



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**MODELADO DE DISPOSITIVOS UPFC EN LOS NODOS DE INTERCONEXIÓN DEL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO PARA AMORTIGUAR OSCILACIONES
ELECTROMECÁNICAS**

Jorge Luis Valdizón Castañaza

Asesorado por el Ing. Elvis Noé Leal Canté

Guatemala, septiembre de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**MODELADO DE DISPOSITIVOS UPFC EN LOS NODOS DE INTERCONEXIÓN DEL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO PARA AMORTIGUAR OSCILACIONES
ELECTROMECAÑICAS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JORGE LUIS VALDIZÓN CASTAÑAZA
ASESORADO POR EL ING. ELVIS NOÉ LEAL CANTÉ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic Garcia
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

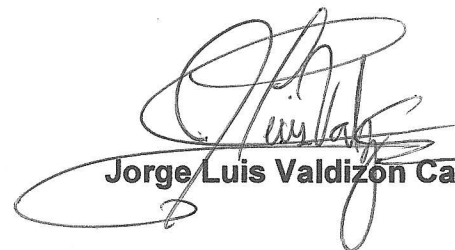
DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. Víctor Manuel Ruiz Hernández
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**MODELADO DE DISPOSITIVOS UPFC EN LOS NODOS DE INTERCONEXIÓN DEL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO PARA AMORTIGUAR OSCILACIONES
ELECTROMECAÑICAS**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 17 de noviembre de 2015.


Jorge Luis Valdizón Castañaza

Guatemala, 10 de julio de 2017

Ingeniero
Saúl Cabezas
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Cabezas:

Deseándole éxitos en el desarrollo de sus actividades, por este medio me suscribo para notificarle que el perito Jorge Luis Valdizón Castañaza, con Documento de Identificación Personal 1692 58246 2101, ha finalizado su trabajo de graduación titulado: MODELADO DE DISPOSITIVOS UPFC EN LOS NODOS DE INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO PARA AMORTIGUAR OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS. Dicho trabajo ha sido supervisado y asesorado por mi persona, por lo que doy fe que ha completado satisfactoriamente su trabajo de graduación.

Sin otro particular me despido de usted.

Atentamente,


Elvis Noé Leaf Cante
Ingeniero Mecánico Electricista
Colegiado activo 7786

ELVIS NOE LEAL CANTE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
COLEGIADO No. 7786



REF. EIME 47.2017.

29 de AGOSTO 2017.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
MODELADO DE DISPOSITIVOS UPFC EN LOS NODOS DE
INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO PARA AMORTIGUAR OSCILACIONES
ELECTROMECAÑICAS, del estudiante Jorge Luis Valdizón
Castañaza , que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

M.B.A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648

Ing. Saul Cabezas Durán
Coordinador de Potencia

SRO



REF. EIME 47 . 2017.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; **JORGE LUIS VALDIZÓN CASTAÑAZA** titulado: **MODELADO DE DISPOSITIVOS UPFC EN LOS NODOS DE INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO PARA AMORTIGUAR OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS**, procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andriano González



GUATEMALA, 6 DE SEPTIEMBRE 2017.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

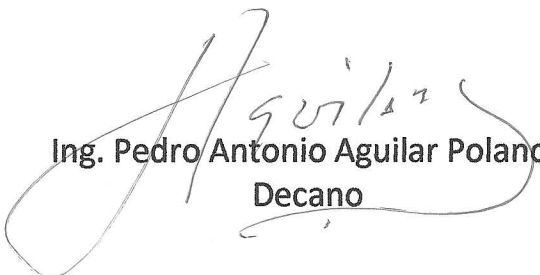


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 436.2017

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **MODELADO DE DISPOSITIVOS UPFC EN LOS NODOS DE INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO PARA AMORTIGUAR OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS**, presentado por el estudiante universitario: **Jorge Luis Valdizón Castañaza**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, septiembre de 2017

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por su infinito amor y por darme la fortaleza para lograr mis metas.
- Mis padres** Luis Aroldo Valdizón y Melva Aurora Castañaza, por todo su amor, comprensión y apoyo absoluto en cada momento, sus enseñanzas y su ejemplo en todos los aspectos de la vida.
- Mi hermano** José Carlos Valdizón Castañaza, por el cariño inmensurable de hermano y por ser un referente en mi vida.
- Mis abuelos** José Valdizón, Hilda Alonzo, Carlos Castañaza, Melva Cárcamo, por todo el afecto, los consejos y la sabiduría que con los años me han transmitido.
- Mi familia** Mis tíos, primos y sobrinos, que con su cariño y apoyo me han motivado a seguir adelante.
- Mi novia** Irene Romero, por su cariño y por estar conmigo en las buenas y en las malas.
- Mis amigos** Por hacer de mi vida un camino más ameno con su entrañable amistad.

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Por permitirme formar parte de esta perfecta obra de ingeniería que se llama vida.
Mis padres	Porque, sin su apoyo, culminar esta etapa de formación académica no habría sido posible.
Mis abuelos	Por sus innumerables consejos, que me han ayudado en mi superación académica y personal.
Universidad de San Carlos de Guatemala	Por acogerme y transformar mi conocimiento en algo invaluable para mi desarrollo profesional al servicio del prójimo.
Mi mejor amigo	Alfredo Reyes, por ser un ejemplo de dedicación, constancia y superación personal.
AMM	Por permitirme crecer y desarrollarme profesionalmente.
Turno Verde	Por motivarme a culminar la carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
Ing. Manuel Calderón e Ing. Elvis Leal	Por su colaboración y ayuda para desarrollar este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN	XXIII
1. ESTABILIDAD DE ÁNGULO DEL ROTOR DE LAS MÁQUINAS	1
1.1. Estabilidad de pequeña señal.....	3
1.1.1. Conceptos generales de estabilidad dinámica	4
1.1.2. Métodos de análisis	7
1.1.2.1. Análisis modal.....	8
1.1.2.2. Análisis por simulación en el dominio del tiempo	12
1.1.3. Estabilidad de pequeña señal de una máquina síncrona.....	14
1.1.4. Estabilidad de pequeña señal de múltiples máquinas	20
1.2. Estabilidad transitoria	23
1.2.1. Conceptos generales de estabilidad transitoria	24
1.2.1.1. Relación potencia-ángulo	25
1.2.1.2. Criterio de áreas iguales.....	29
1.2.2. Métodos de análisis	33
1.2.2.1. Modelado.....	33
1.2.2.2. Métodos analíticos.....	35

1.2.2.3.	Estudios de simulación.....	36
1.2.2.3.1.	Parámetros de entrada.....	36
1.2.2.3.2.	Datos de salida	37
1.2.3.	Respuesta dinámica de sistemas de potencia	37
1.2.3.1.	Representación del sistema eléctrico...38	
1.2.3.2.	Representación dinámica del generador síncrono	39
1.2.3.2.1.	Ecuaciones del rotor	40
1.2.3.2.2.	Ecuaciones del estator	42
1.2.3.2.3.	Ecuaciones cinéticas.....	43
1.2.3.3.	Resolución de ecuaciones.....	44
1.2.3.3.1.	Métodos explícitos	45
1.2.3.3.2.	Métodos implícitos	45
1.2.4.	Aspectos que afectan la estabilidad transitoria	46
1.2.4.1.	Consideraciones en el diseño de sistemas de potencia.....	47
1.2.4.2.	Consideraciones en la operación de sistemas de potencia.....	50
1.3.	Oscilaciones electromecánicas en sistemas interconectados.....	51
1.3.1.	Interacción del regulador automático de voltaje (AVR).....	52
1.3.2.	Interacción del gobernador de velocidad.....	54
1.3.3.	Comportamiento de la máquina síncrona mediante su representación en el diagrama de Heffron y Phillips	55
1.3.3.1.	Ecuaciones del modelo	57

1.3.3.2.	Acciones sincronizante y amortiguante.....	61
1.3.3.3.	Comportamiento de la máquina síncrona con regulación automática de voltaje	64
1.3.4.	Oscilaciones locales e interárea	68
1.3.4.1.	Modos locales.....	74
1.3.4.2.	Modos intra-área.....	75
1.3.4.3.	Modos inter-área.....	76
1.3.5.	Incremento de amortiguamiento en las oscilaciones electromecánicas	78
2.	EL CONTROLADOR UNIFICADO DE FLUJO DE POTENCIA.....	81
2.1.	Conceptos y consideraciones de los controladores FACTS	83
2.1.1.	Sistemas interconectados.....	86
2.1.1.1.	Flujo de potencia en trayectorias paralelas	87
2.1.1.2.	Flujo de potencia en sistemas mallados	90
2.1.2.	La importancia de controlar parámetros en sistemas de potencia	93
2.1.3.	Configuraciones básicas de controladores FACTS.....	99
2.1.3.1.	Controladores en serie	100
2.1.3.2.	Controladores en derivación.....	101
2.1.3.3.	Controladores combinados serie-serie.....	102
2.1.3.4.	Controladores combinados serie-paralelo.....	103

2.1.4.	Posibles beneficios de los controladores FACTS..	104
2.2.	Principios básicos de funcionamiento del UPFC	104
2.2.1.	Control independiente de potencia activa y reactiva.....	108
2.2.2.	Comportamiento dinámico del UPFC	114
2.2.2.1.	Control de flujo de potencia.....	115
2.2.2.2.	Desempeño ante oscilaciones del sistema de potencia	116
2.2.2.3.	Desempeño ante fallas en líneas de transmisión	119
2.3.	Estructura de control	122
2.3.1.	Modos de control del convertidor paralelo.....	126
2.3.1.1.	Modo de control de potencia reactiva.	126
2.3.1.2.	Modo de control automático de voltaje.....	126
2.3.2.	Modos de control del convertidor serie.....	127
2.3.2.1.	Modo de inyección directa de voltaje .	127
2.3.2.2.	Modo de control y regulación de voltaje en barra.....	127
2.3.2.3.	Modo de compensación de impedancia de línea	128
2.3.2.4.	Modo de regulación de ángulo de fase	128
2.3.2.5.	Modo de control automático de flujo de potencia.....	128
2.4.	Componentes de diseño	129
2.4.1.	Semiconductores de potencia	129
2.4.1.1.	Diodos	130
2.4.1.2.	Transistores.....	131

	2.4.1.3.	Tiristores.....	131
	2.4.2.	Convertidores de voltaje	132
3.		MODELADO DE CONTROLADORES UPFC EN EL SNI	139
	3.1.	Base de datos y condiciones de simulación	140
		3.1.1.	Demanda media
		3.1.2.	Demanda máxima.....
	3.2.	Parámetros de red.....	142
		3.2.1.	Interconexión Los Brillantes-Tapachula.....
		3.2.2.	Interconexión Panaluya-San Nicolás.....
		3.2.3.	Interconexión La Vega 2-Ahuachapán.....
		3.2.4.	Interconexión Moyuta-Ahuachapán
	3.3.	Modelo implementado	147
		3.3.1.	Componente en paralelo
		3.3.2.	Componente en serie
	3.4.	Implementación de modelo y simulación de eventos transitorios.....	150
		3.4.1.	Simulación de eventos transitorios sin implementación de UPFC.....
		3.4.2.	Modelado de UPFC en interconexión Los Brillantes-Tapachula.....
		3.4.3.	Modelado de UPFC en nodos de interconexión hacia el SER.....
4.		ANÁLISIS DE RESULTADOS DE MODELADO DE CONTROLADORES UPFC.....	161
	4.1.	Respuesta de UPFC actuando en interconexión Los Brillantes-Tapachula ante disparo de subestaciones Panamá I y Panamá II	161

4.2.	Respuesta de UPFC actuando en interconexiones hacia el SER ante disparo de subestaciones Panamá I y Panamá II ..	164
4.2.1.	UPFC en Panaluya-San Nicolás ante disparo de subestaciones Panamá I y Panamá II	165
4.2.2.	UPFC en La Vega 2-Ahuachapán ante disparo de subestaciones Panamá I y Panamá II	167
4.2.3.	UPFC en Moyuta-Ahuachapán ante disparo de subestaciones Panamá I y Panamá II	170
4.3.	Respuesta de UPFC actuando en interconexión Los Brillantes-Tapachula ante falla de 300 ms en subestación El Cajón.....	173
4.4.	Respuesta de UPFC actuando en interconexiones hacia el SER ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón.....	176
4.4.1.	UPFC en Panaluya-San Nicolás ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón	176
4.4.2.	UPFC en La Vega 2-Ahuachapán ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón	178
4.4.3.	UPFC en Moyuta-Ahuachapán ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón	181
CONCLUSIONES.....		185
RECOMENDACIONES		187
BIBLIOGRAFÍA.....		189
APÉNDICES.....		193

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Dirección de torques en un rotor	3
2.	Valores propios en plano complejo	11
3.	Simulación temporal de un sistema perturbado	13
4.	Ejemplo de configuración general de un SEP	14
5.	Ejemplo de un SEP simplificado	15
6.	Modelo clásico del generador conectado a un SEP	16
7.	Diagrama de bloques de una máquina síncrona conectada a una barra de potencia infinita	18
8.	Esquema de modelo completo de un sistema de potencia	21
9.	Curvas de oscilación	25
10.	Sistema simple de potencia	27
11.	Relación potencia-ángulo.....	28
12.	Criterio de áreas iguales al aplicar un escalón en la potencia mecánica.....	29
13.	Criterio de áreas iguales para caso estable $A_1=A_2$	31
14.	Criterio de áreas iguales caso inestable $A_1>A_2$	32
15.	Equivalente de Thévenin.....	43
16.	Curva característica de la carrera de válvula	49
17.	Diagrama de bloques que representa una máquina única que alimenta una barra de potencia infinita a través de una impedancia externa	56
18.	Diagrama de bloques de influencia del amortiguamiento $D>0$	62

