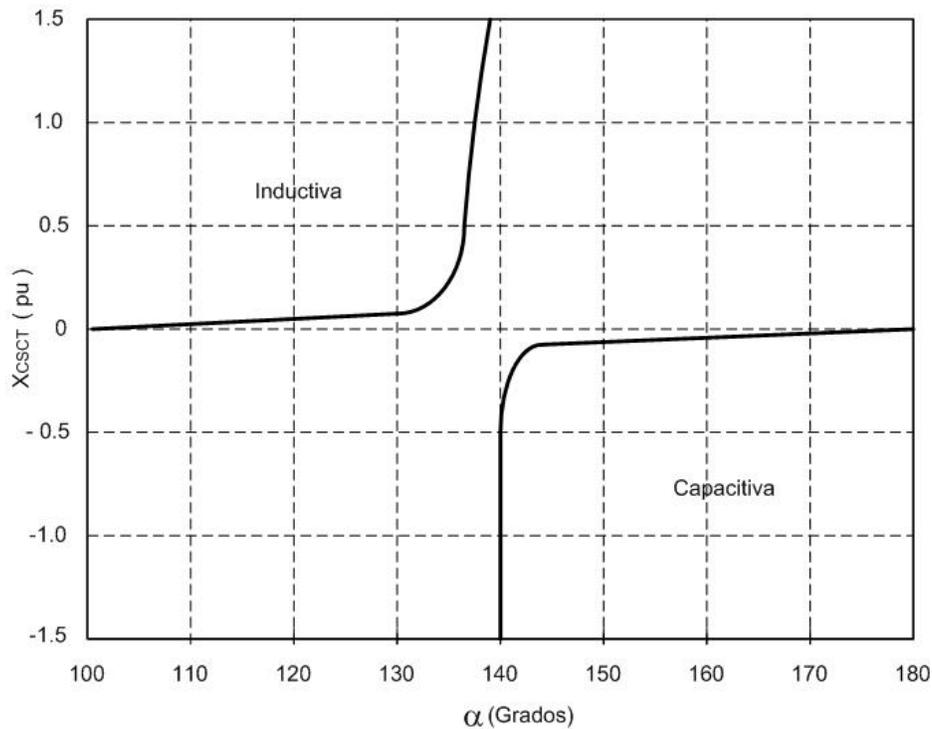


Figura. 4.24 Xcsct en función del ángulo de disparo (α).

La Tabla (4.17) muestra los modos torsionales y el modo subsíncrono de la red para varios niveles de compensación.

Tabla 4.17

Modos torsionales y modo subsíncrono de red para varios niveles de compensación

Modo torsional	$X_c=0\%$	$X_c=20\%$	$X_c=50\%$	$X_c=75\%$
5	-0.1817±298.1678i	-0.1817±298.1678i	-0.1817±298.1678i	-0.1817±298.1678i
4	-0.0417±203.0214i	-0.0417±203.0233i	-0.0417±203.0555i	-0.0417±203.0210i
3	-0.1663±160.6376i	-0.1663±160.6389i	-0.1662±160.6619i	-0.1663±160.6373i
2	-0.6550±127.0281i	-0.6549±127.0285i	-0.6545±127.0359i	-0.1498±99.2307i
1	-0.1498±99.23209i	-0.1498±99.23760i	-0.1503±99.3322i	-0.6550±127.0280i
0	-0.0721±9.617700i	-0.0717± 9.66910i	-0.0660±10.5048i	-0.07220± 9.6049i
Modos subsíncrono de la red	-11.3597±30.9355i	-11.3597±30.9355i -5.3855±226.2908i	-11.3597±30.9355i -5.3855±138.6218i	-5.3855±85.0247i -11.3597±30.9355i

4.4.3.1 **Características de inestabilidad torsional.**

El comportamiento torsional de la tercera configuración del sistema, esta caracterizado también por cinco modos torsionales estables los cuales son excitados a diferentes niveles de compensación. En la figura (4.25) se enfatiza el rango de niveles de compensación para el cual se estudian la posible presencia de las inestabilidades torsionales así como la cantidad requerida de amortiguamiento.

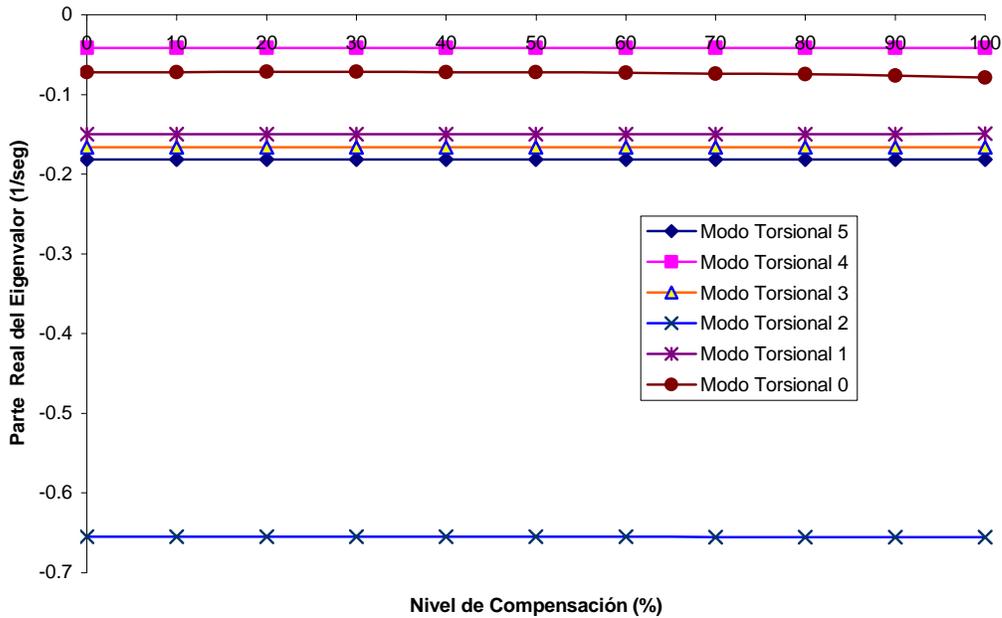


Figura 4.25 Variación de la parte real del eigenvalor del modo subsíncrono de la red en función del nivel de compensación y control del CSCT.

Como se muestra, en la figura (4.25) los modos torsionales 1, 2 y 5 son prácticamente insensible al nivel de compensación del sistema y al disparo del banco de capacitores, mientras que el modo torsional 0 presenta una variación en su nivel de amortiguamiento a partir del 60% de compensación serie fija; los modos 3 y 4 presentan una pequeña disminución de su amortiguamiento conforme se aumenta el nivel de compensación en la red. Las características de inestabilidad torsional que se podrían dar en el sistema mecánico del turbo-generador se modifican y se relacionan a la frecuencia del modo subsíncrono de la red. Las figuras (4.26) a (4.30) muestran que modos torsionales pueden tender a la inestabilidad. Cabe señalar nuevamente que debido a las características del *Compensador Serie Controlado por Tiristores* y al modelo de prueba con el que se esta trabajando en esta parte del trabajo, la probabilidad de que aparezcan interacciones torsionales subsincronas son reducidas al grado de casi ser nulas, sin embargo esto no indica que el estudio que se esta llevando a cabo no tenga validez.

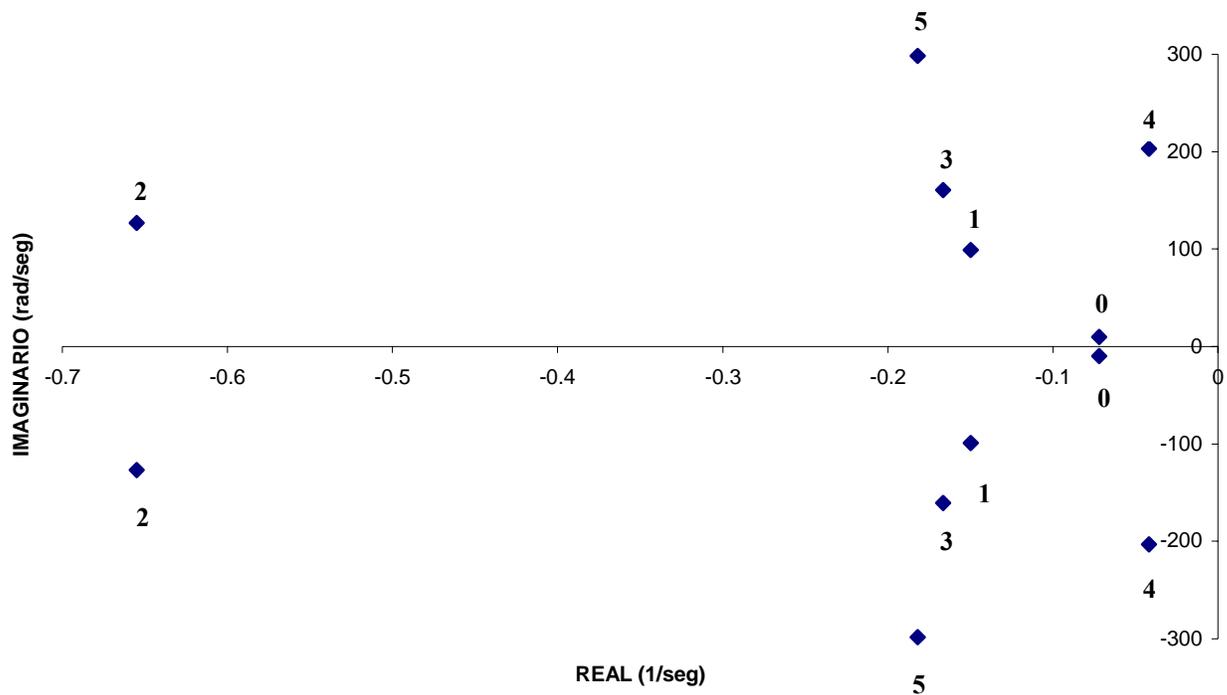


Figura 4.26 Modos torsionales sin compensación serie.

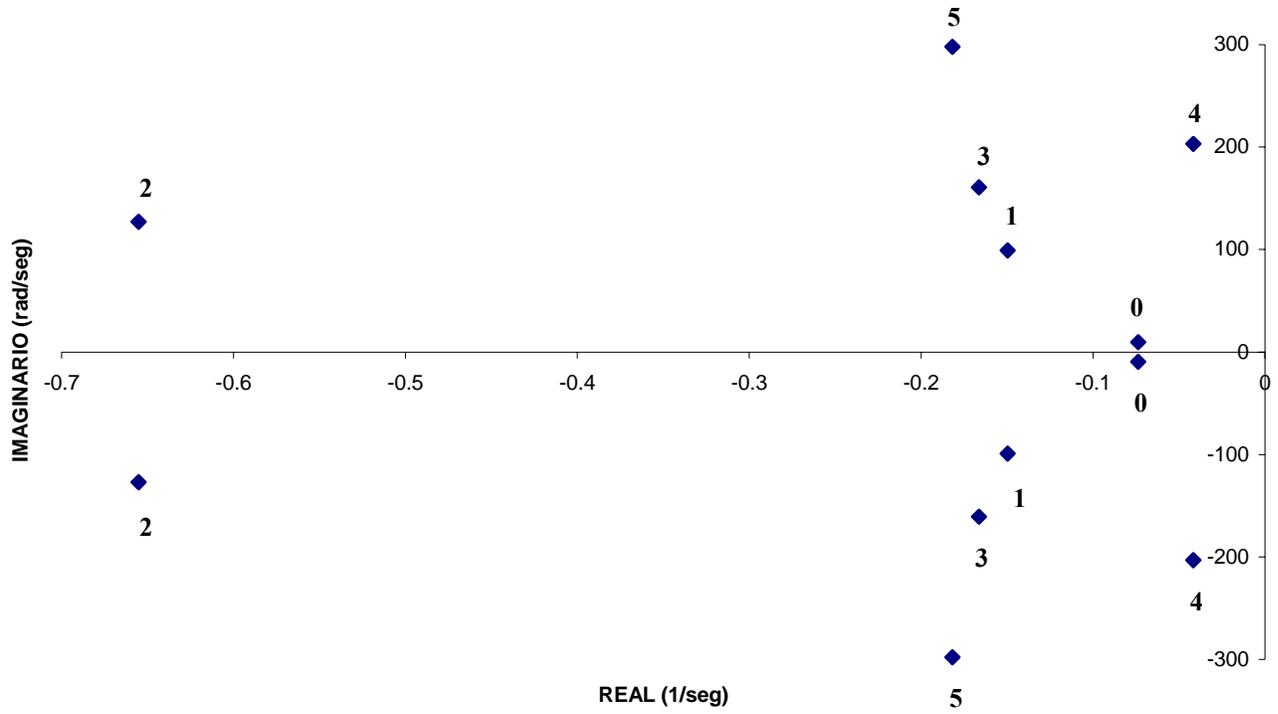


Figura 4.27 Modos torsionales con nivel de compensación del 70%.

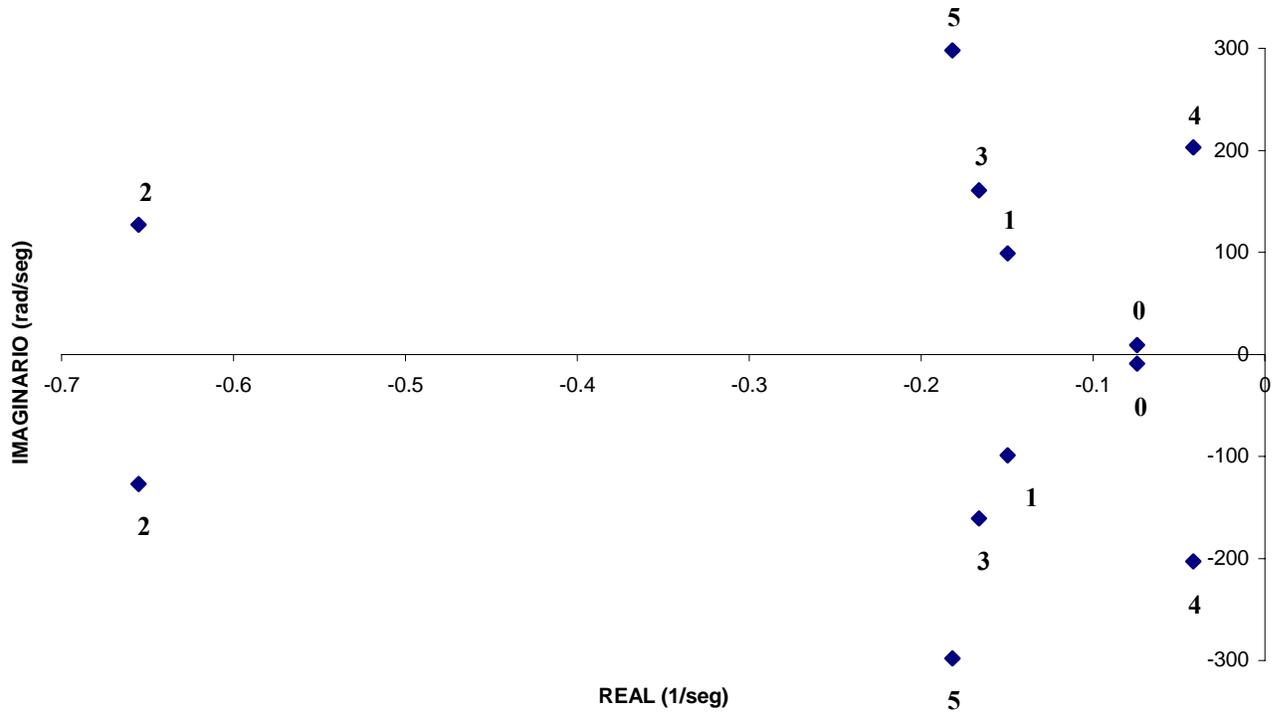


Figura 4.28 Modos torsionales con nivel de compensación del 80%.

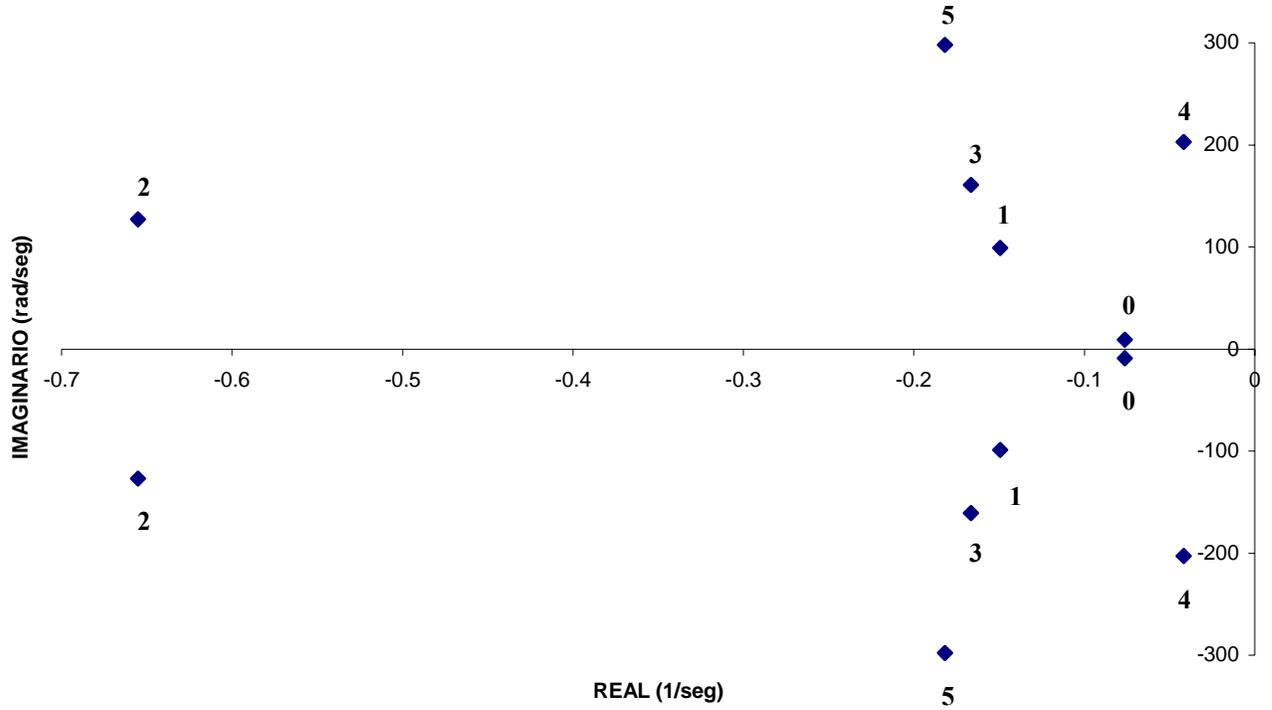


Figura 4.29 Modos torsionales con nivel de compensación del 90%.

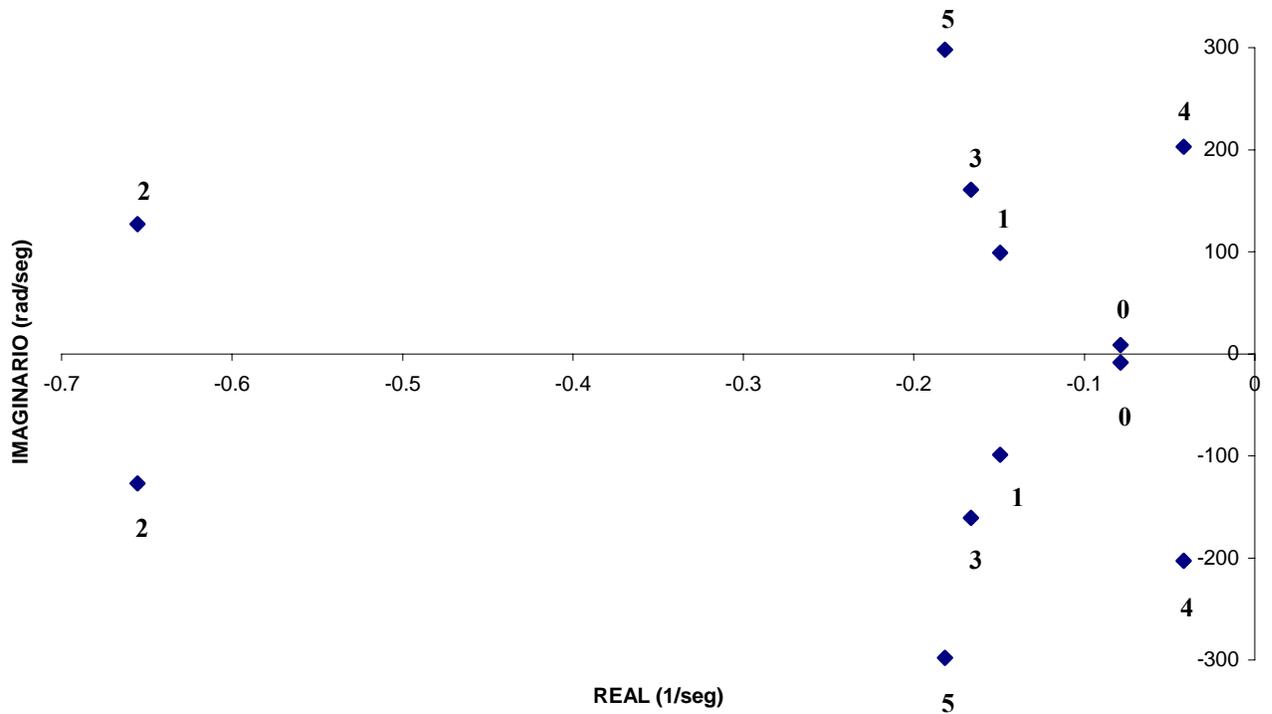


Figura 4.30 Modos torsionales con nivel de compensación del 100%.

4.4.4 Estudio de la forma de modos para la configuración del sistema de prueba, con dispositivo CSCT y diferentes niveles de compensación (0%,20%.50% y 75%). En las figuras (4.31), (4.32), (4.33) y (4.34) se muestran la forma de los modos, con la tercera configuración de nuestro sistema de prueba.

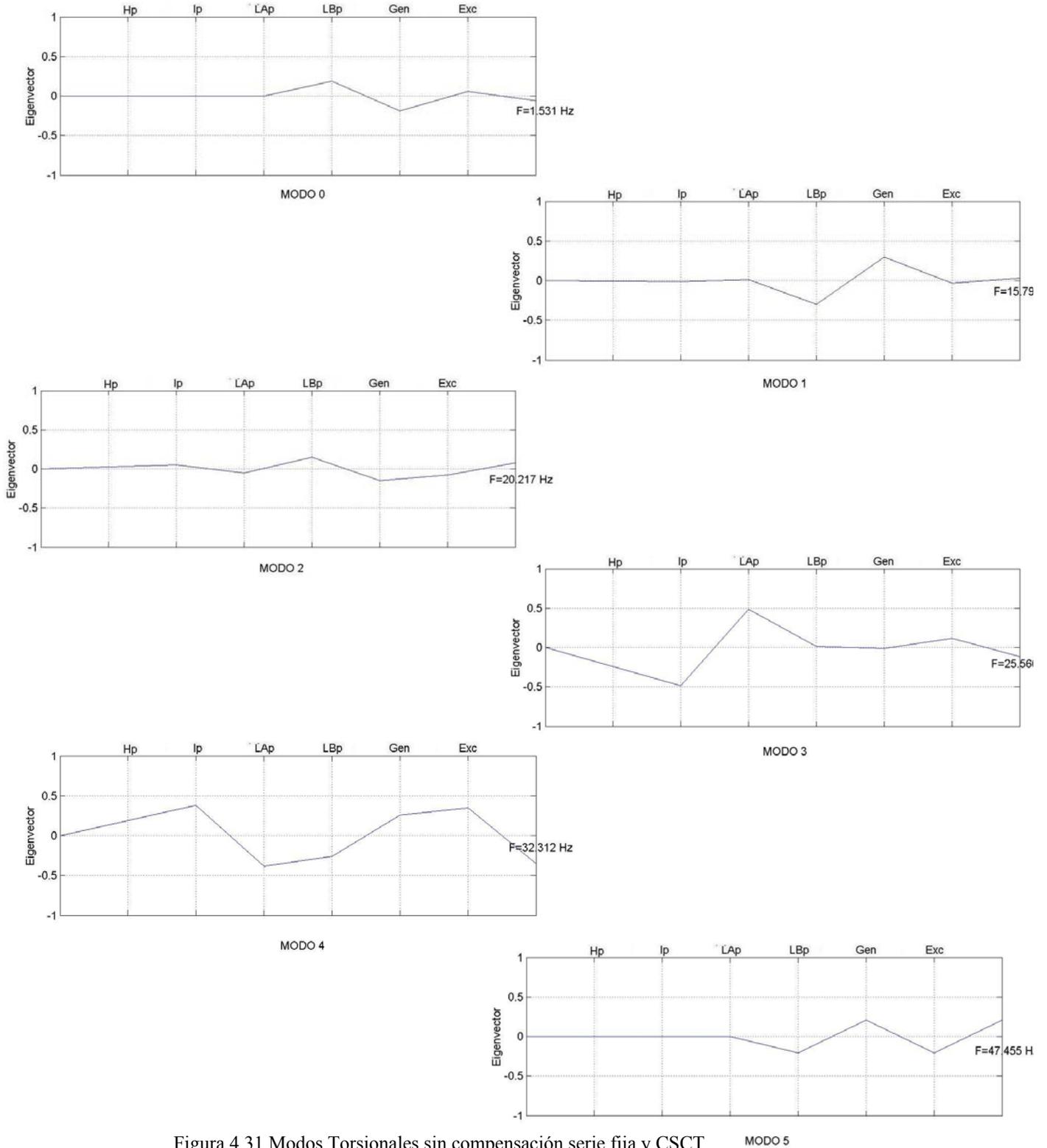


Figura 4.31 Modos Torsionales sin compensación serie fija y CSCT

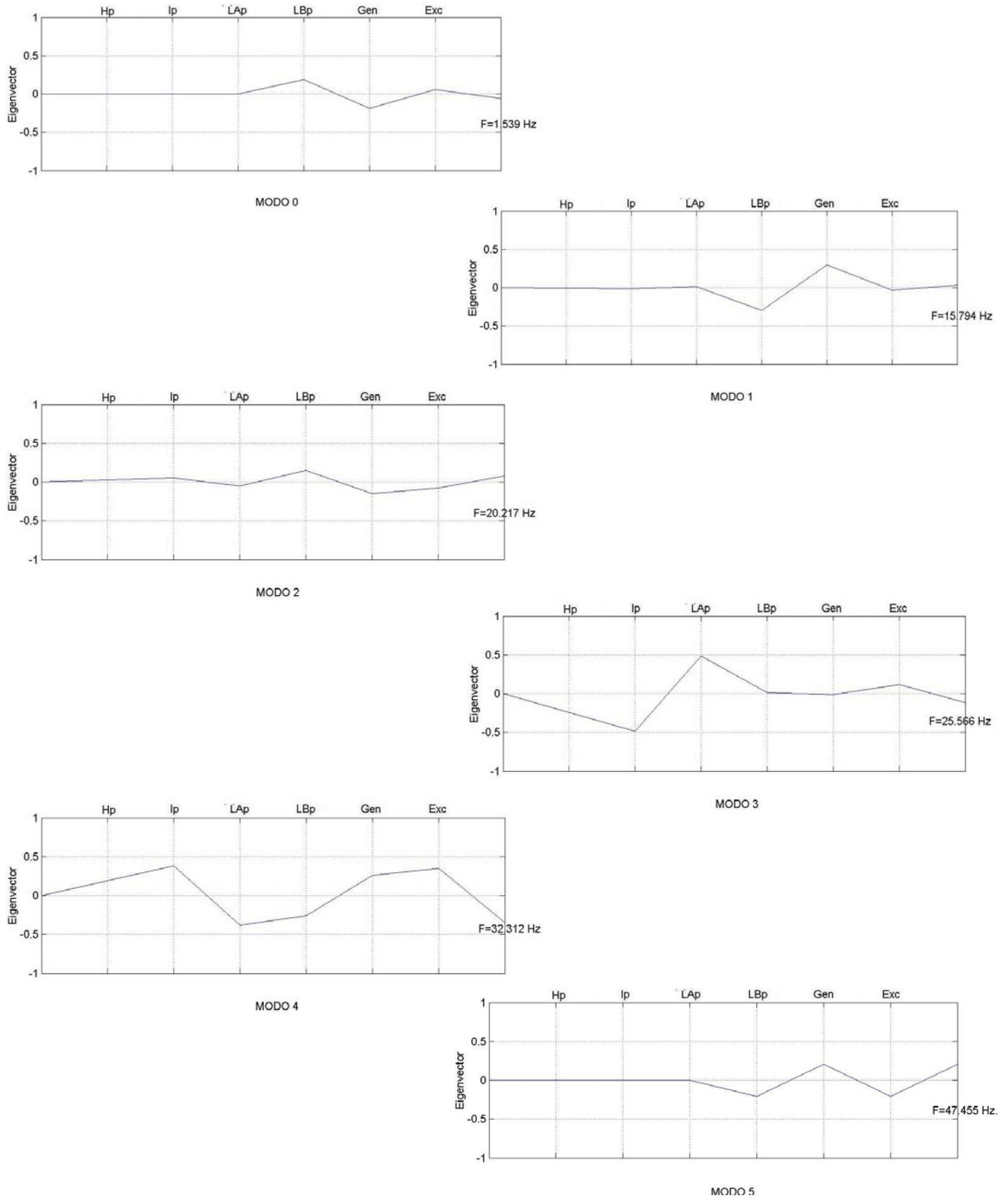


Figura 4.32 Modos Torsionales con $X_c=20\%$ y CSCT.

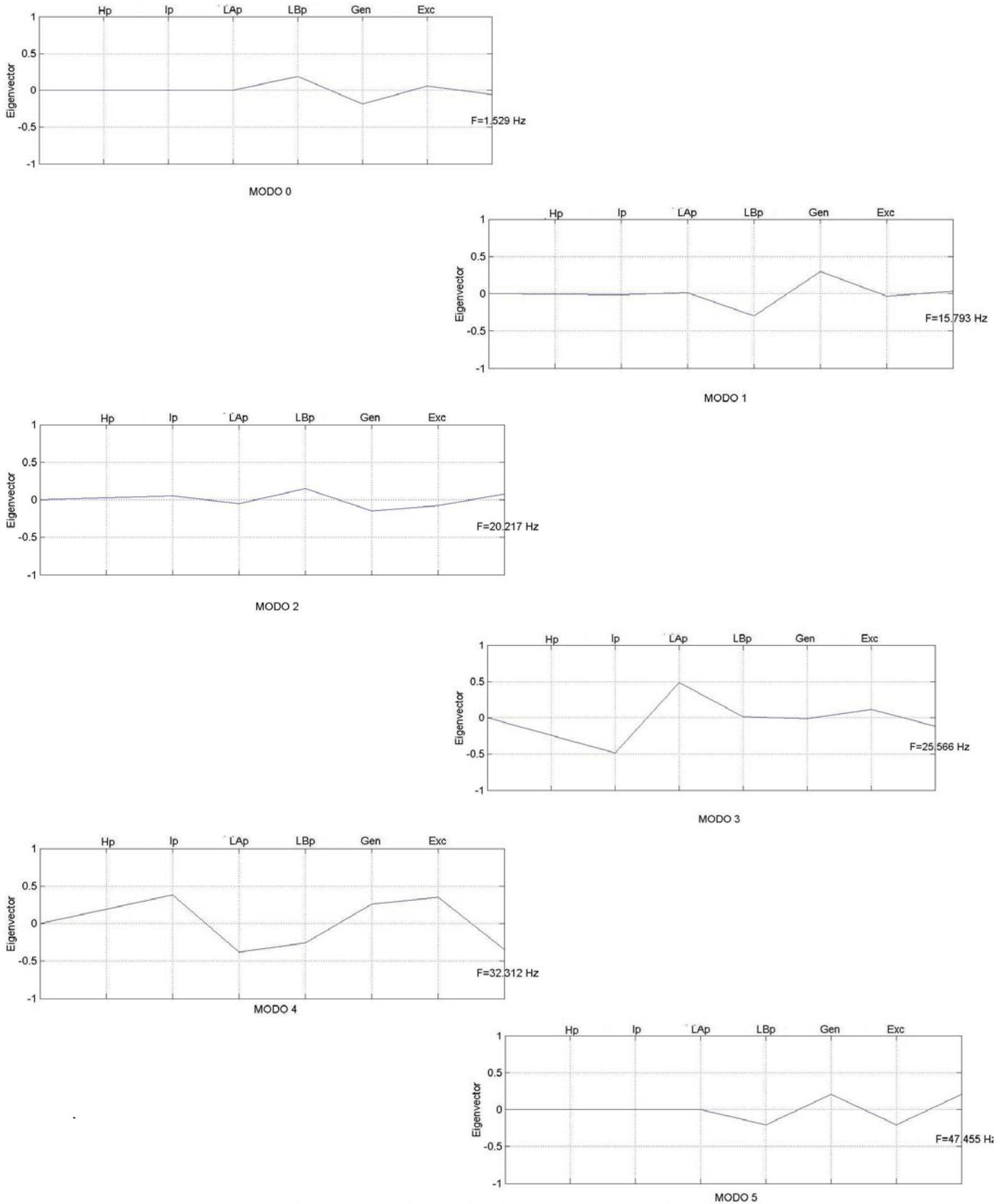


Figura 4.33 Modos Torsionales con Xc=50% y CSCT

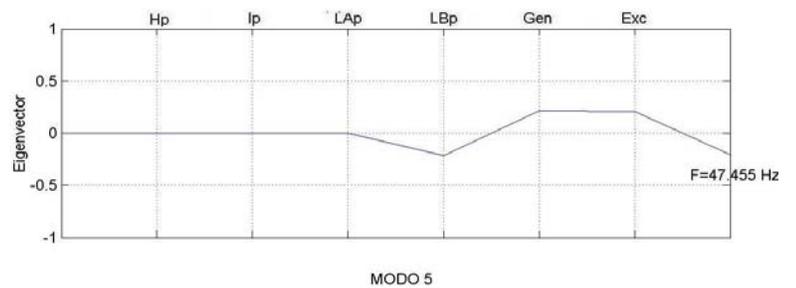
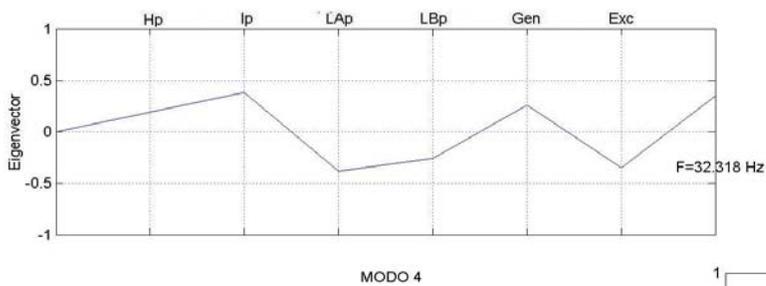
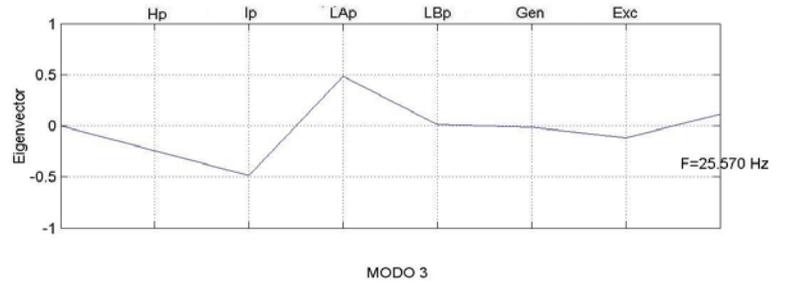
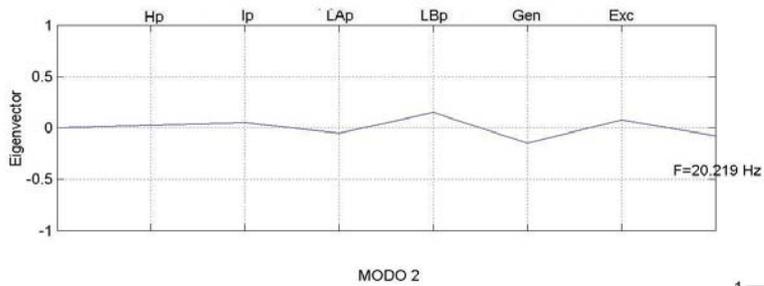
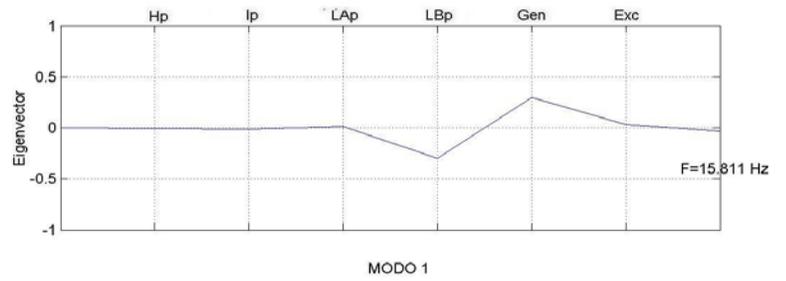
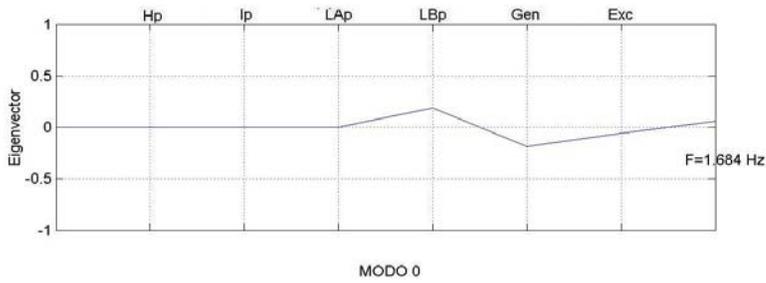


Figura 4.34 Modos Torsionales con $X_c=75\%$ y CSCT.

4.5 Sistema con capacitor fijo serie y UPFC.

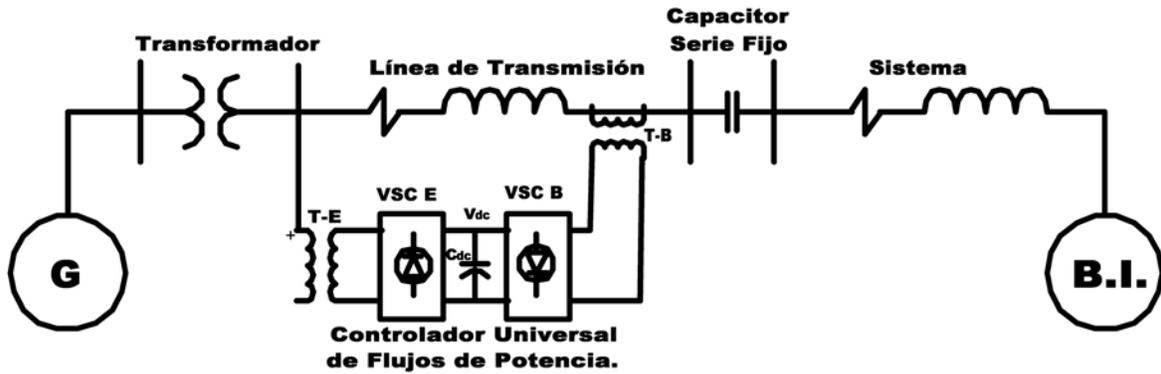


Figura 4.35 Sistema de prueba con capacitor fijo serie y UPFC.

Datos del sistema.

Generador Sincrono: 2220 MVA 24 kV

RED: 100 MVA 500 kV

UPFC: 65 MVA 50 kV

Tabla 4.18

Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie y UPFC.

Número	Variable	Número	Variable
1	ω_H	20	Xr3
2	ω_I	21	Xr4
3	ω_A	22	Xr5
4	ω_B	23	Xr6
5	ω_G	24	Xr7
6	ω_E	25	Xr8
7	θ_H	26	Xr9
8	θ_I	27	Xcon1
9	θ_A	28	Xcon2
10	θ_B	29	Xcon3
11	θ_G	30	Xcon4
12	θ_E	31	Xcon5
13	i_d	32	Xcon6
14	i_q	33	Xcon7
15	i_{fd}	34	Xcon8
16	V1	35	Xcon9
17	V2	36	Xcon10
18	VS	37	Xcon11
19	Xr1	38	Xcon12
20	Xr2		

4.5.1 Análisis de resonancia subsíncrona en el sistema de prueba con dispositivo UPFC.

Las características de estabilidad ante disturbios pequeños del modelo del sistema de prueba [32] están determinadas por el correspondiente número de variables que representan a los modos de oscilación asociados con la interacción de los distintos elementos dinámicos (Tabla 4.18).

4.5.2 Características de estabilidad ante disturbios pequeños

Como se ha mencionado anteriormente, las simulaciones son hechas en MATLAB y se presentan en la Tabla (4.19). En esta Tabla, las columnas 2, 3, 4 y 5 presentan los modos asociados a la representación multimasa.

Tabla 4.19

Eigenvalores para el sistema de prueba con dispositivo UPFC, casos de operación con cuatro niveles de compensación.*

Modo Torsional	Xc=0 %	Xc=20 %	Xc=50 %	Xc=75 %
5	-0.1817±298.1678i	-0.1817±298.1678i	-0.1817±298.1678i	-0.1817±298.1678i
4	-0.0417±203.0240i	-0.0417±203.0602i	-0.0417±203.0673i	-0.0417±203.0797i
3	-0.1663±160.6394i	-0.1662±160.6652i	-0.1662±160.6703i	-0.1662±160.6791i
2	-0.6549±127.0287i	-0.6544±127.0370i	-0.6543±127.0386i	-0.6542±127.0414i
1	-0.1498±99.23970i	-0.1503±99.3459i	-0.1504±99.3666i	-0.1506±99.4029i
0	-0.0716±9.68820i	-0.0652±10.6203i	-0.0641±10.7923i	-0.0623±11.0863i
5	47.455 Hz	47.455 Hz	47.455 Hz	47.455 Hz
4	32.312 Hz	32.318 Hz	32.319 Hz	32.321 Hz
3	25.567 Hz	25.571 Hz	25.571 Hz	25.573 Hz
2	20.217 Hz	20.219 Hz	20.219 Hz	20.219 Hz
1	15.794 Hz	15.811 Hz	15.815 Hz	15.820 Hz
0	1.542 Hz	1.690 Hz	1.718 Hz	1.764 Hz

* Parte real en (1/seg). Parte imaginaria en (rad/s).

Las nuevas características de los modos de oscilación fueron evaluadas al incorporar el dispositivo FACTS (UPFC). La Tabla (4.20) y (4.21) se sintetizan las características de los modos de oscilación del sistema en estudio.

Esta configuración presenta condiciones especiales, ya que la dinámica tanto de la red como del mismo dispositivo FACTS tienen comportamientos diferentes a los presentados en los dos dispositivos anteriores. Lo anterior se debe a la electrónica de potencia con la que trabaja el UPFC.

Tabla 4.20

Modos torsionales del turbo-generador y modo subsíncrono de red y sus factores asociados de participación ($X_c=50\%$)

Modo torsional de oscilación	Descripción	Factor de participación
-0.1817±298.1678i	Modo torsional 5	0.0378 (3), 0.0277 (23)
-0.0417±203.0673i	Modo torsional 4	0.4163 (2), 0.1381(5), 0.4028(9)
-0.1662±160.6703i	Modo torsional 3	0.0562(1),0.0923(4)
-0.6543±127.0386i	Modo torsional 2	0.01709(4), 0.0633(9), 0.02754(17)
-0.1504±99.3666i	Modo torsional 1	0.5989 (2), 0.6486 (3), 0.4354(4),
-0.0641±10.7923i	Modo torsional 0	0.4116(18), 0.2915(2), 0.1956(1)
-5.3855±163.8007i	Modo subsíncrono de la red	0.0001544(1)

Tabla 4.21

Características de los modos de oscilación del sistema ($X_c=50\%$)

Modo de oscilación	Eigenvalor	Frecuencia (Hz)	Origen
2	-0.1817±298.1678i	47.455	Modos torsionales de la máquina síncrona
4	-0.0417±203.0673i	32.319	
6	-0.1662±160.6703i	25.571	
8	-0.6543±127.0386i	20.219	
10	-0.1504±99.3666i	15.815	
12	-0.0641±10.7923i	1.718	
21	-5.3855±163.8007i	26.06	Modo subsíncrono de la red
15	-94.2555±41470.6294i	6600.25	Modo supersíncrono de la red
17	-5.3855±590.1814i	93.93	
1	-499.9999	-	Otros modos de Oscilación.
14	-188.4799	-	
23	-8.0000	-	
24	-0.3333	-	
25	-1.0009	-	
26	-1115.2177	-	
27	-400.0	-	
28	-1000.0	-	
29	-1000.0	-	
30	-20.0	-	
31	-1000.0	-	
32	-1.50	-	
33	-20.0	-	
34	-1000.0	-	

4.5.3 Influencia del nivel de compensación

Esta configuración involucra ahora al UPFC, este dispositivo a diferencia de los otros dos puede conectarse en paralelo o en serie según la necesidad que presenta el sistema (ver capítulo 3); pero lo más interesante del mismo es que a pesar de contar con dos convertidores enlazados por bancos de capacitores, puede proveer y corregir los niveles de compensación hacia el sistema.

Los lazos de control utilizados en estos dispositivos son complejos ya que involucran a todos los parámetros propios de la red, por lo que la influencia en la transmisión de potencia es muy clara.

Por lo anterior, la transferencia máxima de potencia activa es una función del control de los ángulos de cada bus.

Los modos mecánicos del turbo-generador, tienden a reducir el efecto resonante debido a la configuración del UPFC, esto se debe a que el dispositivo cuenta filtros lo que permite reducir los posibles intercambios de energía entre el dispositivo y el sistema de potencia.

La modificación en los niveles de compensación hace que el dispositivo busque mantener constante los parámetros de potencia activa y voltaje, es por esto que el trabajo que desempeñan los controles es muy importante.

Los controles del dispositivo tienen varias configuraciones de operación, descritas en la Tabla (4.22)

Tabla 4.22
Condiciones de operación del UPFC

	$X_c=0\%$	$X_c=20\%$	$X_c=50\%$	$X_c=75\%$
Ángulo Generador Sincrono	70.29°	73.13°	75.63°	78.24°
Voltaje inicial del UPFC	1.0	1.0	1.0	1.0
Ángulo de disparo del convertidor de excitación (E)	34.44°	30.04°	18.47°	8.40°
Ángulo de disparo del convertidor de enlace (B)	28.21°	-2.17°	-13.73°	-23.80°
Potencia Activa	0.89950	0.89249	0.89250	0.89250

La Tabla (4.23) muestra los modos torsionales y el modo subsíncrono de la red para varios niveles de compensación.

Tabla 4.23
Modos torsionales y modo subsíncrono de red para varios niveles de compensación

Modo torsional	$X_c=0\%$	$X_c=20\%$	$X_c=50\%$	$X_c=75\%$
5	-0.1817±298.1678i	-0.1817±298.1678i	-0.1817±298.1678i	-0.1817±298.1678i
4	-0.0417±203.0240i	-0.0417±203.0602i	-0.0417±203.0673i	-0.0417±203.0797i
3	-0.1663±160.6394i	-0.1662±160.6652i	-0.1662±160.6703i	-0.1662±160.6791i
2	-0.6549±127.0287i	-0.6544±127.0370i	-0.6543±127.0386i	-0.6542±127.0414i
1	-0.1498±99.23970i	-0.1503±99.3459i	-0.1504±99.3666i	-0.1506±99.4029i
0	-0.0716±9.68820i	-0.0652±10.6203i	-0.0641±10.7923i	-0.0623±11.0863i
Modos subsíncrono de la red	-10.7711±376.991i	-5.3855±527.6913i -188.495±376.991i	-5.3855±163.8007i -188.495±376.991i	-188.495±376.991i -5.3855±85.0247i

4.5.3.1 Características de inestabilidad torsional.

El comportamiento torsional de la cuarta configuración del sistema, esta caracterizado por cinco modos torsionales estables los cuales son excitados a diferentes niveles de compensación. En la figura (4.36) se enfatiza el rango de niveles de compensación para el cual se estudian la posible presencia de las inestabilidades torsionales así como la cantidad requerida de amortiguamiento.

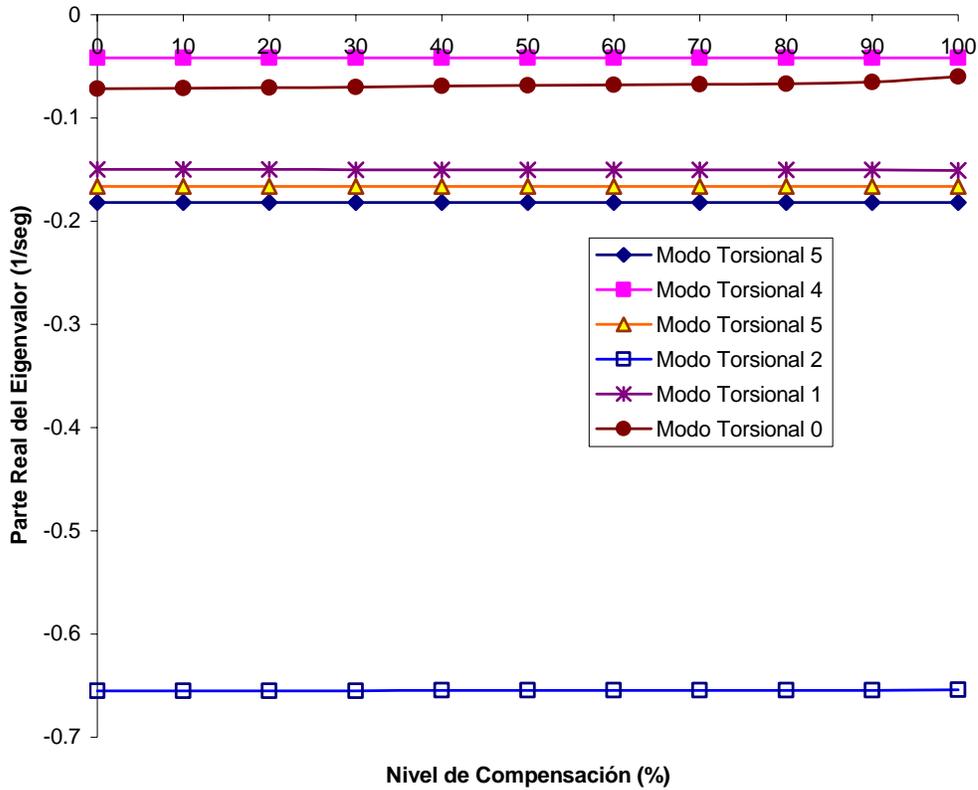


Figura 4.36 Variación de la parte real del eigenvalor del modo subsíncrono de la red en función del nivel de compensación y UPFC.

Como se muestra, en la figura (4.36) todos los modos torsionales son prácticamente insensibles al nivel de compensación del sistema y al disparo de los convertidores, en general con este tipo de dispositivo FACTS no se presenta mucha excitación de los modos mecánicos. Las características de inestabilidad torsional que se podrían dar en el sistema mecánico del turbo-generador se modifican y se relacionan a la frecuencia del modo subsíncrono de la red. Las figuras (4.37) a (4.41) muestran que modos torsionales pueden tender a la inestabilidad.

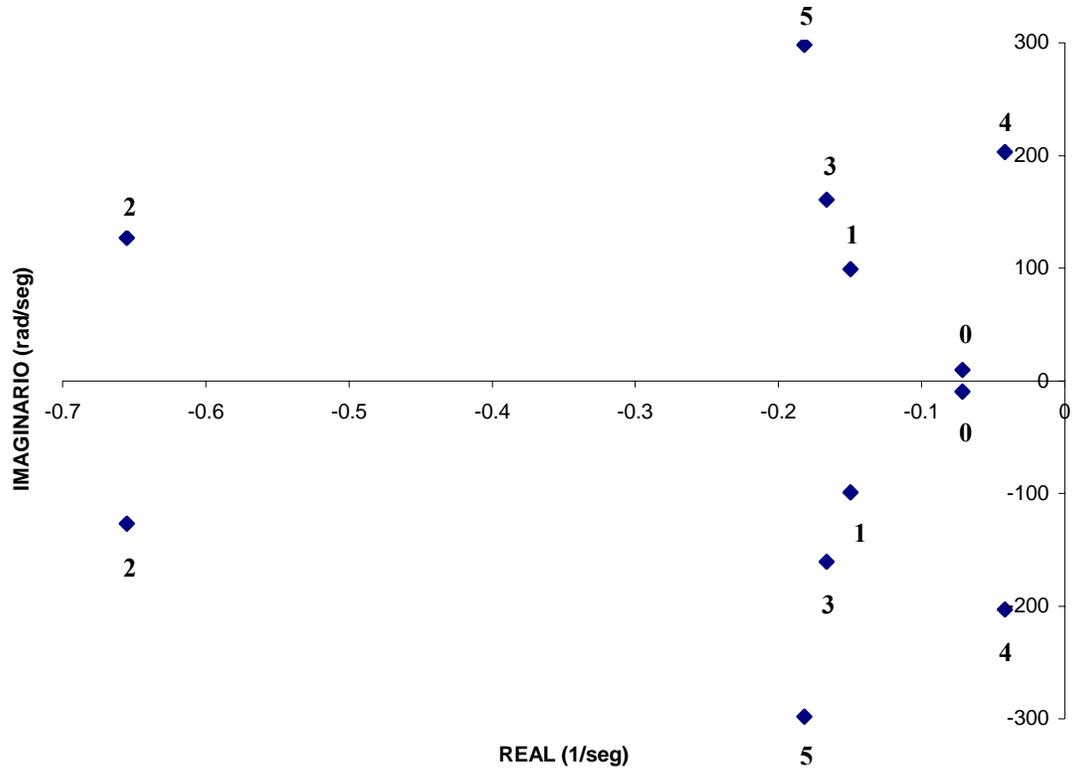


Figura 4.37 Modos torsionales sin compensación serie.

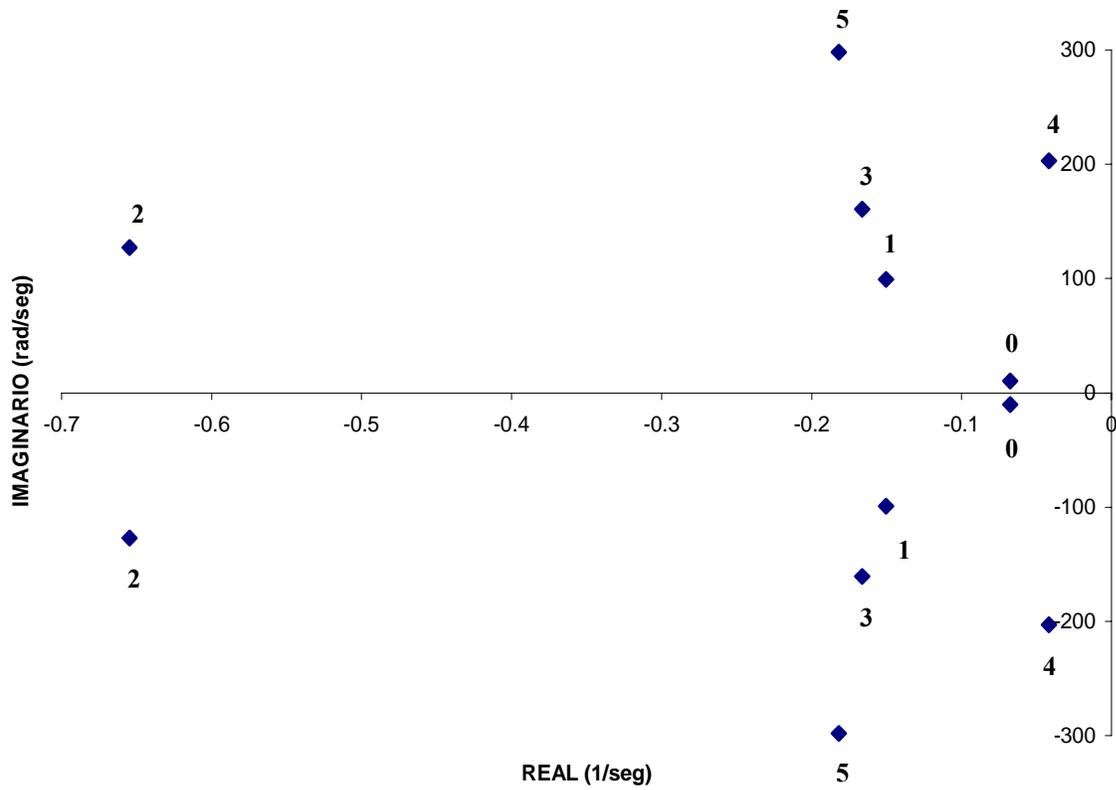


Figura 4.38 Modos torsionales con nivel de compensación del 70%.

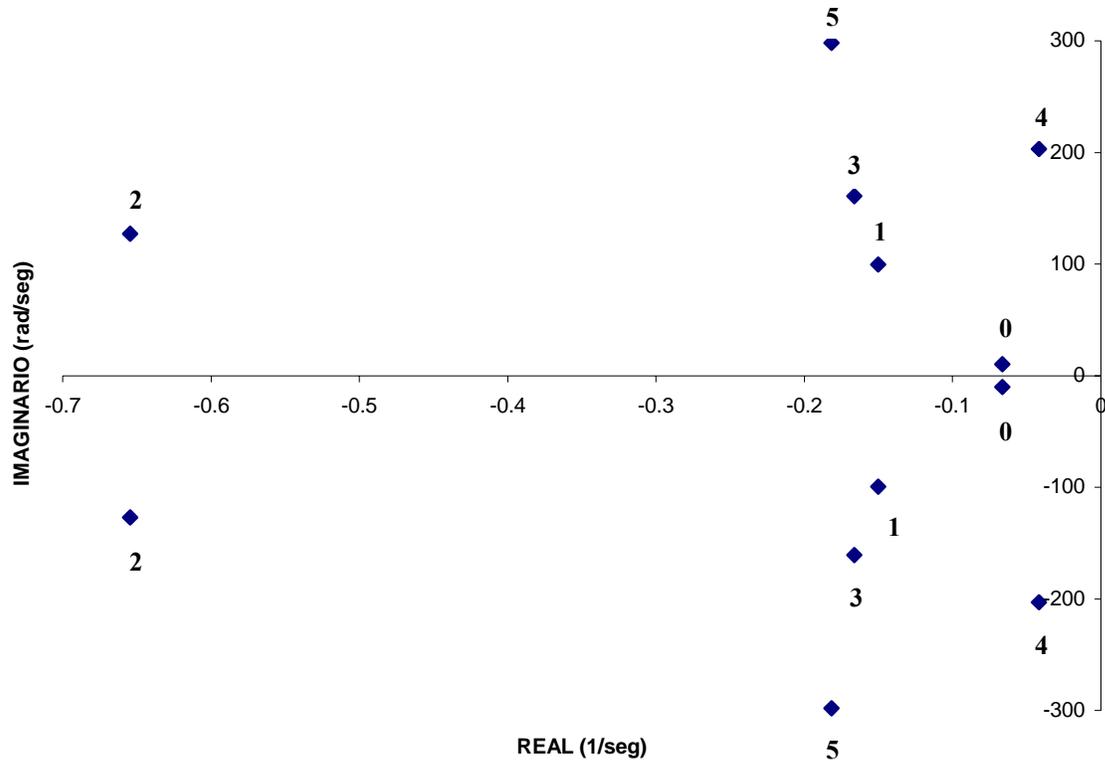


Figura 4.39 Modos torsionales con nivel de compensación del 80%.

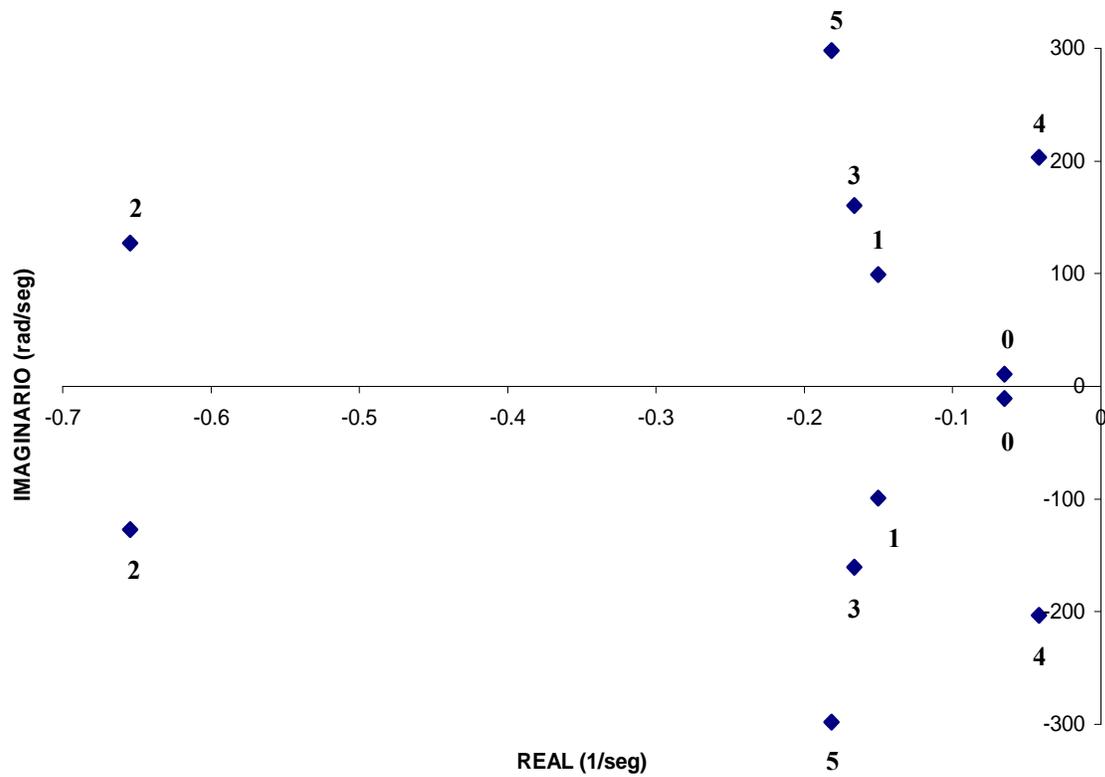


Figura 4.40 Modos torsionales con nivel de compensación del 90%.

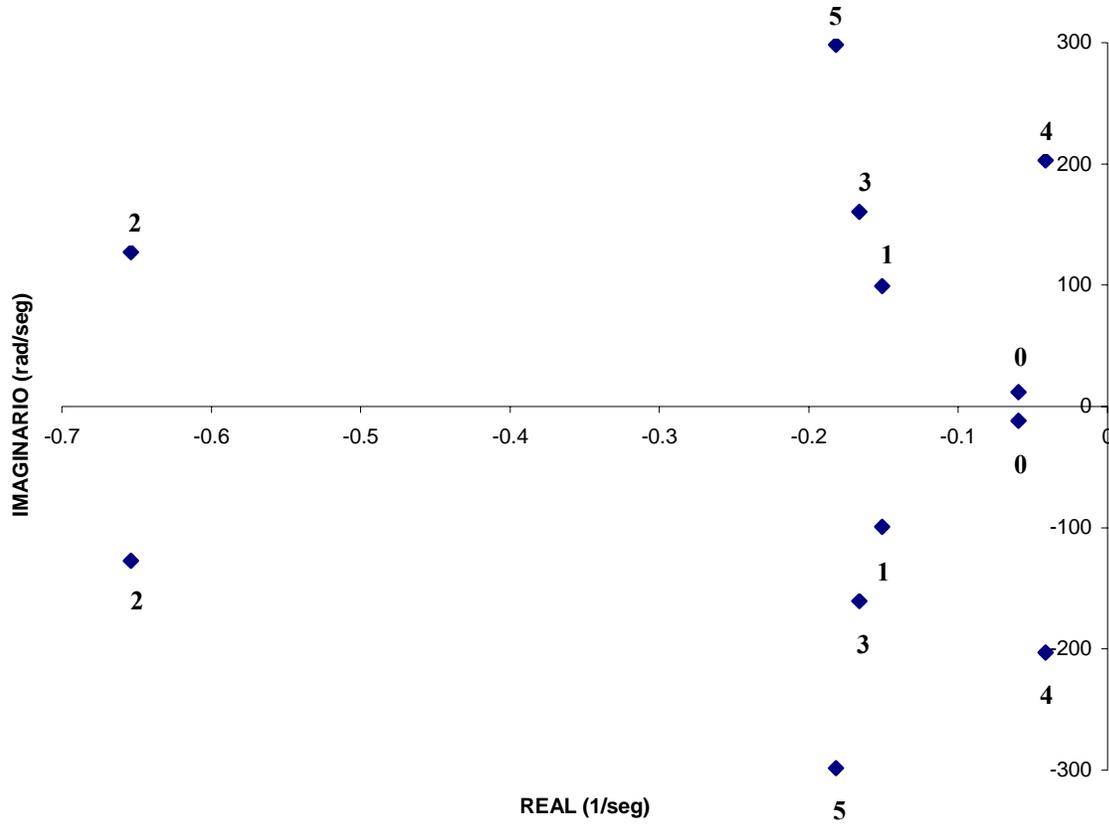


Figura 4.41 Modos torsionales con nivel de compensación del 100%.

4.5.4 Estudio de la forma de modos para la configuración del sistema de prueba, con dispositivo UPFC y diferentes niveles de compensación (0%,20%.50% y 75%).

En las figuras (4.42), (4.43), (4.44) y (4.45) se muestran la forma de los modos, con la tercera configuración de nuestro sistema de prueba.

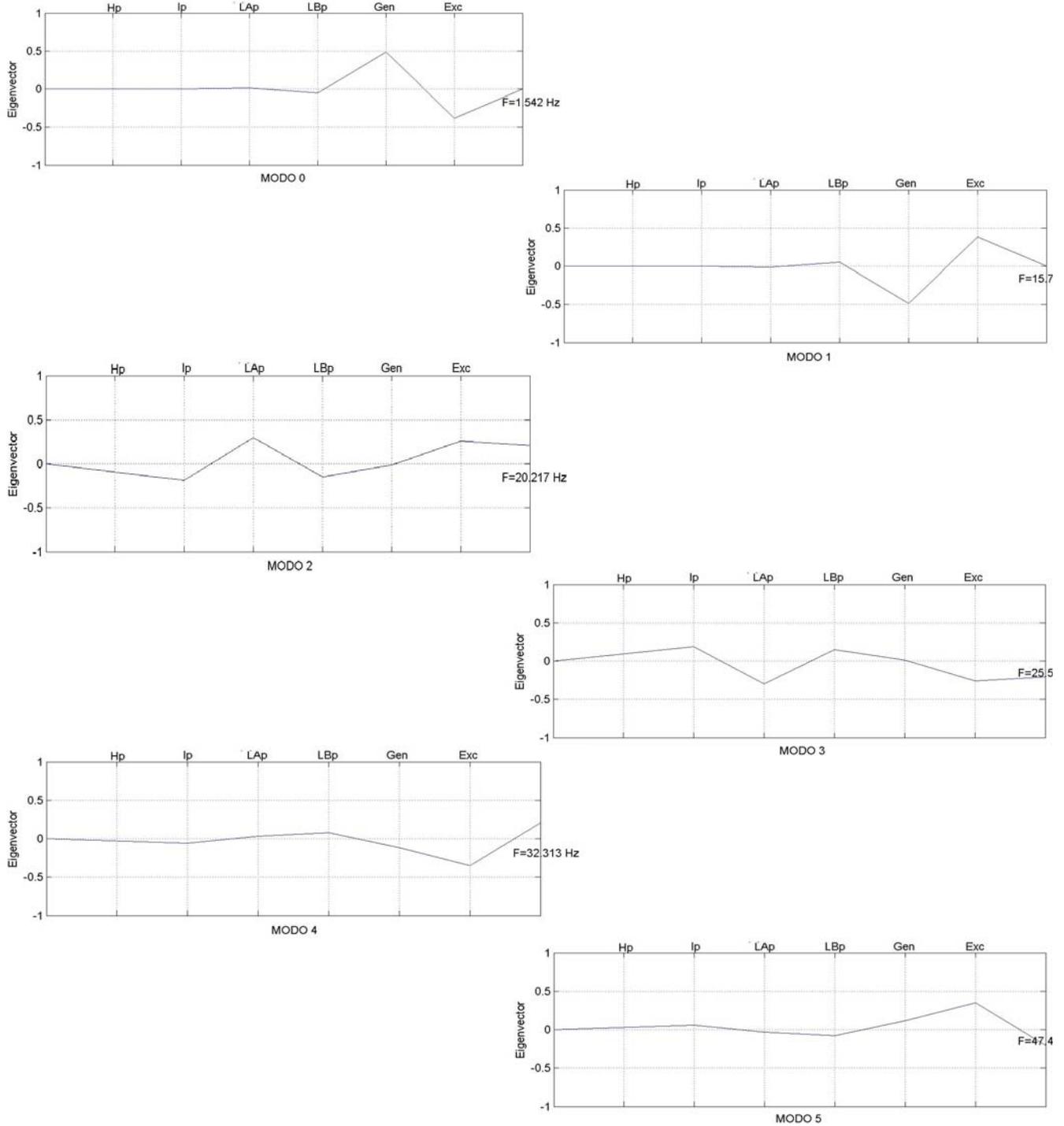


Figura 4.42 Modos Torsionales sin compensación y UPFC.

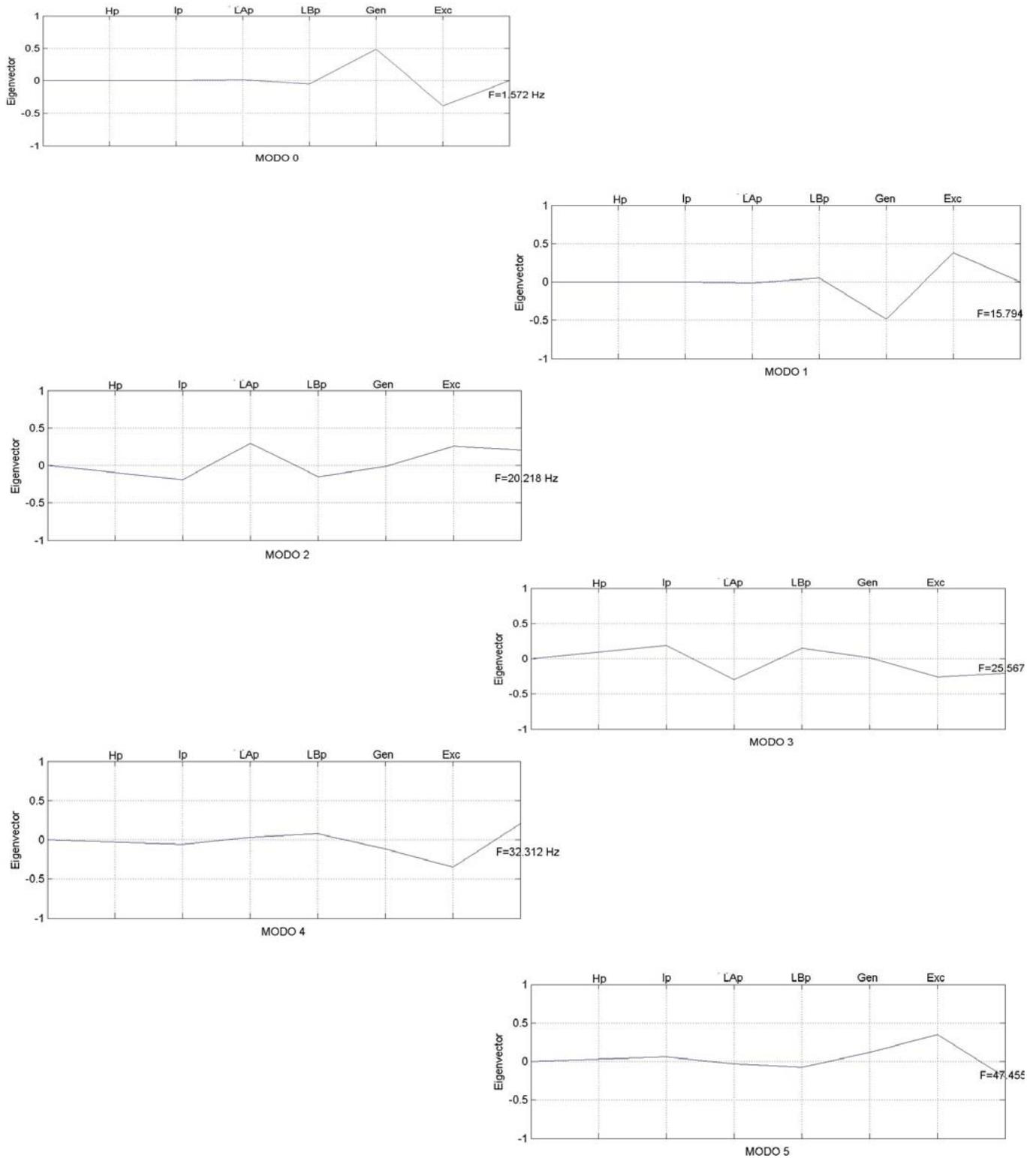


Figura 4.43 Modos Torsionales con $X_c=20\%$ y UPFC.

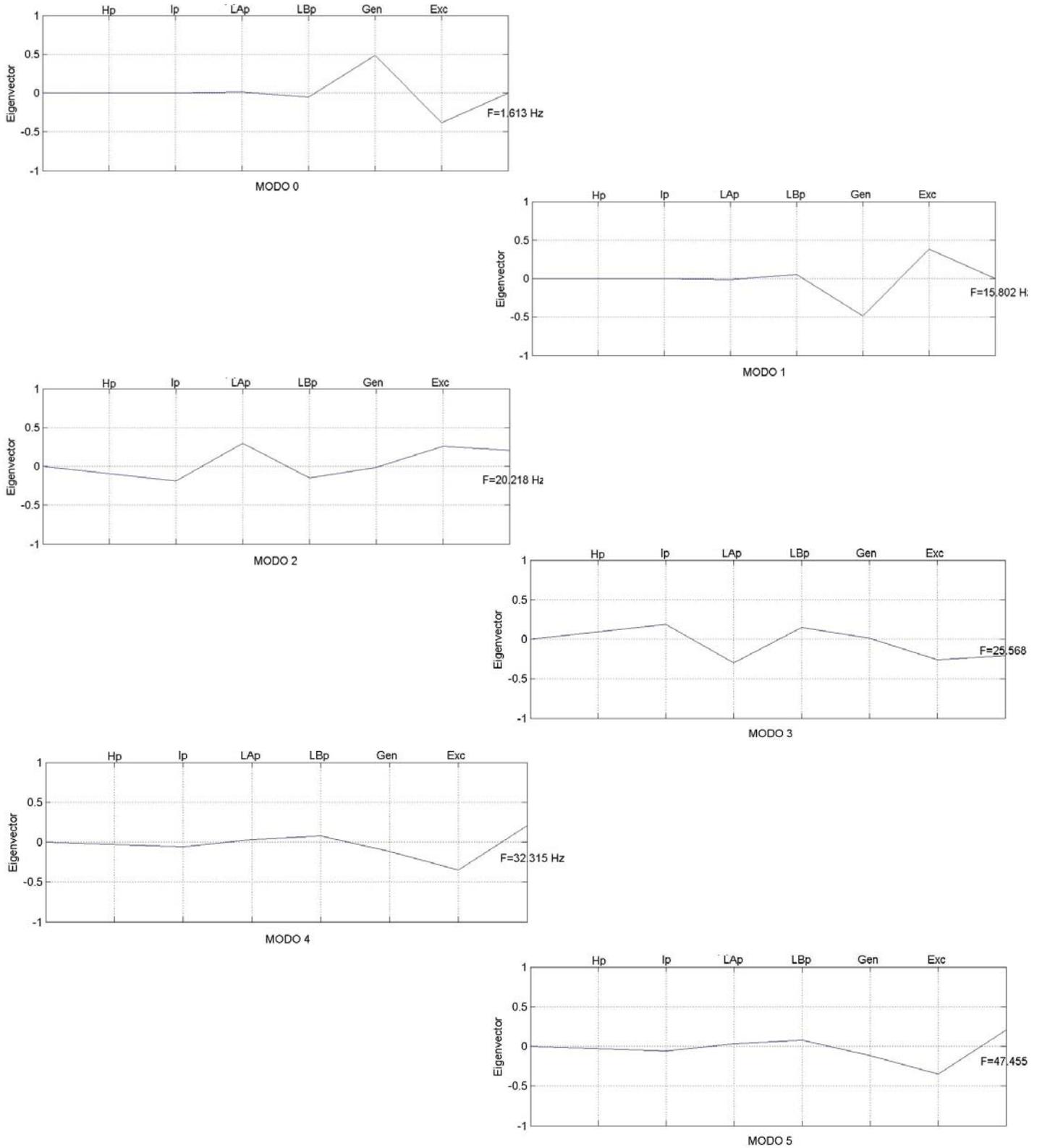


Figura 4.44 Modos Torsionales con Xc=50% y UPFC

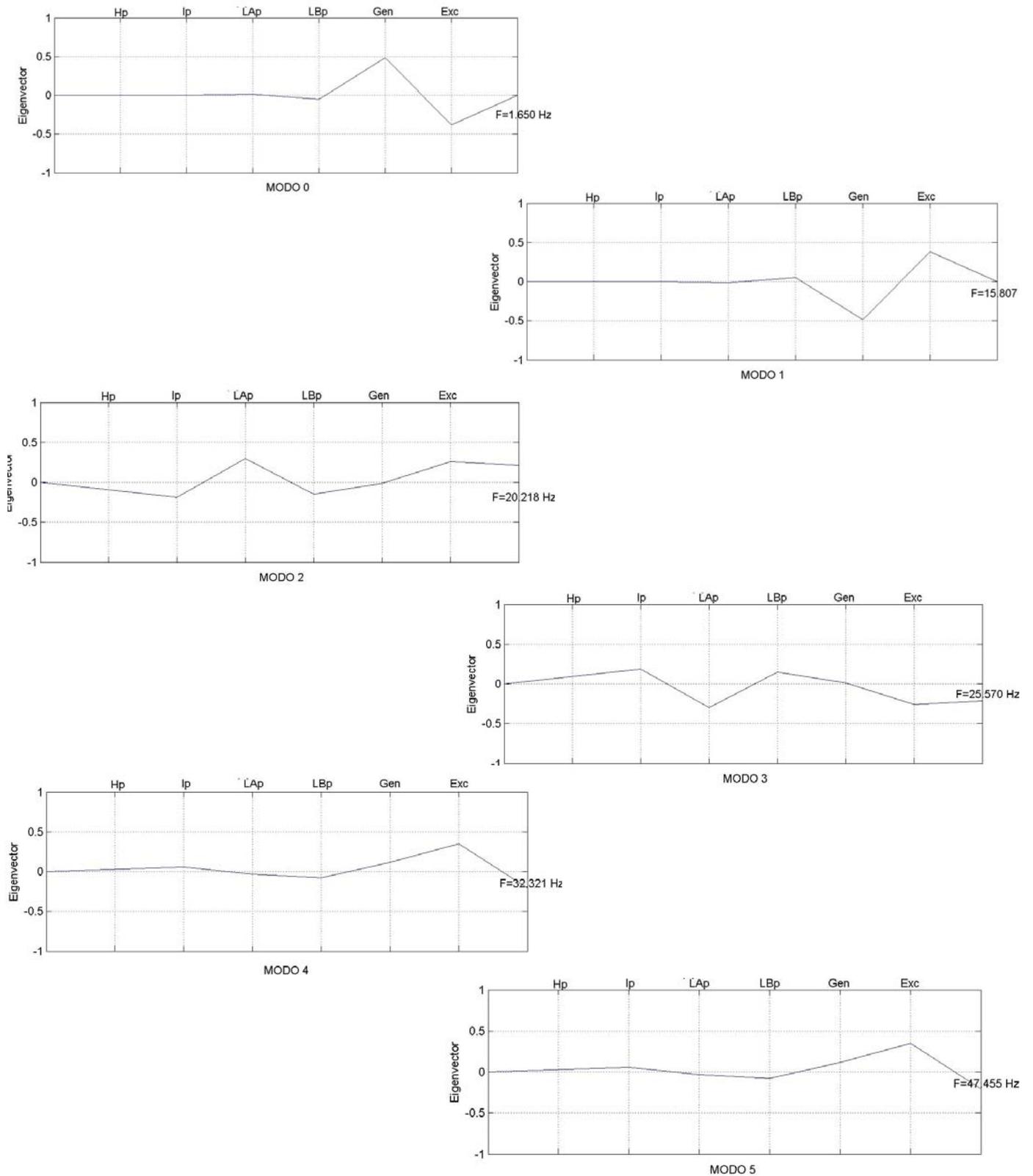


Figura 4.45 Modos Torsionales con $X_c=75\%$ y UPFC.