19.	Diagrama de bloques que presenta el efecto que produce la regulación automática de voltaje sobre los torques sincronizante y amortiguante	65
20.	Diagrama de bloques de la componente de torque eléctrico	67
21.	Frecuencias de Guatemala-México y el resto de América Central antes y después de la separación de los sistemas	69
22.	Flujo de potencia activa en la línea de transmisión Guatemala Este-Moyuta antes y después de la separación de los sistemas	71
23.	Oscilaciones de baja frecuencia según los elementos involucrados en su aparición.....	73
24.	Modos locales de oscilación	74
25.	Modos de oscilación intra-área	75
26.	Modos de oscilación inter-área en sistema interconectado entre México y parte del SER	77
27.	Modos de oscilación inter-área entre parte del SER.....	78
28.	Controlador Unificado de Flujo de Potencia (UPFC).....	82
29.	Flujo de potencia a través de trayectorias paralelas	87
30.	Control de flujo de potencia con HVDC	88
31.	Control de flujo de potencia mediante impedancia variable	89
32.	Control de flujo de potencia mediante ángulo de fase variable.....	89
33.	Flujo de potencia en un sistema mallado	90
34.	Sistema con capacitor en serie controlado por tiristores.....	91
35.	Sistema con regulador de ángulo de fase controlado por tiristores	93
36.	Sistema de potencia simple de dos barras	93
37.	Diagrama fasorial de corriente perpendicular a la caída de tensión	94
38.	Diagrama fasorial de potencia activa y reactiva.....	95
39.	Curvas de potencia versus ángulo para diferentes valores de impedancia (X).....	97
40.	Regulación de la magnitud del fasor de voltaje	98

41.	Inyección de voltaje en serie con la línea.....	98
42.	Voltaje inyectado con magnitud variable y ángulo variable	99
43.	Controlador FACTS en serie	100
44.	Controlador en derivación	101
45.	Controlador unificado serie-serie	102
46.	Controlador coordinado en serie y paralelo.....	103
47.	Representación del UPFC en un sistema de dos máquinas	105
48.	Configuración del UPFC a partir de convertidores AC-DC-AC.....	106
49.	Representación gráfica de la potencia real transmitida y potencia reactiva en el extremo receptor en función del ángulo de transmisión.....	109
50.	Representación gráfica de los valores positivos de potencia para el círculo de radio 1	110
51.	Regiones de control de la potencia activa y reactiva para diferentes ángulos de transmisión	113
52.	Esquema de un UPFC conectado a un sistema de potencia simple..	114
53.	Resultados de simulación de respuesta dinámica del UPFC	116
54.	Diagrama de algoritmo para control de oscilaciones.....	117
55.	Control de flujo de potencia durante oscilaciones electromecánicas operando el UPFC en control automático de flujo de potencia	119
56.	Esquema de un UPFC conectado a un sistema de potencia simple en el que se aplica una falla externa	120
57.	Formas de onda de la respuesta del UPFC ante una falla monofásica a tierra externa.....	121
58.	Esquema básico del control del UPFC.....	123
59.	Estructura general de control de un UPFC.....	125
60.	Simbología de semiconductores de potencia.....	130
61.	Válvula de convertidor de fuente de voltaje.....	134
62.	Convertidor de fuente de voltaje	135

63.	Operación de una válvula de convertidor.....	136
64.	Modelo de SSSC en modo de compensación dinámica	150
65.	Subestaciones de 230 kV Panamá 1 y Panamá 2	151
66.	Subestación El Cajón de 230 kV.....	152
67.	Interconexión Los Brillantes-Tapachula sin UPFC.....	154
68.	Interconexión Panaluya-San Nicolás sin UPFC.....	155
69.	Interconexión La Vega 2-Ahuachapán sin UPFC	155
70.	Interconexión Moyuta-Ahuachapán sin UPFC	156
71.	Interconexión Los Brillantes-Tapachula con UPFC.....	157
72.	Interconexión Panaluya-San Nicolás con UPFC.....	158
73.	Interconexión La Vega 2-Ahuachapán con UPFC	158
74.	Interconexión Moyuta-Ahuachapán con UPFC.....	159
75.	Control de flujo de potencia en Los Brillantes-Tapachula ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II.....	162
76.	Control de frecuencia en Los Brillantes ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II.....	163
77.	Control de voltaje en Los Brillantes ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II	164
78.	Control de flujo de potencia en Panaluya-San Nicolás ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II.....	165
79.	Control de frecuencia en Panaluya ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II	166
80.	Control de voltaje en Panaluya ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II	167
81.	Control de flujo de potencia en La Vega 2-Ahuachapán ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II.....	168
82.	Control de frecuencia en La Vega 2 ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II	169

83.	Control de voltaje en La Vega 2 ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II.....	170
84.	Control de flujo de potencia en Moyuta-Ahuachapán ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II.....	171
85.	Control de frecuencia en Moyuta ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II.....	172
86.	Control de voltaje en Moyuta ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II.....	172
87.	Control de flujo de potencia en Los Brillantes-Tapachula ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón	173
88.	Control de frecuencia en Los Brillantes ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón.....	174
89.	Control de voltaje en Los Brillantes ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón.....	175
90.	Control de flujo de potencia en Panaluya-San Nicolás ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón	176
91.	Control de frecuencia en Panaluya ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón.....	177
92.	Control de voltaje en Panaluya ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón.....	178
93.	Control de flujo de potencia en La Vega 2-Ahuachapán ante falla de 300 ms en subestación El Cajón.....	179
94.	Control de frecuencia en La Vega 2 ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón.....	180
95.	Control de Voltaje en La Vega 2 ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón.....	180
96.	Control de flujo de potencia en Moyuta-Ahuachapán ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón	181

97.	Control de frecuencia en Moyuta ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón	182
98.	Control de voltaje en Moyuta ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón	183

TABLAS

I.	Parámetros de línea de transmisión Los Brillantes-Tapachula	143
II.	Parámetros de línea de transmisión Panaluya-San Nicolás	145
III.	Parámetros de línea de transmisión La Vega 2-Ahuachapán	146
IV.	Parámetros de línea de transmisión Moyuta-Ahuachapán	147
V.	Parámetros de STATCOM	149
VI.	Modelos y condiciones simuladas	153

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
s⁻¹	Ciclos por segundo
Hz	Hertz
km	Kilómetro
kV	Kilovoltio
MW	Megavatio
MVA	Megavolt-amperio
MVAR	Megavolt-amperio reactivo
ms	Milisegundo
Ω	Ohmio
%	Porcentaje
rad/s	Radianes por segundo
s	Segundos
pu	Valor por unidad
VAR	Volt-amperio reactivo

GLOSARIO

AC	Alternating Current. Corriente Alterna.
AMM	Administrador de Mercado Mayorista.
ASCII	American Standard Code for Information Interchange. Código Estándar Estadounidense para el Intercambio de Información.
AVR	Automatic Voltage Regulator. Regulador Automático de Voltaje.
CDC	Centro de Despacho de Carga.
DC	Direct Current. Corriente Directa.
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems. Sistemas de Transmisión Flexibles en Corriente Alterna.
GDR	Generación Distribuida Renovable.
HVDC	High Voltage Direct Current. Alto Voltaje en Corriente Directa.

PSS	Power System Stabilizer. Estabilizador de Sistema de Potencia.
PSS®E	Power System Simulator for Engineering. Simulador de Sistema de Potencia para Ingeniería.
Python	Lenguaje de programación del tipo intérprete.
Recierre	Tipo de protección utilizada en sistemas eléctricos de potencia que consiste en la apertura y cierre instantáneo de un interruptor de potencia para liberar una falla.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
SER	Sistema Eléctrico Regional.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
SSSC	Static Synchronous Series Compensator. Compensador Estático Síncrono en Serie.
STATCOM	Static Synchronous Compensator. Compensador Estático Síncrono en Serie.

UPFC	Unified Power Flow Controller. Controlador Unificado de Flujo de Potencia.
WAPS	Wide-Area Protection Scheme. Esquema de Protección de Área Amplia.

RESUMEN

El trabajo de graduación consiste en el desarrollo de un estudio eléctrico, realizando inicialmente investigación bibliográfica para luego, mediante el software de simulación PSS®E, modelar la implementación del Controlador Unificado de Flujo de Potencia (*Unified Power Flow Controller*, UPFC) en los nodos de interconexión del Sistema Nacional Interconectado (SNI), como una propuesta para la solución del problema de oscilaciones electromecánicas inter-área.

El trabajo se desarrolla en tres fases, estando la primera relacionada con la investigación bibliográfica correspondiente a la estabilidad del ángulo del rotor de las máquinas, tocando puntos como la estabilidad transitoria, oscilaciones locales e inter-área, estabilidad ante pequeña señal y otros puntos que ayudarán a comprender la necesidad de tener un mejor control sobre las oscilaciones y pérdida de sincronismo.

En la segunda fase se realiza una exposición detallada del dispositivo UPFC, basándose en bibliografía y documentos de investigación existentes que estudian dicho dispositivo, el cual es propuesto como la solución al problema de las oscilaciones electromecánicas entre áreas de control.

En la tercera fase se simula una serie de modelos propuestos de dispositivos UPFC en diferentes nodos de interconexión, analizando mediante el software de simulación PSS®E el comportamiento de los mismos y del SNI ante la presencia del problema ya planteado (utilizando la base de datos del SNI de dominio público).

OBJETIVOS

General

Evaluar si la implementación del Controlador Unificado de Flujo de Potencia en los nodos de interconexión del Sistema Nacional Interconectado ayuda a amortiguar oscilaciones electromecánicas inter-área.

Específicos

1. Conocer los factores que influyen para que, en los sistemas eléctricos de potencia, se presenten oscilaciones electromecánicas.
2. Dar a conocer el funcionamiento y la estructura del UPFC, así como las ventajas operativas del uso de dispositivos FACTS en sistemas de potencia.
3. Representar en el software de simulación PSS®E un modelo del dispositivo UPFC que constituya el comportamiento del mismo ante oscilaciones electromecánicas.
4. Determinar el comportamiento del SNI al modelar dispositivos UPFC en los nodos de interconexión, ante eventos de estabilidad transitoria que provoquen oscilaciones electromecánicas.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día los mayores sistemas industriales construidos por el hombre son los sistemas eléctricos de potencia. Las exigencias del mundo moderno y la dependencia de la energía eléctrica hacen que dichos sistemas operen en puntos críticos, que ponen en riesgo su estabilidad y seguridad.

Operar sistemas de potencia en puntos óptimos conlleva cumplir con parámetros permisibles de una cantidad de variables considerables, dentro de las cuales se puede mencionar tensiones en barras, ángulos de tensiones, flujos de potencia, etc. Para poder cumplir las exigencias a las que está sometido un sistema eléctrico de potencia en términos de confiabilidad, capacidad, calidad y seguridad en su operación, es necesario un mayor control y un uso eficiente de la topología de las redes existentes, siendo posible esto gracias a los dispositivos controladores basados en electrónica de potencia, que en su conjunto forman los Sistemas de Transmisión Flexibles en Corriente Alterna (Flexible AC Transmission Systems, FACTS).

Partiendo de la ecuación de transferencia de potencia se utiliza el principio de funcionamiento de un Controlador Unificado de Flujo de Potencia (Unified Power Flow Controller, UPFC), que forma parte de los FACTS, el cual pretende afectar alguno de los parámetros de dicha ecuación para modificar de esta forma la transferencia de potencia entre dos barras. La presente investigación plantea el modelado de dispositivos UPFC en los nodos de interconexión del SNI de Guatemala, para amortiguar oscilaciones electromecánicas inter-área y analizar por esta vía si es posible elevar la seguridad de la operación en el área de control del SNI de Guatemala.

1. ESTABILIDAD DE ÁNGULO DEL ROTOR DE LAS MÁQUINAS

La estabilidad de ángulo del rotor está relacionada con la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener en sincronismo sus múltiples máquinas síncronas. Los problemas relacionados con este tipo de estabilidad requieren el estudio de las oscilaciones electromecánicas, las cuales son innatas a los sistemas de potencia.

Simplificando la estructura de una máquina síncrona a la constitución de dos partes fundamentales como lo son el campo y la armadura, en donde normalmente el campo se sitúa en el rotor y la armadura en el estator, se puede describir el funcionamiento de la máquina partiendo del hecho de que el devanado de campo es alimentado o excitado con corriente directa, y cuando el rotor es conducido por medio de una turbina, el campo magnético giratorio producido por el devanado de campo induce voltajes trifásicos alternos en los devanados de armadura ubicados en el estator. La frecuencia eléctrica de los voltajes inducidos en las terminales del generador está determinada por la velocidad a la cual gira el rotor, de allí el nombre de máquina síncrona.

En un sistema eléctrico de potencia, los voltajes y corrientes en el estator de cada una de las máquinas que se interconectan deben tener la misma frecuencia eléctrica, es decir estar en sincronismo. Debido a que la frecuencia eléctrica está asociada a la velocidad de los rotores de las máquinas, estos deben permanecer también en sincronismo.

La corriente que fluye a través de los devanados de armadura en el estator crea un campo magnético que, en condiciones de estado estable, gira a la misma velocidad que el campo magnético producido por el devanado de campo ubicado en el rotor. Los dos campos interactúan entre sí tendiendo a alinearse, de lo que resulta un torque electromagnético que se opone al giro del rotor. Debido a la presencia de este torque electromagnético es necesaria la aplicación de un torque mecánico por una fuente motriz para mantener la rotación.

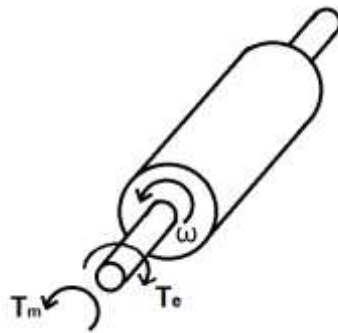
La potencia de salida de una máquina síncrona varía modificando el torque mecánico de entrada proporcionado por la fuente motriz, llevando el rotor a una posición relativa de adelanto respecto el campo magnético del estator cuando el torque mecánico se aumenta; de forma inversa se lleva a una posición relativa en retraso cuando el torque disminuye. De esta forma resulta de gran importancia controlar los ángulos de los rotores que oscilan luego de una perturbación; los ángulos en mención son relativos a una máquina de referencia y están en función del balance entre el torque mecánico aplicado al rotor y el torque eléctrico debido a la transferencia de potencia eléctrica hacia el sistema.

“El mecanismo mediante el cual las máquinas interconectadas mantienen el sincronismo entre sí, es a través de fuerzas de restauración, que actúan cuando hay fuerzas tendiendo a acelerar o desacelerar una o más máquinas con respecto a las otras. Bajo condiciones estables existe un equilibrio entre el torque mecánico y el torque eléctrico de salida en cada máquina, con lo cual la velocidad permanece constante.”¹

¹ AGUDELO, Viviana. *Control de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia usando el análisis modal*. p. 13.

Para comprender la dirección en la que actúan las variables tanto de torque como de velocidad en un generador síncrono se puede ver la figura 1.

Figura 1. **Dirección de torques en un rotor**



Fuente: elaboración propia.

1.1. Estabilidad de pequeña señal

Respecto al concepto de estabilidad de sistemas de potencia se puede decir que un sistema de potencia se encuentra operando en estado estable cuando todas las mediciones o cálculos de los parámetros físicos se pueden considerar constantes para su análisis. Ahora bien, si existe un cambio repentino o una secuencia de cambios en los parámetros de un sistema que opera en estado estable, se dice que este experimenta una perturbación. De lo anterior se entiende que la estabilidad de pequeña señal es la habilidad de un sistema de potencia de permanecer en sincronismo cuando se perciben perturbaciones pequeñas, siendo posible linealizar las ecuaciones dinámicas que definen la respuesta resultante, para analizar de manera apropiada el comportamiento del sistema.

Dentro de los tipos de inestabilidad que se pueden presentar ante pequeñas perturbaciones se pueden mencionar: incremento permanente en el ángulo del rotor del generador debido a la carencia de torque sincronizante y oscilaciones de rotor de amplitud creciente debido a la ausencia de suficiente torque amortiguante.

1.1.1. Conceptos generales de estabilidad dinámica

Debido a que la estabilidad de una máquina síncrona está ligada al comportamiento del rotor y de la capacidad del mismo para seguir rotando a la velocidad de sincronismo ante una perturbación, es de vital importancia comprender la ecuación diferencial que describe el funcionamiento mecánico del rotor. Dicha ecuación establece que el par de aceleración de la masa rotante es igual al momento de inercia de la masa rotante (el conjunto turbina y rotor del generador) multiplicado por su aceleración angular, de tal manera que relacionando lo anterior con el par mecánico proporcionado por la turbina y el par electromagnético se tiene la siguiente expresión:

$$J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e$$

Donde:

J : momento total de inercia de la masa del rotor en kgs-m²

θ_m : desplazamiento angular del rotor con respecto al eje estacionario

t : tiempo en segundos

T_m : par mecánico proporcionado por la fuente de energía mecánica

T_e : par electromagnético

T_a : par de aceleración

Para los estudios de estabilidad de pequeña señal, el desplazamiento angular del rotor debe ser analizado de manera relativa a un eje de referencia que rota a la velocidad de sincronismo. De forma que θ_m de la ecuación anterior que representa el desplazamiento angular absoluto respecto un eje estacionario referente al estator, se pueda determinar de la forma:

$$\theta_m = \omega_{sm}t + \delta_m$$

Donde:

ω_{sm} : velocidad de sincronismo

δ_m : desviación angular del rotor desde el eje de referencia

Derivando la ecuación anterior respecto del tiempo se puede analizar que la velocidad angular en radianes mecánicos por segundo para determinado instante es igual a la velocidad de sincronismo más la desviación de velocidad que experimente el rotor ante un disturbio, de lo contrario, si no existe desviación, la velocidad angular del rotor es constante e igual a la velocidad de sincronismo. Por lo tanto, se puede obtener la aceleración angular al derivar nuevamente respecto al tiempo y expresar el torque de aceleración con la siguiente ecuación:

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e$$

Para lograr una mejor comprensión del comportamiento dinámico del rotor es necesario representar la ecuación anterior en términos de variables eléctricas de las cuales se tenga conocimiento por medio de equipos de medición. Para lo anterior es preciso evocar el principio básico de la dinámica, que establece que la potencia es igual al par multiplicado por la velocidad

angular, por lo tanto al multiplicar la ecuación anterior por la velocidad angular (ω_m) se obtiene:

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e$$

Donde:

P_m : potencia de entrada al eje proporcionada por la fuente motriz primaria

P_e : potencia eléctrica que cruza el entrehierro

P_a : potencia de aceleración producida por el desbalance entre P_m y P_e

En la ecuación anterior queda evidenciado claramente el comportamiento del movimiento del rotor, y la forma en la que este tiende a acelerarse o desacelerarse cuando se presenta un desbalance entre la potencia mecánica y eléctrica. De importancia es también reparar en el papel que el coeficiente $J\omega_m$ juega en el desempeño de la estabilidad de la máquina, regularmente dicho coeficiente es denotado como M y recibe el nombre de constante de inercia de la máquina. Una vez definida la constante de inercia puede ser substituida en las ecuaciones presentadas anteriormente para obtener la siguiente expresión:

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e$$

La ecuación anterior es la que sirve para comprender los fenómenos de inestabilidad de pequeña señal y es conocida como ecuación de oscilación de la máquina.

1.1.2. Métodos de análisis

Una de las formas de describir el comportamiento dinámico de un sistema de potencia es mediante sus ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales, que pueden ser expresadas de la siguiente forma:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t)$$

En la ecuación anterior, donde n es el orden del sistema y r es el número de entradas, se puede observar que el sistema es expresado en función de: las variables de estado (x), las señales externas que influyen en el comportamiento del sistema (u) y de cómo estas variables van cambiando cuando el sistema es derivado con respecto al tiempo (como lo indica la notación $\dot{x} = f(x, u)$).

Una vez expresado el sistema mediante sus ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales se puede realizar un estudio de sus propiedades y en especial el análisis de la estabilidad, que es una propiedad cualitativa de los sistemas eléctricos de potencia a la que se le considera la más importante de todas. Los procedimientos para análisis de estabilidad de pequeña señal son procedentes de la teoría de estabilidad desarrollada por Aleksandr Lyapunov en 1892. Dicha teoría se desenvuelve en el estudio de los sistemas de ecuaciones diferenciales ordinarias lineales y no lineales. Mediante el análisis de Lyapunov se da la posibilidad de examinar la estabilidad alrededor de un punto de equilibrio de sistemas no lineales, por medio de una función a la que se le llama función Lyapunov. La dificultad del método consiste en la identificación de estas funciones, ya que no es posible reconocerlas con una simple observación.

Por otro lado, se tiene el hecho de que el estudio de la estabilidad en los sistemas lineales no es complicado, y la facilidad de realizarlo radica en analizar

las propiedades de los valores propios y vectores propios de la matriz que describe al sistema. Debido a que en sistemas no lineales no se puede aplicar esta técnica directamente, se debe realizar una linealización y, a partir de ahí, llevar a cabo el estudio de estabilidad.

La preocupación por la determinación y reconocimiento de los estados de operación de un sistema eléctrico de potencia en potencial riesgo de inestabilidad oscilatoria han llevado a desarrollar métodos de diagnóstico derivados de la teoría de estabilidad de Lyapunov, de los cuales los más ampliamente difundidos son:

- Análisis modal
- Análisis por simulación en el dominio del tiempo

1.1.2.1. Análisis modal

El análisis modal constituye el método más utilizado para el estudio del problema de estabilidad de pequeña señal en sistemas eléctricos de potencia. Consiste en una técnica cuyo objetivo es identificar los modos de oscilación electromecánicos que definen el comportamiento de los ángulos de los rotores de los generadores síncronos, así mismo este procedimiento permite reconocer modos de respuesta de otros elementos que interactúan en la dinámica del sistema. Todo el análisis se obtiene al conocer los valores propios y los vectores propios asociados al mismo.

El análisis modal puede ser aplicado a sistemas invariantes, es decir lineales, por lo tanto se requiere la linealización de las ecuaciones diferenciales que definen al sistema de potencia, dicha linealización se realiza en torno al punto de operación de interés $([x_0], [y_0])$. Después de haber hecho la

linealización se obtiene un nuevo sistema de ecuaciones en función de las variables de estado y las entradas, expresado como:

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

$$[\Delta y] = \{C\}[\Delta x] + \{D\}[\Delta u]$$

Donde:

$[\Delta x]$: vector de estado del sistema

$[\dot{\Delta x}]$: derivada respecto al tiempo del vector de estado

$[\Delta u]$: vector de entradas controladas que provocan cambios en el sistema

$[\Delta y]$: vector de salida como voltajes y potencias eléctricas

El sistema de ecuaciones anterior contiene información importante mediante las componentes de cada vector, como lo son las del vector de estado ($[\Delta x]$) que incluyen: las velocidades y desplazamientos angulares de los rotores, las variables electromagnéticas de los flujos concatenados por los rotores, las variables de estado de los sistemas de control de los generadores, y otras variables de estado que precisan la respuesta dinámica de los componentes de la red de transmisión. Así mismo el vector de entradas controladas ($[\Delta u]$) contiene variables importantes como lo son: las consignas de voltaje de los sistemas de excitación y las consignas de carga de los controladores de las máquinas primarias.

Las matrices A, B, C y D son compuestas por variables reales que dependen de los elementos dinámicos que representan el comportamiento de: los generadores, los controles de los generadores, la configuración y el estado de funcionamiento de la red, y los parámetros de los componentes que intervienen en el problema.

El arreglo matricial que proporciona toda la información sobre las condiciones de estabilidad del sistema es la matriz A, que es denominada matriz de estado. Los valores propios de la matriz de estado $(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_{n-1}, \lambda_n)$ son los que indican el estado de estabilidad y por medio de los vectores propios $([e_1], [e_2], \dots, [e_n])$ se comprende la forma en la que cada modo incide sobre el sistema y la respuesta libre del mismo.

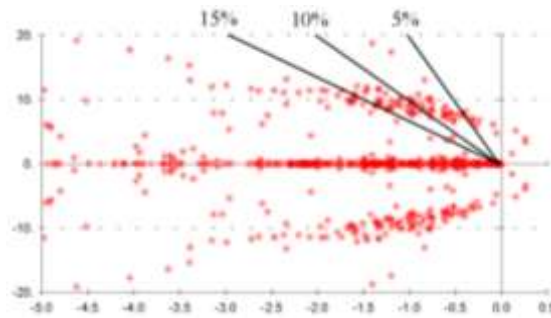
La manera de estructurar la respuesta temporal del sistema no perturbado es mediante la sumatoria de términos exponenciales, como se demuestra en la siguiente ecuación, donde el término $[e_i]e^{\lambda_i t}$ se denomina i-ésimo modo natural de respuesta, o también el modo natural asociado al i-ésimo valor propio (λ_i) :

$$[\Delta x(t)] = \sum_{i=1}^N [e_i]e^{\lambda_i t} = [e_1]e^{\lambda_1 t} + \dots + [e_N]e^{\lambda_N t}$$

Los valores propios (λ_i) pueden ser números reales y también pueden ser números complejos, en todos los casos cuando sean números complejos se tendrán en pares conjugados.

En la figura 2 se muestra la representación en el plano complejo de los valores propios calculados para determinado sistema, se puede destacar la presentación geométrica de los valores propios correspondientes al amortiguamiento constante ($\zeta = 5\%$, 10% y 15%), que son las rectas que pasan sobre el origen del plano. También se distinguen los valores propios reales graficados sobre el eje horizontal $(\lambda_i = \sigma_i)$, que son los que dan lugar a que el sistema responda de una forma exponencial pura, de aquí que la aparición de valores propios reales positivos es un indicador que evidencia una inestabilidad monótona o aperiódica.

Figura 2. **Valores propios en plano complejo**



Fuente: MAGAZ, José. *Capacitación de operadores del CDC-AMM. Sistemas de generación eléctrica y controles de planta generadora.* p. 510.