4.6 Simulación con PAFOS [26].

Esta herramienta computacional desarrollada por los autores de la referencia [26], la cual tiene una gran motivación de física sobre el fenómeno de RSS y el análisis de las ITSS.

En esta referencia se describen las principales características del programa de análisis de fenómenos oscilatorios subsíncronos y las del primer sistema de prueba del IEEE para el estudio de resonancia subsíncrona. Se presenta la aplicación de la técnica propuesta de análisis de valores propios al estudio de RSS, realizando estudios paramétricos para analizar el efecto del nivel de compensación, las características de modelado del sistema, las características de la carga y la inclusión de compensación controlable de potencia reactiva sobre la estabilidad de los modos torsionales. Los resultados obtenidos se comparan con otros resultados.

Al igual que la sección (4.1), se consideran cuatro configuraciones del sistema de prueba, la primera solo incluye a la compensación serie, la segunda configuración incluye al CEV, la tercera de estas configuraciones acopla al CSCT al sistema, mientras que la cuarta y última de estas configuraciones presenta a un UPFC acoplado al sistema.

En las siguientes simulaciones se acoplo el programa PAFOS con el paquete computacional MATLAB, extrayendo del primero la matriz de estado correspondiente y simulando en el segundo; además se considero el modelo de carga estática, a potencia constante, presentada en la referencia [26].

4.7 PRIMER SISTEMA DE PRUEBA DEL IEEE CON COMPENSACIÓN SERIE.

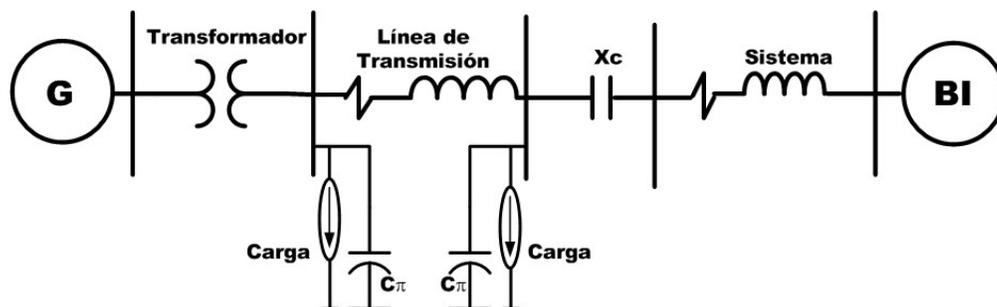


Figura 4.46 Sistema de prueba IEEE con capacitor fijo serie.

La Tabla (4.24) resume las variables utilizadas en este análisis con el objeto de permitir una mejor comprensión de los resultados obtenidos.

Tabla 4.24

Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie.

Número	Variable	Número	Variable
1	ω_H	21	X_{e3}
2	θ_H	22	T_H
3	ω_I	23	T_I
4	θ_I	24	T_A
5	ω_A	25	a
6	θ_A	26	g
7	ω_B	27	X_{r1}
8	θ_B	28	X_{r2}
9	ω_G	29	X_{r3}
10	θ_G	30	X_{r4}
11	ω_E	31	X_{r5}
12	θ_E	32	X_{r6}
13	i_d	33	X_{r7}
14	i_q	34	X_{r8}
15	i_{fd}	35	X_{r9}
16	i_{k1d}	36	X_{r10}
17	i_{k1q}	37	X_{carga1}
18	i_{k2q}	38	X_{carga2}
19	X_{e1}	39	X_{carga3}
20	X_{e2}	40	X_{carga4}

Las características de estabilidad ante disturbios pequeños del modelo del sistema de prueba modificado del IEEE [15] están determinadas por 40 modos de oscilación asociados con la interacción de los distintos elementos dinámicos. El caso base de operación en este análisis corresponde a un nivel de compensación del 50% de la reactancia total de la línea de transmisión y la inductancia equivalente del sistema [57,58,59].

4.7.1 Características de estabilidad ante disturbios pequeños

Los modos de oscilación del sistema en estudio, determinados por PAFOS-MATLAB, PAFOS y otros trabajos, se presentan en la Tabla (4.25). En esta tabla, la columna 2 presenta los modos de oscilación del estudio hecho con PAFOS-MATLAB; mientras que la columna 3 presenta los modos asociados a la representación multimasas simulada con PAFOS. Con el objeto de enfatizar la validez de los resultados obtenidos, la columna 4 describe los resultados obtenidos por otros autores [54]. Los resultados obtenidos son prácticamente idénticos enfatizando la validez de las herramientas de simulación desarrollada. Los modos de oscilación se numeran para permitir un mejor análisis de los resultados. Es importante notar que el modelo dinámico en PAFOS y PAFOS-MATLAB es de mayor dimensión que el modelo utilizado en la referencia citada por lo que algunos eigenvalores no están presentes en esta última investigación.

Tabla 4.25

Eigenvalores para el sistema de prueba de IEEE. Caso base de operación con nivel de compensación de 50%.*

Modo de oscilación	Eigenvalores calculados usando PAFOS-MATLAB Multimasas	Eigenvalores calculados por PAFOS-Multimasas	Eigenvalores calculados en la referencia [54]
1	-8.9924±282969.5910i	-6.9769±j 252581.35	-
2	-8.0687±263944.6693i	-7.7160±j 270678.63	-
3	-0.2727±263019.6011i	-1.8861±j 373511.34	-
4	-0.2727±263773.5834i	-1.6640±j 372047.87	-
5	-10000.0089	-10000.010	-
6	-7.5306±517.7007i	-7.1013±j590.97	-7.0995±j590.99
7	-500.01239624	-499.976	-499.977
8	-0.1817±298.1766i	-0.1817±j 298.17	-0.1818±j 298.18
9	-0.2209±203.0060i	-0.0231±j 202.71	-0.0231±j 202.72
10	0.2203±160.6178i	0.7982±j 160.80	0.7983±j 160.81
11	-0.6659±127.0211i	-0.6414±j 127.07	-0.6415±j 127.07
12	-0.2415±99.1459i	-0.1100±j 99.49	-0.1101±j 99.50
13	-0.7978±10.0430i	-0.1960±j 10.01	-0.1961±j 10.02
14	-6.4580±237.7580i	-6.9334±j 162.48	-6.9314±j 162.49
15	-	-101.690	-101.673
16	-	-32.085	-32.118
17	-	-24.805	-24.805
18	-24.7836	-8.094	-8.087
19	-7.0935	-4.8387±j 0.2885	-4.8391±j 0.2884
20	-	-0.1483	-0.1418
21	-0.1042	-3.931	-3.930
22	-4.4251	-1.803	-1.803
23	-1.0675	-3.307	-3.303
24	-2.2114		

* Parte real en (1/seg). Parte imaginaria en (rad/s).

Tabla 4.26

Eigenvalores para el sistema de prueba, con caso base de operación $X_c = 50\%$ *

Modo Torsional	$X_c = 50\%$
5	-0.1817±298.1766i
4	-0.2209±203.0060i
3	0.2203±160.6178i
2	-0.6659±127.0211i
1	-0.2415±99.1459i
0	-0.7978±10.0430i
5	47.456 Hz
4	32.309 Hz
3	25.563 Hz
2	20.216 Hz
1	15.780 Hz
0	1.598 Hz

* Parte real en (1/seg). Parte imaginaria en (rad/s).

Las características de todos los modos de oscilación fueron evaluadas, como en las secciones anteriores, mediante el análisis de factores de participación [55,56] y forma de los modos. La Tabla (4.26) sintetiza las características de los modos de oscilación del sistema en estudio. Los modos se clasifican de acuerdo a la fuente principal de origen en cuatro grandes grupos.

6. Los modos asociados con la red de transmisión.
7. Los modos asociados con la dinámica torsional del turbo generador.
8. Los modos subsíncronos y supersíncronos asociados con la red.
9. Los modos asociados con los elementos de control de excitación y velocidad.

Tabla 4.27

Modos torsionales del turbo generador y modo subsíncrono de red y ($X_c=50\%$).

Modo torsional de oscilación	Descripción
-0.1817±298.1766i	Modo torsional 5
-0.2209±203.0060i	Modo torsional 4
0.2203±160.6178i	Modo torsional 3
-0.6659±127.0211i	Modo torsional 2
-0.2415±99.1459i	Modo torsional 1
-0.7978±10.0430i	Modo torsional 0
-6.4580±237.7580i	Modo subsíncrono de la red

Tabla 4.28

Características de los modos de oscilación del sistema ($X_c=50\%$)

Modo de oscilación	Eigenvalor	Frecuencia (Hz)	Origen
8	-0.1817±298.1766i	47.456	Modos torsionales de la máquina síncrona
9	-0.2209±203.0060i	32.309	
10	0.2203±160.6178i	25.563	
11	-0.6659±127.0211i	20.216	
12	-0.2415±99.1459i	15.780	
13	-0.7978±10.0430i	1.598	
15	-6.4580±237.7580i	37.83	Modo subsíncrono de la red
6	-7.5306±517.7007i	82.39	Modo supersíncrono de la red
5	-10000.0089	-	Otros modos de oscilación
7	-500.01239624	-	
18	-24.7836	-	
19	-7.0935	-	
21	-0.1042	-	
22	-4.4251	-	
23	-2.2114	-	
24	-1.0675	-	

4.7.2. Influencia del nivel de compensación

La inclusión de compensación capacitiva en serie aumenta el riesgo de resonancia subsíncrona en un sistema de potencia. Este efecto se analizó variando el grado de compensación serie en la red. La condición de operación en el sistema se determinó mediante estudios sucesivos de flujos de potencia para cada nivel de compensación. El apéndice B de esta tesis describe las condiciones iniciales de operación para una condición de compensación en la red del 50% referida a la inductancia total de la línea de transmisión y la inductancia equivalente del sistema (X_{sys}). Los modos mecánicos del turbo generador interactúan con el modo subsíncrono de la red provocando resonancias que pueden causar vibraciones en las flechas con la consecuente fatiga y eventual ruptura de la misma. El análisis de estabilidad ante disturbios pequeños que se presenta a continuación ofrece una interpretación útil del fenómeno de resonancia subsíncrona.

La Tabla (4.29) muestra los modos torsionales y el modo subsíncrono de la red para el nivel base de compensación.

Tabla 4.29

Modos torsionales y modo subsíncrono de red para el nivel base de operación $X_c=50\%$.

Modo torsional	$X_c=50\%$
5	-0.1817±298.1766i
4	-0.2209±203.0060i
3	0.2203±160.6178i
2	-0.6659±127.0211i
1	-0.2415±99.1459i
0	-0.7978±10.0430i
Modo subsíncrono de la red	-6.4580±237.7580i

4.8 PRIMER SISTEMA DE PRUEBA MODIFICADO DEL IEEE CON COMPENSACIÓN SERIE Y CEV.

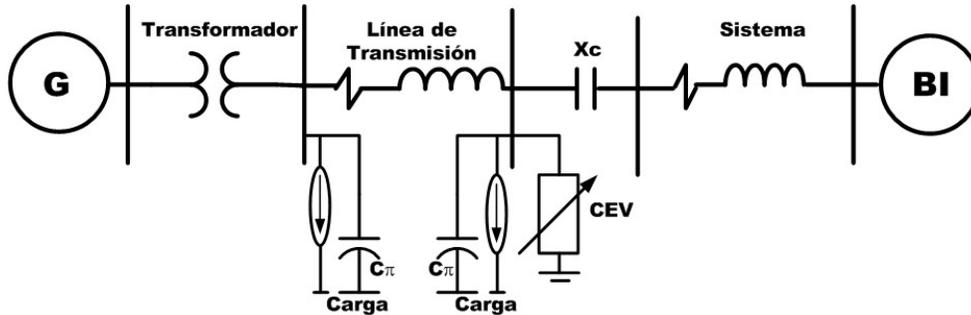


Figura 4.47 Sistema de prueba IEE con capacitor fijo serie y CEV.

La Tabla (4.30) resume las variables utilizadas en este análisis con el objeto de permitir una mejor comprensión de los resultados obtenidos.

Tabla 4.30

Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie y CEV

Número	Variable	Número	Variable
1	ω_H	25	a
2	θ_H	26	g
3	ω_I	27	X_{r1}
4	θ_I	28	X_{r2}
5	ω_A	29	X_{r3}
6	θ_A	30	X_{r4}
7	ω_B	31	X_{CEV1}
8	θ_B	32	X_{CEV1}
9	ω_G	33	X_{CEV2}
10	θ_G	34	X_{CEV4}
11	ω_E	35	X_{con1}
12	θ_E	36	X_{con2}
13	i_d	37	X_{con3}
14	i_q	38	X_{r5}
15	i_{fd}	39	X_{r6}
16	i_{k1d}	40	X_{r7}
17	i_{k1q}	41	X_{r8}
18	i_{k2q}	42	X_{r9}
19	X_{e1}	43	X_{r10}
20	X_{e2}	44	X_{carga1}
21	X_{e3}	45	X_{carga2}
22	T_H	46	X_{carga3}
23	T_I	47	X_{carga4}
24	T_A		

4.8.1 Características de estabilidad ante disturbios pequeños

Al igual que en la tabla (4.24), la columna 2 presenta los modos de oscilación del estudio hecho con PAFOS-MATLAB; mientras que la columna 3 presenta los modos asociados a la

representación multimasas simulada con PAFOS la columna 4 describe los resultados obtenidos por otros autores [54].

Tabla 4.31

Eigenvalores para el sistema de prueba de IEEE. Caso base de operación con nivel de compensación de 50% y CEV.*

Modo de oscilación	Eigenvalores calculados usando PAFOS-MATLAB - CEV	Eigenvalores calculados por PAFOS- CEV	Eigenvalores calculados en la referencia [54] incluyendo CEV
1	-	-6.6290±j52136.36	-6.9769±j252581.35
2	-	-7.7576±j57657.04	-7.7160±j270678.63
3	-9.7922±227257.0440i	-1.2812±j115307.05	-1.8861±j373511.34
4	-8.4329±203085.8639i	-1.2799±j116086.41	-1.6640±j372047.87
5	-10000.01	-10002.32	-10000.01
6	-303.5659±632.8475i	-6.620342±j590.97	-7.1013±j590.97
7	-500.0189	-499.9738	-499.976
8	-0.1817±298.1766i	-0.1818±j298.19	-0.1817±j298.17
9	-0.0425±202.7898i	-0.0594±j202.68	-0.0231±j202.71
10	0.1673±160.4738i	0.6521±j160.75	0.7982±j 160.80
11	-0.6583±126.97492i	-0.6401±j127.07	-0.6414±j127.07
12	-0.1508±98.5424i	-0.1129±j99.47	-0.1100±j99.49
13	-6.2980±2.0174i	-0.2811±j10.07	-0.1960±j 10.01
14	-102.5394	-8.4414±j163.13	-6.9334±j162.48
15	-	-102.3101	-101.69
16	-24.55405558	-40.5957±j11.63	-32.08
17	-5.93408624	-24.9380	-24.80
18	-2.1123±1.7083i	-6.2987	-3.93
19	-0.1436	-4.6984±j0.5299	-4.8387±j0.285
20	-4.8893	-0.1417	-0.148
21	-1.3874	-4.5523	-3.307
22	-	-1.4298	-8.094
23	-0.0000±376.00i	-2.8817	-1.803
24		-1.5939±j373.60	

* Parte real en (1/seg). Parte imaginaria en (rad/s).

La operación del **RCT** en el CEV, esta descrita en la Tabla (4.32)

Tabla 4.32

Condiciones de operación del **RCT** del CEV.

CEV	$X_c=50\%$		
Voltaje inicial del CEV	1.00 p.u.	Suceptancia en c.i-TCR	-1.716 p.u
Potencia reactiva del CEV en c.i..	-1.716 p.u.	Bsvcmín=	-3.550
Ángulo de conducción de Tiristores.	-151.94°	Bsvcmáx=	0.334 p.u.

Tabla 4.33Características de los modos de oscilación del sistema ($X_c=50\%$)

Modo de oscilación	Eigenvalor	Frecuencia (Hz)	Origen
8	-0.1817±298.1766i	47.456	Modos torsionales de la máquina síncrona
9	-0.0425±202.7898i	32.275	
10	0.1673±160.4738i	25.540	
11	-0.6583±126.97492i	20.209	
12	-0.1508±98.5424i	15.684	
13	-6.2980±2.0174i	0.321	
14	-6.2980±2.0174i	0.3210	Modo subsíncrono de la red
6	-303.5659±632.8475i	100.7208	Modo supersíncrono de la red
5	-500.0189	-	Otros modos de oscilación
7	-10000.01	-	
18	-102.5394	-	
19	-24.55405558	-	
21	-5.93408624	-	
22	-0.1436	-	
23	-4.8893	-	
24	-1.3874	-	

4.9 PRIMER SISTEMA DE PRUEBA MODIFICADO DEL IEEE CON COMPENSACIÓN SERIE Y CSCT.

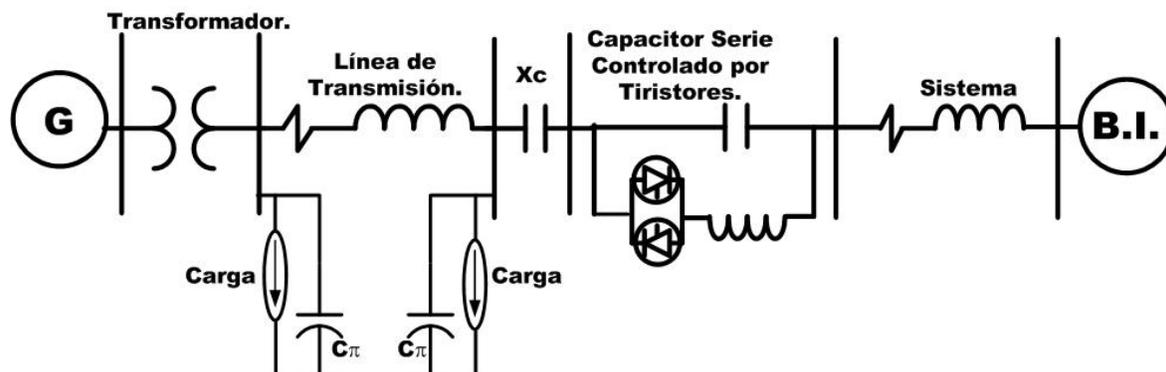


Figura 4.48 Sistema de prueba IEEE con capacitor fijo serie y CSCT.

La Tabla (4.34) resume las variables utilizadas en este análisis con el objeto de permitir una mejor comprensión de los resultados obtenidos.

Tabla 4.34

Número	Variable	Número	Variable
1	ω_H	26	g
2	θ_H	27	X_{r1}
3	ω_I	28	X_{r2}
4	θ_I	29	X_{r3}
5	ω_A	30	X_{r4}
6	θ_A	31	X_{CSCT1}
7	ω_B	32	X_{CSCT2}
8	θ_B	33	X_{CSCT3}
9	ω_G	34	X_{CSCT4}
10	θ_G	35	X_{con1}
11	ω_E	36	X_{con2}
12	θ_E	37	X_{con3}
13	i_d	38	X_{r5}
14	i_q	39	X_{r6}
15	i_{fd}	40	X_{r7}
16	i_{k1d}	41	X_{r8}
17	i_{k1q}	42	X_{r9}
18	i_{k2q}	43	X_{r10}
19	X_{e1}	44	X_{carga1}
20	X_{e2}	45	X_{carga2}
21	X_{e3}	46	X_{carga3}
22	T_H	47	X_{carga4}
23	T_I	26	g
24	T_A		

Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie y CSCT.

4.9.1 Características de estabilidad ante disturbios pequeños

Al igual que en las tablas anteriores, la columna 2 presenta los modos de oscilación del estudio hecho con PAFOS-MATLAB; la columna 3 describe los resultados obtenidos por otros autores [33].

Tabla 4.35

Eigenvalores para el sistema de prueba modificado de IEEE. Caso base de operación con nivel de compensación de 50% y CSCT.*

Modo de oscilación	Eigenvalores calculados usando PAFOS-MATLAB – CSCT.	Eigenvalores calculados en la referencia [33]
1	-9.7983±227255.9539i	-
2	-8.4335±203085.7403i	-
3	-0.0728±636272.6165i	-
4	-0.0728±635518.6342i	-
5	-0.2727±263773.5834i	-
6	-0.2727±263019.6011i	-
7	-812.6771±456.6896i	-
8	-10000.0107	-
9	-489.4011	-
10	-38.5139±525.6086i	-
11	-500.0842	-
12	-370.6688	-
13	-0.1818±298.1766i	-0.0069±298.1748i
14	-0.3137±203.1080i	-0.0157±202.9845i
15	-0.3268±160.7441i	-0.0175±160.5982i
16	-0.6945±127.0714i	-0.7414±127.0145i
17	-0.5703±99.8266i	-0.0502±98.9161i
18	0.3185±14.7350i	0.98018±11.4479i
19	-32.1917±271.2085i	-43.2911±51.2205i
20	-101.1819	-
21	-35.2369	-
22	-24.9096	-
23	-216.8164	-
24	-9.78504	-

* Parte real en (1/seg). Parte imaginaria en (rad/s).

Tabla 4.36

Condiciones de operación del *RCT* del CSCT.

CSCT	$X_c=50\%$
Ángulo Generador Sincrono	77.58°
Voltaje inicial del CSCT	0.079
Potencia Activa inicial del sistema	0.891
Ángulo de conducción de Tiristores.	150.0°
Xtesc de trabajo	-1.131

Tabla 4.37
Características de los modos de oscilación del sistema ($X_c=50\%$)

Modo de oscilación	Eigenvalor	Frecuencia (Hz)	Origen
13	$-0.1818 \pm 298.1766i$	47.456	Modos torsionales de la máquina síncrona
14	$-0.3137 \pm 203.1080i$	32.326	
15	$-0.3268 \pm 160.7441i$	25.583	
16	$-0.6945 \pm 127.0714i$	20.224	
17	$-0.5703 \pm 99.8266i$	15.888	
18	$0.3185 \pm 14.7350i$	2.345	
19	$-32.1917 \pm 271.2085i$	43.16	Modo subsíncrono de la red
7	$-812.6771 \pm 456.6896i$	72.68	Modo supersíncrono de la red
8	-10000.0107	-	Otros modos de oscilación
9	-489.4011	-	
20	-101.1819	-	
21	-35.2369	-	
22	-24.9096	-	
23	-216.8164	-	
24	-9.78504	-	
11	-500.0842	-	

4.10 PRIMER SISTEMA DE PRUEBA DEL IEEE CON COMPENSACIÓN SERIE Y UPFC.

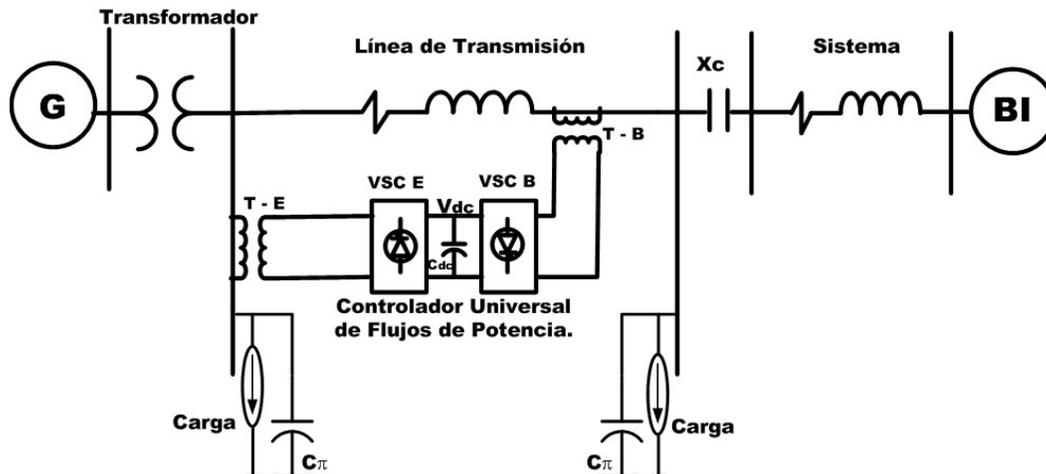


Figura 4.49 Sistema de prueba IEEE con capacitor fijo serie y UPFC.

La Tabla (4.38) resume las variables utilizadas en este análisis con el objeto de permitir una mejor comprensión de los resultados obtenidos.

La incorporación del UPFC al FBM, aumenta el número de variables en la matriz de estado, los controles asociados al dispositivo FACTS, pueden variar en las variables que aportan al estudio.

Tabla 4.38

Variables de estado utilizadas en el estudio con capacitor serie y UPFC.

Número	Variable	Número	Variable
1	ω_H	32	X_{UPFC2}
2	θ_H	33	X_{UPFC3}
3	ω_I	34	X_{UPFC4}
4	θ_I	35	X_{UPFC5}
5	ω_A	36	X_{con1-1}
6	θ_A	37	X_{con1-2}
7	ω_B	38	X_{con1-3}
8	θ_B	39	X_{con1-4}
9	ω_G	40	X_{con1-5}
10	θ_G	41	X_{con2-1}
11	ω_E	42	X_{con2-2}
12	θ_E	43	X_{con2-3}
13	i_d	44	X_{con2-4}
14	i_q	45	X_{con3-1}
15	i_{fd}	46	X_{con3-2}
16	i_{k1d}	47	X_{con3-3}
17	i_{k1q}	48	X_{con3-4}
18	i_{k2q}	49	X_{r5}
19	X_{e1}	50	X_{r6}
20	X_{e2}	51	X_{r7}
21	X_{e3}	52	X_{r8}
22	T_H	53	X_{r9}
23	T_I	54	X_{r10}
24	T_A	55	X_{carga1}
25	a	56	X_{carga2}
26	g	57	X_{carga3}
27	X_{r1}	58	X_{carga4}
28	X_{r2}		
29	X_{r3}		
30	X_{r4}		
31	X_{UPFC1}		

4.10.1 Características de estabilidad ante disturbios pequeños

Los modos de oscilación del sistema en estudio, determinados por PAFOS-MATLAB, PAFOS y otros trabajos, se presentan en la Tabla (4.39). Al igual que en la tabla (4.26), la columna 2 presenta los modos de oscilación del estudio hecho con PAFOS-MATLAB; mientras que la columna 3 presenta los modos asociados a la representación multimasas simulada con PAFOS la columna 4 describe los resultados obtenidos por otros autores [54].

Tabla 4.39

Eigenvalores para el sistema de prueba modificado de IEEE. Caso base de operación con nivel de compensación de 50% y UPFC.*

Modo de oscilación	Eigenvalores calculados usando PAFOS-MATLAB-UPFC	Eigenvalores calculados en la referencia [47]
1	-0.0728±635896.2767i	-
2	-0.1727±486693.0030i	-
3	-0.2727±263396.6385i	-
4	-94.2555±41470.6294i	-
5	-837.7350	-
6	-7.5674±555.9453i	-
7	-213.1540	-
8	-0.1817±298.1766i	±298.1685i
9	-0.8282±203.8389i	±202.8212i
10	-0.2483±160.3514i	±160.5353i
11	-0.6697±126.9559i	±126.9831i
12	-0.2253±98.3836i	±98.7339i
13	1.6674±4.7814i	-
14	-6.3528±199.9010i	-
15	-188.4955±376.991i	-
16	-24.6516	-
17	-11.0802	-
18	-5.0717	-
19	-3.9981	-
20	-0.1304	-
21	-0.4211	-
22	-188.4799	-
23	-0.3455	-
24	-1.0009	-

* Parte real en (1/seg). Parte imaginaria en (rad/s).

Tabla 4.40

Características de los modos de oscilación del sistema ($X_c=50\%$)

Modo de oscilación	Eigenvalor	Frecuencia (Hz)	Origen
8	-0.1817±298.1766i	47.456	Modos torsionales de la máquina síncrona
9	-0.8282±203.8389i	32.442z	
10	-0.2483±160.3514i	20.206	
11	-0.6697±126.9559i	25.521	
12	-0.2253±98.3836i	15.658	
13	1.6674±4.7814i	0.761	
14	-6.3528±199.9010i		Modo subsíncrono de la red
6	-7.5674±555.9453i		Modo supersíncrono de la red
16	-837.7350	-	Otros modos de oscilación
17	-213.1540	-	
18	-24.6516	-	
19	-11.0802	-	
20	-5.0717	-	
21	-3.9981	-	
22	-188.4799	-	
23	-0.4211	-	
24	-0.1304	-	

4.10.2 Forma de los modos.

A continuación se muestran la *forma de los modos* encontradas al analizar el fenómeno de interacciones torsionales subsíncronas, para cada una de las configuraciones presentadas con el FBM [15].

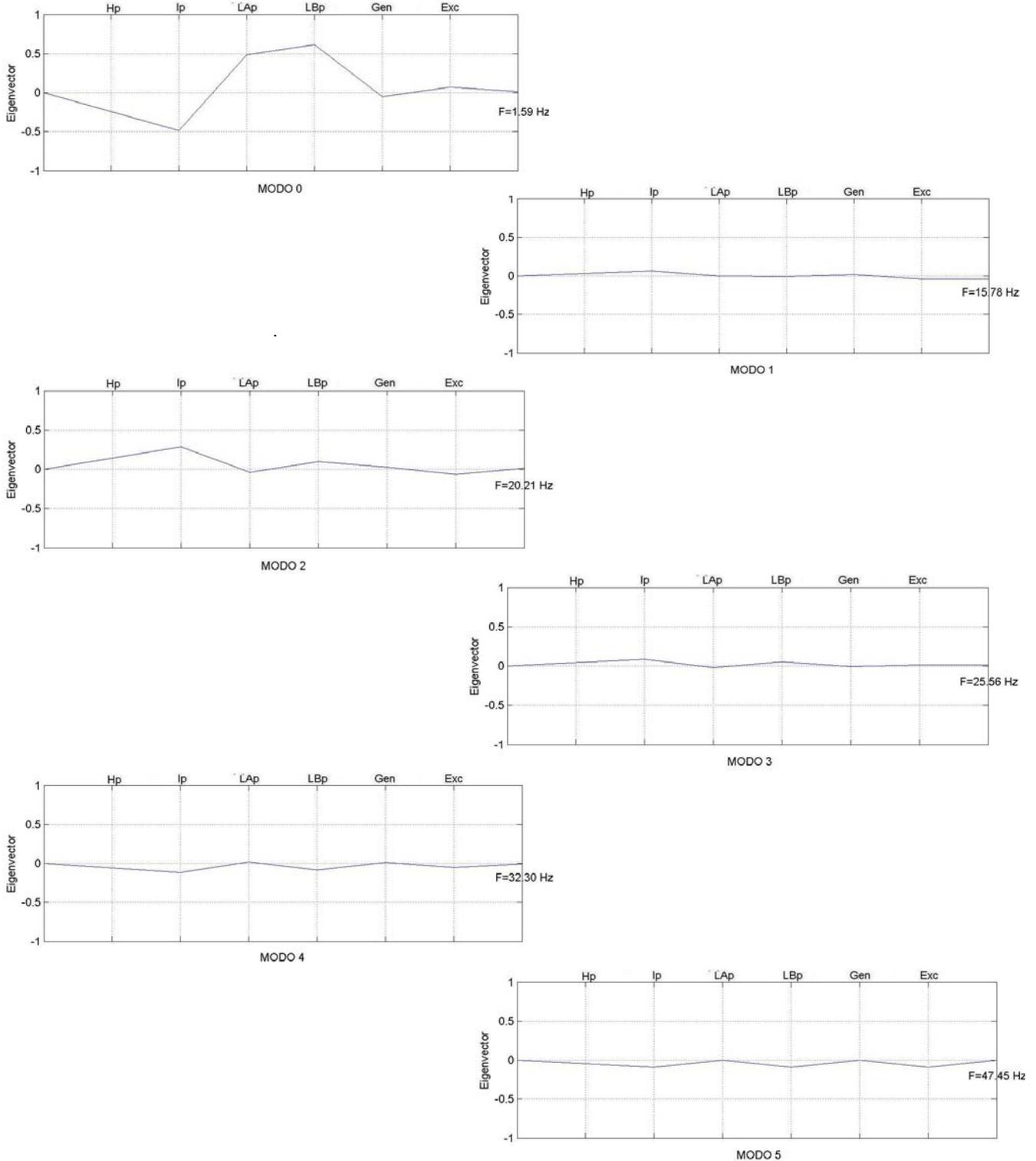


Figura 4.50 Modos Torsionales con Xc=50%

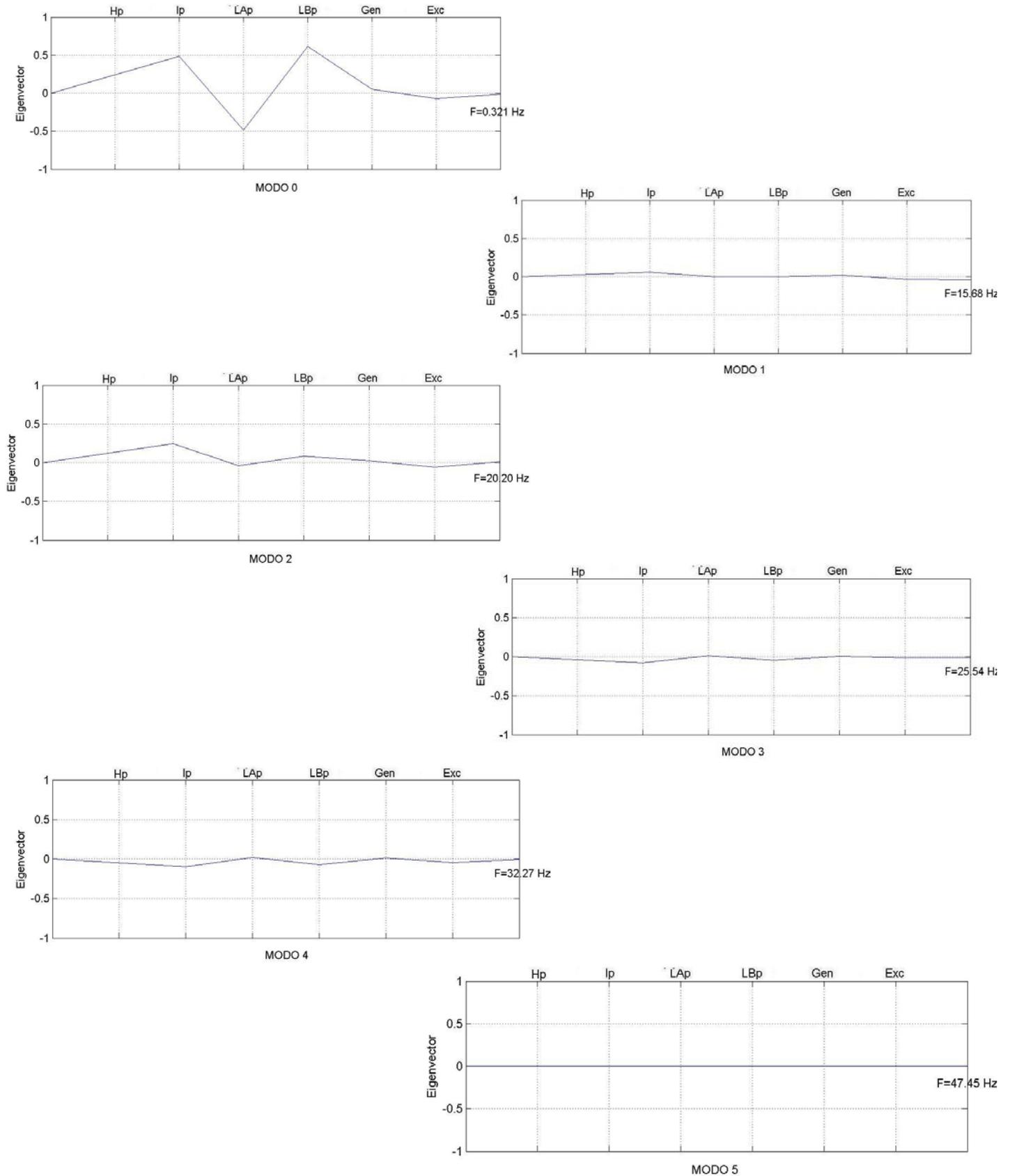


Figura 4.51 Modos Torsionales con Xc=50% y CEV.