Los valores propios que se grafican sobre el plano complejo en la figura 2 pueden ser conjugados de la forma $\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i$ y son los que definen la respuesta temporal oscilatoria. El elemento real (σ_i) indica el coeficiente de atenuación que es expresado en s^{-1} , mientras que el valor imaginario representa la frecuencia angular de oscilación (ω_i) expresada en rad/s. La frecuencia de oscilación (f_i) que es representada en Hz se define como $\omega_i/2\pi$. De gran importancia es reconocer que el signo de la parte real es el que especifica si la amplitud de la oscilación es creciente o decreciente, por ende si se presentan valores propios con coeficiente de atenuación positivo es una señal de que el sistema presenta inestabilidad oscilatoria. Para el análisis modal es de especial interés el conjunto de valores propios complejos conjugados que están ligados a los modos de oscilación electromecánicos, que son los que gobiernan el comportamiento de los ángulos de los rotores de los generadores.

1.1.2.2. Análisis por simulación en el dominio del tiempo

Este es un método propio de los simuladores por computadora de estabilidad transitoria que permite tratar problemas de elevada complejidad mediante la integración por métodos numéricos de las ecuaciones diferenciales que definen al sistema. El hecho de visualizar mediante la representación gráfica en el dominio del tiempo la respuesta del sistema ante una excitación, permite analizar los fenómenos de inestabilidad oscilatoria que se presenten en el sistema.

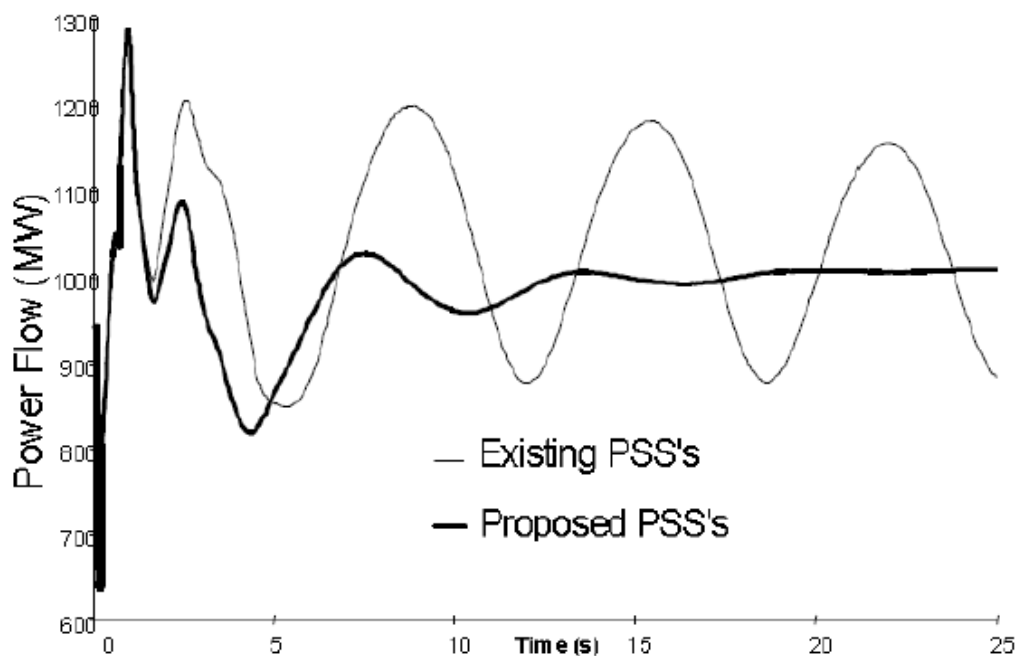
El análisis se hace observando el comportamiento de las variables importantes del sistema a través del tiempo, como lo pueden ser para el sistema de generación: potencias activa y reactiva, voltaje de excitación, ángulos de rotor y señales de salida de los controles. Y para el caso del sistema de transmisión se puede contemplar el comportamiento de: los voltajes en los nodos, la potencia activa y la potencia reactiva que fluyen por cada circuito.

Al igual que en el análisis modal, la simulación temporal utiliza las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento dinámico del sistema de potencia, resolviendo de manera simultánea para cada instante en el dominio del tiempo.

La simulación temporal es una herramienta que permite un gran alcance en el análisis de estabilidad, ya que se toman en cuenta todas las condiciones no lineales del sistema, tales como: los efectos de la saturación magnética de los generadores y las excitatrices, los límites de los sistemas de control, los ciclos de histéresis, las bandas muertas y la acción de las protecciones especiales.

En la figura 3 se muestra una gráfica en donde se utiliza la simulación en el dominio del tiempo. El caso consiste en la simulación temporal durante 25 segundos del comportamiento del sistema perturbado, debido a una falla en $t=0$ que es liberada con recierre luego de 0,5 segundos. La variable que es objeto de estudio en el caso planteado es el flujo de potencia activa en la interconexión entre áreas de un sistema interconectado.

Figura 3. **Simulación temporal de un sistema perturbado**



Fuente: MAGAZ, José. *Capacitación de operadores del CDC-AMM. Sistemas de generación eléctrica y controles de planta generadora.* p. 508.

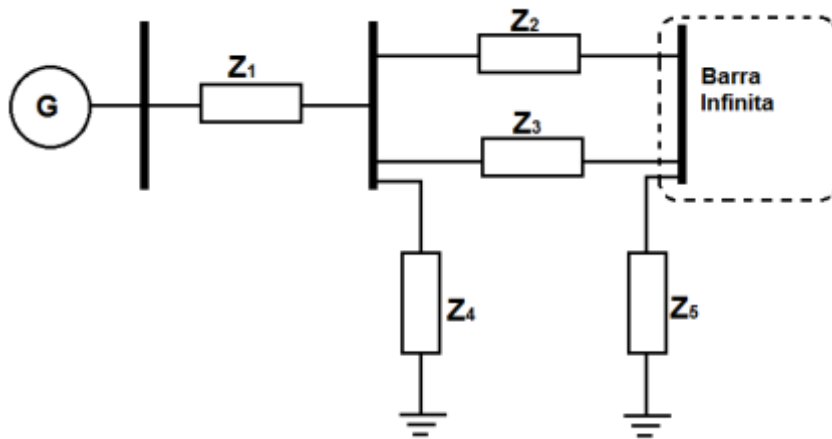
“Las simulaciones temporales son especialmente acertadas para la fase de verificación de la estabilidad del sistema de potencia, cuando es sometido a un conjunto de perturbaciones creíbles y de variado nivel de severidad, una vez

concluida la fase de diseño del sistema de estabilización, que está destinado a fortalecer el desempeño dinámico global del sistema de potencia.”²

1.1.3. Estabilidad de pequeña señal de una máquina síncrona

Para comprender el comportamiento de una máquina síncrona ante pequeñas perturbaciones en un sistema eléctrico de potencia, es necesario partir de la configuración general en la cual se encuentra el sistema, como ejemplo se puede observar la figura 4.

Figura 4. Ejemplo de configuración general de un SEP



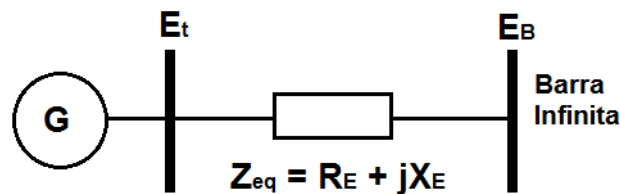
Fuente: elaboración propia.

Luego de interpretar los fenómenos físicos y los aspectos elementales que rigen el comportamiento del SEP, es primordial lograr simplificar a un sistema de menor orden la representación de la configuración general ya planteada, tal y como se desarrolla en la figura 5.

²MAGAZ, José. *Capacitación de operadores del CDC-AMM. Sistemas de generación eléctrica y controles de planta generadora.* p. 508.

Con el objeto de análisis, la simplificación de la configuración del sistema se hace utilizando un equivalente de Thévenin de la red de transmisión que interconecta al generador con la barra infinita de potencia, para luego poder desarrollar las expresiones de los elementos de la matriz de estado, que finalmente será la función que explícitamente describa el comportamiento de los parámetros del sistema

Figura 5. **Ejemplo de un SEP simplificado**



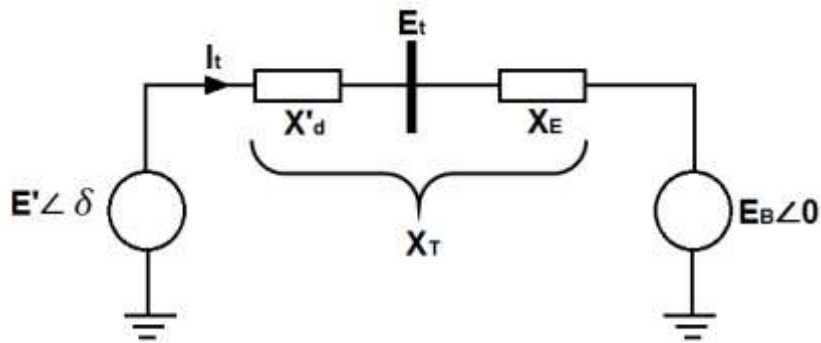
Fuente: KUNDUR, Prabha. *Power system stability and control*. p. 727.

Sumados a los métodos de Análisis Modal y Simulación Temporal, la representación mediante diagrama de bloques y la relación torque-ángulo se pueden considerar herramientas de gran utilidad para el estudio de características de estabilidad de sistemas de potencia. El tratamiento del problema de estabilidad de pequeña señal de máquinas síncronas, mediante diagrama de bloques, fue desarrollado en primera instancia por Heffron y Phillips alrededor de 1952.

Para elaborar un diagrama de bloques es primordial partir del modelo clásico del generador. Establecido lo anterior y despreciando las resistencias, un sistema se puede representar como se muestra en la figura 6, donde E' es el voltaje que está detrás de la reactancia transitoria de eje directo X'_d (considerando su valor de pre falla constante). Además es de especial interés

tomar en cuenta el valor de δ , que es el ángulo con que el voltaje E' adelanta al voltaje de la barra de potencia infinita E_B , ya que mientras el rotor oscila a causa de un disturbio el ángulo δ cambia.

Figura 6. **Modelo clásico del generador conectado a un SEP**



Fuente: KUNDUR, Prabha. *Power system stability and control*. p. 728.

Haciendo un análisis de la corriente que circula en la red equivalente se tiene:

$$\bar{I}_t = \frac{(E' \angle 0^\circ) - (E_B \angle -\delta)}{jX_T} = \frac{E' - E_B(\cos \delta - j \sin \delta)}{jX_T}$$

Donde:

$$E' = \bar{E}_{t_0} + jX'_d \bar{I}_{t_0}$$

Por lo tanto la potencia compleja se obtiene de la siguiente forma:

$$S' = P + jQ' = \bar{E}' \bar{I}_t = \frac{E' E_B \sin \delta}{X_T} + j \frac{E'(E' - E_B \cos \delta)}{X_T}$$

Considerando que la potencia de entrehierro (P_e) es igual a la potencia en terminales, debido a que se desprecian las pérdidas en el cobre de los devanados del estator, también se puede interpretar que en valores por unidad el torque de entrehierro es igual a la potencia de entrehierro. De lo anterior se obtiene la siguiente expresión:

$$T_e = P = \frac{E' E_B \sin \delta}{X_T}$$

La ecuación anterior se denomina ecuación de potencia y al ser linealizada respecto al punto en el que se encuentra el sistema en la condición de operación inicial se obtiene:

$$\Delta T_e = \frac{\partial T_e}{\partial \delta} \Delta \delta = \frac{E' E_B}{X_T} \cos \delta_0 (\Delta \delta)$$

De la ecuación anterior se obtiene un elemento importante para el análisis de estabilidad de pequeña señal, el cual es denominado coeficiente de torque sincronizante (K_s) y se expresa de la siguiente forma:

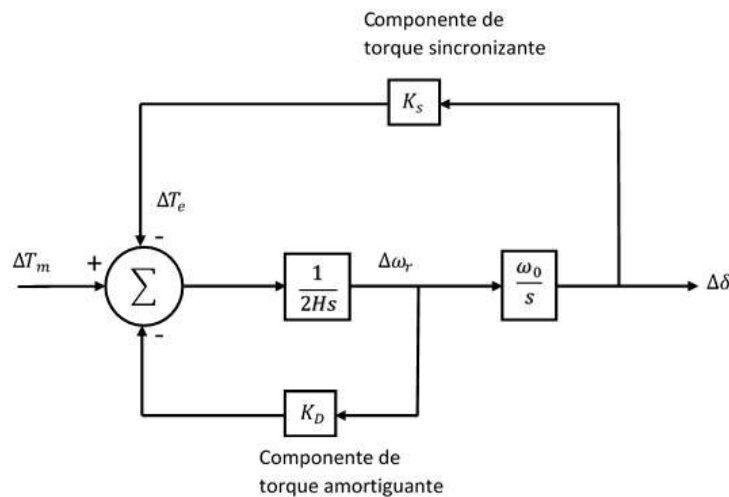
$$K_s = \frac{E' E_B}{X_T} \cos \delta_0$$

El coeficiente de torque sincronizante, junto con el coeficiente de torque amortiguante, se encuentran presentes en la matriz de vectores que definen al sistema, la cual se obtiene al linealizar las ecuaciones de la dinámica mecánica de la máquina síncrona de la forma siguiente:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta\omega_r \\ \Delta\delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -K_D & -K_S \\ 2H & 2H \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega_r \\ \Delta\delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m$$

Observando la matriz anterior, se puede establecer que es de la forma $[\dot{\Delta x}] = \{A\}[\Delta x] + \{B\}[\Delta u]$, donde los elementos de la matriz de estado $\{A\}$ son dependientes de los parámetros del sistema K_D , H , X_T , y cuyos valores en las condiciones iniciales de operación se encuentran descritos alrededor de los valores E' y δ_0 . Llevando a cabo un buen análisis se puede realizar el estudio de estabilidad de pequeña señal mediante la representación de la matriz en un diagrama de bloques, tal y como se observa en la figura 7.