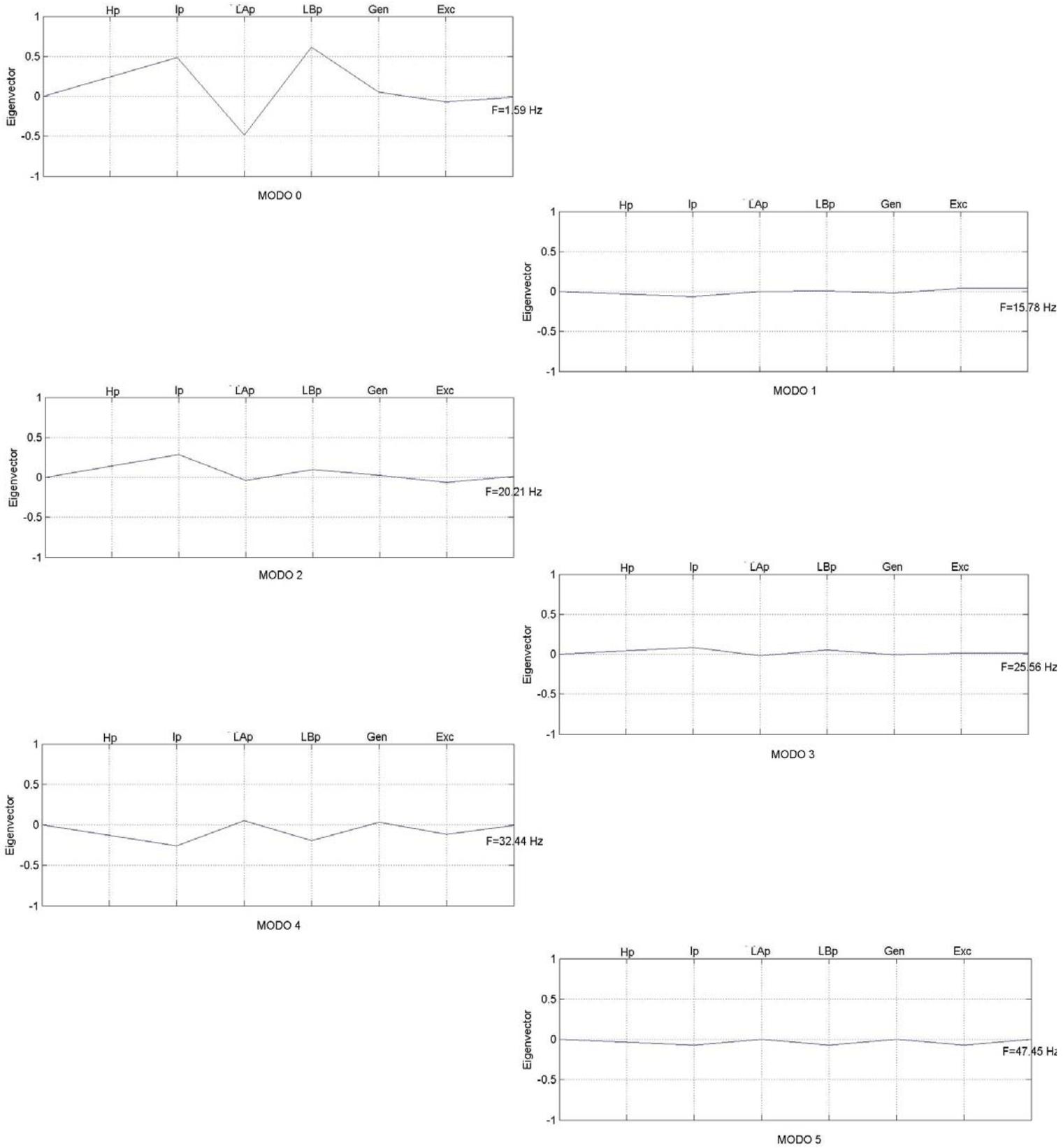


Figura 4.52 Modos Torsionales con $X_c=50\%$ y CSCT

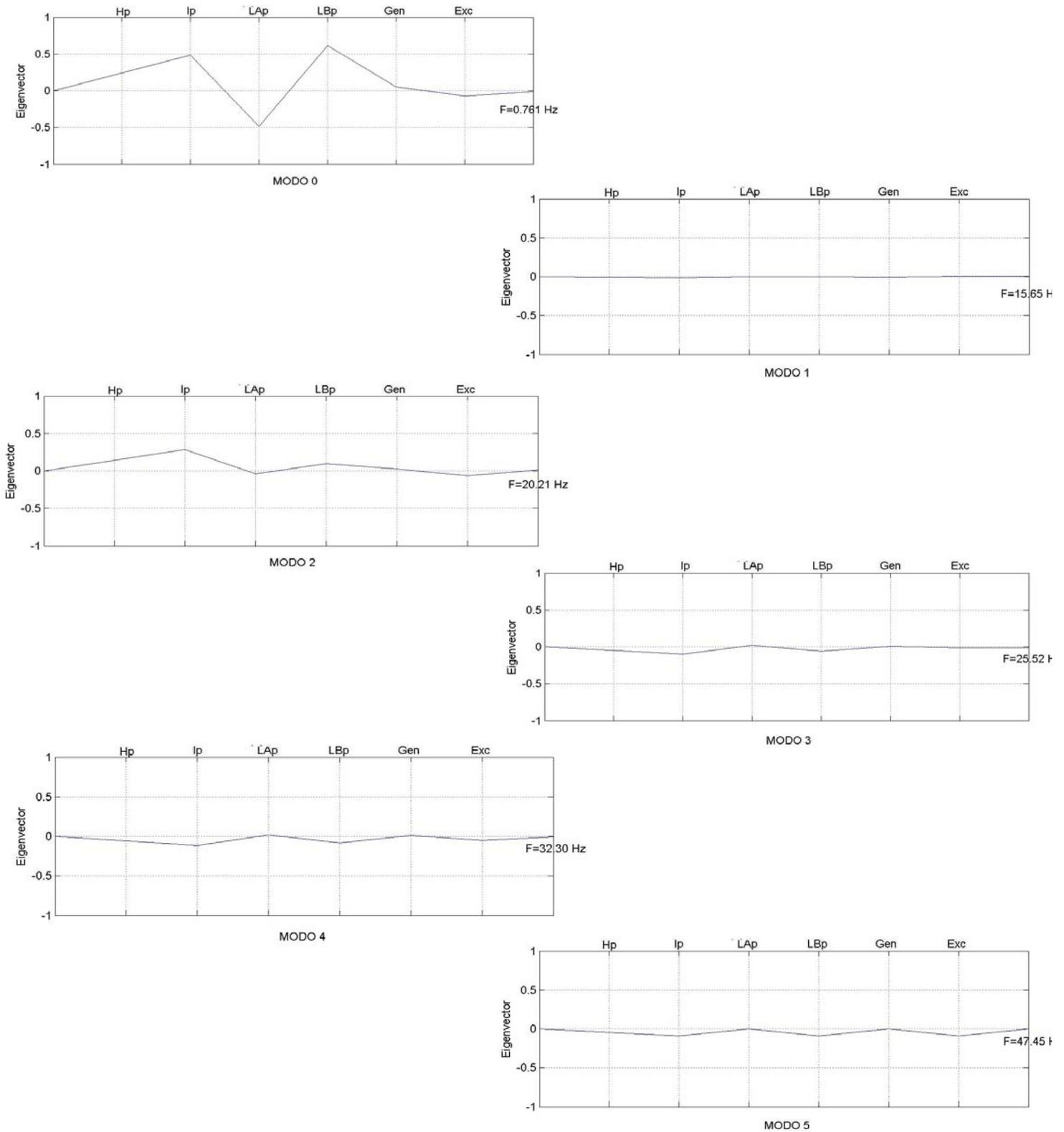


Figura 4.53 Modos Torsionales con $X_c=50\%$ y UPFC.

4.11 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS MODOS TORSIONALES EN UN SISTEMA MULTIMAQUINAS.

El uso de esquemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS) empieza a incrementarse para aumentar la transferencia de potencia, así como para suministrar estabilidad de voltaje en puntos críticos del sistema. Estos dispositivos, sin embargo, con la habilidad para el control de potencia son una fuente potencial para la excitación de oscilaciones subsíncronas. El fenómeno de ITSS envolviendo dispositivos de FACTS es un problema complejo el cual depende de varios factores tales como el nivel de transmisión de potencia en el sistema, la ubicación relativa entre los dispositivos de FACTS y los turbogeneradores así como la interacción con otros dispositivos y acciones de control. Otros aspectos como la influencia de las características de la carga y la operación conjunta de compensación serie y paralelo no han sido evaluados en forma adecuada [26].

El objetivo de esta parte del trabajo es la de mostrar el comportamiento de los modos torsionales de tres generadores, aplicando, el análisis desarrollado en la referencia [26] en el estudio de RSS e ITSS asociado con todos los elementos simulados. El sistema en estudio es el descrito en [26, 94], el cual representa una parte del Sistema Interconectado Mexicano (SIM) caracterizado por el uso intensivo de compensación capacitiva serie el cual presenta el potencial de desarrollo de RSS e ITSS con los sistemas de control asociados al sistema de potencia. La figura (4.54) muestra a un primer sistema en estudio, que solo cuenta con compensación capacitiva serie y en una segunda etapa se acoplan 3 dispositivos CEVs.

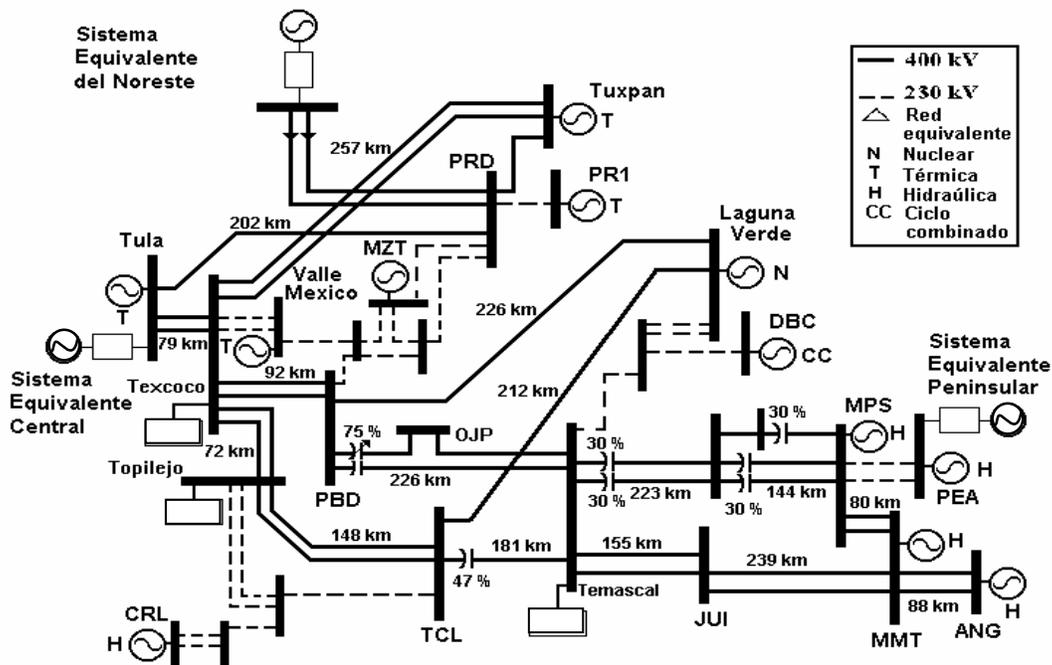


Figura 4.54 Sistema en Estudio, solo con compensación serie fija.

Considerando lo anterior se aplican las características del SIM, presentadas en el apéndice C, al estudio de la forma de los modos.

En este estudio se presentan la forma de los modos torsionales de los generadores térmicos de Tuxpan y Valle de México y los correspondientes formas de modos de la núcleo- eléctrica de Laguna Verde.

Las características nominales de los generadores en estudio se presentan en las tablas (4.41) y (4.42).

Tabla 4.41
Características de los Generadores Termicos y Nucleares.

CENTRAL ELÉCTRICA	TIPO/ Capacidad
Tuxpan	Térmica 6x350 MW
Valle de México	Térmica 3x180 MW 1x330MW
Laguna Verde	Nuclear 1x675MW

Tabla 4.42
Características Torsionales de los Generadores.

CENTRAL ELÉCTRICA	MODELO DE MASA	FRECUENCIA TORSIONAL (Hz)
Tuxpan	HP,LP,G	24.7, 36.7
Valle de México	HP,LP,IP,G	22.4, 29.6, 52.7
Laguna Verde	HP,LP _A , LP _B , LP _C ,G,EX	7.7, 13.9, 18.2, 19.7, 25.2

4.11.1 Estudio de RSS e ITSS

De acuerdo a lo previsto en el análisis que se hace de estos fenómenos en [26,94]; se presenta ahora los resultados obtenidos con la simulación hecha con PAFOS-MATLAB, con el mismo sistema y condiciones para evaluar nuestra simulación.

La descripción de la forma de los modos en estas maquinas generadoras, pueden complementar el estudio de identificación de los factores de participación e índices de interacciones torsionales subsíncrona, que se hace en la s referencia citada.

La tabla (4.43) muestra a los modos torsionales asociados encontrados en las simulaciones hechas, la columna 2 presenta los modos de la simulación hecha con PAFOS-MATLAB, la columna 4 describe los modos de la referencia [26], por ultimo las columnas 3 y 5 incluyen las frecuencias de oscilación de cada modo torsional.

Tabla 4.43

Modos torsionales asociados los turbogeneradores en el área de estudio. Caso base de operación con cargas representadas como impedancias constantes

Generador	Modo Torsional PAFOS-MATLAB	Frecuencia (Hz)	Modo Torsional [26]	Frecuencia [26] (Hz)
Tuxpan	-0.3205+152.3234i	24.243	-0.2243±j152.99	24.34
	-0.5315+222.3195i	35.383	-0.3414±j222.93	35.48
Valle de México	-0.4632+145.2711i	23.121	-0.0351±j140.52	22.36
	-0.0790+186.5142i	29.685	-0.0831±j186.56	29.69
	-0.0828+331.3649i	52.738	-0.0827±j331.37	52.73
Laguna Verde	-0.0629+47.6705i	7.587	-0.1686±j49.36	7.85
	-0.0629+94.7575i	15.081	-0.0612±j94.79	15.08
	-0.0656+154.4696i	24.585	-0.0629±j154.47	24.58
	-0.9463+289.5789i	46.088	-0.9454±j289.58	46.08

4.11.1.1 Estudio del Comportamiento de los Modos Torsionales.

Para este tipo de estudio, la metodología que hemos estado aplicando en las secciones anteriores se hace flexible para ubicar los eigenvectores correspondientes a cada modo torsional, de los diferentes tipos de generadores según las tablas (4.41) y (4.42).

La figura (4.55), describe el comportamiento torsional de todas las variables en las tres plantas generadoras.

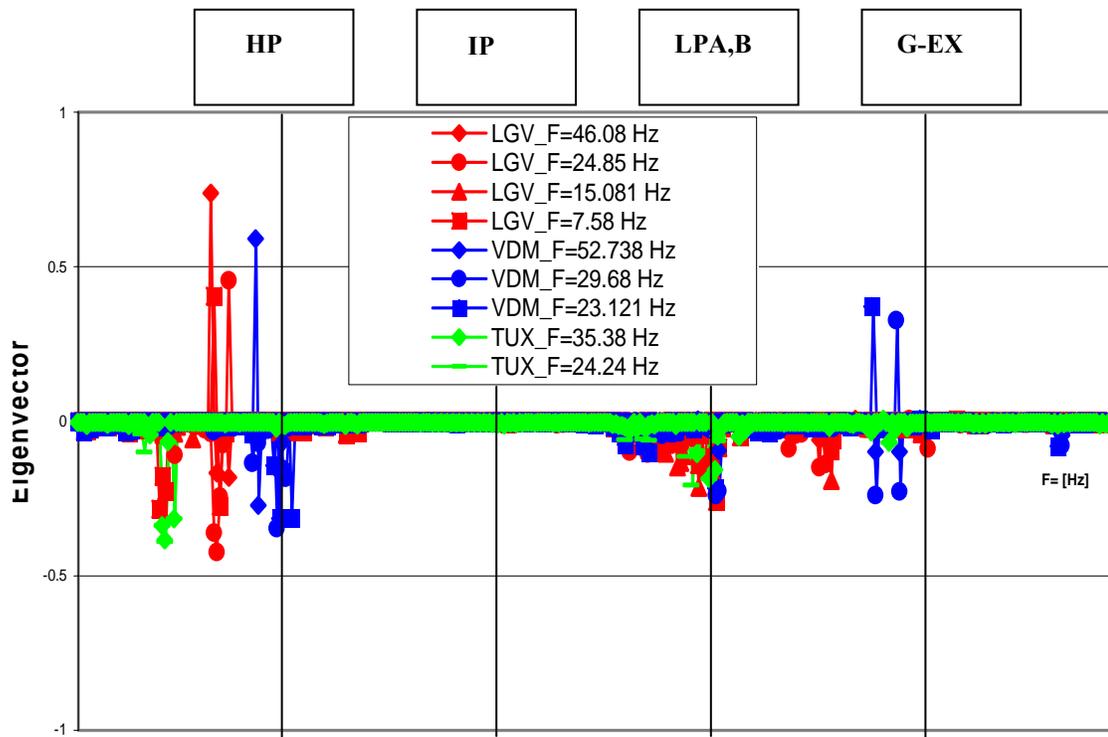


Figura 4.55 Comportamiento torsional de los generadores en estudio.

Las figuras (4.56) a y b, (4.57) a, b y c y (4.58) a, b, c, d; muestran el comportamiento o forma del modo torsional de cada generador. Es evidente que la forma del modo no es tan visible como en los sistemas de prueba anteriores; esto se debe a que el sistema cuenta un número considerable de variables que afectan en mayor o menor grado a la turbina.

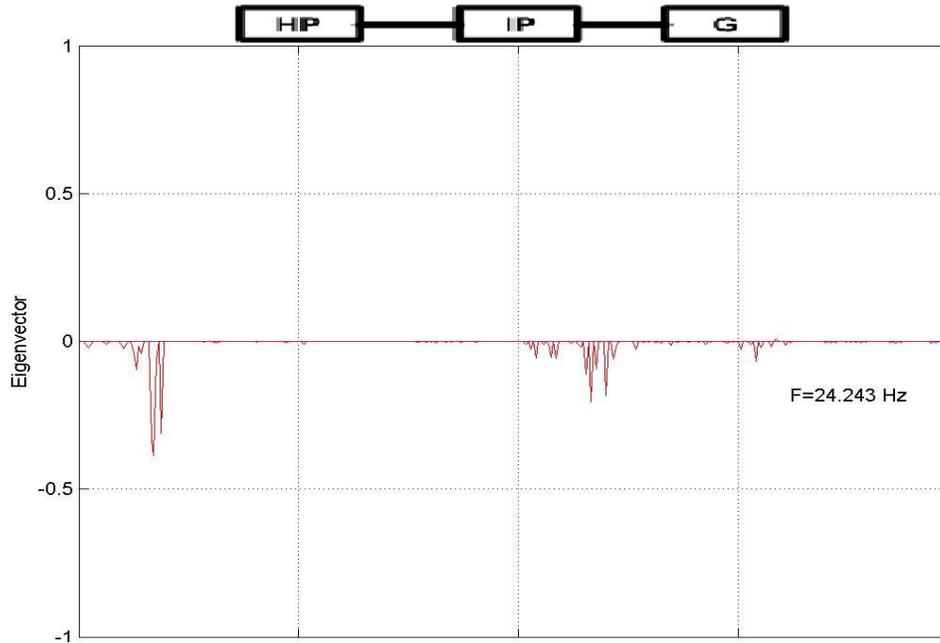


Figura 4.56 a) Generador TUXPAN, con $F= 24.243$ Hz .

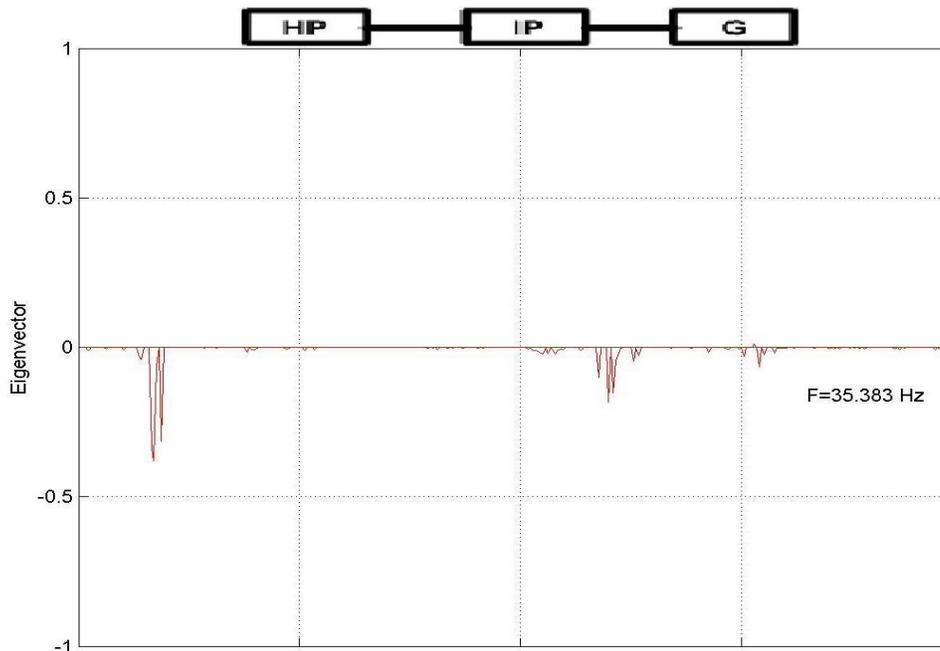


Figura 4.56 b) Generador TUXPAN, con $F= 35.38$ Hz .

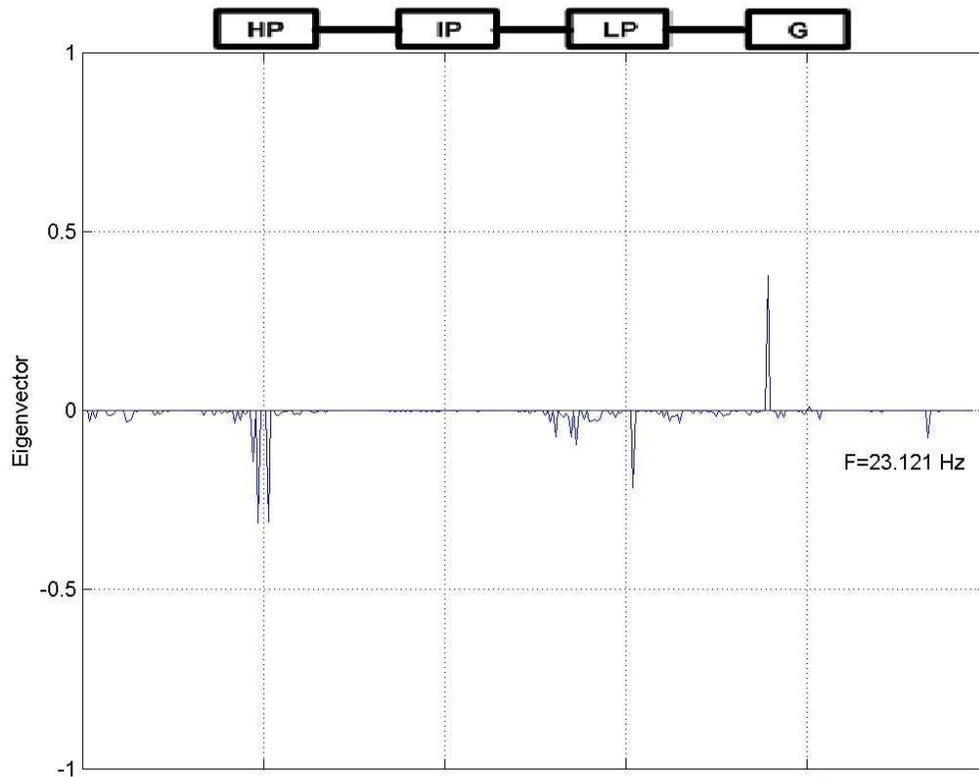


Figura 4.57 a) Generador VALLE DE MÉXICO, con $F= 23.121$ Hz .

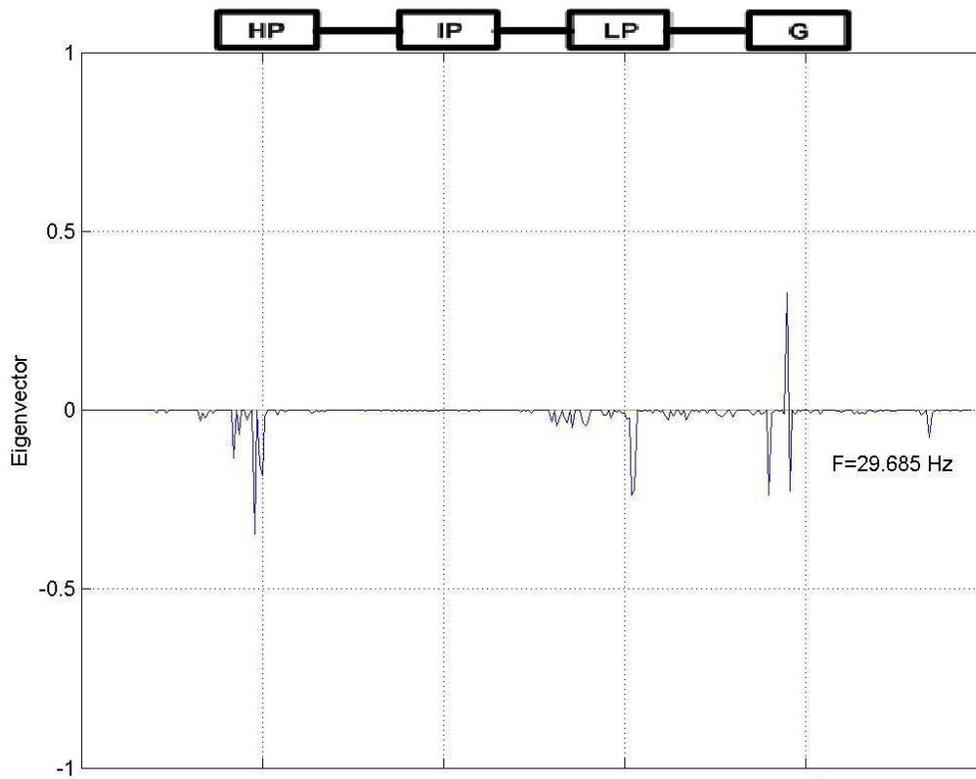


Figura 4.57 b) Generador VALLE DE MÉXICO, con $F= 29.685$ Hz .

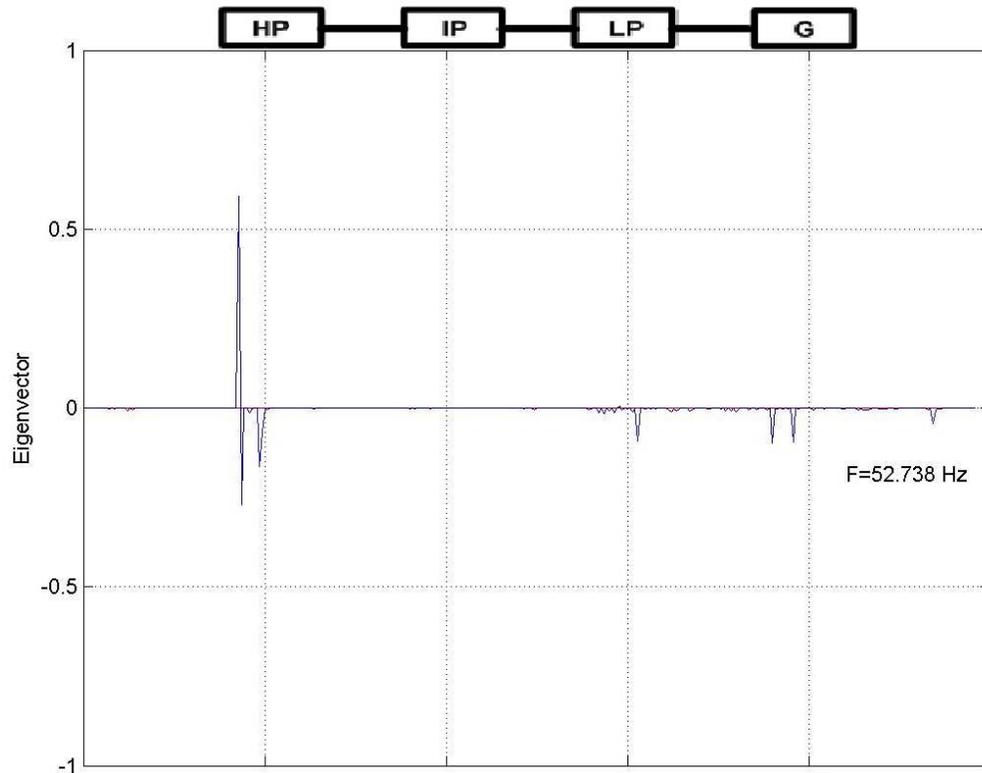


Figura 4.57 c) Generador VALLE DE MÉXICO, con $F= 52.738$ Hz .

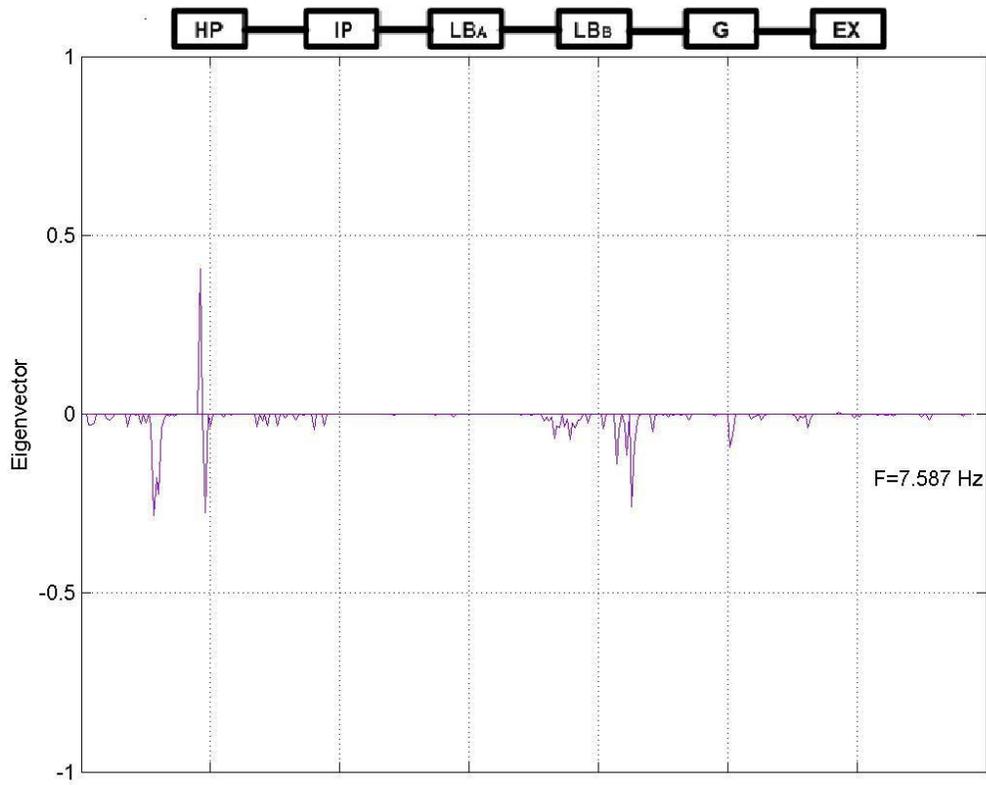


Figura 4.58 a) Generador LAGUNA VERDE, con $F= 7.587$ Hz .

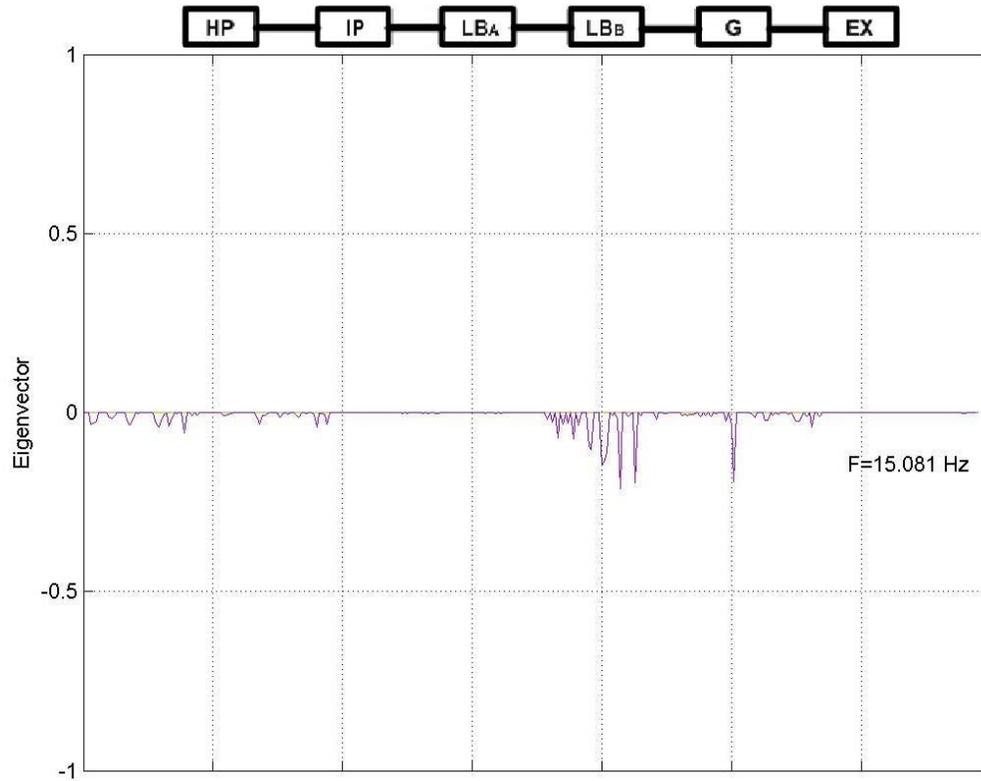


Figura 4.58 b) Generador LAGUNA VERDE, CON $F=15.081$ Hz

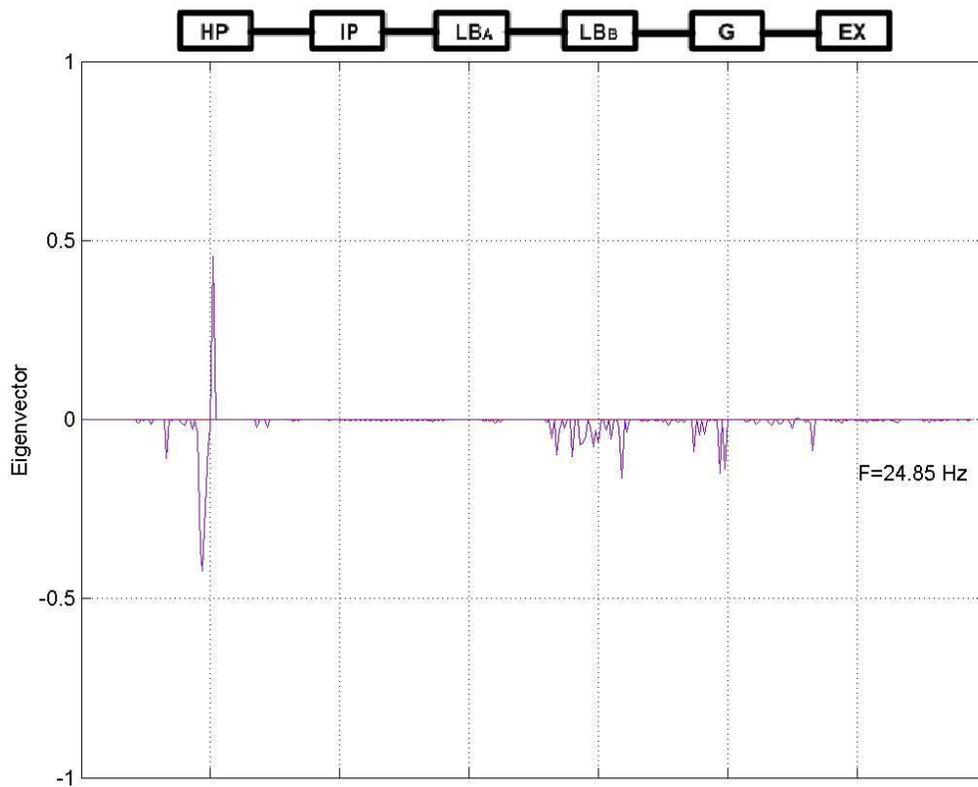


Figura 4.58 c) Generador LAGUNA VERDE, con $F= 24.85$ Hz .

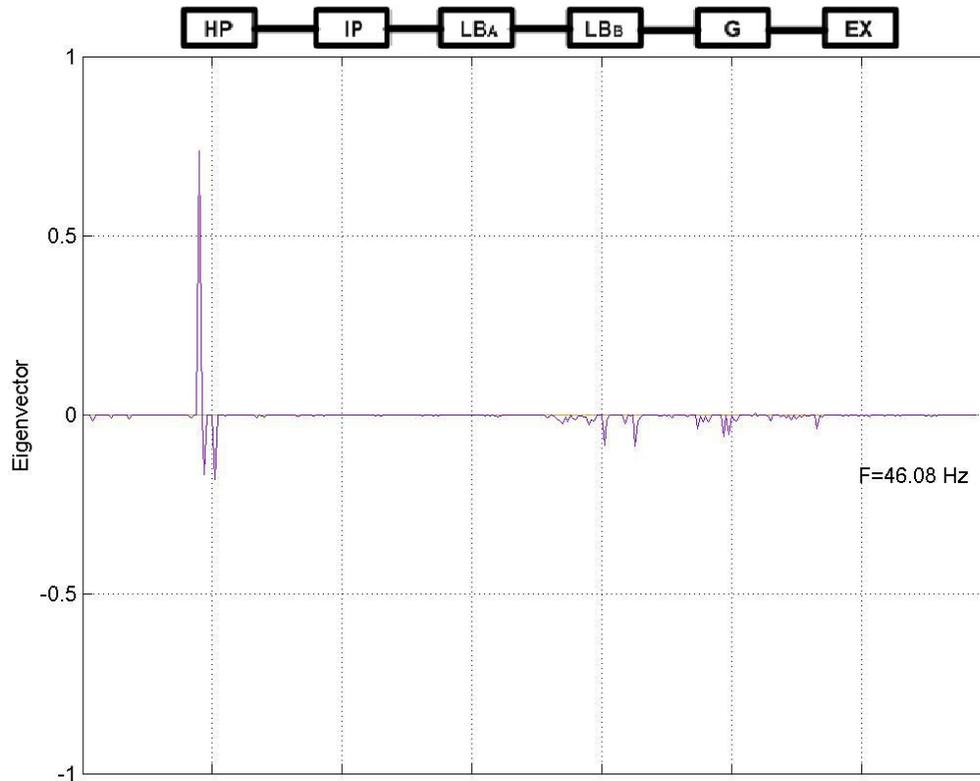


Figura 4.58 d) Generador LAGUNA VERDE, CON F=46.06 Hz

De los resultados anteriores, se tomaron las siguientes consideraciones:

- * Los Datos de las máquinas VDM, LGV, TUX son tomados del referencia [36].
- * La red de transmisión es expresada a la base de 100 MVA.
- * Nivel de compensación de 46% en PBD-CS1
- * Se considera 1 circuito TUX-TEX
- * Sin compensación en Temascal
- * Se considera a Tuxpan Us 1 y 2 con 3.30 MW c/u

Los datos utilizados son para definir el caso base de operación.

El estudio de la forma de los modos, en este caso, indica que hay que analizar y mostrar solamente las variables que afecten mas los modos torsionales de cada generador. Las tablas (4.43), (4.44) y (4.45) presenta la relación de las variables que tiene mayor participación con la parte torsional, a la frecuencia de referencia, en cada generador.

Tabla 4.44

Relación de variables del sistema con una mayor participación en el fenómeno torsional del generador *TUXPAN*.