Figura 7. **Diagrama de bloques de una máquina síncrona conectada a una barra de potencia infinita**



Fuente: KUNDUR, Prabha. *Power system stability and control*. p. 731.

Donde:

K_S : coeficiente de torque sincronizante

K_D : coeficiente de torque amortiguante

H : constante de inercia

$\Delta\omega_r$: desviación de la velocidad en valor por unidad

$\Delta\delta$: desviación del ángulo del rotor en radianes eléctricos

s : operador de Laplace

ω_0 : velocidad angular en radianes eléctricos por segundo

Una vez se haya establecido la relación de las diferentes variables mediante el diagrama de bloques, se puede conseguir mediante análisis matemático y arreglo de ecuaciones una expresión característica de dicho diagrama, para después obtener la ecuación general donde se encuentran los coeficientes de interés que arrojan importante información respecto a la estabilidad de pequeña señal. Tomando en cuenta lo anterior se tienen las dos ecuaciones siguientes que representan la expresión característica y la ecuación general respectivamente:

$$s^2 + \frac{K_D}{2H}s + \frac{K_S\omega_0}{2H} = 0$$

$$s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2 = 0$$

En las ecuaciones anteriores están presentes dos variables de gran importancia para la estabilidad de pequeña señal, dichas variables se denominan frecuencia natural de oscilación (ω_n) y relación de amortiguamiento (ζ). Las ecuaciones para obtener las dos variables mencionadas anteriormente se muestran a continuación:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_S\omega_0}{2H}}$$

$$\zeta = \frac{1}{2} \frac{K_D}{2H\omega_n} = \frac{1}{2} \frac{K_D}{\sqrt{K_S} 2H\omega_0}$$

Al observar las ecuaciones anteriores se puede establecer que si el coeficiente de torque sincronizante (K_S) incrementa, de forma similar lo hace la frecuencia natural de oscilación, y de modo contrario sucede con la relación de amortiguamiento, dado que esta decrece. Así mismo, un incremento del coeficiente de torque amortiguante (K_D) provoca un incremento en la relación de amortiguamiento, mientras que un incremento en la constante de inercia hace que tanto la relación de amortiguamiento como la frecuencia natural de oscilación disminuyan.

1.1.4. Estabilidad de pequeña señal de múltiples máquinas

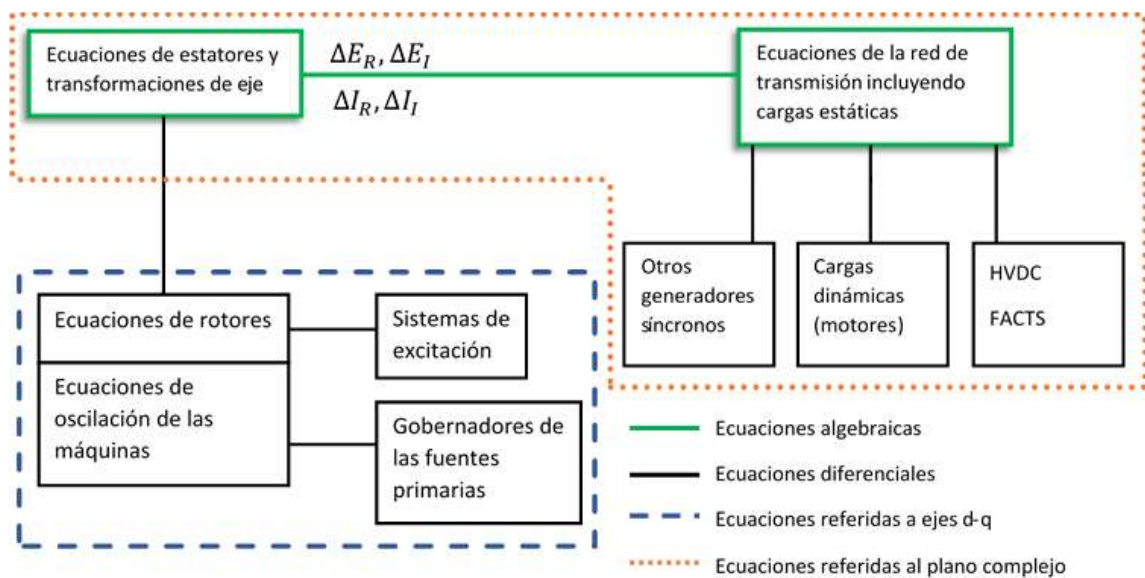
El análisis de un sistema de potencia funcional implica la solución simultánea de las ecuaciones que definen el comportamiento de los elementos que forman parte de dicho sistema, tales como:

- Los componentes relacionados con la fuente generadora, es decir: la máquina síncrona, los sistemas de excitación, gobernadores, fuente motriz primaria, etc.
- Transformadores.
- Red de transmisión interconectada y sus respectivos dispositivos de compensación de potencia reactiva.
- Componentes de carga tanto estática como dinámica.
- Dispositivos HVDC y FACTS.

Tomando en cuenta lo anterior se entiende que el resultado de modelar cada uno de los componentes del SEP es un complejo sistema de extensas

ecuaciones diferenciales y ecuaciones algebraicas. La estructura del completo sistema se puede observar de forma gráfica en la figura 8, donde las ecuaciones relacionadas con la dinámica de la máquina están referidas al marco de eje en cuadratura, y las otras ecuaciones son referidas al plano complejo.

Figura 8. **Esquema de modelo completo de un sistema de potencia**



Fuente: elaboración propia.

Para el análisis de estabilidad de pequeña señal, expresar las ecuaciones de estado incluye también el hecho de linealizar dichas ecuaciones alrededor de un punto donde se puedan despreciar variables que no correspondan a las de estado; de cualquier forma, formular las ecuaciones de cada elemento del sistema resulta complejo.

En un sistema de potencia de múltiples máquinas el modelo linealizado de cada dispositivo es presentado de la siguiente forma:

$$\dot{X}_i = A_i X_i + B_i \Delta V$$

$$\Delta I_i = C_i X_i - Y_i \Delta V$$

Donde:

X_i : perturbaciones en los valores de las variables de estado de cada dispositivo

I_i : aporte de corriente que cada elemento hace a la red

V : vector voltaje de las barras en la red

Considerando que tanto el vector I_i como el vector V tienen componentes imaginarias y reales, teniendo en cuenta que B_i y Y_i (correspondientes al voltaje en terminales o cualquier voltaje de barras) son elementos que no llegan a tener valores de cero, el modelo se puede establecer como sigue:

$$\dot{X} = A_D X + B_D \Delta V$$

$$\Delta I = C_D X - Y_D \Delta V$$

Donde:

X : vector de estado del sistema en su totalidad

A_D y C_D : matrices diagonales relacionadas con cada dispositivo individualmente

Ahora bien, la red de transmisión, incluyendo los efectos de las cargas estáticas no lineales es interpretada de la forma:

$$\Delta I = Y_N \Delta V$$

Esta ecuación se asocia con las otras presentadas anteriormente para obtener la siguiente:

$$\Delta V = (Y_N + Y_D)^{-1} C_D X$$

Finalmente para obtener la ecuación de estado del sistema se substituye ΔV para obtener:

$$\dot{X} = A_D X + B_D (Y_N + Y_D)^{-1} C_D X = A X$$

Donde A representa la matriz de estado de todo el sistema, y es de la forma:

$$A = A_D + B_D (Y_N + Y_D)^{-1} C_D$$

Por otro lado, es importante indicar que la forma de construir las matrices A_i , B_i , C_i , y Y_i , que son las que definen el comportamiento de las máquinas síncronas y sus controles asociados, merece un estudio aparte tomando en cuenta la complejidad de los elementos que forman parte del grupo turbina-generador.

1.2. Estabilidad transitoria

El problema de estabilidad en sistemas de potencia fue reconocido y ha sido objeto de estudio desde la segunda década del siglo XX, cuando la característica estructural de los sistemas fue diseñada para alimentar centros de carga a través de extensas líneas de transmisión por medio de centrales eléctricas ubicadas en localidades remotas. Hasta la fecha el diseño del mayor porcentaje de sistemas de potencia continúa bajo las mismas características, y a pesar de que diferentes formas de inestabilidad han surgido en los últimos años, el problema de estabilidad transitoria se mantiene como una de las consideraciones básicas e importantes a tomar en cuenta en el diseño y operación de los sistemas eléctricos de potencia.

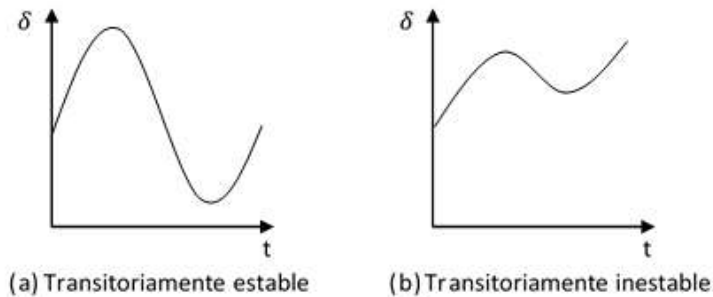
La estabilidad transitoria se puede definir como la habilidad de un sistema de potencia de permanecer en sincronismo cuando es objeto de disturbios grandes. Un disturbio es determinado como grande cuando las ecuaciones diferenciales que lo definen no pueden ser linealizadas. Estos disturbios pueden incluir: fallas en elementos de transmisión, pérdida de carga, pérdida de generación, o pérdida de componentes como transformadores o líneas de transmisión.

Generalmente los problemas de inestabilidad son el resultado de insuficiente torque sincronizante y pueden ocurrir en períodos demasiado cortos (en el orden de unos pocos segundos), dejando al operador del sistema sin capacidad de intervenir para la corrección del problema. Por lo anterior, se debe tratar de lidiar con el problema de estabilidad transitoria desde la etapa de diseño del sistema o graves inconvenientes pueden surgir posteriormente.

1.2.1. Conceptos generales de estabilidad transitoria

Uno de los mecanismos utilizados para analizar casos de estabilidad transitoria son las curvas de oscilación, que no son más que representaciones gráficas que describen el comportamiento del ángulo del generador (δ) a través del tiempo (t), de manera que si se observa la figura 9 se pueden visualizar los dos tipos de respuesta que se puede obtener del sistema tras un disturbio.

Figura 9. **Curvas de oscilación**



Fuente: elaboración propia.

Así que en la figura 9 (a) se contempla cómo el ángulo del rotor oscila alrededor de un nuevo punto hasta recobrar el equilibrio, de forma que el sistema es transitoriamente estable, y en el caso (b) el sistema presenta un comportamiento transitoriamente inestable, debido a que el ángulo del rotor incrementa hasta perder el sincronismo.

El análisis de estabilidad transitoria se basa fundamentalmente en dos conceptos, uno de ellos ya planteado en la sección 1.1.1, la ecuación de oscilación de la máquina síncrona, y el segundo de los conceptos es la relación potencia-ángulo, que conjuntamente se utilizan para describir el criterio de áreas iguales.

1.2.1.1. **Relación potencia-ángulo**

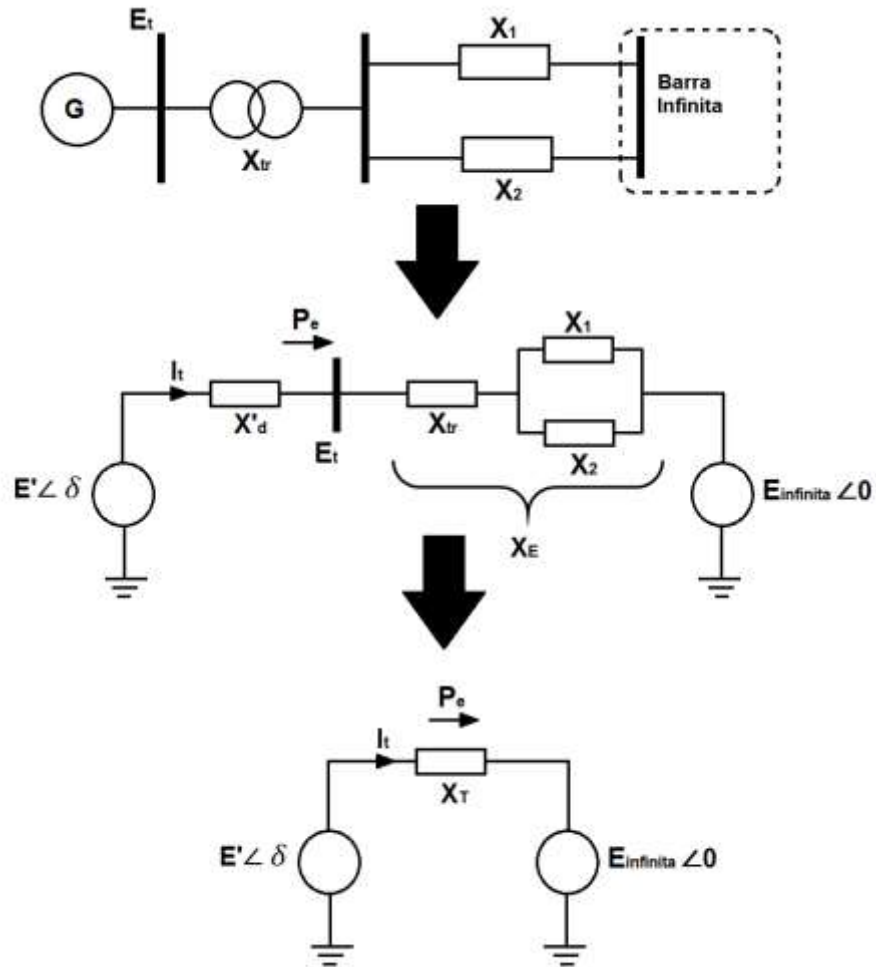
Considerando un simple sistema de potencia, en donde un generador síncrono se conecta a una barra de potencia infinita por medio de un transformador y una línea de transmisión de doble circuito, este puede ser reducido mediante el modelo clásico a una fuente de voltaje constante detrás de una reactancia transitoria, tal y como se muestra en la figura 10.

Del circuito equivalente simplificado se sabe que existe una máxima transferencia de potencia hacia la barra de potencia infinita, como lo es el caso de cualquier circuito equivalente, y la relación entre la potencia eléctrica del generador (P_e) y el ángulo del rotor (δ) está dada por:

$$P_e = \frac{E' E_B}{X_T} \sin \delta = P_{m\acute{a}x} \sin \delta$$

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{E' E_{infinita}}{X_T}$$

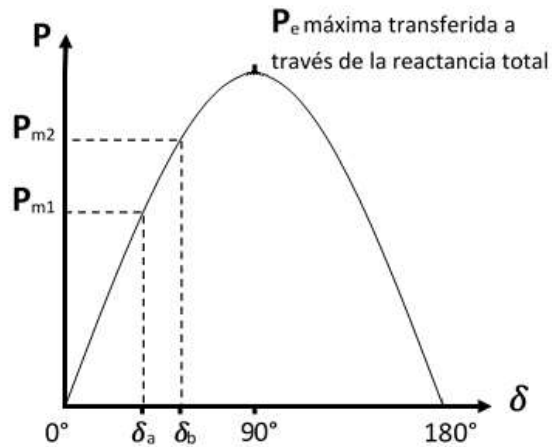
Figura 10. Sistema simple de potencia



Fuente: elaboración propia, con base a la figura 13.2 de KUNDUR, Prabha. *Power system stability and control*. p. 828.

La ecuación de la relación entre la potencia eléctrica del generador y el ángulo del rotor se puede representar gráficamente como se muestra en la figura 11, en la cual se aprecia cómo la potencia eléctrica inicialmente se incrementa hasta alcanzar un máximo en el punto donde δ vale 90° . Más allá de $\delta=90^\circ$ la potencia eléctrica decrece hasta llegar a $P_e=0$ cuando $\delta=180^\circ$.

Figura 11. **Relación potencia-ángulo**



Fuente: GRIGSBY, Leonard. *Power system stability and control*. p. 8-4.

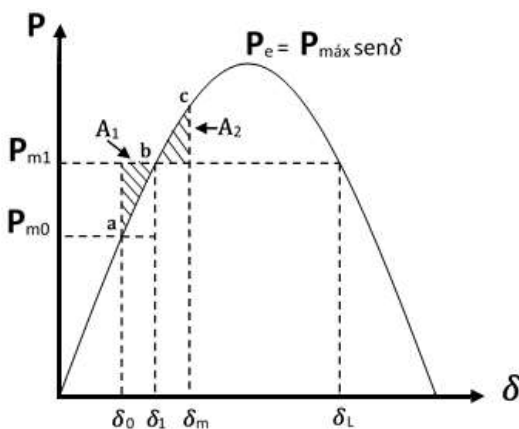
La gráfica presentada en la figura 11 es la llamada “relación potencia-ángulo” y detalla la potencia eléctrica transferida en función de la posición del ángulo del rotor. De la relación potencia ángulo cabe resaltar dos aspectos bastante importantes, uno de ellos es el hecho de que la máxima potencia que se puede transferir está en función del voltaje del generador y del voltaje en la barra de potencia infinita. El segundo aspecto importante es que la máxima transferencia de potencia es función también de la reactancia equivalente del sistema de transmisión, por lo tanto, cuanto mayor sea la reactancia más débil será la transmisión y menor será la potencia máxima transferida.

Al estudiar la relación potencia-ángulo de la figura 11 se puede observar que para una potencia mecánica de entrada P_{m1} la potencia eléctrica de salida (P_e) corresponde a un ángulo de rotor δ_a , y si la potencia mecánica incrementa a P_{m2} el ángulo de rotor lo hace hacia δ_b . Ahora bien, suponiendo que una de las líneas de transmisión de la figura 10 haga falta, esto provocará un incremento en la reactancia X_T y, por lo tanto, una reducción de $P_{m\acute{a}x}$.

1.2.1.2. Criterio de áreas iguales

El criterio de áreas iguales combina el análisis del comportamiento dinámico de la máquina (descrito por la ecuación de oscilación) con la relación potencia-ángulo para estudiar la estabilidad transitoria. Para poder comprender este procedimiento se hace necesario analizar la figura 12, en la cual un escalón es aplicado a la potencia mecánica de entrada, cambiando de P_{m0} a P_{m1} . A medida que la potencia eléctrica (P_e) también aumenta en forma de escalón, el rotor no puede acelerarse instantáneamente pero traza una curva ascendente hacia el punto "b", de manera que la velocidad del rotor sea mayor que la velocidad de sincronismo provocando un incremento continuo en el ángulo. Más allá del punto "b" la potencia eléctrica (P_e) será mayor que la potencia mecánica (P_m) y el rotor desacelerará hasta alcanzar el ángulo δ_{max} en donde empieza a regresar al punto "b".

Figura 12. Criterio de áreas iguales al aplicar un escalón en la potencia mecánica



Fuente: KUNDUR, Prabha. *Power system stability and control*. p. 830.

Partiendo de la ecuación de oscilación de la máquina en función de la potencia eléctrica, y multiplicando ambos lados de la ecuación por $2 d\delta/dt$ al mismo tiempo de integrar, se tiene:

$$\frac{d^2 \delta}{dt} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e)$$

$$\left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int_{\delta_0}^{\delta} \frac{\omega_0 (P_m - P_e)}{H} d\delta$$

$$\frac{d\delta}{dt} \sqrt{\int_{\delta_0}^{\delta} \frac{\omega_0 (P_m - P_e)}{H} d\delta}$$

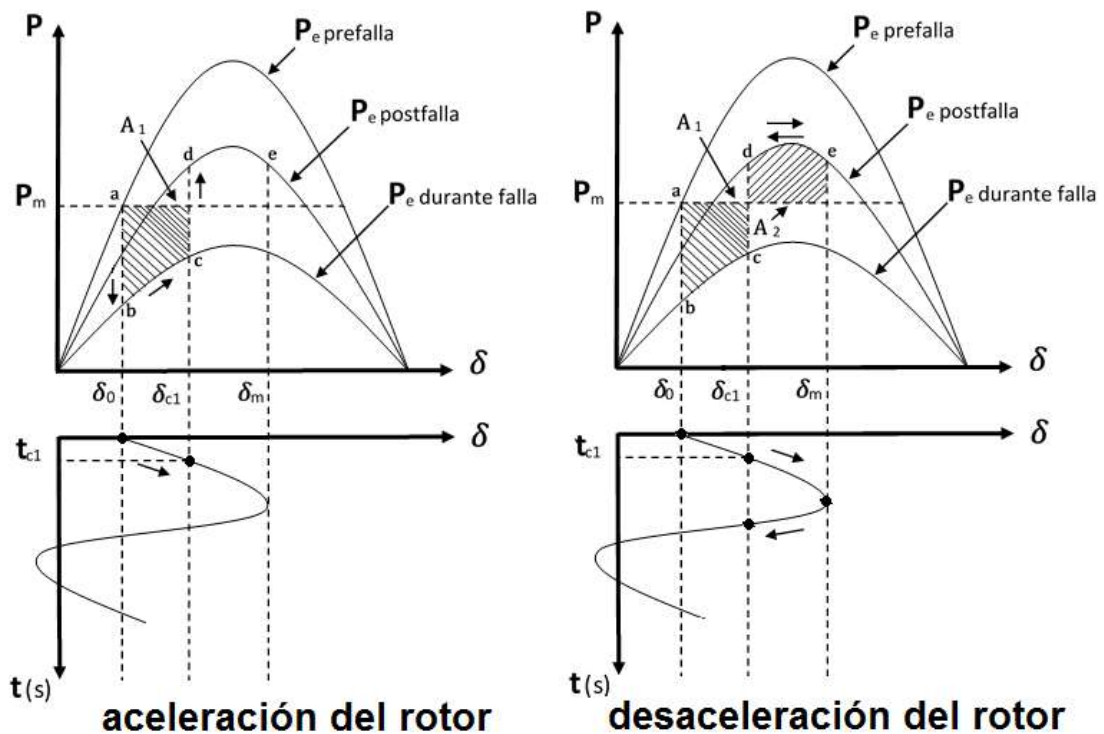
La posición angular inicial del rotor será δ_0 , que es cuando el rotor gira sincrónicamente antes de cualquier disturbio, y como criterio de estabilidad es claro que ante un disturbio el ángulo (δ) se incrementa hasta alcanzar un máximo (δ_{\max}) para luego cambiar de sentido hasta completar una oscilación. Lo anterior implica que $d\delta/dt$ (que inicialmente es cero) cambia durante el disturbio, correspondiendo hasta δ_{\max} para regresar a cero nuevamente. Por lo tanto como criterio de estabilidad se tiene:

$$\int_{\delta_0}^{\delta} \frac{\omega_0 (P_m - P_e)}{H} d\delta = 0$$

El razonamiento anterior conlleva que el área bajo la curva de la función $P_m - P_e$ presentada en la figura 12 debe ser cero para un sistema estable, lo cual demanda que las áreas 1 y 2 sean iguales. Además, se debe tomar en cuenta que el área 1 representa la energía obtenida durante la aceleración, y el área 2 representa la energía perdida al momento de la desaceleración.

A manera de ejemplo, a continuación se presentan las figuras 13 y 14, donde se muestra la respuesta del rotor (definida por la ecuación de oscilación) intercalada junto con la curva de relación potencia-ángulo para un caso estable y otro inestable respectivamente. Para ambos casos la perturbación aplicada al sistema de la figura 10 corresponde a una falla trifásica, con la diferencia que el tiempo de liberación de la misma se incrementa para el caso donde se presenta inestabilidad transitoria. Las flechas en las figuras indican la trayectoria seguida por el ángulo de rotor en términos de la ecuación de oscilación y la relación potencia-ángulo.

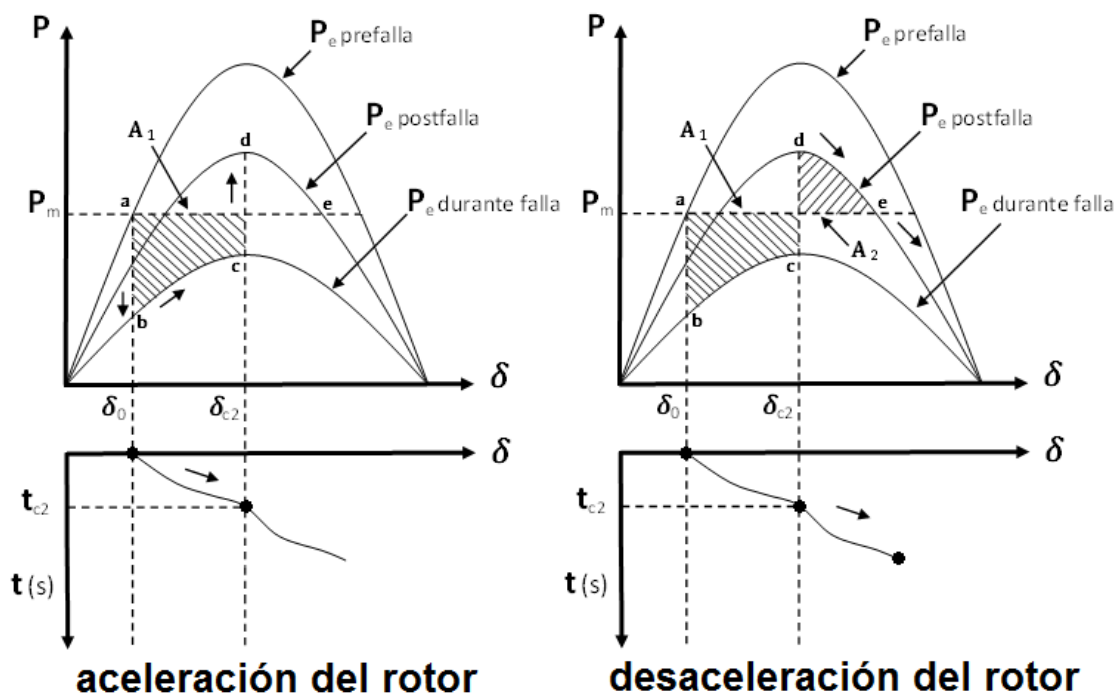
Figura 13. **Criterio de áreas iguales para caso estable $A_1=A_2$**



Fuente: GRIGSBY, Leonard. *Power system stability and control*. p. 8-7.