F=35.38 Hz		F=24.24 Hz	
Eigenvec	Variable de Edo.	Eigenvec	Variable de Edo.
-0.3342	id-TUX	-0.0961	ω HP-TUX
-0.3805	iq-TUX	-0.3340	id-TUX
-0.0628	ifd- TUX	-0.3861	iq-TUX
-0.3126	ik1q-TUX	-0.0637	ifd- TUX
-0.1005	iqT- LÍNEA	-0.3122	ik1q- TU
-0.1816	iqT- LÍNEA	-0.1114	iqT- LÍNEA
-0.1523	iqT- LÍNEA	-0.2041	iqT- LÍNEA
-0.0651	iqT- LÍNEA	-0.0931	iqT- LÍNEA
		-0.1831	iqT- LÍNEA
		-0.0670	iqT-LÍNEA

Tabla 4.45

Relación de variables del sistema con una mayor participación en el fenómeno torsional del generador *VALLE DE MÉXICO*.

F=52.738 Hz		F=29.68 Hz		F=23.121 Hz	
Eigenvec	Variable de Edo.	Eigenvec	Variable de Edo.	Eigenvec	Variable de Edo.
0.5933	ω HP-VDM	-0.133	ik1q-PEN	-0.1410	ω EX-VDM
-0.2710	δ HP-VDM	-0.069	δ LP-VDM	-0.3126	δ EX-VDM
-0.1627	ifd- VDM	-0.345	iq-VDM	-0.3111	ik1q-VDM
-0.0650	ik1d-VDM	-0.153	ik1d- VDM	-0.0730	iqT-LÍNEA
-0.0925	idT- LÍNEA	-0.182	ik2q- VDM	-0.0746	iqT-LÍNEA
-0.0972	idT- LÍNEA	-0.237	iqT- LÍNEA	-0.0959	iqT-LÍNEA
-0.0966	idT- LÍNEA	-0.224	idT- LÍNEA	-0.2147	iqT-LÍNEA
		-0.238	idT- LÍNEA	0.3752	iqT-LÍNEA
		0.3286	iqT- LÍNEA	-0.1410	id CARGA
		-0.226	idT-LÍNEA		
		-0.075	id-CARGA		

Como se muestra los generadores que presentan una excitación de los modos torsionales son el del Valle de México y Laguna Verde; mientras que en Tuxpan los niveles de amortiguamiento no varían mucho entre frecuencias subsíncronas.

Tabla 4.46

Relación de variables del sistema con una mayor participación en el fenómeno torsional del generador **LAGUNA VERDE**.

F=46.08 Hz		F=24.85 Hz		F=15.081 Hz		F=7.581 Hz	
Eigenvec	Variable de Edo.	Eigenvec	Variable de Edo.	Eigenvec	Variable de Edo.	Eigenvec	Variable de Edo.
0.7371	ω_x -LGV	-0.1091	ik1q-TUX	-0.0720	iqT-LÍNEA	-0.2838	iq-TUX
-0.1673	id-LGV	-0.3616	iq-LGV	-0.0735	iqT-LÍNEA	-0.1769	ifd-TUX
-0.1805	ik1q-LGV	-0.4239	ifd-LV	-0.0944	iqT-LÍNEA	-0.2248	ik1d-TUX
-0.0839	iqT-LÍNEA	-0.2446	ik1d-LGV	-0.1032	idT-LÍNEA	0.4055	iq-LGV
-0.0880	iqT-LÍNEA	-0.0741	ik1q-LGV	-0.1477	idT-LÍNEA	-0.2744	ik1d-LGV
-0.0604	iqT-LÍNEA	0.4555	Ik2q-LGV	-0.1322	iqT-LÍNEA	-0.0696	iqT-LÍNEA
-0.0542	iqT-LÍNEA	-0.0991	idT-LÍNEA	-0.1109	idT-LÍNEA	-0.1393	iqT-LÍNEA
-0.0386	iqT-LÍNEA	-0.1041	iqT-LÍNEA	-0.2136	iqT-LÍNEA	-0.1140	iqT-LÍNEA
		-0.0720	idT-LÍNEA	-0.1959	iqT-LÍNEA	-0.2584	iqT-LÍNEA
		-0.0647	iqT-LÍNEA	-0.1924	iqT-LÍNEA	-0.0853	idT-LÍNEA
		-0.3046	idT-LÍNEA			-0.0935	iqT-LÍNEA
		-0.0757	idT-LÍNEA				
		-0.0623	iqT-LÍNEA				
		-0.1631	iqT-LÍNEA				
		-0.0893	iqT-LÍNEA				
		-0.1489	iqT-LÍNEA				
		-0.1384	iqT-LÍNEA				

Las siguientes figuras muestran los niveles de participación de estos factores.

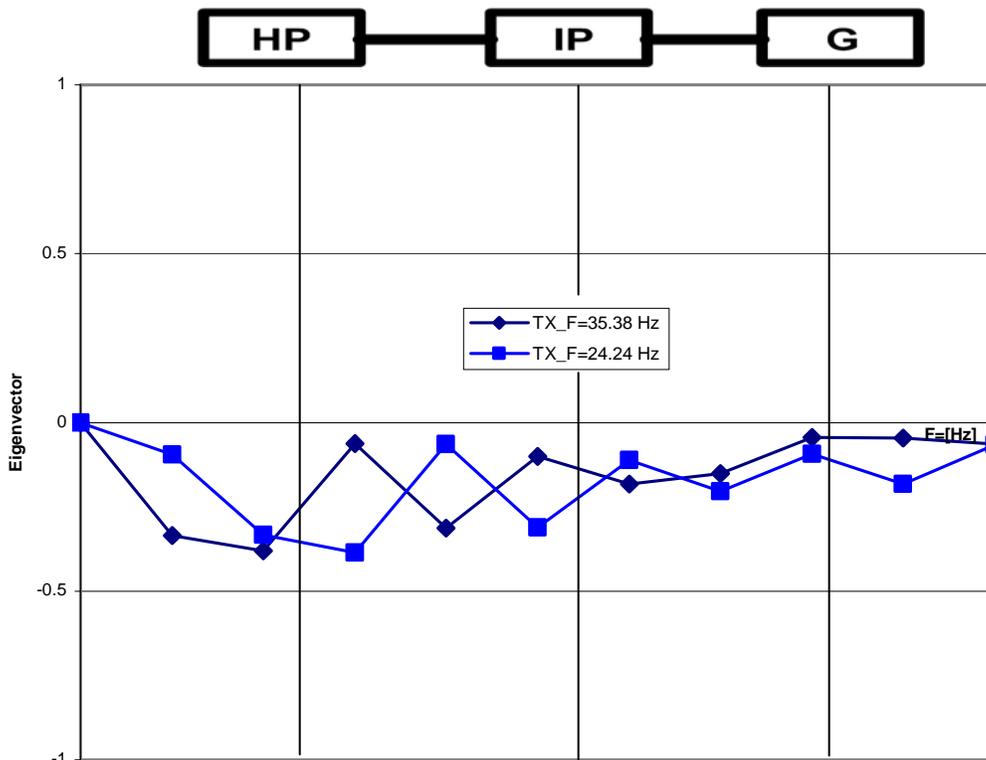


Figura4. 59 Comportamiento de los modos torsionales Generador TUXPAN

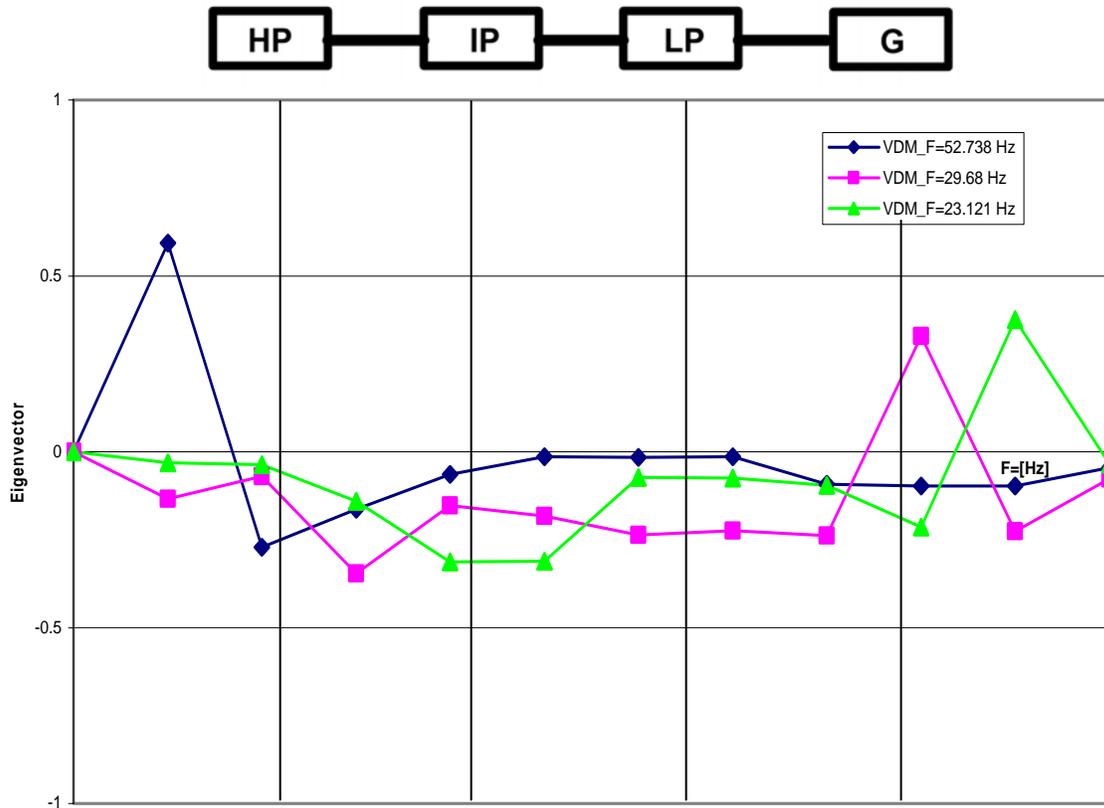


Figura 4.60 Comportamiento de los modos torsionales Generador VALLE DE MÉXICO.

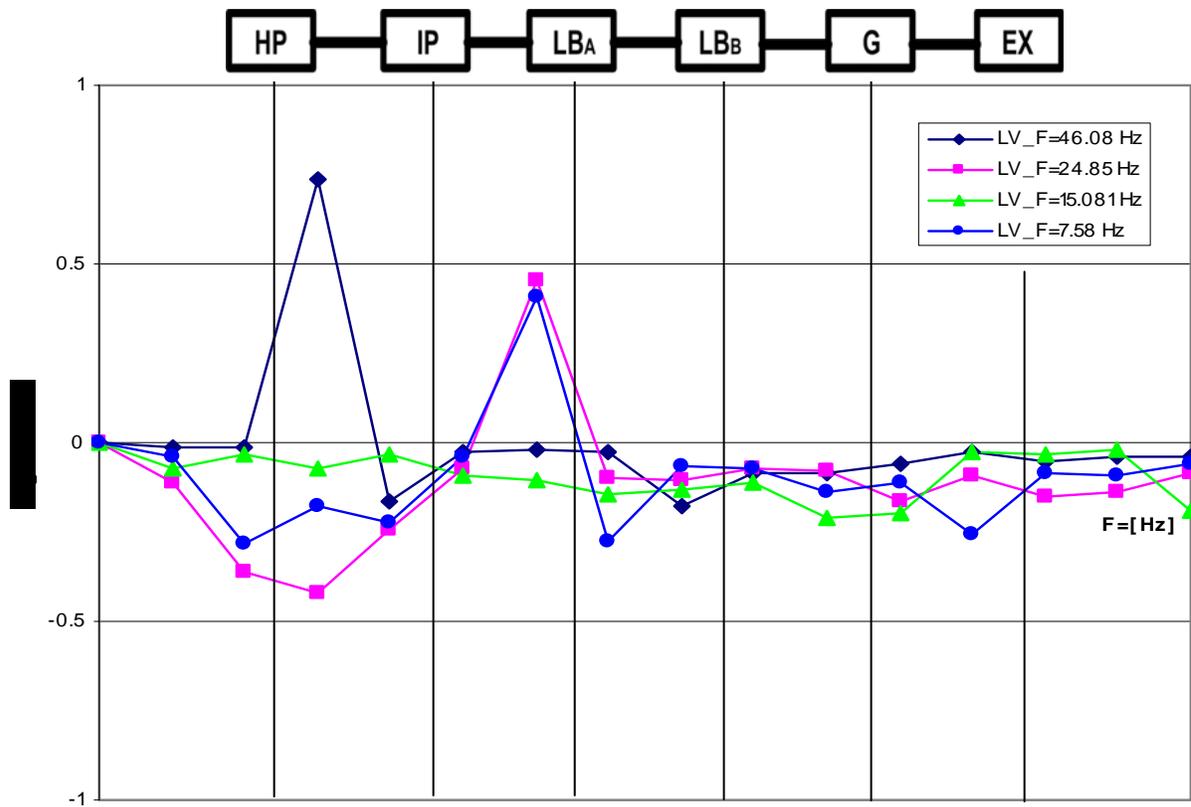


Figura 4.61 Comportamiento de los modos torsionales Generador LAGUNA VERDE.

El soporte dinámico de voltaje se provee principalmente por medio de compensación estática de VARs en las subestaciones de Temascal en la red de 400 kV y recientemente en la subestación Topilejo y en la subestación de Texcoco en el área Central. El modo normal de operación de estos dispositivos es el control de regulación de voltaje [94].

En la tabla (4.47) se muestra y compara, la simulación hecha con PAFOS-MATLAB, con el mismo sistema y condiciones, que en las referencias [26, 94], para evaluar nuestra simulación. La columna 2 presenta los modos de la simulación hecha con PAFOS-MATLAB, la columna 4 describe los modos obtenidos con PAFOS de acuerdo a la referencia [94], por ultimo las columnas 3 y 5 incluyen las frecuencias de oscilación de cada modo torsional.

La descripción de la forma de los modos de las máquinas generadoras en estudio, pueden complementarse con el estudio de identificación de los factores de participación e índices de interacciones torsionales subsíncrona, que se hace en la s referencias citadas.

Tabla 4.48

Modos torsionales asociados los turbogeneradores del área en estudio. Caso con dispositivos CEV's en operación y con cargas representadas como impedancias constantes

Generador	Modo Torsional PAFOS-MATLAB	Frecuencia (Hz)	Modo Torsional PAFOS	Frecuencia (Hz)
Tuxpan	-0.0397± 220.0841i	35.027	-0.0397± 220.0841i	35.027
	-0.0391± 154.3857i	24.571	-0.0391± 154.3857i	24.571
Valle de México	-0.0082± 331.3649i	52.738	-0.0082± 331.3649i	52.738
	-0.0238± 186.5425i	29.689	-0.0238± 186.5425i	29.689
	-0.4638± 145.6111i	23.175	-0.4638± 145.6111i	23.175
Laguna Verde	-0.0949± 289.5820i	46.088	-0.0949± 289.5820i	46.088
	-0.2532± 157.8546i	25.123	-0.2532± 157.8546i	25.123
	-0.0310± 94.7878i	15.086	-0.0310± 94.7878i	15.086
	-0.1833± 49.4168i	7.865	-0.1833± 49.4168i	7.865

4.11.2.1 Estudio del Comportamiento de los Modos Torsionales.

En el estudio del comportamiento de los modos torsionales descrito para el caso anterior, se aplica igualmente para este caso; es correcto indicar que el la posibilidad de la aparición de RSS e ITSS, dependerá; ya no solamente de la interacción entre la compensación serie capacitiva y los controles del dispositivo; en este caso también influirá la distancia eléctrica entre el CEV y la unidad turbogeneradora en estudio

La figura (4.63), describe el comportamiento torsional de todas las variables en las tres plantas generadoras.

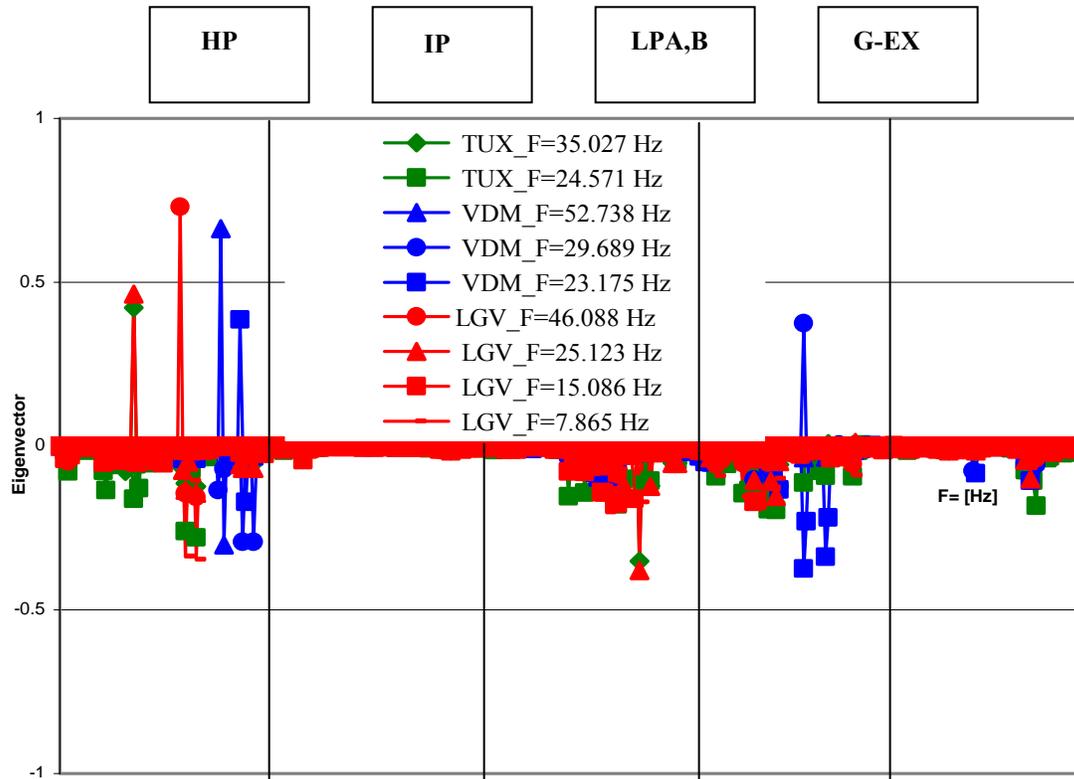


Figura 4.63 Comportamiento torsional de los generadores en estudio.

Las figuras (4.64) a y b, (4.65) a, b y c y (4.66) a, b, c, d; muestran el comportamiento o forma del modo torsional de cada generador.

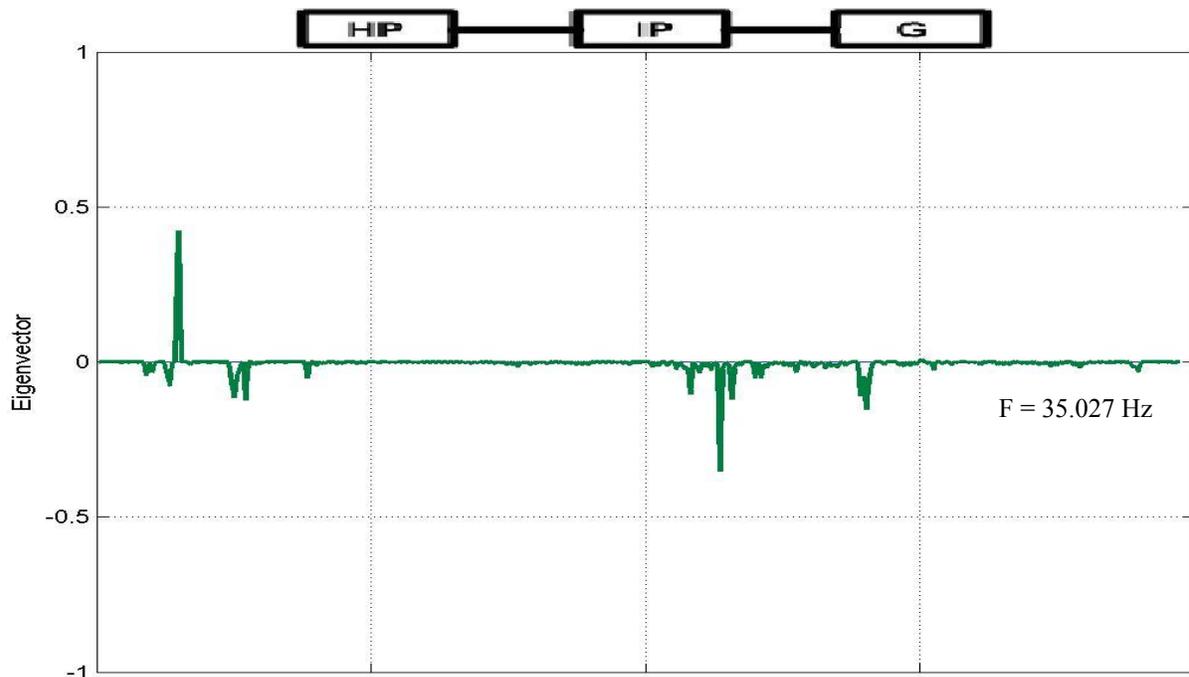


Figura 4.64 a) Generador TUXPAN, con F= 35.027 Hz .

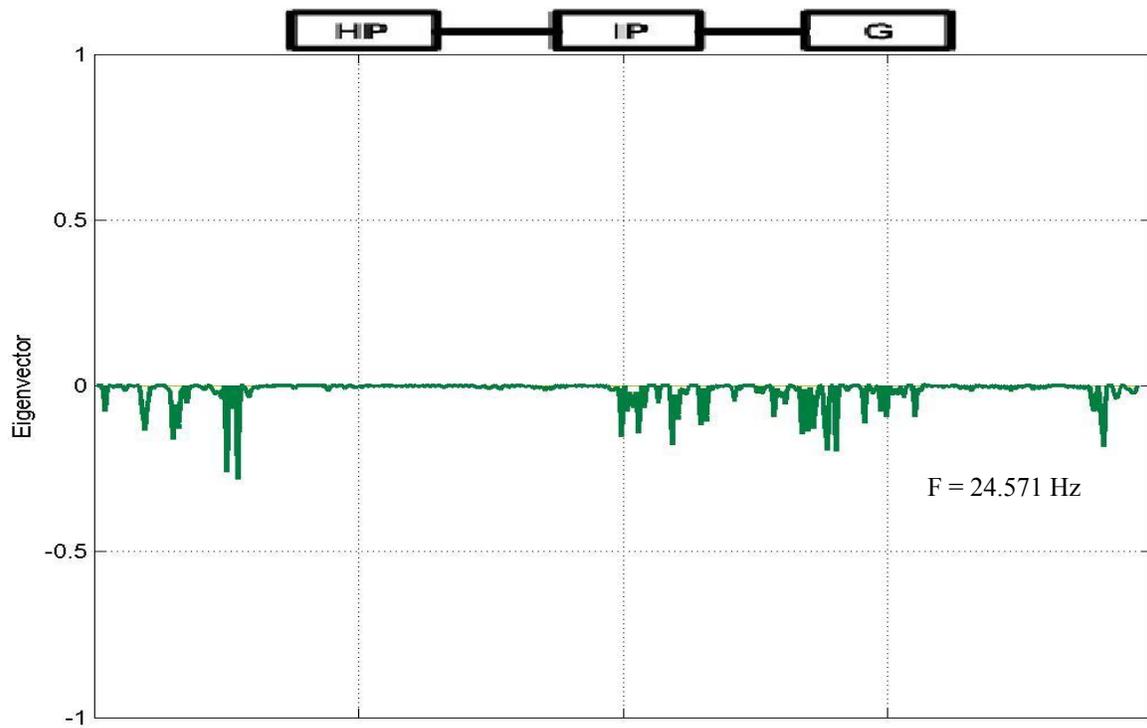


Figura 4.64 b) Generador TUXPAN, con $F = 24.571 \text{ Hz}$.

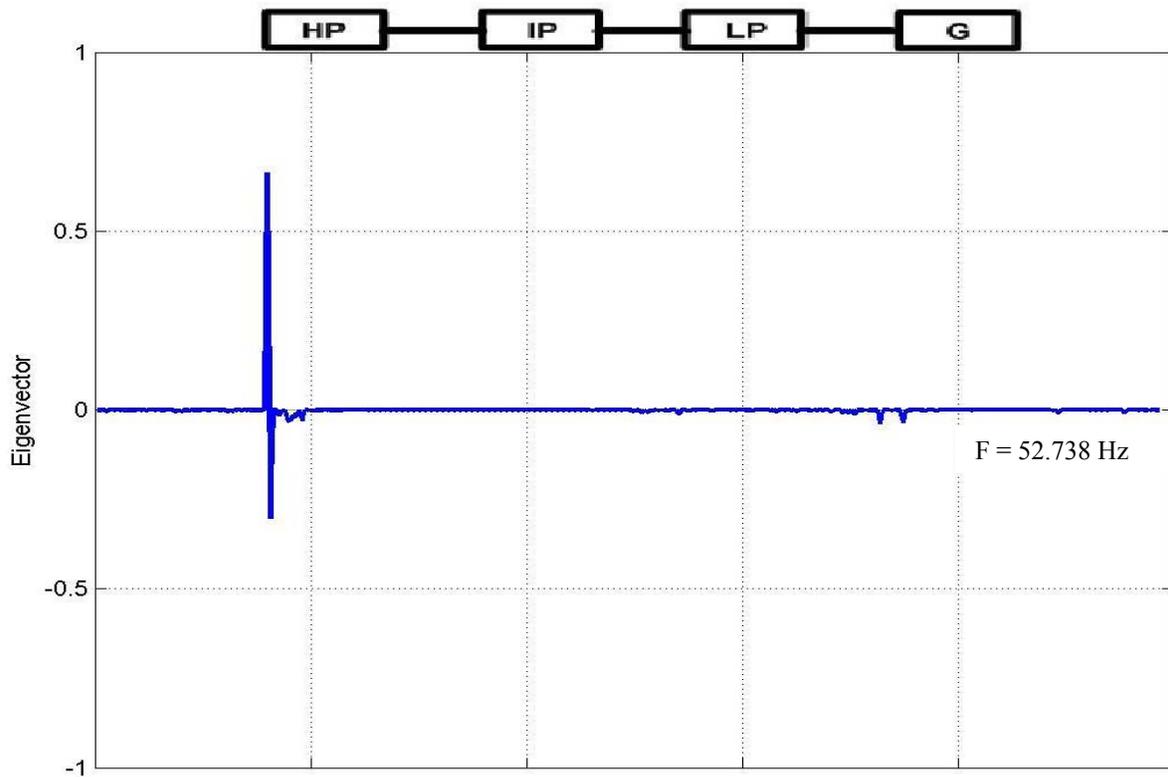


Figura 4.65 a) Generador VALLE DE MÉXICO, con $F = 52.738 \text{ Hz}$.

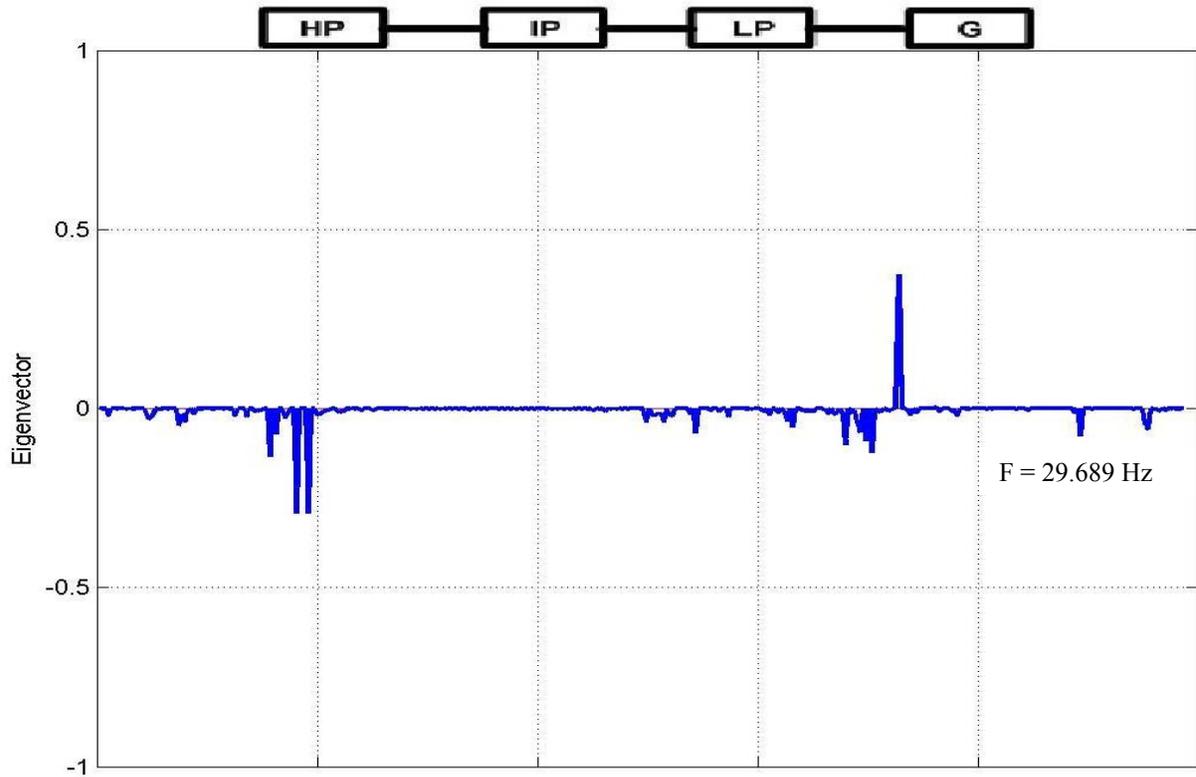


Figura 4.65 b) Generador VALLE DE MÉXICO, con $F = 29.689$ Hz .

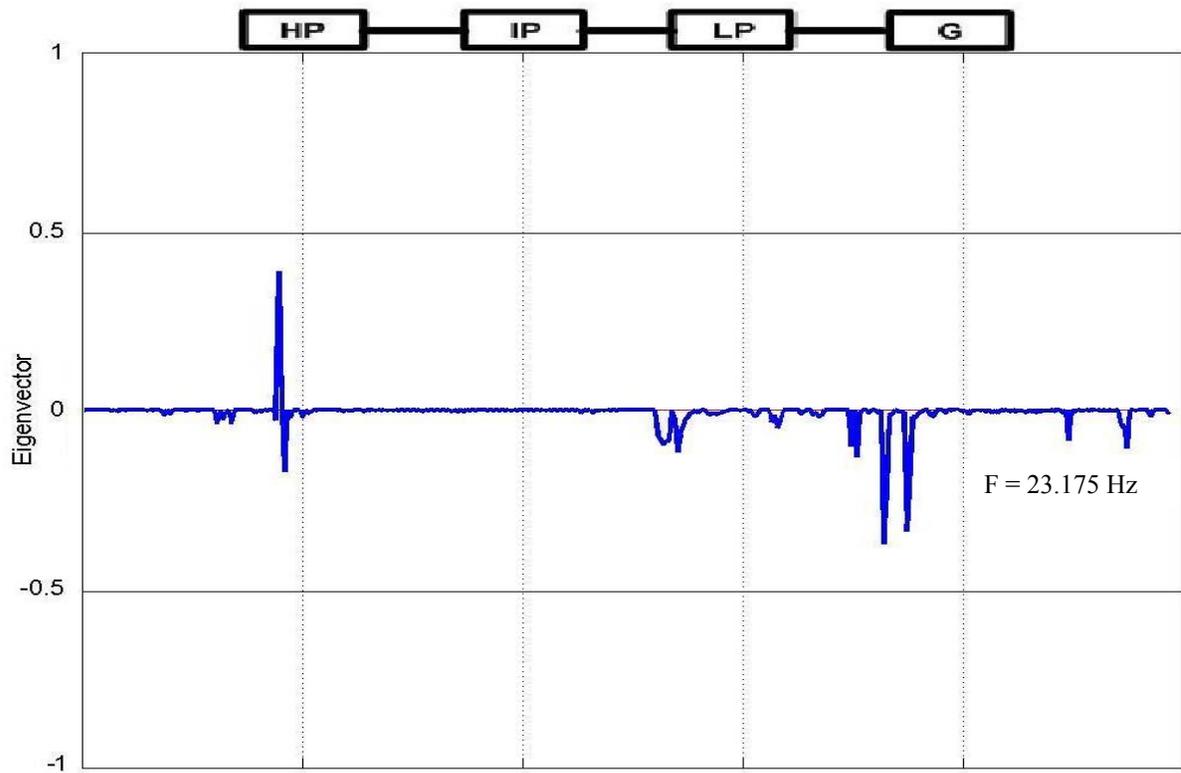


Figura 4.65 c) Generador VALLE DE MÉXICO, con $F = 23.175$ Hz .

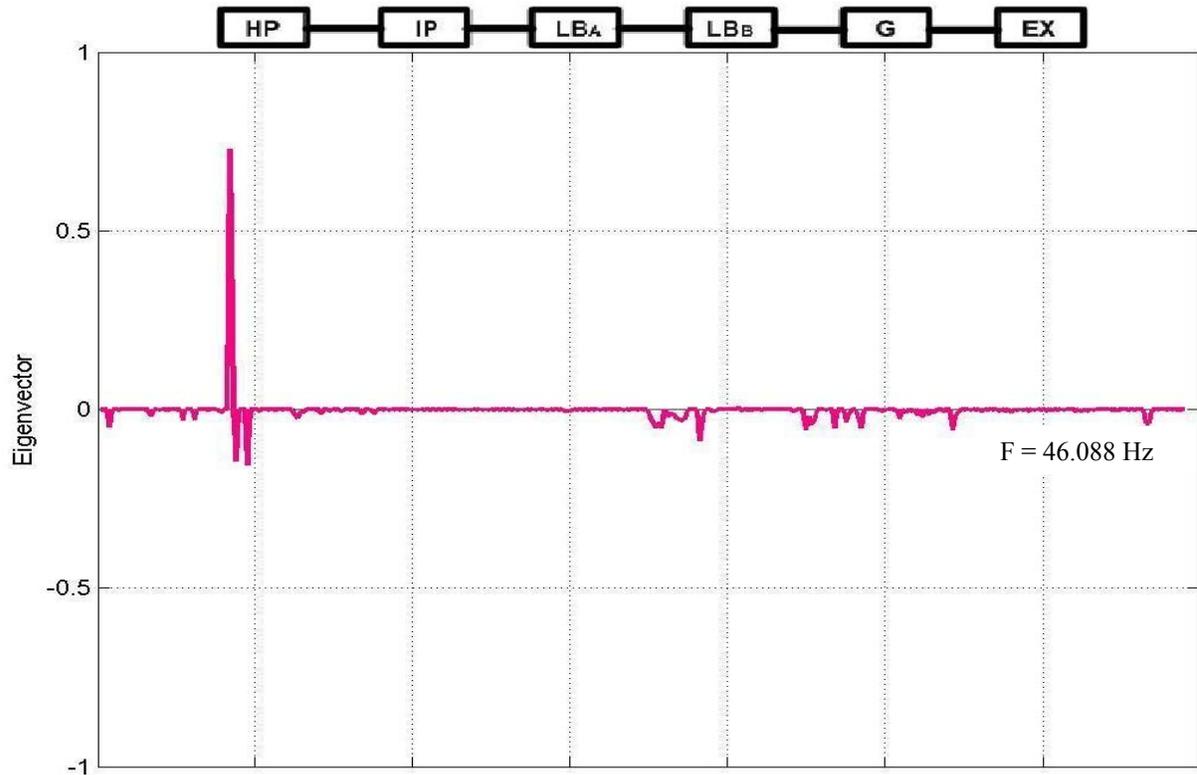


Figura 4.66 a) Generador LAGUNA VERDE, con $F = 46.088$ Hz .