Para el caso en el que el sistema se comporta de manera estable se puede observar, en la figura 13, que la energía obtenida durante la aceleración del rotor es igual a la energía obtenida durante la desaceleración ($A_1=A_2$) y el ángulo de rotor alcanza un máximo y se recupera.

Figura 14. **Criterio de áreas iguales caso inestable $A_1>A_2$**



Fuente: GRIGSBY, Leonard. *Power system stability and control*. p. 8-8.

Para el caso de inestabilidad se observa, en la figura 14, que la energía adquirida durante la aceleración es más grande que la energía disipada cuando el rotor se desacelera (debido a que la falla persiste por más tiempo), lo que significa $A_1>A_2$, y el ángulo continúa creciendo sin lograr recuperarse.

El criterio de áreas iguales permite determinar la estabilidad por medios gráficos, y aunque es una herramienta de gran ayuda no es posible aplicarla para el análisis de un sistema con múltiples máquinas.

1.2.2. Métodos de análisis

1.2.2.1. Modelado

Los conceptos básicos de estabilidad transitoria tratados con anterioridad se basan en modelos bastante simplificados, sin embargo, un sistema de potencia funcional cuenta con una gran cantidad de máquinas generadoras, circuitos de transmisión y cargas. Para la evaluación de estabilidad, la red de transmisión es representada por su respectivo modelo de secuencia positiva que defina: su topología, reactancias de línea, carga conectada y el perfil de voltaje nominal.

Los generadores pueden ser representados con varios niveles de detalle basados en factores como la duración de la simulación, la severidad del disturbio y la exactitud requerida. El modelo más básico del generador síncrono consiste en una fuente interna de voltaje constante detrás de una reactancia transitoria y su correspondiente constante de inercia (H). Este modelo es llamado representación clásica e ignora una gran cantidad de aspectos, como la actuación de los reguladores de voltaje, la variación de los flujos concatenados, la repercusión que tiene la construcción física de la máquina en las reactancias transitorias de eje directo y eje en cuadratura, los detalles de la fuente motriz primaria y la saturación magnética del núcleo.

El modelo clásico fue utilizado en el pasado debido a las limitaciones que el software y hardware en su momento presentaron ante el procesamiento de

un modelo más detallado, circunstancia que en el presente no ocurre. Aun así, el modelo clásico se sigue utilizando en los casos en los que los generadores se ubican lejos del disturbio, y en donde no se dispone de información técnica detallada de la máquina para poder obtener un mejor modelo. En términos generales, para efectos de estudios de estabilidad las máquinas síncronas son modeladas detalladamente tomando en cuenta los efectos ignorados en el modelo clásico, incluyendo:

- Efectos de la construcción física de la máquina como los devanados de amortiguamiento, la saturación magnética, la construcción del rotor, etc.
- Los dispositivos de control del generador, comprendiendo los sistemas de excitación, los gobernadores, los estabilizadores de potencia, etc.
- La dinámica del elemento motriz primario, donde se encuentran los grupos turbina-rotor, cigüeñal-rotor y otras formas mecánicas de transformar la energía cinética en energía eléctrica.

También se deben modelar las cargas, que son comúnmente representadas como componentes dependientes del voltaje y la frecuencia, elaborando de esta forma un modelo dinámico que captura las variaciones de torque. También hay una infinidad de dispositivos que se deben modelar para obtener una mayor exactitud, como lo son los FACTS, las líneas HVDC y las protecciones (como protecciones de distancia, pérdida de sincronismo, pérdida de excitación, esquemas de control suplementario).

A pesar de que los sistemas de potencia pueden llegar a ser de grandes dimensiones, la representación de cientos de generadores con sus miles de estados es posible. Esto gracias a la combinación de eficientes métodos numéricos con modernos procesos de simulación en el dominio del tiempo, disponibles en muchos de los programas computacionales que se manejan

comercialmente para realizar estudios eléctricos. De relevancia es notar que la ventana de tiempo en la que ocurre la inestabilidad transitoria es en el transcurso de 1 a 5 segundos, por lo que el tiempo de simulación debe ser el justo (no tan extenso).

1.2.2.2. Métodos analíticos

Para evaluar con precisión la respuesta del sistema a los disturbios se requieren modelos detallados para los elementos críticos. Los modelos matemáticos de los sistemas de potencia consisten en numerosas y extensas ecuaciones algebraicas y diferenciales, incluyendo:

- Ecuaciones algebraicas de los estatores de los generadores.
- Ecuaciones diferenciales de los circuitos de los rotores de los generadores.
- Ecuaciones de oscilación.
- Ecuaciones diferenciales de los sistemas de excitación.
- Ecuaciones diferenciales de los gobernadores y de los elementos motrices primarios.
- Ecuaciones algebraicas de la red de transmisión.
- Ecuaciones algebraicas y diferenciales del comportamiento de las cargas.

El método más práctico para el análisis de estabilidad transitoria es la simulación en el dominio del tiempo, usando para ello la integración numérica de las ecuaciones diferenciales no lineales. Varios métodos de integración numérica son utilizados, tales como el método de Euler y el de Runge-Kutta (que son métodos explícitos), o como el método trapezoidal (que es un método implícito). El método a utilizar dependerá de la rigidez del sistema analizado,

por ejemplo, los métodos implícitos son generalmente más adecuados para sistemas en los que el tiempo de simulación está definido por la estabilidad numérica y no por la precisión.

1.2.2.3. Estudios de simulación

Las modernas herramientas de simulación ofrecen la capacidad de elaborar sofisticados modelos y avanzados métodos numéricos para la solución de los sistemas. A pesar de que existen muchos software para simulación, los requerimientos básicos y las funciones son las mismas.

1.2.2.3.1. Parámetros de entrada

- Flujo de potencia: define el estado de operación inicial del sistema y la topología del mismo.
- Parámetros dinámicos: están incluidos todos los modelos asociados a los parámetros de los generadores, motores, protecciones y otros dispositivos dinámicos con sus mecanismos de control respectivos.
- Parámetros del tipo de análisis: especifican el tipo de integración numérica a utilizar y el período de tiempo del estudio.
- Datos de la perturbación: incluye detalles del disturbio aplicado, esto quiere decir que es necesario especificar datos como el tiempo en el que ocurre el disturbio, dónde es aplicada la falla, el tipo de falla y la impedancia de la misma si es necesario, los elementos perdidos a consecuencia de la falla y el tiempo de simulación.
- Información de las variables a procesar: se especifica qué cantidades de salida serán monitoreadas durante la simulación. En general, no es práctico monitorear todas las variables, debido a que los modelos resultan demasiado extensos, y grabar todos los voltajes, ángulos, flujos,

salidas de generadores, etc., en cada proceso de integración podría crear un enorme volumen de datos.

1.2.2.3.2. Datos de salida

- Registro de simulación: contiene una lista de las acciones que ocurren durante la simulación, incluye el registro de las acciones tomadas para aplicar el disturbio y además reporta las dificultades numéricas encontradas.
- Salida de resultados: es un archivo ASCII o binario que contiene la grabación de cada variable monitoreada durante la simulación. Estos resultados son analizados usualmente mediante una representación gráfica, logrando de esta forma determinar la estabilidad y el comportamiento dinámico del sistema.

1.2.3. Respuesta dinámica de sistemas de potencia

La aplicación del método de área iguales es de gran utilidad en sistemas sencillos como el presentado en la sección 1.2.1, pero su utilización resultaba demasiado complicada en sistemas reales. Es cuestión de reflexionar sobre lo difícil que resultaría aplicar dicho criterio a un sistema con múltiples máquinas, con sus respectivos modelos a detalle, con reguladores de velocidad y tensión, y con las correspondientes pérdidas en líneas y transformadores. En el ejercicio profesional, el procedimiento más acertado para el análisis de estabilidad transitoria de los sistemas de potencia consiste en representar el comportamiento dinámico de cada uno de los elementos mediante sus ecuaciones diferenciales e integrarlas numéricamente con la ayuda de un software.

1.2.3.1. Representación del sistema eléctrico

El hecho de ejecutar una simulación para un estudio de estabilidad transitoria requiere de un enorme esfuerzo computacional. Para determinar si los generadores síncronos de un sistema eléctrico de potencia permanecen en sincronismo luego de un disturbio, es necesaria la simulación de un período de 10 a 30 segundos. Se debe tomar en cuenta que la composición de las redes de transporte a simular es de un gran tamaño y asciende normalmente a unos cientos o miles de nodos, por lo tanto se requiere que los modelos a utilizar traten de representar únicamente los fenómenos que sean de relevancia para la estabilidad del sistema, y que aquellos fenómenos de incidencia pequeña sobre la estabilidad sean despreciados. El despreciar fenómenos muy rápidos ayuda a reducir el esfuerzo computacional debido a que es posible emplear pasos de integración mayores.

Es común que los software de simulación desprecien los transitorios electromagnéticos en las reactancias y capacitancias de la red, por lo tanto se intuye que los transitorios en estos elementos ocurren tan rápido que las corrientes en los reactores y las tensiones en los capacitores alcanzan de forma instantánea su régimen permanente. De manera tal que las variables eléctricas pueden representarse mediante fasores, como es el caso de la reactancia inductiva $\vec{X}_L = \vec{L} di/dt$ reemplazándola por $\vec{X}_L = \omega \vec{L} \vec{I}$, logrando con esto sustituir ecuaciones diferenciales por ecuaciones algebraicas de números complejos y, por consiguiente, una menor carga en el proceso computacional.

Para el análisis dinámico de sistemas eléctricos existen dos categorías de software, una de ellas incluye los programas enfocados en la simulación de transitorios electromagnéticos que representan las ondas de tensión y corriente completas, como el programa PSCAD™/EMTDC™. La otra categoría está

conformada por programas orientados a la simulación de transitorios electromecánicos y estudios de estabilidad, por ejemplo el programa PSS®E. De cualquier forma, los programas para estudios de estabilidad transitoria se fundamentan en las siguientes consideraciones:

- Desprecian los transitorios electromagnéticos en la red.
- Solo representan la componente fundamental de 60 Hz de las variables eléctricas.
- Representan la red mediante fasores.

1.2.3.2. Representación dinámica del generador síncrono

La suposición fundamental al modelar un generador síncrono en los estudios de estabilidad transitoria consiste en despreciar los transitorios en el estator, lo que supone que estos transitorios son infinitamente rápidos. Antes de aplicar esta simplificación se debe comprender que el voltaje en terminales del estator está en función de la derivada respecto del tiempo de los flujos magnéticos concatenados por los devanados del estator. Al simplificar la forma ya planteada se anula la derivada y se supone que el flujo concatenado alcanza de forma instantánea su valor final. Con la reducción que se realiza, el error en los resultados de la simulación es pequeño y, además, se obtienen efectos positivos en el procesamiento computacional como:

- Se reduce la cantidad de ecuaciones diferenciales, es decir el orden del modelo es menor.
- Las ecuaciones del estator se pueden expresar de forma fasorial, debido a que se vuelven algebraicas, lo que facilita su resolución.

Otro de los criterios que usualmente se utiliza es el de desprestigiar las variaciones de frecuencia respecto de la frecuencia nominal, hecho que no repercute significativamente en los resultados.

Para modelar las ecuaciones del rotor, las ecuaciones del estator y las ecuaciones cinéticas, se parte de considerar el devanado de campo (fd), un devanado amortiguador orientado en el mismo eje directo (1d) y dos devanados amortiguadores en cuadratura (1q y 2q).

1.2.3.2.1. Ecuaciones del rotor

$$\frac{d\psi_{fd}}{dt} = \omega_0 \left[e_{fd} + \frac{(\psi_{ad} - \psi_{fd})R_{fd}}{L_{fd}} \right]$$

$$\frac{d\psi_{1d}}{dt} = \omega_0 \left[\frac{(\psi_{ad} - \psi_{1d})}{L_{1d}} \right] R_{1d}$$

$$\frac{d\psi_{1q}}{dt} = \omega_0 \left[\frac{(\psi_{aq} - \psi_{1q})}{L_{1q}} \right] R_{1q}$$

$$\frac{d\psi_{2q}}{dt} = \omega_0 \left[\frac{(\psi_{aq} - \psi_{2q})}{L_{2q}} \right] R_{2q}$$

Donde:

ω_0 : frecuencia de sincronismo

e_{fd} : tensión aplicada al devanado de campo

R : resistencia correspondiente a cada devanado

ψ : flujos concatenados

De las ecuaciones anteriores se puede observar la relación entre las tensiones inducidas en los devanados del rotor, los flujos concatenados correspondientes y las derivadas de dichos flujos, todo esto correspondiente a la ley de inducción de Faraday. Las derivadas de los flujos concatenados (derivadas de variables de estado) se despejan de manera que las ecuaciones adopten la forma habitual en que se plantean las ecuaciones diferenciales ordinarias.