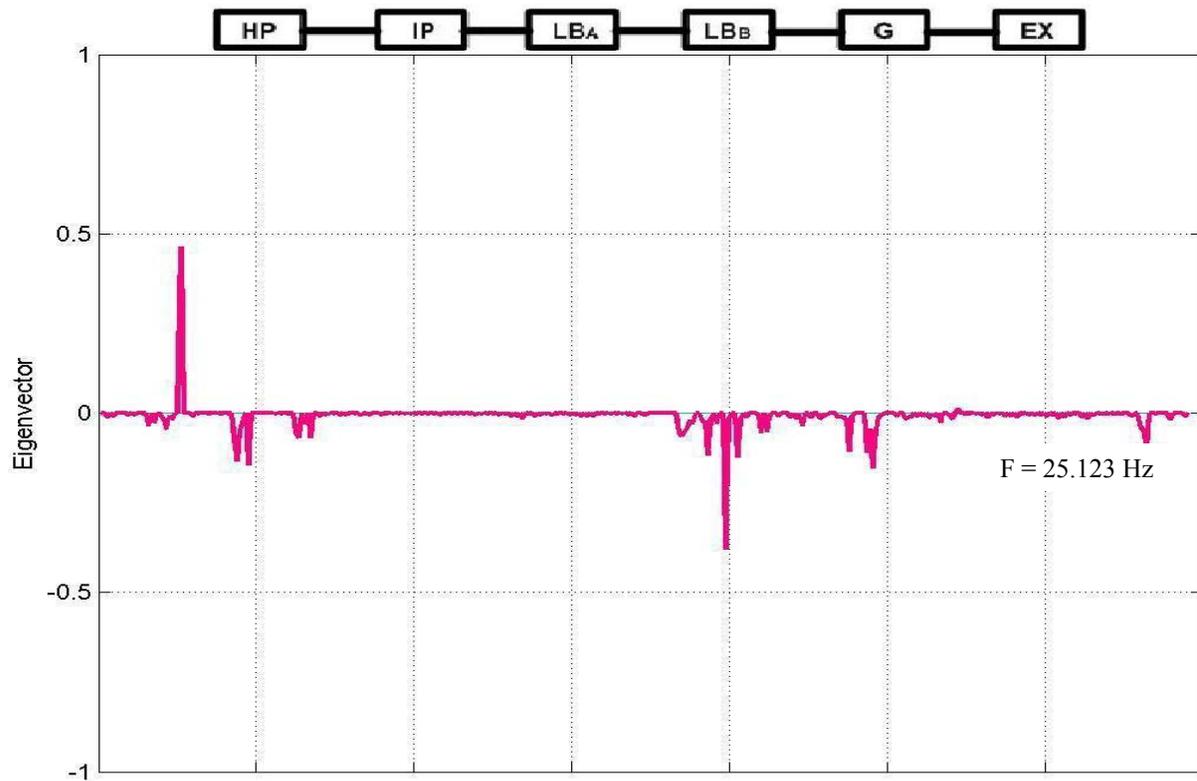
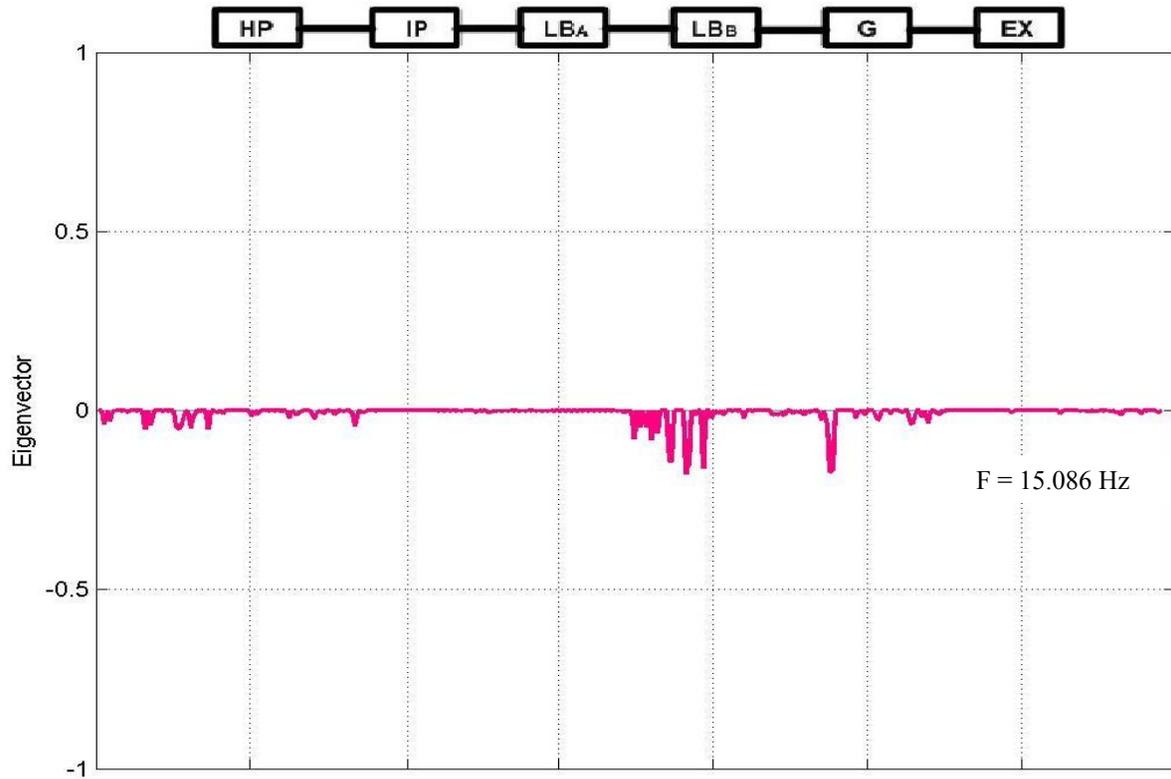
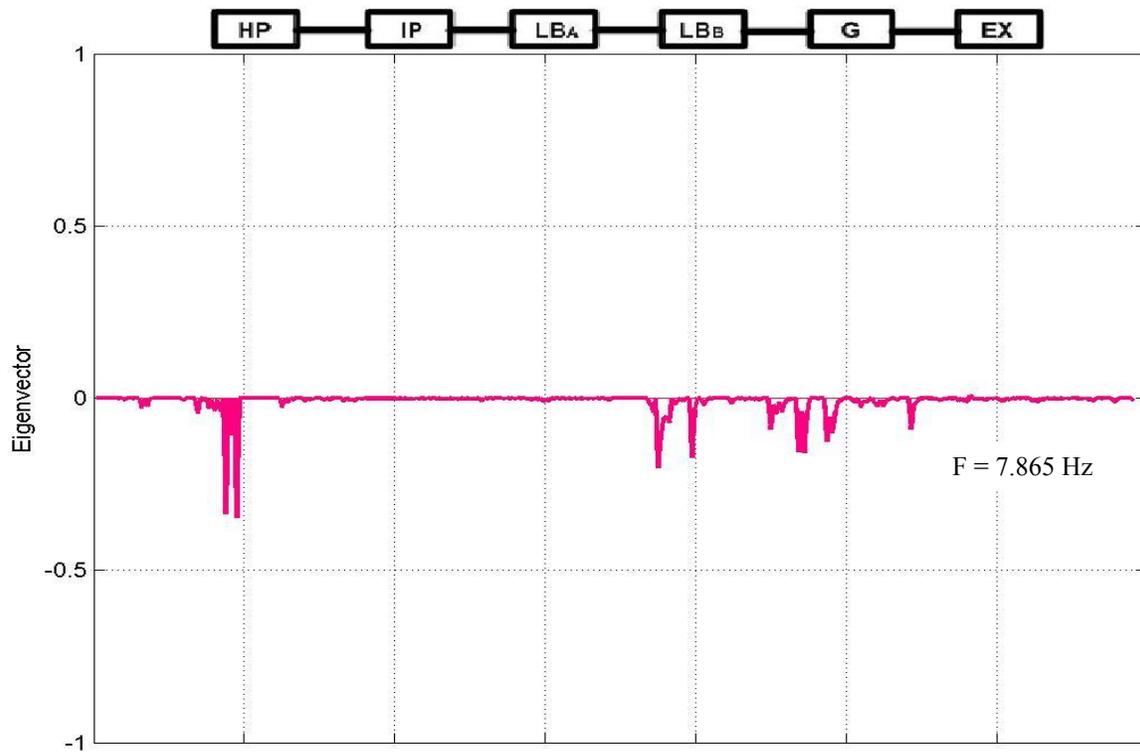


Figura 4.66 b) Generador LAGUNA VERDE, con $F = 25.123$ Hz .

Figura 4.66 c) Generador LAGUNA VERDE, con $F= 15.086$ Hz .Figura 4.66 d) Generador LAGUNA VERDE, con $F= 7.865$ Hz .

El estudio de la forma de los modos, en este caso, indica que hay que analizar y mostrar solamente las variables que afecten mas los modos torsionales de cada generador. Las tablas (4.48), (4.49) y (4.50) presenta la relación de las variables que tiene mayor participación con la parte torsional, a la frecuencia de referencia, en cada generador.

Tabla 4.49

Relación de variables del sistema con una mayor participación en el fenómeno torsional del generador *TUXPAN*.

F= 35.027 Hz		F= 24. 571 Hz	
Eigenvec	Variable de Edo.	Eigenvec	Variable de Edo.
0.42293243	id TUX	-0.13456267	iq MPU
-0.11445533	iq LGV	-0.16223702	id TUX
-0.12331907	ik2q LGV	-0.1285002	ifd TUX
-0.1026755	id T-LÍNEA	-0.26049638	iq LGV
-0.35253393	id T- LÍNEA	-0.27989403	ik2q LGV
-0.12139542	id T- LÍNEA	-0.15309155	id T- LÍNEA
-0.1081511	id T- LÍNEA	-0.14212777	id T- LÍNEA
-0.01738733	iq CARGA	-0.1781917	id T- LÍNEA
-0.01557462	CEV-02 CEV-RAV	-0.11721704	id T- LÍNEA
-0.03142611	CEV-04 CEV-RAV	-0.10713089	id T- LÍNEA
		-0.14405636	id T- LÍNEA
		-0.1356014	id T- LÍNEA
		-0.12840425	id T- LÍNEA
		-0.11800417	id T- LÍNEA
		-0.19366491	iq T- LÍNEA
		-0.11225378	id T- LÍNEA
		-0.10552582	id CEV-REA
		-0.18222345	iq CEV-REA

Tabla 4.50

Relación de variables del sistema con una mayor participación en el fenómeno torsional del generador *VALLE DE MÉXICO*.

F=52.738 Hz		F=29.689 Hz		F=23.175 Hz	
Eigenvec	Variable de Edo.	Eigenvec	Variable de Edo.	Eigenvec	Variable de Edo.
0.66357338	δ H _P VDM	-0.02797469	iq CHI	0.38610682	id VDM
-0.3030762	ω -LP VDM	-0.04736229	iq MPU	-0.17168715	ifd VDM
-0.03162868	id VDM	-0.01623092	id TUX	-0.11618718	id T- LÍNEA
-0.02999831	iq VDM	-0.03751339	iq TUX	-0.10063588	iq T- LÍNEA
-0.0139712	ifd VDM	-0.02055307	ifd TUX	-0.13217427	iq T- LÍNEA
-0.01670775	ik1d VDM	-0.13491901	iq LGV	-0.37409884	id T- LÍNEA
-0.01209264	id T- LÍNEA	-0.29195358	δ H _P VDM	-0.23030903	iq T- LÍNEA
-0.03691681	id T- LÍNEA	-0.2918585	iq VDM	-0.3389245	id T- LÍNEA
-0.03424546	id T- LÍNEA	-0.12315233	ik2q VDM	-0.21773695	iq T- LÍNEA
		-0.07532218	iq T- LÍNEA	-0.1062144	CEV-04 CEV-RAV
		0.37367528	id T- LÍNEA		
		-0.04330986	id CEV-REA		
		-0.05768401	iq CEV-REA		

Como se muestra los generadores que presentan una excitación de los modos torsionales son el del Valle de México y Laguna Verde; Tuxpan un aumento en el nivel de excitación de los modos torsionales a 24.571 Hz, y una reducción en los niveles de amortiguamiento a la frecuencias subsincronas.

Tabla 4.51

Relación de variables del sistema con una mayor participación en el fenómeno torsional del generador **LAGUNA VERDE**.

F=46.088 Hz		F=25.123 Hz		F= 15.086 Hz		F= 7.865 Hz	
Eigenvec	Variable de Edo.	Eigenvec	Variable de Edo.	Eigenvec	Variable de Edo.	Eigenvec	Variable de Edo.
-0.01765191	iq MPU	-0.0344401	id MPU	-0.03936268	id CHI	-0.0280906	id MPS
-0.02824536	ik2q TUX	-0.02699217	ifd MPU	-0.02937431	ifd CHI	-0.02201615	ifd MPS
0.72977249	δ EX LGV	-0.01869472	ω -HP TUX	-0.0509519	id MPU	-0.04457451	δ IP LGV
-0.14396102	iq LGV	-0.044647	δ HP TUX	-0.03993318	ifd MPU	-0.0364384	δ GE LGV
-0.15528782	ik2q LGV	-0.01676415	δ HP TUX	-0.04535092	id TUX	-0.03754783	δ EX LGV
-0.0157268	id VDM	0.46318979	id TUX	-0.05157192	iq TUX	-0.33600164	iq LGV
-0.02373559	iq VDM	-0.07399967	id LGV	-0.0359204	ifd TUX	-0.10696993	ik1d LGV
-0.01337405	iq DBO	-0.13462611	iq LGV	-0.04813221	ik2q TUX	-0.34526853	ik2q LGV
-0.01127487	ik2q DBO	-0.05004832	ifd LGV	-0.01535053	δ HP LGV	-0.0272178	id VDM
-0.05181878	iq T-LÍNEA	-0.14470405	ik2q LGV	-0.05301247	δ LPA LGV	-0.01281771	ifd VDM
-0.05182609	iq T-LÍNEA	-0.05699206	id VDM	-0.01521275	id PEN	-0.2019319	id T-LÍNEA
-0.05686027	id T-LÍNEA	-0.06814196	iq VDM	-0.01060753	ifd PEN	-0.10340436	iq T-LÍNEA
-0.05115206	iq T-LÍNEA	-0.03004502	ik1d VDM	-0.02163981	id VDM	-0.17120255	id T-LÍNEA
-0.05598131	id T-LÍNEA	-0.06797806	ik2q VDM	-0.01135246	ik1d VDM	-0.09080098	id T-LÍNEA
-0.03829484	id CEV-REA	-0.11791367	id T-LÍNEA	-0.0108124	iq CAR II	-0.1589309	id T-LÍNEA
-0.03867877	iq CEV-REA	-0.38012834	id T-LÍNEA	-0.04300291	iq DBO	-0.12535775	id T-LÍNEA
		-0.1237983	id T-LÍNEA	-0.14136201	id T-LÍNEA	-0.09960838	id T-LÍNEA
		-0.10521204	id T-LÍNEA	-0.14283531	iq T-LÍNEA	-0.08970432	id T-LÍNEA
		-0.10910208	id T-LÍNEA	-0.17755643	id T-LÍNEA	-0.01153786	iq CARGA
		-0.15362929	id T-LÍNEA	-0.15205395	iq T-LÍNEA		
		-0.01075853	iq CARGA	-0.16185495	id T-LÍNEA		
		-0.10116643	CEV-04 CEV-RAV	-0.01219888	CEVC-04 CEV-RAV		

De los resultados anteriores, se tomaron las siguientes consideraciones:

- * Los Datos de las máquinas VDM, LGV, TUX son tomados del referencia [36].
- * La red de transmisión es expresada a la base de 100 MVA.
- * Se considera un nivel de compensacion de 75% en LT TMD-PBD-400
- * Se consideran 3 CEVs; 1 CEV en Temascal, otro en TOP-400 y en TEX-400

Las siguientes figuras muestran los niveles de participación de estos factores.

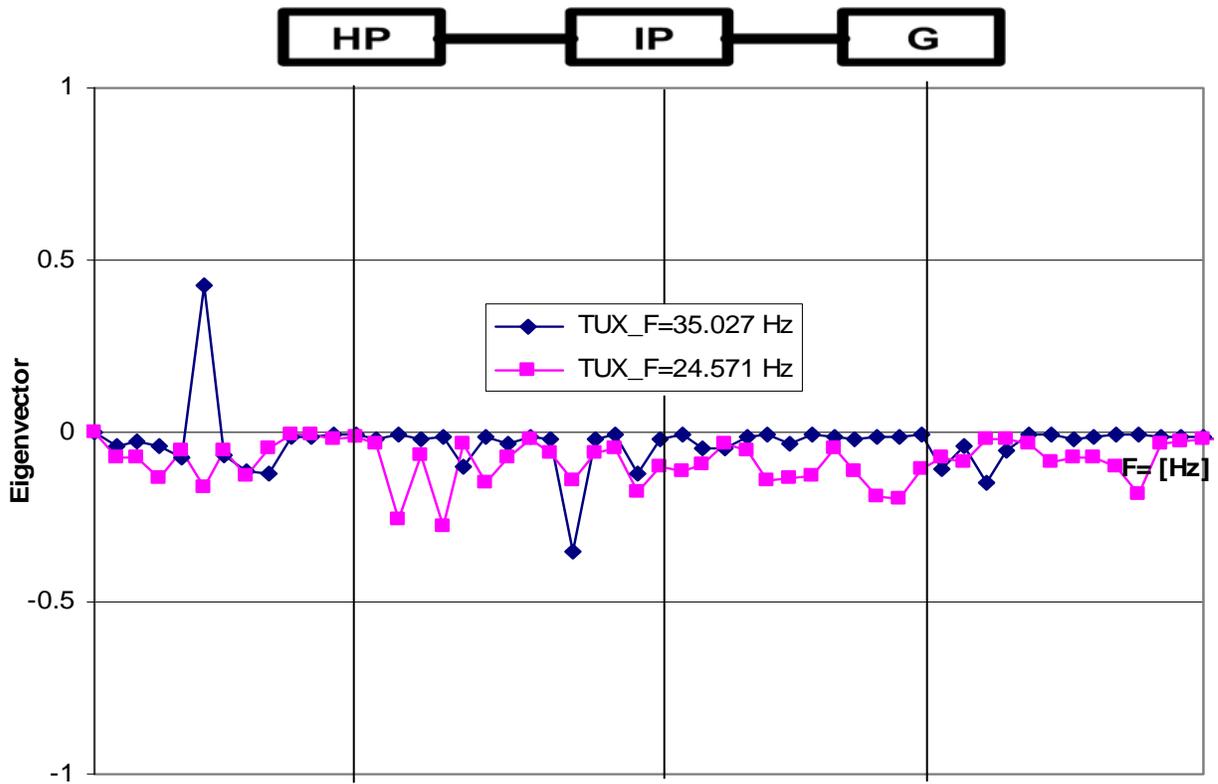


Figura 4.67 Comportamiento de los modos torsionales Generador TUXPAN.

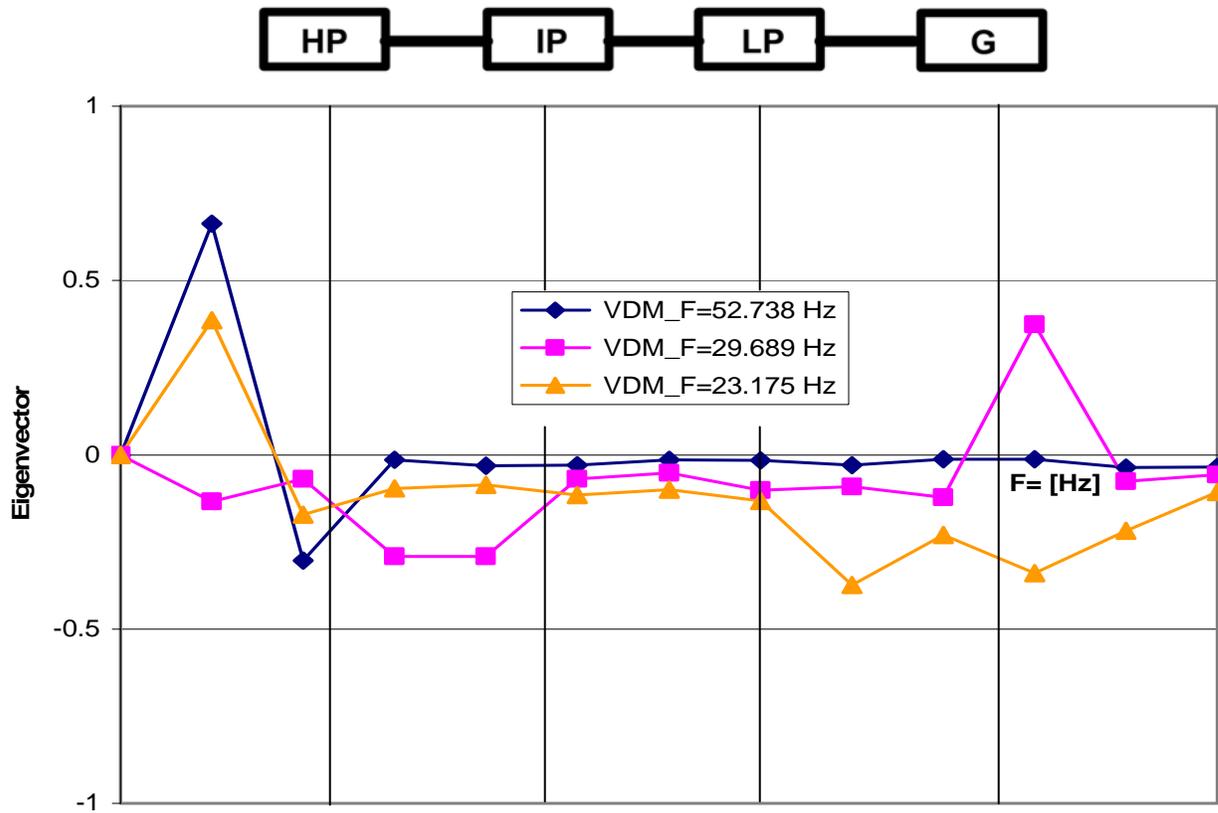


Figura 4.68 Comportamiento de los modos torsionales Generador VALLE DE MÉXICO

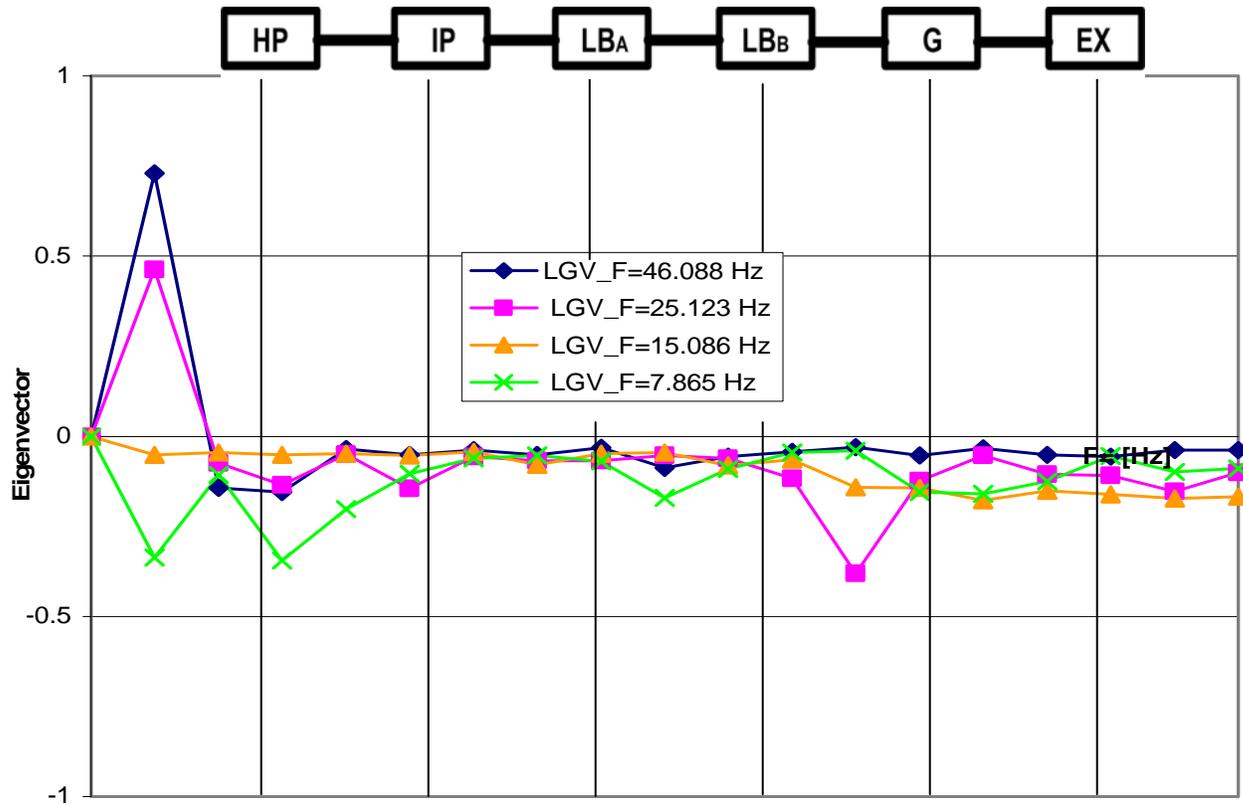


Figura 4.69 Comportamiento de los modos torsionales Generador LAGUNA VERDE.

El análisis de RSS en sistemas ideales, provee de la experiencia necesaria para considerar que un sistema real este fenómeno puede presentarse en varios generadores, dependiendo de las condiciones de operación y topología del sistema. Normalmente este análisis puede realizarse considerando un generador a la vez, el enfoque modal no requiere simplificaciones y permite una comprensión global del fenómeno. Se resalta que los estudios, descritos con anterioridad por otros autores, muestran que un SEP complejo puede experimentar en forma simultánea RSS e ITSS; es por esto que un modelado de un sistema básico, podrá reportarnos más claramente el comportamiento del ambos fenómenos

La aplicación de diferentes niveles de compensación serie en el SEP muestra la potencialidad de problemas de RSS que involucran turbogeneradores grandes. Los sistemas bajo estudio muestran que los sistemas de control de los dispositivos FACTS, pueden tener un impacto negativo sobre las características torsionales en los turbo-generadores. Este efecto es más pronunciado para altos niveles de compensación.

En el primer sistema de prueba que se presenta, el generador es muy robusto en sus parámetros eléctricos, esto se ve reflejado en el estudio de RSS e ITSS, ya que el sistema por mas compensación serie fija que se incluya sigue siendo estable, aunque esto no implica que se analicen los modos torsionales del sistema multimasas, sobre todo sus niveles de amortiguamiento, forma de los modos y factores de participación asociados al fenómeno torsional subsíncrono, desde un enfoque de variables de estado que permite identificar de manera única cada modo torsional. El análisis de la red, por otra parte indica la contribución de cada elemento del sistema sobre el modo de interés.

En el programa PAFOS se modela el sistema de prueba de la IEEE, para el estudio de RSS, las simulaciones hechas en este programa muestran que al variar el nivel de compensación se presentan inestabilidades en los modos torsionales, al acoplar cada uno de los dispositivos FACTS a este sistema se presentaron estas inestabilidades, como se muestra en el caso base de operación ($X_c=50\%$), el efecto que presentaron los FACTS, fue que los niveles de amortiguamientos tendieron a disminuir, lo indica que las acciones de control hechas por estos dispositivos si afectaron a algunas turbinas. Aunque también en otras se presento un alto nivel de amortiguamiento.

Para el caso del sistema mutimáquinas la aplicación de la metodología para identificar los modos torsionales complemento el estudio de RSS e ITSS que se desarrolló en la referencia [26], se identifican los factores de participación del sistema y se puede observar el grado en que se ve afectado el nivel de amortiguamiento en el sistema mecánico del generador. Se evidencia que algunos de los problemas torsionales que presenta el generador **Valle de México** se hacen mas serios conforme se presentan frecuencias mas bajas debido a las cargas estáticas, los modelos de cargas y por corrientes de baja frecuencia provenientes de la planta generadora peñitas, para este estudio, son a impedancia constante, las plantas de Tuxpan y Laguna Verde, también presentan problemas torsionales, al incluir los CEV's al sistema, en las líneas compensadas con capacitores serie fijos, además Laguna Verde presenta afectación debido a la planta de Tuxpan.

CAPITULO V

CONCLUSIONES

5.1 CONCLUSIONES GENERALES.

Las características de inestabilidad torsional del generador están relacionadas al modo subsíncrono de la red y ésta se presenta cada vez que la frecuencia del modo subsíncrono coincide con la frecuencia de los modos torsionales. El hecho de se intercambie energía entre el sistema mecánico del turbo-generador y los controles asociados de la red de eléctrica, tiende a volver algunos modos inestables para niveles elevados de compensación de la capacitancia serie total. Lo que puede ser atribuible al efecto de generador de inducción. Las acciones de control hechas por los dispositivos FACTS y sus controles, afectan directamente el nivel de amortiguamiento, del modelo multimasas, por cambios en la magnitud del voltaje e indirectamente a través del sistema de control, la distribución de potencia reactiva. Estos mecanismos dependen de varios factores tales como la distancia eléctrica entre estos dispositivos y los turbogeneradores, la robustez de la conexión al sistema, las características de control y de la carga, el punto de operación y el efecto del soporte de voltaje en puntos críticos del sistema.

- Los resultados que se presentan sobre el análisis del efecto de los dispositivos FACTS, sus controles y del nivel de compensación serie sobre oscilaciones subsíncronas, permite evaluar las vibraciones torsionales inestables en turbogeneradores por medio del análisis modal y proponer acciones de control sobre los modos inestables.
- Las herramientas computacionales utilizadas, permiten analizar en forma simultánea el efecto combinado de las condiciones de operación de estrés, operación múltiple de dispositivos FACTS y la utilización de compensación serie en los fenómenos de RSS e ITSS; además de lograr identificar el comportamiento de los modos torsionales del sistema turbina-generador. En las primeras etapas de simulación, fue evidente que las acciones de control hechas por los FACTS, afectaron directamente el nivel de amortiguamiento y la identificación del comportamiento revelo el nivel de afectación en cada turbina.
- Sin embargo, el mayor logro de este trabajo fue el obtener información sobre el comportamiento torsional que presentarían los turbogeneradores de un sistema complejo (SIM), tanto al considerarse solamente la existencia de compensación serie fija y el caso de acoplarse alguno de los dispositivos FACTS o una combinación de los mismos en el sistema de potencia; para estos casos se necesitó acoplar el programa PAFOS al paquete computacional MATLAB y obtener con esto un simulador más potente.
- Se presentan los resultados de los dos casos hechos al SIM, donde encontramos que existen importantes aportaciones de corriente de baja frecuencia tanto de las líneas compensadas, cargas estáticas, así como de algunas otras unidades generadoras; como en el caso del sistema sin dispositivo FACTS acoplado, la unidad **Valle de México**, presentó una magnitud de corriente de baja frecuencia aportada por la unidad generadora **Peñitas**, la unidad **Laguna Verde** presenta excitación torsional importante, debida a corrientes de baja frecuencia provenientes de la unidad **Tuxpan**.

- Para el caso del SIM, con dispositivos FACTS (CEV), las afectaciones torsionales de los generadores en estudio son más evidentes, como anteriormente se mencionó, los cambios de la magnitud en el voltaje provocan estas perturbaciones. La unidad **Tuxpan**, para este caso, es afectada por corrientes de baja frecuencia provenientes de las unidades **Laguna Verde y Malpaso**, de la línea compensada, de la carga, del RAV y RCT de los CEV's ubicados en **Topilejo y Texcoco**. Para la unidad **Valle de México** las corrientes de baja frecuencia son aportadas en mayor grado por las líneas compensadas, las unidades **Chicoasén, Malpaso, Tuxpan y Laguna Verde**, además del RAV y RCT del CEV ubicado en **Texcoco**. **Launa Verde** presenta una gran diversidad de participación, en el fenómeno torsional, **Tuxpan, Malpaso, Valle de México, Chicoasén, Dos Bocas, Mazatlán, Peñitas y Carbón II**, son las unidades que presentan aportación de corrientes de baja frecuencia, aunque también existen aportaciones debidas a las líneas compensadas, del RAV y RCT del CEV ubicada en **Texcoco**.

De lo anterior, se concluye que la importancia de la identificación del comportamiento de los modos torsionales, complementado con el cálculo de los factores de participación e inclusive, con la aplicación del criterio de los índices de interacción torsional; permitir tener un mayor conocimiento del problema torsional y sobre todo las entender las causas u orígenes de los fenómenos RSS e ITSS; lo que permitirá a los operadores, de los sistemas de control, tomar las decisiones adecuadas en caso de contingencias.

5.2. RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

- Desarrollo de modelos mas flexibles de dispositivos FACTS (CSCT, UPFC, STATCOM).
- Complementar el análisis de RSS e ITSS en el SIM, incluyendo los modelos de dispositivos FACTS, anteriormente mencionados.
- Incluir los transitorios electromagnéticos de la variación de voltaje en la red, debido a las características de cargas estáticas (potencia constante, corriente constante e impedancia constante) e inclusive proponer modelos de carga dinámicos.
- Proponer una metodología para identificar y analizar las posibles afectaciones del fenómeno oscilatorio torsional en unidades turbogeneradores del SIM, con dispositivos FACTS en puntos estratégicos del sistema.
- Proponer la inclusión de una nueva variedad de modelos de dispositivos FACTS.

5.3 PUBLICACIONES RESULTADO DE ESTA TESIS.

1. Jose A. Castillo J, Rivera S. Carlos, Román M. Arturo, Daniel Olguín S, *Análisis de interacciones torsionales subsíncronas con dispositivos FACTS utilizando análisis modal*, 3er. Congreso Internacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas, Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, México., Nov. 25-29, 2002.
2. Jose A. Castillo J, Rivera S. Carlos, Román M. Arturo, Daniel Olguín S, *Dispositivos FACTS en el Estudio de Interacciones Torsionales Subsincronas utilizando MATLAB*, RVP'2003-SIS-03. Reunión de Verano de Potencia, Acapulco, Gro. México. Del 6 al 12 de Julio de 2003.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

-
- [1] IEEE Committee Report, SSR Working Group of the System Dynamic Performance Subcommittee, Reader's Guide to Subsynchronous Resonance. IEEE, symposium on Countermeasures Subsynchronous Resonance Trans., Power Syst., Vol. 7, No 1 Feb. 1992. p.p. 150-157
- [2] Yao Nan Yu; Electric Power system dynamics, Academic Press, 1983
- [3] IEEE Committee First Benchmark model for computer simulation of subsynchronous resonance, IEEE "Transaction Power Apparatus and System", September /October 1977. Page. 1565-1572
- [4] IEEE Committee Report. A Bibliography for the study of subsynchronous resonance between rotating machines and power system, IEEE "Transaction Power Apparatus and System", Vol. PAS-95, No. 1, January - February 1976. Page 216-218.
- [5] IEEE Committee Report. First Supplements to a Bibliography for the study of subsynchronous resonance between rotating machines and power system, IEEE "Transaction Power Apparatus and System", Vol. PAS-98, No. 6, November-December 1979. Pag. 1872-1875.
- [6] IEEE Committee Report. The Second Supplement to a Bibliography for the study of sub synchronous resonance between rotating machines and power system, IEEE "Transaction Power Apparatus and System", Vol. PAS-104, No. 2, February 1985. Pag. 321-327.
- [7] IEEE Committee Report. Third Supplement to a Bibliography for the study of subsynchronous resonance between rotating machines and power system, IEEE "Transaction Power Apparatus and System", Vol. PWRS-6, No. 2, Mayo 1991. Pag. 830-834.
- [8] IEEE Torsional Issues Working Group. Fourth Supplement to a Bibliography for the study of subsynchronous resonance between rotating machines and power system, IEEE "Transaction Power Apparatus and System", Vol. 12, No. 3, August 1979. Pag. 1276-1282.
- [9] IEEE Power Engineering Society. IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices in Stability Analysis, IEEE Std 1110-1991
- [10] ANDERSON M., P. y Farmer R., G.; Series Compensation of Power System U.S.A IEEE-Press, 1996.
- [11] J. M. Undrill y T. E. Kostyaniak SubSynchronous; Oscillation PART 1- Comprehensive system stability analysis, IEEE "Transaction Power Apparatus and System", Vol. PAS-95, No. 4, July, 1976, pag. 1446-1464

-
- [12] J. M. Undrill y F. P. de Mello; SubSynchronous Oscillation PART 2 - shaft-system dynamic interactions, IEEE "Transaction Power Apparatus and System", Vol. PAS-95, No. 4, July, 1976, pag. 1456-1464
- [13] D. N. Walker, C.E.J. Bowler, R.L. Jackson, D.A. Hodges; Results of Subsynchronous Resonance Test at Mohave, IEEE Transactions., Vol. PAS-94, No. 5, pp. 1878-1889, September/October 1975
- [14] K. R. Padiyar y M. K. Geetha; Study of torsional interactions in multi terminal DC system through small signal stability analysis, IEE "AC and DC Power Transmission", Conference publication No. 345, September, 1991, London pag. 411-413.
- [15] K. R. Padiyar y M. K. Geetha; Analysis of torsional interactions in MTDC system, Electrical Power and Energy System, Vol. 17, No. 4, July, 1994, Elsevier Science pag. 257-266.
- [16] N. Rostamkoiai; R. J.Piwko; E.V Larsen; D.A Fisher; M.A. Mobarak; A.A.Poitras Subsynchronous torsional interactions with static VAR compensators concepts and practical, IEEE "Transaction Power System", Vol. 5, No. 4, November 1990 Pag. 1324-1332.
- [17] FACTS Applications, IEEE Power Engineering Society, publication 96 TP116 – O, IEEE 1995.
- [18] M. Parniani y M. R. Iravani; Computer analysis of small signal stability power system including network dynamics, IEE, "Proc. Gener. Transmission Distributions.", Vol. 142, No. 6, November, 1995, pag. 613-617.
- [19] X. Lombard y P. G. Therond; Series compensation and subsynchronous resonance details analysis of phenomenon and its damping by a TCSC, IEE, "AC and DC Power Transmission", Conference publication No. 423, April-Mayo, 1996, pag. 321-327.
- [20] J. J. Bremner; E. Achca; T.J. E. Miller Torque coefficient analysis of multi device power systems, IEE, "AC and DC Power Transmission", conference publication No. 423, April-Mayo, 1996, pag. 239-244.
- [21] P. L. So y D. C. McDonald; Analysis of inter-area oscillations and their stabilization through excitation system, Proc. IASTED, 248-076, June, 1996, Banff, Alberta, Canadá, pag. 154-158.
- [22] A. Al-Holay; R. Hamouda; M. Bard Torsional oscillations associated with the starting of three phase synchronous motors from a single phase supply, IEEE "Transaction on Energy Conversion", Vol. 12, No. 2, March, 1997 pag. 10-16.
- [23] L. Wang; Simulations of preferring NGH damping scheme on suppressing torsional oscillation using EMTP, IEEE "Transaction on Power System", Vol. 12, No. 2, May, 1997, pag. 882-888.

-
- [24] Paolo Mattavelli; Aleksandar M. Sankovic; George C. Verghese, SSR Analysis with dynamic phasor model of thyristor-controlled series capacitor, IEEE "Transaction on Power System", Vol. 14, No. 1, February, 1999, pag. 200-208.
- [25] D. J. Trudnowski y J. E. Dagle; Effects of generator and static-load Non-linearities on electromechanical oscillation, IEEE "Transaction on Power System", Vol. 12, No. 3, August, 1997, pag. 1283-1289.
- [26] Rivera Salamanca, Carlos Alberto; Análisis de interacciones torsionales subsincronas en sistemas de potencia con compensación serie y paralelo, Tesis de Doctorado, SEPI-ESIME IPN, Ciudad de México, México, Septiembre, 2000.
- [27] B. S. Nagabhushana; Chandrasekharaiah; L. L. Lai; D. Vujatovic; Neuronal network approach to identification and control of subsynchronous resonance in series compensated system, IEEE International Conference on PEDS, July, 1999, Honk Kong, pag. 683-687
- [28] A. H. M. A. Rahim y H. M. Al-Maghraby; Dynamic braking resistor for control of subsynchronous resonant mode, IEEE 2000, Dhahran, Saudi Arabia, 2000, pag. 1930-1935.
- [29] X. Lei; B.M. Buchholz; D. W. Retzman; D. Jiang; Y. T. Yang; X. X. Zhou; Analyzing Subsynchronous resonance using a simulation program, IEEE 2000, pag. 775-781.
- [30] X. Lei; B.M. Buchholz; E. Lerch; D. Povh; D. Retzmann; A comprehensive simulation program for subsynchronous resonance analysis, IEEE 2000, pag. 695-700.
- [31] S. H. Hosseini y O. Mirshekar; Optimal control of SVC for subsynchronous resonance stability in typical power system, IEEE, ISTE 2001, Pusan, Korea, 2001, pag. 916-921.
- [32] Hishan A., Othman y Lennart Ängquist; Analytical Modeling of Thyristor-Controlled Series Capacitors for SSR Studies, IEEE "Transaction on Power System", Vol. 11, No. 1, February, 1996, pag. 119-127.
- [33] Naoto Kakimoto, Akihiro Iida; Clarification of the SSR mitigation mechanism a TCSC Electrical Engineering in Japan, vol. 120, No 4.1997
- [34] A. A. Mehr; Effect of Semiconductor-Controller Voltage Injection by UPFC and ULTC on Power Systems Stability, Doctorate Thesis, University of Toronto, 1998
- [35] P. M. Anderson, B. L. Agrawal, J. E. Van Ness; Subsynchronous Resonance in Power Systems (Book), IEEE Press, 1990
- [36] Prabha Kundur, Power System Stability and Control, Electric Power Research Institute - Power System Engineering Series, McGraw Hill, 1994.

-
- [37] G. Gross, C.F. Imparato, P.M. Look;. A Tool for the Comprehensive Analysis of Power System Dynamic Stability. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 1, January 1982. pp. 226-234
- [38] P. Kundur, Evaluation of Methods for Studying Power System Stability, International Symposium on Power System Stability, May 13-15, 1985, Iowa State University.
- [39] A. Román Messina, Coordination of Static VAR compensators to damp power and voltage oscillations, Doctorate Thesis, University of London, November of 1990, pp.47
- [40] Fuerte Esquivel, Claudio Ruben, Steady State Modeling and Analysis of Flexible AC Transmission, Doctorate Thesis, UNERVERSITY OF GLASGOW, London, England, August, 1997.
- [41] IEEE Working Group Report, System Load Dynamic simulation effects and determination of load, IEEE Transactions, Vol. PAS-92, pp. 600-609, 1973
- [42] D. Olgúin Salinas, D. C. Macdonald, The effect of load Characteristics on Multimachine System Stability. Proceedings of the 13th Midwest Power Symposium, Urbana, Illinois, 1981
- [43] Daniel Olgúin Salinas, A. Román Messina, Estabilidad dinámica en un Sistema de Potencia considerando compensación controlable y diferentes modelos de carga, IEEE Sección México, 9^a. Reunión de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, Ixtapa, Zihuatanejo, México, Nov. 1987.
- [44] A. Román Messina, Daniel Olgúin Salinas, Análisis de oscilaciones subsincronas y supersincronas envolviendo interacción entre compensación serie y paralelo y las características de la carga , 1^o Congreso de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas, de la SEPI de la ESIME, IPN, nov. 25-29 de 1991, Unidad Zacatenco, México D.F.
- [45] Hingorani Narain G., Gyugyi Laszlo, Understanding FACTS, concepts and technology of flexible AC transmisión systems, IEEE PRESS, 1996
- [46] Grunbaun Rolf, Noroozian Mojtaba, Thorvaldsson, FACTS, poderosos sistemas para una transmisión flexible de energía, JOURNAL ABB, 5/1999
- [47] Seyed Ali Nabavi-Niaki, Modelling and Applications of Unified Power Flow Controller (UPFC) for Power Systems, Doctorate Thesis, University of Toronto, Canada,1996
- [48] J. W. Blutler y C. Concordia; Analysis of series capacitors application problem, AIEEE "Transaction", Vol. 56, 1937. pag. 975-988.
- [49] Mohan Mathur, R., K. Varma, Rajiv, Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems, IEEE PRESS-WILEY INTER SCIENCE, 2002

-
- [50] Bahrman, E. V. Larsen, R.J. Piwko, H. S. Patel, Experience with HVDC-Turbine-Generator Torsional Interaction at Square Butte, IEEE Transactions, Vol. PAS-99, May-June, No. 3, 1980, pp. 966-975.
- [51] D.C. Lee, P. Kundur, Advanced Excitation Control for Power System Stability Enhancement, CIGRE, Paris, Paper, 38-01, 1986.
- [52] W. Watson, M.E. Coultes, Static exciter stability signal on large generators-mechanical problems, IEEE Trans. on power Apparatus and Systems, vol. PAS-92, January/February 1973, pp. 205-212.
- [53] M. Rostamkolai, R. J. Piwko, E. V. Larsen, D.A. Fisher, M.A. Mobarak, A.E. Poitras, Subsynchronous torsional interactions with static VAR compensators- concepts and practical implications, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 5, No.4, November 1990, pp. 1324-1332
- [54] Shun Lee, Chang Liu, Damping Subsynchronous Resonance using a SIMO Shunt Reactor Controller, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, No. 3, August 1994, pp. 1253-1262.
- [55] G. C. Verghese, I. Pérez Arriaga, F. C. Schewpe, Selective modal analysis with applications to electric power systems, part II: The dynamic stability problem, Trans., Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 101, Sep. 1982 p.p. 3126-3133.
- [56] Daniel Olguín Salinas, A. Román Messina, Efecto de las características de la carga sobre la estabilidad dinámica de un Sistema de Potencia con compensación controlable en paralelo, 6º Simposio sobre control automático, CINVESTAV, México 1987
- [57] Rivera S. Carlos, Román M. Arturo. Aplicación de técnicas de análisis de eigenvalores al análisis de oscilaciones subsíncronas en sistemas de potencia. Reporte Interno. Departamento de Ingeniería Eléctrica, SEPI-ESIME, sep. 1995.
- [58] Román M. Arturo, Patlán F. Oscar ,Rivera S. Carlos, Análisis de Oscilaciones torsionales en turbo generadores, 5o. Congreso Nacional de Máquinas Eléctricas Rotatorias y 4o. Simposium Internacional de Ingeniería Eléctrica, Veracruz, Ver., Oct. 18-20, 1995.
- [59] Rivera S. Carlos, Román M. Arturo, Olguín Daniel Análisis de Interacciones torsionales Subsíncronas en un Sistema Máquina Bus-Infinito, VIII Simposio de Ingeniería Eléctrica SIE'97. Del 16 al 21 de junio de 1997. Universidad Central de las Villas Santa Clara, Cuba. Ponencia EEE-69 Memorias de Electroenergética
- [60] IEEE Committee Report, Proposed Terms and Definitions for Subsynchronous Oscillations, IEEE Transactions, Vol. PAS-99, No. 2, pp. 506-511, March/April, 1980

-
- [61]E. V. Larsen, D. H. Baker, Experience with Small-Signal Stability Analysis of Power Systems, Artículo presentado a la Power System Planning & Operating Section, Canadian Electrical Association, Montreal, Quebec, March, 1988, pp.1- 10.
- [62]E. V. Larsen, Ali F. Imece, Luc Gerin-Lajoie, Basic Aspects of Applying SVCs to Series Compensated AC Transmission Lines, IEEE-PES Winter Meeting, Atlanta, Georgia, 1990, Paper 90 WM 080'2 PWRD.
- [63]P. Ramos, H. D. Fittipaldi, Eigenvalues and Frequency Response Analysis of Power System Subsynchronous Phenomena, 1989 IFAC Symposium on Power Systems and Power Plant Control, pp. 153 158.
- [64]Román Messina, C. Rivera Salamanca, Daniel Olguín S. Analysis of Subsynchronous Oscillations in AC Power Systems Containing SVCs and Series Compensation, NAPS, Universidad de Wyoming, Laramie, Octubre 13-14 1997. pp. 37-42
- [65]Román Messina, C.A. Rivera Salamanca, Daniel Olguín S, Ruíz Vega Daniel Development of advanced analytical techniques for the analysis of subsynchronous torsional interaction with FACTS devices, Power Tech '99 IEEE Power Engineering Society, Technical University of Budapest, 29 de August al 2 de September de 1999. Paper BPT99-501-16 pag. 275,Budapest,Hungría
- [66]FACTS Applications, IEEE Power Engineering Society, Publication 96TP116-0, IEEE 1995.
- [67]A. Al-Ohaly, R. Hamouda, M. Badr. Torsional Oscillations Associated with the Starting of three Phase Synchronous Motors from a Single Phase Supply. IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 12, No.1, March 1997. pp.10-16
- [68]J. M. Undrill, T. E. Kostyniak, Subsynchronous oscillations PART 1 – comprehensive system stability analysis, Trans., Power Apparatus and Systems., Vol.PAS-95, No 4 Jul/Aug. 1976 p.p. 1446-1455.
- [69] J. M. Undrill, F. P. de Mello, Subsynchronous oscillations PART 2 - shaft-system dynamic interactions , Trans., Power Apparatus and Systems., Vol.PAS-95, No 4 Jul/Aug. 1976 p.p. 1456-1464.
- [70]D. Ndereyimana, S. Lefebvre, L. Gorin-Lajole, A New Software Package for Small-Signal Stability Analysis of Power Systems, IFAC Control of Power Plants and Power Systems SIPOWER'95 Cancún, México 1995. pp 95-101
- [71]L. N. Hannete, Subsynchronous oscillations in Mazatlan-Gómez Palacio and noine Transmission for CFE, Estudio Técnico, Comisión Federal de Electricidad, México, P. T. I. Report # R79-80, Power Technologies, Inc. Schenectady, New York, Sept. 19, 1980.

-
- [72]I. M. Canay, A novel approach to the torsional interaction and electrical damping of the synchronous machine, Part I: Theory, IEEE Trans. on PAS. Vol. 101, No. 10 1982, pp. 3630-3638
- [73]T. Hara, N. Kobayashi, A. Takei, K. Koyanagi, K. Tanomura, J. Arai, Development of a damping analysis program for multigenerator power systems, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 9, No. 4, November, 1994, pp. 1803-1810.
- [74] Reference manual's to DigSILENT v. 12.1
- [75] Manual de referencias para Fortran 90 / 95
- [76] K. Mortensen, E. V. Larsen, Field Test and Analysis of Torsional Interaction between the coal creel Turbine-generators and the CU HVdc System, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, No. 1, January 1981, pp. 336-344
- [77]Reference manual's MATLAB v. 13, Mathwork.
- [78] Reference manual's PSS.
- [79]R. A. DeCarlo, R. Saeks, Interconnected Dynamical Systems, (Libro), Electrical Engineering and Electronics/10, Marcel Dekker, Inc., 1981.
- [80]M. Nayebzadeh, A.R. Messina, Advanced concepts of analyzing static Var compensators to damp inter-area oscillation modes, ETEP, vol. 9, no. 3, May/June 1999, pp. 1-7
- [81]D. J. Trudnowski, J. E. Dagle. Effects of Generator and Static-Load Nonlinearities on Electromechanical Oscillations, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No.3, august 1997. pp. 1283-1289.
- [82]L. Rouco, F.L. Pagola. An Eigenvalue Sensitivity Approach to Location and Controller Design of Controllable Series Capacitors for Damping Power System Oscillations. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No.4, November 1997. pp.1660-1666
- [83]B. H. Perkins, M. R. Iravani. Dynamic Modeling of a TCSC with Application to SRR Analysis. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No.4, November 1997. pp.1619-1625
- [84]K. Ahlgren, D. Holmberg, P. Halvarsson, L. Ängquist, Thyristor Controlled serie apacitor used as a means to reduce torsional interaction subsynchronous resonance, CIGRE colloquium on HVDC and FACTS in South Africa, 1997.
- [85]T. Yong, L. Naihu, C. Heng, W. Haifeng. A Physical Model Study of SSR Stemmed from Thyristor Controlled Series Capacitor. Power System Technology, 1998. Proceedings POWERCON'98. International Conference on Published: 1998. Vol. 1. pp. 436-440

-
- [86]Erinmez, I.A. (Editor), CIGRE Working Group 38-01, Task Force on SVC, Static VAR Compensators, CIGRE, Paris, 1986.
- [87]D. J. Trudnowsky, IPRONYID, Version 1.1b: Computer Program for Identification of Transfer Functions Using Prony Analysis, Pacific Northwest Laboratory, October, 1992
- [88]CIGRE Working Group 32-02 Tentative Classification and Terminologies Relating to Stability Problems of Power Systems. *Electra*, No. 56, 1978
- [89]IEEE Task Force, Proposed Terms and Definitions for Power Systems Stability.
- [90]G. Gross, C.F. Imparato, P.M. Look. A Tool for the Comprehensive Analysis of Power System Dynamic Stability. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 1, January 1982. pp. 226-234
- [91]Slow Transients Task Force of IEEE Working Group on Modeling and Analysis of Systems Transients Using Digital Programs. Modeling and Analysis Guidelines for Slow Transients: Part II. *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 11, No. 3, July 1996. pp. 1672-1677.
- [92]J.S. Joyce, T. Kulig, & D. Lambrecht, Torsional Fatigue of Turbine-Generator Shafts Caused by Different Electrical System Faults and Switching Operations, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. PAS-97, September/October 1978. pp. 1965-1977
- [93]V. Larsen, L. Gerin-Lajoie. Basic Aspects of Applying SVC's to Series-Compensated A.C. Transmission Lines. 90WM 080-2 PWRD. IEEE/PES 1990 Winter Meeting, Atlanta, Georgia, February 1-8 1990.
- [94] C.A. Rivera Salamanca, Daniel Olguín S, A. Román Messina, Analysis of Subsynchronous Torsional Interaction with Static's VAR Compensator-Effect of Network and Load Characteristic, Power Tech '2001 IEEE Porto Power Tech Conference, 10-13 September 2001.,Porto, Portugal.
- [95] C.A. Rivera Salamanca, Daniel Olguín S, A. Román Messina, Analysis of Subsynchronous Torsional Interaction with Statics VAR, *Electric Power Components and Systems*, 31:467, Journal IEEE 2003.
- [96] A. J. F. Keri, A. S. Mehraban, X. Lombard, A. Elriachy, A. A. Edris , Unified Power Flow Controller (UPFC): Modeling and Analysis, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 14, No. 2, April 1999.
- [97] Kalyan K Sen, Eric J. Stacey, UPFC-Unified Power Flow Controller: Theory, Modeling and Applications, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 13, No. 4, October 1998.

-
- [98] L. Gyugyi, C. D. Schauder, S. L. Williams, T. R. Rietman, D.R. Torgerson, A Edris, *The Unified Power Flow Controller: A New Approach to Power Transmission Control*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 2, April 1995.
- [99] Yixin Ni, Zhenyu Huang, Shousun Chen, Baolin Zhang, Incorporating UPFC Model Into the Power System Toolbox of the MATLAB for Transient Stability Study, IEEE 1998.
- [100] D. Menniti, A. Pinnarelli, U. de Martinis, A. Andreotti, Modeling of Unified Power Flow Controller into Power Systems using P-SPICE, IEEE 1999.
- [101] Douglas J. Gotham, G. T. Heydt, Power Flow Control and Power Flow Studies for Systems with FACTS device, IEEE 1997.
- [102] Ixtláhuatl Coronado G., Juan M. Ramírez, Pavel Zuñiga, Impacto del UPFC en los Modos de Oscilación Electromecánicos en un SMBI, RVP-AI/2001-SIS-12, REUNIÓN DE VERANO 2001, del 8-14 de Julio 2001, Acapulco Gro.
- [103] P. J. Antsaklis, A. N. Michael, Linear Systems, McGraw Hill 1977.
- [104] T. Kailath, Linear Systems, Pretince Hall 1980
- [105] F. M Calliert, C.A. Desoer, Linear System Theory, Spring-Verlag, 1991.
- [106] W. L. Brogan, Modern Control Theory, Pretince Hall 1991
- [107]R. de Carlo, Linear System: A state variable approach with numerical implementation, Pretince Hall 1989.
- [108]E. S. Kuh, R. A. Rohrer, " The state variable approach to network analysis", Proceedings of the IEEE, July 1965, pp. 672-686.

APENDICE

APÉNDICE A.

A.1 ESTRUCTURA DE LA MATRIZ DEL MODELO DE ESTADO DEL SUBSISTEMA GENERADOR [36] PARA MATLAB.

Estructura de las matrices A_{ms} .

La estructura de la matriz A_{ms} completa se representa en la ecuación (1)

$$[A] = \begin{bmatrix} -\frac{K_D}{2H} & -\frac{K_1}{2H} & -\frac{K_2}{2H} & 0 & 0 & 0 \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{fd}} m_1 L'_{ads} & -\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{fd}} [1 - \frac{L'_{ads}}{L_{fd}} + m_2 L'_{ads}] & -\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{adu}} K_A & 0 & \frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{adu}} K_A \\ 0 & \frac{K_5}{T_R} & \frac{K_6}{T_R} & -\frac{1}{T_R} & 0 & 0 \\ K_{STAB} a_{11} & K_{STAB} a_{12} & K_{STAB} a_{13} & 0 & -\frac{1}{T_W} & 0 \\ \frac{T_1}{T_2} a_{51} & \frac{T_1}{T_2} a_{52} & \frac{T_1}{T_2} a_{53} & 0 & \frac{T_1}{T_2} a_{55} + \frac{1}{T_2} & -\frac{1}{T_2} \end{bmatrix} \quad (1)$$

APÉNDICE B.

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE PRUEBA PARA MATLAB.

Datos generales del sistema. [36]

Tabla B.1

Datos generales sistema de prueba referencia [36]

Frecuencia (Hz)	MVA	kV
60.00	2222	500

Generador.

Las condiciones iniciales de operación del generador síncrono bajo estudio son:

$$P_e = 0.9 \qquad V_1 = 1.00 \qquad \text{EB.I.} = 0.996 \qquad \text{F. P.} = 0.9$$

Parámetros de la máquina síncrona

Tabla B.2

Parámetros de las máquinas síncronas

X_d	X_q	R_a	X'_d	X'_q	X''_d	X''_q	X_l	T'_{d0}	T'_{q0}	T''_{d0}	T''_{q0}
1.79	1.71	0.0015	0.169	0.228	0.135	0.2	0.13	4.3 s	0.85 s	0.32 s	0.05 s

Los valores dados anteriormente [15] se pueden convertir a un circuito equivalente de acuerdo a [14] obteniéndose los siguientes valores:

Tabla B.3

Parámetros de las máquinas síncronas

X_{md}	R_{ffd}	X_{mq}	X_{ffd}	R_{kk1d}	X_{kk1d}	R_{kk1q}	X_{kk1q}	R_{kk2q}	X_{kk2q}
1.666	0.001	1.58	1.7	0.0037	1.666	0.0053	0.695	0.0182	1.825

Transformador y línea de transmisión.

$$R_t = 0.01 \qquad X_t = 0.14 \qquad R_l = 0.02 \qquad X_l = 0.56$$

Excitador y regulador de voltaje.

$$K_E = 50 \qquad T_E = 0.002 \qquad T_A = 0.01$$

Estabilizador

$$K_C = 20 \qquad T_I = 0.125 \qquad T_2 = 0.05 \qquad T = 3.0$$

Nota: Los valores no especificados están en pu.

Parámetros masa resorte del rotor.

Tabla B.4
Parámetros masa resorte del rotor

MASA	EJE	INERCIA H (s)	Constante del resorte K(pu)	Constante del resorte pu par/rad
HP		0.092897		
	HP-IP		7,277	19.303
IP		0.155589		
	IP-LPA		13,168	34.929
LPA		0.858670		
	LPA-LPB		19,618	52.038
LPB		0.884215		
	LPB-GEN		26,713	70.858
GEN		0.868495		
	GEN-EXC		1,064	2.822
EXC		0.0342165		

PARAMETROS DEL CSCT [49].

Tmcs=0.05 seg. T1cs=1.5 seg. T2cs=0.3 seg KI=10.00

PARAMETROS DEL UPFC [47].

1. Bloque 1.

$$COMP = k \frac{s^2 / \omega_n^2 + (2\zeta_n / \omega_n^2)s + 1}{s^2 / \omega_d^2 + (2\zeta_d / \omega_d^2)s + 1} \quad LPF = \left(\frac{1}{1 + sTf} \right)^2 \quad (B.1)$$

Tm=0.001 seg., Ts1=0.006 seg., Tf=0.050 seg., k=0.106 rad/MW, $\omega_n=28.0$ rad/seg., $\zeta_n=0.036$, $\omega_d=520$ rad/seg., $\zeta_d=1.070$, Td=0.0 seg.

2. Bloque 2.

$$COMP = \frac{k}{1 + sTc} \quad LPF = \left(\frac{1}{1 + sTf} \right) \quad (B.2)$$

Tm=0.001 seg., Ts2=0.200 seg., Tf=0.050 seg., Kb=0.020 seg., k=7.5 rad/kV., Tc=0.667 seg.,

3. Bloque 3.

$$COMP = \frac{1 + sT1}{1 + sT2} \quad LPF = \left(\frac{1}{1 + sTf} \right) \quad (B.3)$$

Tm=0.001 seg., Ts3=0.018 seg., Tf=0.050 seg., Kdc=4.7, T1=0.005 seg., T2=0.001 seg.,

APÉNDICE C.

CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA DEL IEEE

Datos generales del sistema. [3]

Tabla C.1
Datos generales

Frecuencia (Hz)	MVA	kV
60.00	100.0	500

Generador.

Las condiciones iniciales de operación del generador síncrono bajo estudio son:

$$P_e = 0.9 \qquad V_1 = 1.05 \qquad F. P. = 0.9$$

Parámetros de las máquinas síncronas

Tabla C.2
Parámetros de las máquinas síncronas

X_d	X_q	R_a	X'_d	X'_q	X''_d	X''_q	X_l	T'_{d0}	T'_{q0}	T''_{d0}	T''_{q0}
1.79	1.71	0.0015	0.169	0.228	0.135	0.2	0.13	4.3 s	0.85 s	0.32 s	0.05 s

Los valores dados anteriormente [3] se pueden convertir a un circuito equivalente de acuerdo a [2] obteniéndose los siguientes valores:

Tabla C.3
Parámetros de las máquinas síncronas

X_{md}	R_{ffd}	X_{mq}	X_{ffd}	R_{kk1d}	X_{kk1d}	R_{kk1q}	X_{kk1q}	R_{kk2q}	X_{kk2q}
1.666	0.001	1.58	1.7	0.0037	1.666	0.0053	0.695	0.0182	1.825

Transformador y línea de transmisión.

$$R_t = 0.01 \qquad X_t = 0.14 \qquad R_l = 0.02 \qquad X_l = 0.56$$

Pares de la turbina y del gobernador.

Tabla C.4
Pares de la turbina y del gobernador

F_H	F_I	F_A	F_B	T_{CH}	T_{RH}	T_{CO}	K_G	T_{SR}	T_{SM}
0.3	0.26	0.22	0.22	0.3	7.0	0.2	25	0.2	0.3

APENDICE

Excitador y regulador de voltaje. [87]

$K_E = 50$

$T_E = 0.002$

$T_A = 0.01$

Estabilizador. [87]

$K_C = 20$

$T_I = 0.125$

$T_2 = 0.05$

$T = 3.0$

Nota: Los valores no especificados están en pu.

Parámetros masa resorte del rotor. [3]

Tabla C.5

Parámetros masa resorte del rotor

MASA	EJE	INERCIA H (s)	Constante del resorte K(pu)	Constante del resorte pu par/rad
HP		0.092897		
	HP-IP		7,277	19.303
IP		0.155589		
	IP-LPA		13,168	34.929
LPA		0.858670		
	LPA-LPB		19,618	52.038
LPB		0.884215		
	LPB-GEN		26,713	70.858
GEN		0.868495		
	GEN-EXC		1,064	2.822
EXC		0.0342165		

Donde:

HP = Turbina de alta presión

IP = Turbina de media presión

LPA y LPB = Turbinas de baja presión

GEN = Generador

EXC = Excitador

APENDICE

**APÉNDICE D.
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO MEXICANO****D.1 DATOS GENERALES DEL SISTEMA****Tabla D.1**

Datos generales

Frecuencia (Hz)	MVA	Carga	Carga
60.00	100.0	2.00	2.00

Tabla D.2

Variables generales

No. Nodos	Generadores	Líneas de Transmisión	CEVs	Cargas	Reactores en paralelo	Capacitores Serie tipo 1	Capacitores Serie tipo 2	Capacitores en paralelo
44	10	54	03	23	06	03	01	02

D.2 Generadores.**Tabla D.3**

Condiciones iniciales de operación de los generadores

Nodo de generación	Potencia Real	Potencia Imaginaria	Voltaje en terminales real	Voltaje en terminales Imaginario.	Nodo de conexión de la generación
CHI-E5U	13.9091	-.6459	1.0000	.0000	03
ANG-E4U	6.0000	.6249	1.0217	-.0036	02
MPU-E5U	7.5000	1.6894	1.0177	-.1347	04
TUX-E2U	6.6000	.7026	.9436	-.3873	25
LGV-U1	6.5000	-.2405	.9241	-.4319	33
PEN-E4U	4.0000	1.3297	1.0542	-.0608	06
VDM-E4U	5.8500	1.1219	.7717	-.6438	40
MZT-E4U	2.2000	.2741	.8774	-.5003	28
CAR-U23	4.0000	.7582	.8729	-.5468	29
DBO-U36	.8500	.3126	.9343	-.4309	32

APENDICE

D.3 Cargas estáticas

La tabla D.4 indica las condiciones de las cargas estáticas y el nodo al cual están conectadas

Tabla D.4
Parámetros de las cargas estáticas en el SIM

Nodo de carga	Potencia Real	Potencia Imaginaria	Voltaje en terminales real	Voltaje en terminales Imaginario.	Nodo de conexión de la carga
ANG-400	1.3200	.2390	1.0173	-.0447	2
CHI-400	1.3100	.4640	1.0042	-.0907	3
PEA-230	3.1790	.7570	1.0190	-.1495	6
MND-400	4.5090	2.0580	.9631	-.2885	7
TMD-230	1.0710	.4050	.8890	-.4735	10
JUI-400	.4550	.0860	.9553	-.3191	12
TOP-400	3.8920	2.0000	.7351	-.6668	13
TOP-230	4.4050	1.0000	.6767	-.7195	14
PBD-400	3.9200	1.8850	.8129	-.5850	15
PBD-230	.8600	.2700	.7852	-.6141	16
ZOC-230	1.2100	.5460	.7646	-.6289	17
TEC-400	2.2200	.7070	.8131	-.5886	19
PRI-230	.6180	.4600	.8623	-.5172	27
JGO-230	1.7140	.8780	.7830	-.5737	30
VER-230	1.8190	1.0630	.8681	-.4945	31
ALT-230	1.9210	.8720	.8613	-.4753	35
TPC-230	1.3080	.5180	.8433	-.4887	36
MIA-230	.6040	.3960	.8341	-.4987	37
TEX-230.	.2820	.2820	.7398	-.6666	38
CRU-400	4.7000	1.3680	.7388	-.6604	39
VDM-230	9.2770	.5820	.7254	-.6818	40
ZAP-230	3.7220	.9580	.6595	-.7149	41
MEZ-230	1.9900	.2250	.7586	-.6565	42

D.4 Compensadores estáticos de VARs

Tabla D.5
Compensadores Estáticos de VARs en el SIM

CEV	Potencia Reactiva	Voltaje en terminales real	Voltaje en terminales Imaginario	Nodo de conexión
TMD-CEV	0.7697	.9158	-.4605	01
TEX-CEV	0.7697	.9158	-.4605	26
TOP-CEV	0.7697	.9158	-.4605	13

APENDICE

D.5 Parámetro de las Líneas de Transmisión

Tabla D.6
Parámetro de las Líneas de Transmisión.

Nombre del nodo de envío	Nombre del nodo de recepción	Resistencia en pu.	Inductancia en serie en pu.	Capacitancia en pu.	Nodo de envío	Nodo de recepción
ANG-400	CHI-400	.00080	.01025	.56730	02	03
CHI-400	MPU-400	.00070	.00932	.51620	3	4
MPU-400	MND-CS0	.00091	.01127	1.35900	4	8
CHI-400	JUI-400	.00215	.02660	1.66790	3	12
JUI-400	TMD-400	.00145	.01770	1.09540	12	9
MND-400	TMD-CS1	.00205	.02760	1.44400	7	11
TMD-400	PBD-CS1	.00205	.02870	1.42150	9	18
TMD-400	TEC-CS1	.00346	.04484	.64624	9	21
TEC-400	PBD-400	.00073	.00934	.13108	19	15
TEC-CS2	TOP-400	.00258	.02734	.54726	22	13
TOP-400	CRU-400	.00025	.00325	.20000	13	39
PBD-400	TEX-400	.00090	.01070	.65320	15	26
PRD-400	TUL-400	.00365	.04819	.68813	23	43
PRD-400	ALT-400	.00200	.02630	1.51750	23	44
PRD-400	LGV-400	.00272	.03579	.50718	23	33
PRD-400	TUX-400	.00110	.01410	.19250	23	25
TUX-400	TEX-400	.00478	.05776	.79880	25	26
TUL-400	TEX-400	.00075	.00905	.54290	43	26
ALT-230	TPC-230	.00160	.01105	.03910	35	36
MIA-230	TPC-230	.00320	.02210	.01955	37	36
PRI-230	MIA-230	.02890	.19600	.18820	27	37
PRI-230	PRD-230	.00069	.00464	.00440	27	24
PRI-230	MZT-230	.01000	.06180	.05755	27	28
MZT-230	ZOC-230	.01680	.11160	.10524	28	17
ZOC-230	PBD-230	.00900	.05620	.05230	17	16
ZOC-230	TEC-230	.01758	.11794	.11165	17	20
ZOC-230	TEX-230	.01100	.08890	.08680	17	38
ZOC-230	VDM-230	.01360	.11000	.10730	17	40
JGO-230	PRD-230	.01245	.08360	.07912	30	24
LGV-230	VER-230	.00555	.03591	.13816	34	31
VER-230	TMD-230	.00805	.04965	.18756	31	10
VER-230	DBO-230	.00199	.01287	.01238	31	32
JGO-230	MZT-230	.00875	.08874	.06477	30	28
JGO-230	ZOC-230	.01333	.12452	.10178	30	17
LGV-400	PBD-400	.00382	.05051	.72440	33	15
LGV-400	TEC-400	.00390	.05140	.70840	33	19
TEX-400	CRU-400	.00035	.00440	.26430	26	39
PBD-230	TEC-230	.00979	.06357	.05847	16	20
TMD-400	TMD-CEV	.00010	.01751	.00000	9	1
MEZ-230	CAR-230	.00181	.01909	.11188	42	29
MEZ-230	ZAP-230	.00854	.05673	.21398	42	41
ZAP-230	TEC-230	.01779	.11368	.10472	41	20
ZAP-230	TOP-230	.00390	.02530	.09540	41	14
TEX-230	VDM-230	.00125	.00710	.02900	38	40
MPU-230	PEA-230	.00250	.00165	.06340	5	6
TOP-400	TOP-230	.00010	.01600	.00010	13	14
PRD-400	PRD-230	.00010	.00950	.00010	23	24
TEX-400	TEX-230	.00010	.01285	.00010	26	38
TEC-400	TEC-230	.00010	.02910	.00010	19	20
ALT-400	ALT-230	.00010	.01173	.00010	44	35
MPU-230	MPU-400	.00010	.02739	.00010	5	4
TMD-400	TMD-230	.00010	.01450	.00010	9	10
LGV-400	LGV-230	.00010	.02153	.00010	33	34
PBD-400	PBD-230	.00010	.02910	.00010	15	16

APENDICE

D.6 Modelo de Generadores, Excitador y Turbina

Tabla D.7
Modelo de Generadores, Excitador y Turbina

Nombre del generador	Modelo de masas	Modelo del generador	Tipo del excitador	Modelo de la turbina	Potencia nominal
CHI-E5U	MASS-01	GM2D-1Q	IEEE-TN	GH-STEN	315.70
ANG-E4U	MASS-01	GM2D-1Q	IEEE-TN	GH-STEN	191.00
MPU-E5U	MASS-01	GM2D-1Q	IEEE-TN	GH-STEN	218.00
TUX-E2U	MASS-04	GM2D-2Q	IEEE-T2	GH-STEN	388.00
LGV-U1	MASS-06	GM2D-2Q	IEEE-T2	GH-STEN	750.00
PEN-E4U	MASS-01	GM2D-1Q	IEEE-TN	GH-STEN	125.00
VDM-E4U	MASS-04	GM2D-2Q	IEEE-T2	GH-STEN	175.60
MZT-E4U	MASS-01	GM2D-1Q	IEEE-TN	GH-STEN	058.00
CAR-123	MASS-01	GM2D-1Q	IEEE-TN	GH-STEN	220.00
DBO-CC1	MASS-01	GM2D-2Q	IEEE-TN	GH-STEN	100.00

D.7 Modelado de masas

Tabla D.8
Generadores con masa única

Generador	D	H	K
CHI-E5U	1.000	8.570	.000
ANG-E4U	1.000	8.570	.000
MPU-E5U	1.000	8.570	.000
PEN-E4U	1.000	8.570	.000
MZT-E4U	1.000	8.570	.000
CAR-123	1.000	8.570	.000
DBO-CC1	1.000	8.570	.000

Tabla D.9
Generadores con cuatro masas

Generador	DHP4	DLP4	DGE4	DEX4	HHP	HLP	HGE	HEX	KHL	KLG	KGE
TUX-E2U	.100	.100	.100	.100	.198	.674	7.360	1.892	37.95	81.91	82.74
VDM-E4U	.100	.100	.100	.100	.198	.674	7.360	1.892	37.95	81.91	82.74

Tabla D.10
Generador LGV-U1 con seis masas

DH	KHI	DI	KIA	D A	KAB	D B	KBG	D G	KGX	D X	HH	HI	HA	HB	HG	HX
.10	13.90	.10	18.2	.10	25.20	.10	54.90	.10	5.700	.10	.508	1.966	2.002	2.018	2.07	.026

APENDICE

D.11 Condiciones Iniciales de las máquinas síncronas

Tabla D.11
Condiciones Iniciales de las máquinas síncronas

Generador	I_g	ϕ	θ	β	σ	δ	V_{D0}	V_{Q0}	I_{D0}	I_{Q0}	I_{F0}
CHI-E5U	13.92	-2.66	.00	19.71	.00	-70.29	.34	.94	4.08	13.31	29.18
ANG-E4U	5.90	5.95	-.20	14.14	-.20	-76.06	.25	.99	2.03	5.55	17.16
MPU-E5U	7.49	12.69	-7.54	13.22	-7.54	-84.32	.23	1.00	3.27	6.74	22.62
TUX-E2U	6.51	6.08	-22.32	36.28	-22.32	-76.04	.60	.82	4.38	4.81	11.57
LGV-U1	6.38	-2.12	-25.05	52.45	-25.05	-62.60	.81	.62	4.91	4.07	8.39
PEN-E4U	3.99	18.39	-3.30	18.94	-3.30	-74.36	.34	1.00	2.42	3.17	8.47
VDM-E4U	5.93	10.86	-39.84	51.24	-39.84	-78.60	.78	.63	5.24	2.77	7.67
MZT-E4U	2.20	7.10	-29.69	18.16	-29.69	-101.53	.31	.96	.94	1.99	6.11
CAR-123	3.95	10.73	-32.06	16.97	-32.06	-105.09	.30	.99	1.84	3.50	11.01
DBO-CC1	.88	20.19	-24.76	12.07	-24.76	-102.69	.22	1.01	.47	.74	4.05

NOTA: Los valores en p.u. a la base del sistema

D.12 Parámetros de las máquinas síncronas

Tabla D.12
Parámetros de las máquinas síncronas

Generador	H	X_d	X_{md}	X_q	R_a	R_{ffd}	X_{mq}	X_{ffd}
CHI-E5U	.00	.05	.0386	.0253	.0000	.0000	.0184	.0502
ANG-E4U	.00	.08	.0670	.0450	.0000	.0000	.0335	.0841
MPU-E5U	.00	.06	.0532	.0349	.0000	.0000	.0257	.0654
TUX-E2U	.00	.13	.1191	.1255	.0000	.0001	.1178	.1312
LGV-U1	15.52	.21	.1973	.1987	.0000	.0001	.1853	.2320
PEN-E4U	.00	.20	.1740	.1080	.0000	.0001	.0860	.2074
VDM-E4U	.00	.31	.2946	.2825	.0000	.0001	.2656	.3150
MZT-E4U	.00	.21	.1893	.1586	.0000	.0001	.1376	.2631
CAR-123	.00	.13	.1114	.0859	.0000	.0000	.0664	.1285
DBO-CC1	.00	.30	.2830	.2890	.0000	.0001	.2760	.3246

Tabla D.13
Parámetros de las máquinas síncronas

Generador	R_{kk1d}	X_{kk1d}	R_{kk1q}	X_{kk1q}	R_{kk2q}	X_{kk2q}	X_l
CHI-E5U	.0010	.3116	.0014	.4403	.0000	.0000	.0070
ANG-E4U	.0010	.3116	.0014	.4403	.0000	.0000	.0115
MPU-E5U	.0010	.3116	.0014	.4403	.0000	.0000	.0092
TUX-E2U	.0010	.3116	.0014	.4403	.0016	.1292	.0077
LGV-U1	.0010	.3116	.0014	.4403	.0040	.1774	.0133
PEN-E4U	.0010	.3116	.0014	.4403	.0000	.0000	.0220
VDM-E4U	.0010	.3116	.0014	.4403	.0051	.2650	.0169
MZT-E4U	.0010	.3116	.0014	.4403	.0000	.0000	.0210
CAR-123	.0010	.3116	.0014	.4403	.0000	.0000	.0195
DBO-CC1	.0049	.3116	.0012	.4403	.0054	.2949	.0130

APENDICE

D.10 Compensación serie

Tabla D.14
Compensación serie tipo 1

Nodo de inicio	Nodo de recepción	Capacitancia serie	Nodo de inicio	Nodo de recepción
MND-CS0	MND-400	-0.00358	08	07
TMD-400	TMD-CS1	-0.01297	09	11
PBD-CS1	PBD-400	-0.01331	18	15

Tabla D.15
Compensación serie tipo 2

Capacitor serie 1	Capacitor serie 2	Nodo de inicio	Nodo medio	Nodo final
-0.01131	-0.02419	21	19	22

Tabla D.16
Reactores en paralelo

Nodo de conexión	Inductancia	Nodo de conexión
CHI-400	-2.0000	03
JUI-400	-1.3600	12
PBD-400	-0.6340	15
TEC-400	-0.6340	19
TUX-400	-0.7500	25
PRD-400	-1.0000	23

Tabla D.17
Capacitores en paralelo

Nodo de conexión	Capacitancia
13	2.0000
14	1.0000

D.11 Compensadores Estáticos de VARs

Tabla D.18
Compensadores Estáticos de VARs

CEV	Tipo	Cbase	Rbase	XTC	TMCI	KII	KCI	TCI	TRCI	TIC	T2C
SVC-TMD	PI-TYPE	3.000	3.000	0.000	0.005	0.000	100.0	0.050	0.005	1.000	1.000
SVC-TEX	PI-TYPE	3.000	3.000	0.000	0.005	0.000	100.0	0.050	0.005	1.000	1.000
SVC-TOP	PI-TYPE	3.000	3.000	0.000	0.005	0.000	100.0	0.050	0.005	1.000	1.000

APENDICE

D.12 Datos de los Transformadores

Tabla D.19
Datos de los Transformadores

Resistencia	Inductancia	Nodo de inicio	Nodo final	Voltaje real	Voltaje Imag.
.00000	.00650	3	03	1.00420	-.09070
.00000	.00700	2	02	1.01730	-.04470
.00000	.00500	4	04	1.00470	-.17010
.00000	.01440	28	28	0.89910	-.46970
.00000	.00940	35	35	0.90070	-.48710
.00000	.02390	47	47	1.01900	-.14950
.00000	.01010	43	43	0.72540	-.68180
.00000	.01250	31	31	0.86100	-.52220
.00000	.02090	32	32	0.81670	-.60740
.00000	.09130	34	34	0.87750	-.48780

APÉNDICE E.

E.1 SISTEMA MÁQUINA BUS INFINITO (SMBI) [36].

En este trabajo se aplicaron modelos de dispositivos FACTS, para analizar el fenómeno de las interacciones torsionales subsincronas en el sistema turbina-generador, en sistemas de potencia.

Es por esto que se decidió partir del concepto del SMBI propuesto por la referencia [36], para realizar este estudio, a continuación se presentan los resultados obtenidos de evaluar esta referencia.

E.2 Modelo Clásico del Generador Sincrono.

Tabla 7

Corriente en terminales.	Voltaje de campo Efd.	Ángulo de Rotor.	Impedancia Total del Sistema XT.	Constante de Sincronización Ks.
0.9-0.3i	1.123	49.912	0.0000+0.950i	0.757

*Los valores que no se indican son dados en pu

Matriz de estado del sistema A.

$$[A] = \begin{bmatrix} -1.429 & -0.108 \\ 376.99 & 0.0 \end{bmatrix}$$

Eigenvalores de "A".

$$\lambda_{1,2} = -0.71428571 \pm 6.34658575i$$

$$F = 1.010 \text{ Hz}$$

EIGENVECTOR DERECHO.

$$\begin{matrix} -0.00189443+0.01683243i & -0.00189443+-0.01683243i \\ 0.99985653+0.00000000i & 0.99985653+0.00000000i \end{matrix}$$

EIGENVECTOR IZQUIERDO.

$$\begin{matrix} 0.00000000+-29.70457095i & 0.50007175+-0.05628130i \\ 0.00000000+29.70457095i & 0.50007175+0.05628130i \end{matrix}$$

FACTORES DE PARTICIPACION.

$$\begin{matrix} \lambda_1 = 0.50000000+0.05627323i & 0.50000000+-0.05627323i \\ \lambda_2 = 0.50000000+-0.05627323i & 0.50000000+0.05627323i \end{matrix}$$

E.3 Modelo de Tercer Orden del Generador Sincrono.

Corriente en terminales. Factor de Potencia. Factor Total de Saturación.

$I_t=0.94868330$ $FP= 18.43$ $K_{sd}= 0.849$ $K_{sq}=0.849$

Reactancias del Generador Sincrono. Ángulo de Rotor. Voltaje edo.

$X_{sd}=1.561$ $X_{sq}= 1.519$ $\delta=43.12^\circ$ 0.68358883

Voltaje eqo. Corriente ido. Corriente iqo. Voltaje Referido al bus Infinito.

0.72986733 0.83419014 0.45180395 $Edo=0.97726139$ $E_{qo}=0.18764373$

Ángulo entre Bus infinito y eje de cuadratura. Voltaje Bus Infinito. Corriente de Campo.

79.13° 0.995 1.451

Voltaje de Campo. Flujos de Enlace en el eje directo y cuadratura.

2.395 $\Psi_{do}= 0.865$ $\Psi_{qo}= -0.614$

RT XTq XTd KS
 0.003 1.504 0.936 0.438

Matriz de estado del sistema A.

$$[A] = \begin{bmatrix} 0.0 & -0.119 & -0.124 \\ 376.99 & 0 & 0 \\ 0 & -0.195 & -0.424 \end{bmatrix}$$

Eigenvalores de "A".

$\lambda_{1,2} = -0.10082572 \pm 6.70158920i$ $F= 1.067$ Hz
 $\lambda_3 = -0.22266360$ $F= 0.000$ Hz

EIGENVECTOR DERECHO.

 $-0.00026729+0.01776624i$ $-0.00026729+-0.01776624i$ $0.00042495+0.00000000i$
 $0.99942163+0.00000000i$ $0.99942163+0.00000000i$ $-0.71948687+0.00000000i$
 $-0.00139797+0.02896107i$ $-0.00139797+-0.02896107i$ $0.69450591+0.00000000i$

FACTORES DE PARTICIPACION.

 $0.50049971-0.00751344i$ $0.50049971+0.00751344i$ $-0.00099943+-0.00000000i$
 $0.50049971-0.00751344i$ $0.50049971+0.00751344i$ $-0.37364423+-0.00679302i$
 $-0.00099943+0.01502688i$ $-0.00099943+-0.01502688i$ $1.00199886+0.00000000i$

APENDICE

EIGENVECTOR DERECHO.

0.00137997+0.00000000i 0.00243908+-0.01602702i 0.00243908+0.01602702i
-0.01331574+0.00000000i -0.91444583+0.00000000i -0.91444583+0.00000000i
0.44809738+0.00000000i -0.02872205+-0.26084809i -0.02872205+0.26084809i

EIGENVECTOR IZQUIERDO.

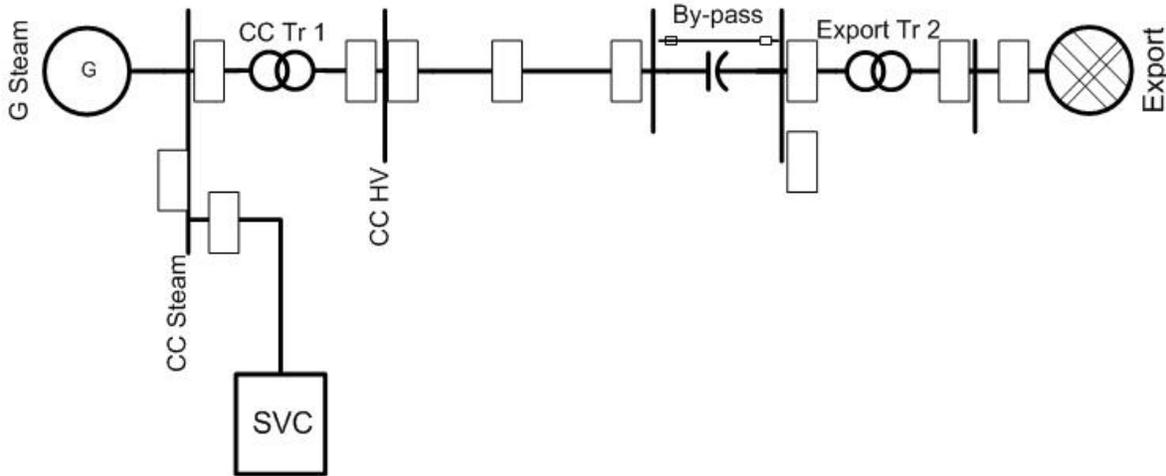
-3.12061324+0.00000000i 0.32340300+0.00000000i -0.41813997+0.00000000i
9.95065807+31.02874246i -0.57036597+0.09163787i -0.07960778+-0.26393343i
9.95065807+-31.02874246i -0.57036597+-0.09163787i -0.07960778+0.26393343i

FACTORES DE PARTICIPACION.

0.00430635 0.52825759 0.52825759 0.03504995 0.01282614 0.01282614
0.00430635 0.52825759 0.52825759 0.03504995 0.01282614 0.01282614
0.18736742 0.07234465 0.07234465 0.00167397 0.98035694 0.98035694
0.90540717 0.02525868 0.02525868 0.00054873 0.52664042 0.52664042
0.01227999 0.15971813 0.15971813 1.07210936 0.09330518 0.09330518
0.30285294 0.05227362 0.05227362 0.00088421 0.41493053 0.41493053

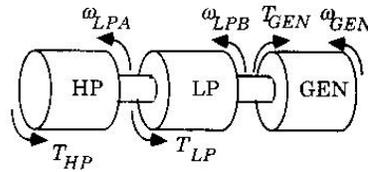
E.5 Modelo del Sistema de prueba utilizando DigSILENT.

Durante el proceso de investigación para la realización de este trabajo, se utilizo el paquete computacional DigSILENT. A continuación se muestra una de las simulaciones que se realizaron con este programa.



E..1 Sistema de prueba FBM, para DigSILENT™.

El modelo mecánico del sistema para DigSILENT™, comprende tres masas rotatorias, turbina de alta presión (HP), turbina de baja presión (LP) y generador (GEN), que representan el acoplamiento mecánico de la flecha. En la estructura del sistema masa-resorte existen dos modos torsionales (modo 1, modo 2) y un modo electromecánico (modo 0). Estos tres modos representan en este modelo a los modos torsionales debidos a RSS con frecuencia natural menor que la frecuencia natural síncrona del sistema de potencia (60 Hz).



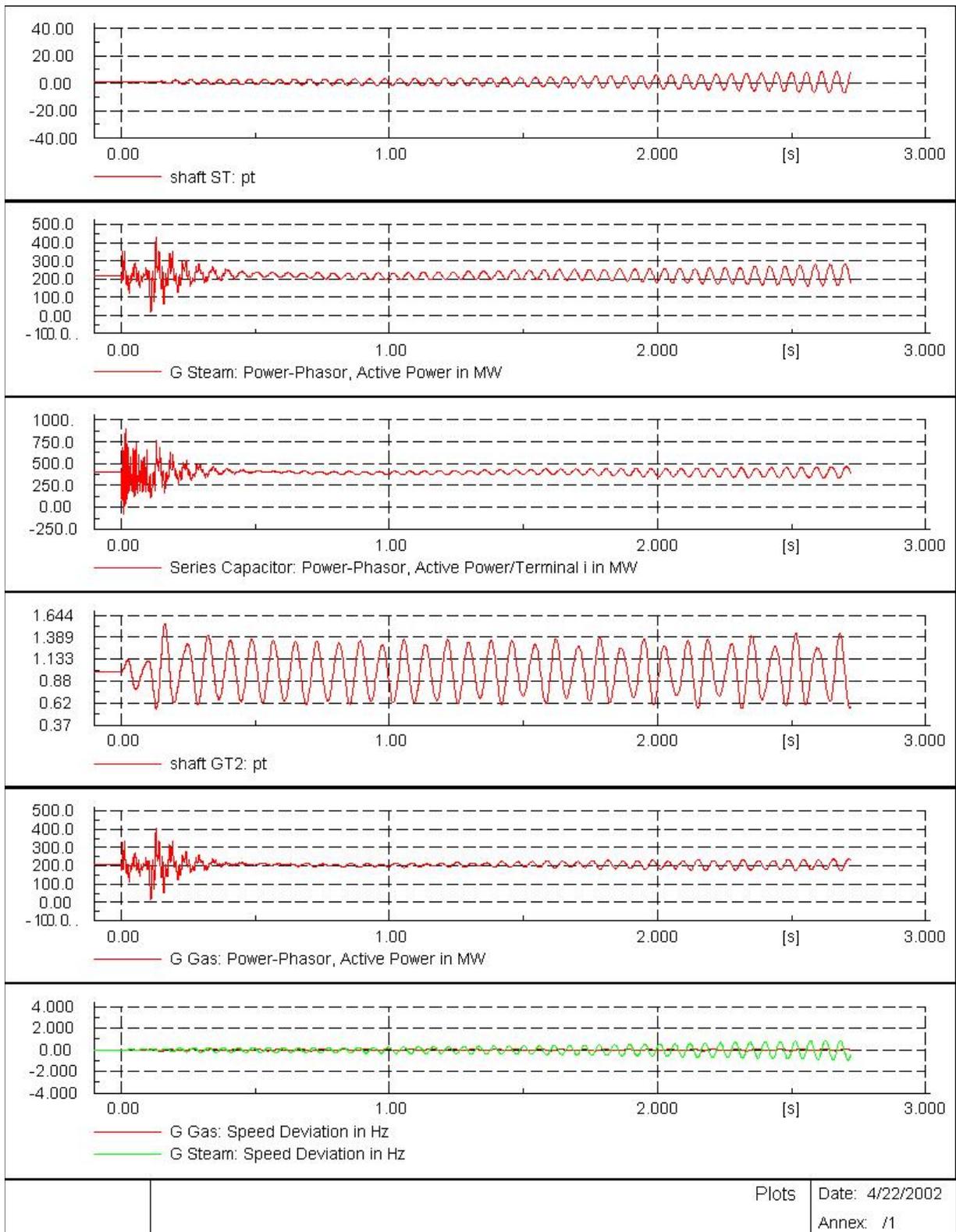
E.2 Modelo de la flecha entre Turbina – Generador del FBM, para DigSILENT™.

Tabla E.1

Modos Torsionales del sistema de 3-masas.

Modos Torsionales	X _c =50%	X _c =75%	Frecuencia (Hz)
2	-0.23 ± j298.238	-0.225 ± j298.238	47.45
1	-0.083 ± j127.032	-0.075 ± j127.010	20.21
0	-0.050 ± j3.088	-0.045 ± j 2.929	0.946

APENDICE



E.3 Salida grafica de la simulación hecha con DigSILENT.

**APÉNDICE F.
LISTADO DE PROGRAMAS.**

F.1 CODIGO DE USO EN EL MODELO EN MATLAB.

```
clear all;
%PRIMER SISTEMA DE PRUEBA DE LA IEEE
%PARA EL ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSINCRONA
%INCORPORANDO DISPOSITIVOS FACTS.
%
%*****
a=1;
while a >0,
    clc
    disp('                INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL')
    disp('                Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica')
    disp('                Sección de Estudios de Posgrado e Investigación')
    disp('                Departamento de Ingeniería Eléctrica')
    disp(' ')
    disp(' PROGRAMA PARA EL ESTUDIO DE INTERACCIONES TORSIONALES SUBSINCRONAS')
    disp(' UTILIZANDO ANALISIS EN PEQUEÑOS DISTURBIOS EN UN SISTEMA DE PRUEBA')
    disp(' MAQUINA BUS INFINITO INCORPORANDO DISPOSITIVOS FACTS. ')
    disp(' ')
    disp(' ')
    disp(' ')
    a = 8;
    lecdat
    lecdatmultimasa
    ci
    disp(' ¿Qué tipo de dispositivo desea incluir? ')
    disp(' ')
    disp(' Red con capacitor fijo [1]')
    disp(' Red con capacitor fijo y CEV [2]')
    disp(' Red con capacitor fijo y CSCT [3]')
    disp(' Red con capacitor fijo y UPFC [4]')
    disp(' Red con capacitor fijo, CEV y CSCT [5]')
    disp(' Red con capacitor fijo, CEV y UPFC [6]')
    disp(' SALIR [7]')
    opc=input(' Elija la opción ');
    if opc == 1
        medocf
        Eig_dercf
        Eig_Izqcf
        Fact_Partcf
        FormasModoscf
    elseif opc==2
        medocfcev1
        Eig_dercev
        Eig_Izqcev
        Fact_Partcev
        FormasModoscev
    elseif opc==3
        medocfcsct
        Eig_dercs
        Eig_Izqcs
        Fact_Partcs
        FormasModoscs
```

```

elseif opc==4
    medocfcupfc
    Eig_derup
    FormasModosupfc
    Eig_Izqup
    Fact_Partup
elseif opc==5
elseif opc==6
elseif opc==7
    a = 0;
end
Eig_der
Eig_Izq
Fact_Part
FormasModos
if opc==1
    printable
end
if opc==2
    printablecfcev
end
if opc==3
    printablecfcsct
end
if opc==4
    printablecfupfc
end
disp(' ¿Desea hacer otra simulación ? ')
disp(' ')
disp(' ')
opc1=input(' Elija la opción s/n ','s');
if opc1 == 's'
    a = 7;
else
    a = 0;
end
end
clear all;
%*ENTRADA DE DATOS*
p=0.9;
q=0.499812;
Et=1.248262;
EB=0.9965;
Xl=0.13;
Ra=0.0015;
Ksd=0.8491;
Ksq=0.8491;
Ladu=1.65;
Laqu=1.60;
Ll=0.13;
% Re=0.02;
% Xe1=0.56-.112;
Re=0.0;
Xe1=0.0;
Xtr=0.14;
Xsis=0.06;

```

```

XL=0.5;
F=60;
w=2*pi*F;
Ksdinc=0.434;
Ksqinc=0.434;
Rfd=0.0006;
Lfd=1.7;
H=3.5;
Tpd0=4.3;
TR=0.002
KA=5.00;
Kstab=0.0;
Tw=3.0;
T1=0.154;
T2=0.125;
%*****RED*****
R=0.02;
Xeq=Xtr+Xsis+XL;
XC=-.28;
% % %*****CEV*****
% XLcev=0.66667;
% XCcev=0.5454;
% Vcev=1.0;
% qsvc=-1.716421;
% Bmax=inv(XLcev);
% Bc=inv(XCcev);
% Bsvc0=(qsvc/(Vcev*Vcev));
% Btr0=Bsvc0-Bc;
% angcond1=(Bsvc0-Bc)*pi;
% angcond2=Bmax*(1-(sin (1)));
% angcond0=angcond1*angcond2;
% Tb=.0001;
% Kb=0.0;
% Ta=0.035;
% Ka=5.0;
% Tm=.001;
%
%*****CSCT*****
% Ccsct=0.08839;
% re=0.02;
% XC1=inv(w*Ccsct);
% V1csct=1.179240;
% V2csct=1.018686;
% Vcsct=V1csct-V2csct;
% pcsct=0.89843;
% ang1=23.0298;
% ang2=1.3431;
% Xcsct0=((V1csct*V2csct)/pcsct)*sin (ang1-ang2)
% angDisp=135;
% Xe0=(XC1*Xcsct0)/(Xcsct0-XC1);
% angDisp1=(angDisp*pi)/180;
% XLmax=((pi-(2*angDisp1)-(sin
(angDisp1))*Xe0)/pi;
% Le=XLmax/(2*pi*F);
% Tmcs=0.05;
% T1cs=1.5;

% T2cs=0.3;
% KI=10.00;
%
%*****UPFC*****
ME=1.1;
RE=0.05;
XLE=0.1;
DE=19.9205;
RB=0.05;
XLB=0.1;
MB=1.1;
DB=13.6856;
Ccd=500E-6;
Vdc=0.60;
Vdcref=0.5;
Vrms=0.7070;
Vref=1.0;
%****SISTEMA MULTIMASAS**
dex=0.1; % Datos del primer
Sistema de Prueba IEEE RSS
mex=2*0.034216;
kgex=2.822;
dg=0.1;
mg=2*0.8685;
kgb=70.858;
ks=0.86;
db=0.1;
mb=2*0.884215;
kba=52.038;
da=0.1;
ma=2*0.85870;
kaip=34.929;
dip=0.1;
mip=2*0.1556;
kiphp=19.303;
dhp=0.1;
mhp=2*0.0929;
%*****
a=-dex/mex;
b=-kgex/mex;
c=kgex/mg;
d=-dg/mg;
e=kgex/mg;
f=-(kgex+kgb+K1)/mg;
g=kgb/mg;
g1=-K2/mg;
h=-db/mb;
i=kgb/mb;
j=-(kgb+kba)/mb;
k=kba/mb;
l=-da/ma;
m=kba/ma;
n=-(kba+kaip)/ma;
o=kaip/ma;
p1=-dip/mip;
q=kaip/mip;

```

```

r=-((kaip+kiphp)/mip;
s=kiphp;
t=-dhp/mhp;
u=kiphp/mhp;
v=-kiphp/mhp;
Kyfd1=-((w*Rfd)/Lfd)*m1*Lpads;
Kyfd2=-((w*Rfd)/Lfd)*(1-(Lpads/Lfd)+m2*Lpads);
a34=(-w*Rfd*KA)/Ladu;
a36=(w*Rfd*KA)/Ladu;
a42=K5/TR;
a43=K6/TR;
a44=-1*(inv(TR));
a51=Kstab*d;
a52=Kstab*(-1*(kgex+K1));
a53=Kstab*g1;
a55=-1*(inv(Tw));
a61=(T1*a51)/T2;
a62=(T1*a52)/T2;
a63=(T1*a53)/T2;
a651=inv(T2);
a65=(T1*a55)/T2+a651;
a66=-1*a651;
R1=-(R*w/Xeq);
R2=w;
R3=-w/Xeq;
R4=0;
R5=-w;
R6=-(w*R/Xeq);
R7=0;
R8=-(w/Xeq);
R9=-w*XC;
R10=0;
R11=0;
R12=w;
R13=0;
R14=-w*XC;
R15=-w;
R16=0;
% ** MATRIZ DE ESTADO *****%
A=[a 0 0 0 0 0 b c 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
  0 d 0 0 0 0 e f g 0 0 0 g 1 0 0 0 0 0 0 0;
  0 0 h 0 0 0 0 i j k 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
  0 0 0 1 0 0 0 0 m n o 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
  0 0 0 0 p 1 0 0 0 0 q r s 0 0 0 0 0 0 0 0;
  0 0 0 0 0 t 0 0 0 0 u v 0 0 0 0 0 0 0 0;
  w 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
  0 w 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
  0 0 w 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
  0 0 0 w 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
  0 0 0 0 w 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
  0 0 0 0 0 0 Kyfd1 0 0 0 0 Kyfd2 a34 0 a36 0 0 0 0;
  0 0 0 0 0 0 a42 0 0 0 0 a43 a44 0 0 0 0 0 0;
  a51 0 0 0 0 0 a52 0 0 0 0 a53 0 a55 0 0 0 0 0;
  a61 0 0 0 0 0 a62 0 0 0 0 a63 0 a65 a66 0 0 0 0;
  0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 R1 R2 R3 R4 ;

```

```

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 R5 R6 R7 R8;
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 R9 R10 R11 R12;
% 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 R13 R14 R15 R16];
%
L=eig(A);
%
pi=3.14159265359;
[V,E]=eig(A);
ED=V';
% *****
% FRECUENCIAS NATURALES DEL SISTEMA
for i=1:20
    F(i)=imag(L(i,1))/(2*pi);
end
% *****
% EIGENVECTOR DERECHO
ED;
for i=1:20
    A1(i,1)=ED(i,1);
    A2(i,1)=ED(i,2);
    A3(i,1)=ED(i,3);
    A4(i,1)=ED(i,4);
    A5(i,1)=ED(i,5);
    A6(i,1)=ED(i,6);
    A7(i,1)=ED(i,7);
    A8(i,1)=ED(i,8);
    A9(i,1)=ED(i,9);
    A10(i,1)=ED(i,10);
    A11(i,1)=ED(i,11);
    A12(i,1)=ED(i,12);
    A13(i,1)=ED(i,13);
    A14(i,1)=ED(i,14);
    A15(i,1)=ED(i,15);
    A16(i,1)=ED(i,16);
    A17(i,1)=ED(i,17);
    A18(i,1)=ED(i,18);
    A89(i,1)=ED(i,19);
    A90(i,1)=ED(i,20);
end
for i=1:20
    N1(i,1)=norm(A1(i,1));
    N2(i,1)=norm(A2(i,1));
    N3(i,1)=norm(A3(i,1));
    N4(i,1)=norm(A4(i,1));
    N5(i,1)=norm(A5(i,1));
    N6(i,1)=norm(A6(i,1));
    N7(i,1)=norm(A7(i,1));
    N8(i,1)=norm(A8(i,1));
    N9(i,1)=norm(A9(i,1));
    N10(i,1)=norm(A10(i,1));
    N11(i,1)=norm(A11(i,1));
    N12(i,1)=norm(A12(i,1));
    N13(i,1)=norm(A13(i,1));
    N14(i,1)=norm(A14(i,1));
    N15(i,1)=norm(A15(i,1));
    N16(i,1)=norm(A16(i,1));

```

```

N17(i,1)=norm(A17(i,1));
N18(i,1)=norm(A18(i,1));
N19(i,1)=norm(A89(i,1));
N20(i,1)=norm(A90(i,1));
end
for i=1:20
    A19(i,1)=atan2(imag(A1(i,1)),real(A1(i,1)));
    A20(i,1)=atan2(imag(A2(i,1)),real(A2(i,1)));
    A21(i,1)=atan2(imag(A3(i,1)),real(A3(i,1)));
    A22(i,1)=atan2(imag(A4(i,1)),real(A4(i,1)));
    A23(i,1)=atan2(imag(A5(i,1)),real(A5(i,1)));
    A24(i,1)=atan2(imag(A6(i,1)),real(A6(i,1)));
    A25(i,1)=atan2(imag(A7(i,1)),real(A7(i,1)));
    A26(i,1)=atan2(imag(A8(i,1)),real(A8(i,1)));
    A27(i,1)=atan2(imag(A9(i,1)),real(A9(i,1)));
    A28(i,1)=atan2(imag(A10(i,1)),real(A10(i,1)));
    A29(i,1)=atan2(imag(A11(i,1)),real(A11(i,1)));
    A30(i,1)=atan2(imag(A12(i,1)),real(A12(i,1)));
    A31(i,1)=atan2(imag(A13(i,1)),real(A13(i,1)));
    A32(i,1)=atan2(imag(A14(i,1)),real(A14(i,1)));
    A33(i,1)=atan2(imag(A15(i,1)),real(A15(i,1)));
    A34(i,1)=atan2(imag(A16(i,1)),real(A16(i,1)));
    A35(i,1)=atan2(imag(A17(i,1)),real(A17(i,1)));
    A36(i,1)=atan2(imag(A18(i,1)),real(A18(i,1)));
    A37(i,1)=atan2(imag(A89(i,1)),real(A89(i,1)));
    A38(i,1)=atan2(imag(A90(i,1)),real(A90(i,1)));
end
% *****
% ANGULO DE FASE DEL EIGENVECTOR
DERECHO
A39=A19*180/pi;
A40=A20*180/pi;
A41=A21*180/pi;
A42=A22*180/pi;
A43=A23*180/pi;
A44=A24*180/pi;
A45=A25*180/pi;
A46=A26*180/pi;
A47=A27*180/pi;
A48=A28*180/pi;
A49=A29*180/pi;
A50=A30*180/pi;
A51=A31*180/pi;
A52=A32*180/pi;
A53=A33*180/pi;
A54=A34*180/pi;
A55=A35*180/pi;
A56=A36*180/pi;
A57=A37*180/pi;
A58=A38*180/pi;
for i=1:20
if(A39(i,1)<0.0)
    A59(i,1)=-1;
elseif(A39(i,1)>0.0)
    A59(i,1)=1;
elseif(A39(i,1)==0.0)
    A59(i,1)=1;
end
if(A40(i,1)<0.0)
    A60(i,1)=-1;
elseif(A40(i,1)>0.0)
    A60(i,1)=1;
elseif(A40(i,1)==0.0)
    A60(i,1)=1;
end
if(A41(i,1)<0.0)
    A61(i,1)=-1;
elseif(A41(i,1)>0.0)
    A61(i,1)=1;
elseif(A41(i,1)==0.0)
    A61(i,1)=1;
end
if(A42(i,1)<0.0)
    A62(i,1)=-1;
elseif(A42(i,1)>0.0)
    A62(i,1)=1;
elseif(A42(i,1)==0.0)
    A62(i,1)=1;
end
if(A43(i,1)<0.0)
    A63(i,1)=-1;
elseif(A43(i,1)>0.0)
    A63(i,1)=1;
elseif(A43(i,1)==0.0)
    A63(i,1)=1;
end
if(A44(i,1)<0.0)
    A64(i,1)=-1;
elseif(A44(i,1)>0.0)
    A64(i,1)=1;
elseif(A44(i,1)==0.0)
    A64(i,1)=1;
end
if(A45(i,1)<0.0)
    A65(i,1)=-1;
elseif(A45(i,1)>0.0)
    A65(i,1)=1;
elseif(A45(i,1)==0.0)
    A65(i,1)=1;
end
if(A46(i,1)<0.0)
    A66(i,1)=-1;
elseif(A46(i,1)>0.0)
    A66(i,1)=1;
elseif(A46(i,1)==0.0)
    A66(i,1)=1;
end
if(A47(i,1)<0.0)
    A67(i,1)=-1;
elseif(A47(i,1)>0.0)
    A67(i,1)=1;
elseif(A47(i,1)==0.0)
    A67(i,1)=1;
end

```

```

    A67(i,1)=1;
end
if(A48(i,1)<0.0)
    A68(i,1)=-1;
elseif(A48(i,1)>0.0)
    A68(i,1)=1;
elseif(A48(i,1)==0.0)
    A68(i,1)=1;
end
if(A49(i,1)<0.0)
    A69(i,1)=-1;
elseif(A49(i,1)>0.0)
    A69(i,1)=1;
elseif(A49(i,1)==0.0)
    A69(i,1)=1;
end
if(A50(i,1)<0.0)
    A70(i,1)=-1;
elseif(A50(i,1)>0.0)
    A70(i,1)=1;
elseif(A50(i,1)==0.0)
    A70(i,1)=1;
end
if(A51(i,1)<0.0)
    A71(i,1)=-1;
elseif(A51(i,1)>0.0)
    A71(i,1)=1;
elseif(A51(i,1)==0.0)
    A71(i,1)=1;
end
if(A52(i,1)<0.0)
    A72(i,1)=-1;
elseif(A52(i,1)>0.0)
    A72(i,1)=1;
elseif(A52(i,1)==0.0)
    A72(i,1)=1;
end
if(A53(i,1)<0.0)
    A73(i,1)=-1;
elseif(A53(i,1)>0.0)
    A73(i,1)=1;
elseif(A53(i,1)==0.0)
    A73(i,1)=1;
end
if(A54(i,1)<0.0)
    A74(i,1)=-1;
elseif(A54(i,1)>0.0)
    A74(i,1)=1;
elseif(A54(i,1)==0.0)
    A74(i,1)=1;
end
if(A55(i,1)<0.0)
    A75(i,1)=-1;
elseif(A55(i,1)>0.0)
    A75(i,1)=1;
elseif(A55(i,1)==0.0)

```

```

    A75(i,1)=1;
end
if(A56(i,1)<0.0)
    A76(i,1)=-1;
elseif(A56(i,1)>0.0)
    A76(i,1)=1;
elseif(A56(i,1)==0.0)
    A76(i,1)=1;
end
if(A57(i,1)<0.0)
    A77(i,1)=-1;
elseif(A57(i,1)>0.0)
    A77(i,1)=1;
elseif(A57(i,1)==0.0)
    A77(i,1)=1;
end
if(A58(i,1)<0.0)
    A78(i,1)=-1;
elseif(A58(i,1)>0.0)
    A78(i,1)=1;
elseif(A58(i,1)==0.0)
    A78(i,1)=1;
end
end
for i=1:20
    G1(i,1)=N1(i,1)*A59(i,1);
    G2(i,1)=N2(i,1)*A60(i,1);
    G3(i,1)=N3(i,1)*A61(i,1);
    G4(i,1)=N4(i,1)*A62(i,1);
    G5(i,1)=N5(i,1)*A63(i,1);
    G6(i,1)=N6(i,1)*A64(i,1);
    G7(i,1)=N7(i,1)*A65(i,1);
    G8(i,1)=N8(i,1)*A66(i,1);
    G9(i,1)=N9(i,1)*A67(i,1);
    G10(i,1)=N10(i,1)*A68(i,1);
    G11(i,1)=N11(i,1)*A69(i,1);
    G12(i,1)=N12(i,1)*A70(i,1);
    G13(i,1)=N13(i,1)*A71(i,1);
    G14(i,1)=N14(i,1)*A72(i,1);
    G15(i,1)=N15(i,1)*A73(i,1);
    G16(i,1)=N16(i,1)*A74(i,1);
    G17(i,1)=N17(i,1)*A75(i,1);
    G18(i,1)=N18(i,1)*A76(i,1);
    G19(i,1)=N19(i,1)*A77(i,1);
    G20(i,1)=N20(i,1)*A78(i,1);
end
for i=2:7
    G81(i,1)=N2(i,1)*A60(i,1);
    G31(i,1)=N3(i,1)*A61(i,1);
    G41(i,1)=N4(i,1)*A62(i,1);
    G51(i,1)=N5(i,1)*A63(i,1);
    G61(i,1)=N6(i,1)*A64(i,1);
    G71(i,1)=N7(i,1)*A65(i,1);
End

```

```

% *****
%   EIGENVECTOR IZQUIERDO
Vi=inv(V);
for i=1:20
I1(i,1)=Vi(i,1);
I2(i,1)=Vi(i,2);
I3(i,1)=Vi(i,3);
I4(i,1)=Vi(i,4);
I5(i,1)=Vi(i,5);
I6(i,1)=Vi(i,6);
I7(i,1)=Vi(i,7);
I8(i,1)=Vi(i,8);
I9(i,1)=Vi(i,9);
I10(i,1)=Vi(i,10);
I11(i,1)=Vi(i,11);
I12(i,1)=Vi(i,12);
I13(i,1)=Vi(i,13);
I14(i,1)=Vi(i,14);
I15(i,1)=Vi(i,15);
I16(i,1)=Vi(i,16);
I17(i,1)=Vi(i,17);
I18(i,1)=Vi(i,18);
I19(i,1)=Vi(i,19);
I20(i,1)=Vi(i,20);
end
% *****
%   FACTOR DE PARTICIPACION
ED;
Vi;
for i=1:20
    p3(i)=ED(1,i).*Vi(i,1);
    p(i)=norm(p3(i));
end
for i=1:20
    p2(i,1)=ED(1,i).*Vi(i,1);
    p2(i,2)=ED(2,i).*Vi(i,2);
    p2(i,3)=ED(3,i).*Vi(i,3);
    p2(i,4)=ED(4,i).*Vi(i,4);
    p2(i,5)=ED(5,i).*Vi(i,5);
    p2(i,6)=ED(6,i).*Vi(i,6);
    p2(i,7)=ED(7,i).*Vi(i,7);
    p2(i,8)=ED(8,i).*Vi(i,8);
    p2(i,9)=ED(9,i).*Vi(i,9);
    p2(i,10)=ED(10,i).*Vi(i,10);
    p2(i,11)=ED(11,i).*Vi(i,11);
    p2(i,12)=ED(12,i).*Vi(i,12);
    p2(i,13)=ED(13,i).*Vi(i,13);
    p2(i,14)=ED(14,i).*Vi(i,14);
    p2(i,15)=ED(15,i).*Vi(i,15);
    p2(i,16)=ED(16,i).*Vi(i,16);
    p2(i,17)=ED(17,i).*Vi(i,17);
    p2(i,18)=ED(18,i).*Vi(i,18);
    p2(i,19)=ED(19,i).*Vi(i,19);
    p2(i,20)=ED(20,i).*Vi(i,20);
end

% *****
%   GRAFICAS
for i=2:7
X(i)=i;
end
figure
plot(X,G81);
title 'Modo 0'
grid on
figure
plot(X,G31);
title 'Modo 1'
grid on
figure
plot(X,G41);
title 'Modo 2'
grid on
figure
plot(X,G51);
title 'Modo 3'
grid on
figure
plot(X,G61);
title 'Modo 4'
grid on
figure
plot(X,G71);
title 'Modo 5'
grid on
colormap hsv

**** ARCHIVO DE SALIDA
Eigenvalores del Sistema de Pueba
-499.99999967+0.00000000i
-0.16527432+280.39270316i
-0.16527432+-280.39270316i
-0.05672301+202.32258477i
-0.05672301+-202.32258477i
-0.21372859+180.74071321i
-0.21372859+-180.74071321i
-0.57549076+128.93649802i
-0.57549076+-128.93649802i
-0.19125726+109.94367058i
-0.19125726+-109.94367058i
-0.03910466+22.69366712i
-0.03910466+-22.69366712i
-0.13501059+0.00000000i
-5.38558741+615.36040504i
-5.38558741+-615.36040504i
-5.38558741+138.62183182i
-5.38558741+-138.62183182i
-8.00000000+0.00000000i
-0.33333333+0.00000000i

```

APENDICE

			0.00063553	0.00032825	0.01076677
			0.01250584	0.02805399	0.63910561

Frecuencias naturales del sistema de prueba.					
			0.04724215	0.02440082	0.04245317
			0.04931027	0.04613283	0.00002053
			0	0	0
F=	44.626	Hz			
F=	32.201	Hz	0.00263874	0.00136292	0.01768292
F=	28.766	Hz	0.02053909	0.0303846	0.69219981
F=	20.521	Hz	0.02484234	0.0128312	0.00257242
F=	17.498	Hz	0.00298792	0.04459683	0.00001984
F=	3.612	Hz	0	0	0

FACTORES DE PARTICIPACION.					
			0.02702956	0.00160873	0.02804712
			0.02754538	0.04882288	0.41166627
			0.12049611	0.00717161	0.21352776
			0.20970797	0.10625521	0.0000561
			0	0	0

			0.03636571	0.00216439	0.00115789
0.00012245	0.00049939	0.05622207	0.00113718	0.03457655	0.29154363
0.41743784	0.5989013	0.00150347	0.02536096	0.00150942	0.03799995
0.00910248	0.03712217	0.18759389	0.03732017	0.01409419	0.00000744
1.39284773	3.60691136	0.00001032	0	0	0
0.00000011	0	0			
			0.00360379	0.00342188	0.00166358
0.00050842	0.00207348	0.0923369	0.00121768	0.00706634	0.19563159
0.68558336	0.64865549	0.00162838	0.021311	0.0202353	0.01729364
0.00478655	0.01952074	0.01136712	0.01265828	0.00234673	0.00001768
0.08439863	3.48681875	0.00000998	0	0	0
0.0000001	0	0			
			0.00000133	0.00000126	0.0000394
0.07211646	0.11633618	0.06299032	0.00002884	0.00004728	0.00130884
0.01435112	0.43549958	0.12620207	0.0026471	0.00251348	0.00298895
0.37991143	0.61286208	0.47955705	0.0021878	0.02801764	0.00021103
0.10925778	4.10196924	0.00054575	0.00049076	0	0
0.00000421	0	0			
			0.09702586	0.15651929	0.00260048
0.00059247	0.30842253	0.0893768			
0.07996091	0.12899062	0.08534321			
0.0194438	0.54406241	0.00007239			
0.00000055	0	0			
			0.00412253	0.00438565	0.00233705
0.00913395	0.35288609	0.03826862			
0.00665654	0.0070814	0.00561348			
0.02193929	0.11716557	0.00000393			
0.00000003	0	0			
			0.00000678	0.00000721	0.00023086
0.00090229	0.01041063	0.00112898			
0.02099444	0.02233444	0.0047647			
0.018622	0.01393854	0.00000047			
0	0	0	0	0	0

APENDICE

E.2 CODIGO DE USO EN EL MODELO EN DigSILENT

```

! Uni ts
[Jh]=' kgmm'
[JI]=' kgmm'
[JI A]=' kgmm'
[JI B]=' kgmm'
[Jg]=' kgmm'
[Jex]=' kgmm'
[Dh0]=' p. u.'
[DI 0]=' p. u.'
[DI A0]=' p. u.'
[DI B0]=' p. u.'
[Dg0]=' p. u.'
[Dex]=' p. u.'
[KhI]=' Nm/rad'
[KI I A]=' Nm/rad'
[KI A I B]=' Nm/rad'
[KI Bg]=' Nm/rad'
[Kgex]=' Nm/rad'
[fnom]=' Hz'
[Pgn]=' MW'

! Parameter recal cul ati on

omn=2*3. 14159265359*fnom
Mn=Pgn/omn*1000000
Tah=Jh*omn/Mn
Tal =JI *omn/Mn
Tal A=JI A*omn/Mn
Tal B=JI B*omn/Mn
Tag=Jg*omn/Mn

Dh=Dh0
DI =DI 0
DI A=DI A0
DI B=DI B0
Dg=Dg0
Dex=Dex0
K12=KhI /Mn
K23=KI I A/Mn
K34=KI A I B/Mn
K45=KI Bg/Mn
K56=Kgex/Mn

! Equati ons

dh. =omh*omn
dl . =oml *omn
dl A. =oml A*omn
dl B. =oml B*omn
dg. =omg*omn
dex. =omex*omn
omh. =(Th-Dh*omh-K12*(dh-dl ))/Tah
oml . =(TI -DI *oml -K12*(dl -dh)-K23*(dl -
dl A))/Tal
oml A. =(TI A-DI A*oml A-K23*(dl A-dl )-
K34*(dl A-dl B))/Tal A
oml B. =(TI B-DI B*oml B-K34*(dl B-dl A)-
K45*(dl B-dg))/Tal B

omg. =(Tg-Dg*omg-K45*(dg-dl B)-K56*(dg-
dex))/Tg

! input
Th=pth/omh
TI =ptl /oml
TI A=ptl A/oml A
TI B=ptl B/oml B
Tg=ptg/omg
omg=speed

! output
Th=-Dh*omh+K12(dh-dl )
Ph=Th*omh
del h=dh-dl
TI =-DI *oml +K23(dl -dl A)
PI =TI *oml
del I =dl -dl A
TI A=-DI A*oml A+K34(dl A-dl B)
PI A=TI A*oml A
del A=dl A-dl B
TI B=-DI B*oml B+K45(dl B-dg)
PI B=TI B*oml B
del B=dl B-dg
Tg=-Dg*omg+K56(dg-dex)
Pg=Tg*omg
del g=dg-dex
Tex=-Dex*omex+K56*(dg-dex)
pt=Tex*omex
del h=dh-dl ! relative angle
del I =dl -dl A
del I A=dl A-dl B
del I B=dl B-dg
del g=dg-dex

! initial conditions
inc(omh)=omg
inc(oml )=omg
inc(oml A)=omg
inc(oml B)=omg
inc(omg)=omg
inc(dh)=(pt/omex+Dex*omex)/K56+dex
inc(TI )=((dl -
dg)*K23+DI *oml +Dh*omh)/(1+khI )
inc(Th)=khI *TI
inc(dh)=dl +(Th-Dh*omh)/K12
inc(dg)=0

inc(khI )=1 ! defined as pth/ptl
inc(kI I A)=1
inc(kI A)=1
inc(kI B)=1
inc(kI Bg)=1
inc(pth)=Th*omh
inc(ptl )=TI *oml
inc(ptl A)=TI A*oml A
inc(ptl B)=TI B*oml B
inc(ptg)=Tg*omg

```