Ahora bien, es importante aclarar que los flujos concatenados a través del entrehierro (ψ_{ad} y ψ_{aq}), son los flujos que enlazan a los devanados del estator sin considerar los flujos dispersos, y se pueden calcular utilizando las variables de estado y las corrientes que circulan en los devanados de estator de la forma:

$$\psi_{ad} = L''_{ads} \left(-i_d + \frac{\psi_{fd}}{L_{fd}} + \frac{\psi_{1d}}{L_{1d}} \right)$$

$$\psi_{aq} = L''_{aqs} \left(-i_q + \frac{\psi_{1q}}{L_{1q}} + \frac{\psi_{2q}}{L_{2q}} \right)$$

Donde:

L''_{ads} : inductancias propias de los devanados del rotor

L''_{aqs} : función de las inductancias mutuas entre el estator y el rotor

i_d : componente de corriente de eje directo por el estator

i_q : componente de corriente de eje en cuadratura por el estator

1.2.3.2.2. Ecuaciones del estator

Para definir las componentes de voltaje del eje directo y el eje en cuadratura que se presenta en las terminales del estator se utilizan las siguientes ecuaciones algebraicas:

$$e_d = -R_a i_d + (\omega L''_q) i_q + E''_d$$

$$e_q = -R_a i_q - (\omega L''_d) i_d + E''_q$$

Donde:

R_a : resistencia de los devanados del estator

L''_d : componente de eje directo de la inductancia propia en los devanados del estator

L''_q : componente de eje en cuadratura de la inductancia propia en los devanados del estator

Respecto a los términos E''_d y E''_q , están definidos por las siguientes ecuaciones de estado:

$$E''_d = -\omega L''_{aqs} \left(\frac{\psi_{1q}}{L_{1q}} + \frac{\psi_{2q}}{L_{2q}} \right)$$

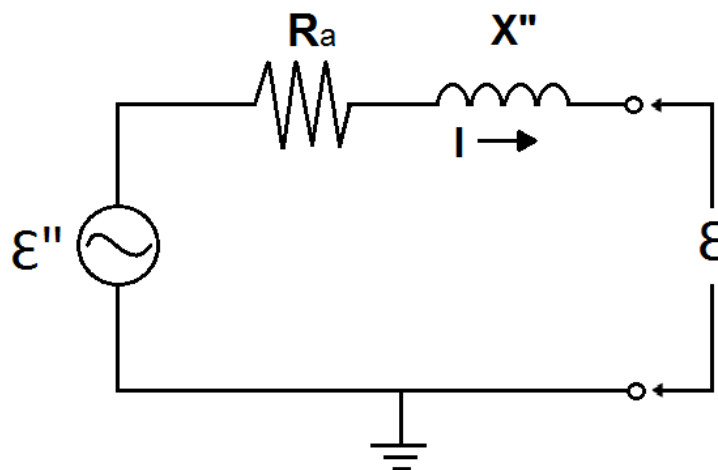
$$E''_q = -\omega L''_{ads} \left(\frac{\psi_{fd}}{L_{fd}} + \frac{\psi_{1d}}{L_{1d}} \right)$$

Para finalmente obtener una ecuación simplificada y representativa del comportamiento de los fenómenos en el estator se considera $L''_d = L''_q$, por lo que se toma $X'' = j\omega L''_d$ para que finalmente se tenga:

$$\varepsilon = -(R_a + jX'')I + \varepsilon''$$

Si se observa la expresión anterior se identifica el circuito equivalente de Thévenin con el que se representa el generador síncrono, tal y como se muestra en la figura 15, en el que se incluye la fuente de voltaje interno (ε''), cuyo valor se calcula a partir de las variables de estado dependientes de la impedancia compleja ($R_a + jX''$).

Figura 15. **Equivalente de Thévenin**



Fuente: elaboración propia.

1.2.3.2.3. Ecuaciones cinéticas

Para obtener un completo modelo del generador síncrono se deben incluir las ecuaciones que definen el comportamiento de las diferentes variables mecánicas (aceleración, velocidad y desplazamiento angular) al ser relacionadas con el par mecánico y el par electromagnético.

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - k_d\Delta\omega_r)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_0\Delta\omega_r$$

$$T_e = \psi_{ad}i_q - \psi_{aq}i_d$$

Donde:

ω_r : frecuencia mecánica

H : constante de inercia

T_m : par mecánico proporcionado por la fuente primaria

T_e : par electromagnético en el entrehierro

k_d : constante de amortiguamiento

Es de importancia notar cómo se obtiene el par electromagnético a partir del flujo concatenado y de la corriente en el estator.

1.2.3.3. Resolución de ecuaciones

El análisis de estabilidad transitoria requiere la resolución de las ecuaciones diferenciales del sistema eléctrico de potencia, que son de la forma:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t)$$

Donde:

x : vector de variables de estado

t : variable tiempo

Para la resolución se parte del cálculo de flujos de potencia cuando el sistema es estable en su régimen permanente, o bien el análisis se realiza a partir del estado final de una simulación previa. Los métodos utilizados para resolver se dividen en métodos implícitos y métodos explícitos.

1.2.3.3.1. Métodos explícitos

Con estos métodos se logra calcular, con variables presentes en determinado instante, el valor del vector de variables de estado para el siguiente instante. El método de Euler se encuentra dentro de esta clasificación y aplicado a la ecuación anterior se busca encontrar para cada instante una expresión de la forma:

$$x_{n+1} = x_n + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_n} \Delta t$$

De necesitarse mayor exactitud y mayor estabilidad numérica se pueden utilizar métodos explícitos más avanzados, como es el caso del Método Runge-Kutta o el Método Predictor-Corrector, comúnmente utilizados en la práctica.

1.2.3.3.2. Métodos implícitos

Cuando se presentan simultáneamente constantes de tiempo pequeñas y grandes, es decir fenómenos rápidos y lentos, se llega a obtener sistemas matemáticos demasiado extensos, que conllevan un esfuerzo computacional importante al momento de ser procesados. Como solución al problema surgen los métodos implícitos, dentro de ellos el más divulgado es la Regla Trapezoidal, que se utiliza para obtener una integración de la forma:

$$x_1 = x_0 + \int_{t_0}^{t_1} f(x, t) dt$$

La ecuación anterior se resuelve mediante aproximación por trapecios de anchura Δt , teniendo como primer paso de integración:

$$x_1 = x_0 + \frac{\Delta t}{2} [f(x_0, t_0) + f(x_1, t_1)]$$

Si se observa, x_1 aparece en ambos lados de la ecuación, de aquí que los métodos se llaman implícitos. Además es de resaltar que la extensión del sistema matemático no afecta la estabilidad numérica de estos métodos de integración.

1.2.4. Aspectos que afectan la estabilidad transitoria

Muchos aspectos influyen en la estabilidad transitoria de la máquina síncrona, en especial hay dos factores que indican la estabilidad relativa de un generador síncrono: la oscilación angular del rotor durante y después de las condiciones de falla y el tiempo crítico de liberación de la falla. Durante el desarrollo de los temas de estabilidad en las secciones anteriores, se evidencia que la inercia (H) y la reactancia transitoria (X'_d) del generador inciden directamente sobre los dos factores mencionados, ya que mientras más pequeña sea la inercia más grandes serán las oscilaciones en cualquier instante de tiempo. Y, por otro lado, al incrementar la reactancia transitoria de la máquina, el valor de potencia máxima que se puede transferir decrece, por lo que el tiempo crítico de liberación de la falla será menor, así como la probabilidad de mantener la estabilidad bajo condiciones transitorias.

A medida que los sistemas de potencia se expanden, se hace presente la necesidad de utilizar unidades generadoras de mayor capacidad, las cuales cuentan con sistemas de enfriamiento avanzados que permiten grandes capacidades sin un incremento equivalente en el tamaño del rotor. El resultado de estas avanzadas técnicas conlleva constantes de inercia cada vez menores, con una repercusión desfavorable en la estabilidad de las mismas. De igual forma el incrementar la capacidad de las máquinas implica aumentar las reactancias transitorias y síncronas, por lo que cumplir con las exigencias que la demanda actual de electricidad propone y, al mismo tiempo, que los sistemas sean estables y confiables, es una tarea complicada. Para lograr una mayor estabilidad se ha desarrollado ciertas técnicas y dispositivos que se detallan a continuación.

1.2.4.1. Consideraciones en el diseño de sistemas de potencia

- Reducción de la reactancia del sistema de transmisión

Esto se logra agregando circuitos en paralelo para una misma línea de transmisión, o incluyendo compensación de potencia reactiva en serie a circuitos existentes, así como poniendo en práctica el uso de transformadores de reactancia mínima.

- Tiempos más rápidos de liberación de falla

Para mantener la estabilidad se requiere mayor velocidad en el despeje de la falla, generalmente se utilizan entre dos a cuatro ciclos para ejecutar la actuación de los interruptores de potencia. Mientras la velocidad de despeje de

la falla sea más rápida, menor será la energía cinética que el rotor gane durante la falla.

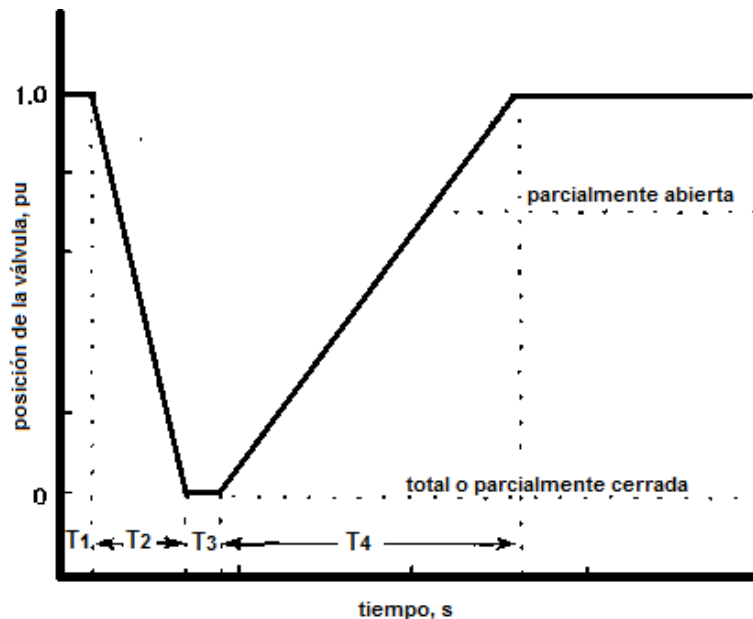
- Control de válvulas de la turbina

Las válvulas de la turbina cierran y abren rápidamente para reducir la potencia de aceleración de respuesta, con tiempos típicos de accionamiento que se encuentran alrededor de 0,10 segundos en el tiempo de retardo, 0,25 segundos para llevar a cabo el cierre, 0,10 segundos de tiempo muerto y 0,85 segundos en el proceso de reapertura de la válvula. La figura 16 que representa una curva típica ayuda a comprender de una mejor forma el proceso de rápido cierre y apertura de válvulas de la turbina.

- Operación monopolar de interruptores

El mayor número de fallas en un sistema de potencia es del tipo monofásica a tierra. De cualquier forma, en la mayoría de esquemas de protección, este tipo de falla se libera con la apertura de las tres fases. Si la operación monopolar es utilizada, solamente la fase fallada es removida y la potencia puede fluir por las otras dos fases, lo que reduce enormemente el impacto de la perturbación.

Figura 16. Curva característica de la carrera de válvula



T1 = retraso entre el tiempo de inicio y el tiempo en el que la válvula empieza a cerrarse
T2 = tiempo que tarda en cerrarse la válvula
T3 = tiempo que la válvula permanece cerrada
T4 = tiempo que tarda en abrirse la válvula

Fuente: PATEL, R.; BHATTI, T.S.; KOTHARI, D.P. *Improvement of power system stability by coordinated operation of fast valving and braking resistor*. p. 2.

- Sistemas de excitación

El incremento en el voltaje interno de un generador puede mejorar la estabilidad transitoria, esto se logra por medio de los sistemas de excitación de acción rápida, que pueden aumentar la tensión de campo rápidamente en respuesta a perturbaciones.

- Operación en isla y esquemas de desconexión de carga

Son considerados como último recurso, pero aun así es común el diseño de esquemas de control que puedan separar un sistema de potencia en áreas que puedan mantener el balance carga-generación. En ocasiones también puede ser necesaria la desconexión automática de carga o generación para mantener el balance. De esta manera se puede evitar que la inestabilidad se propague al área de control.

1.2.4.2. Consideraciones en la operación de sistemas de potencia

Si bien es cierto que los sistemas de potencia han sido diseñados para ser transitoriamente estables, y muchos de los métodos descritos anteriormente son utilizados para lograr este objetivo, es una realidad que en la práctica los sistemas son propensos a inestabilidad. Esto se debe a que los criterios para las simulaciones en la etapa de diseño contienen incertidumbre que proviene de algunos aspectos como los que se describen a continuación.

- Pronóstico de demanda y generación

En los estudios eléctricos correspondientes al diseño de sistemas de potencia se realizan los pronósticos partiendo con datos de: demanda, generación, distribución y ubicación de las mismas, y a largo plazo estos datos resultan siendo una gran fuente de incertidumbre. En la operación real del sistema la demanda puede ser mayor de lo pronosticado, por lo tanto la potencia generada debe ser mayor, logrando de esta forma un mayor estrés en el sistema y haciendo que el límite de estabilidad transitoria sea menor.

- Topología del sistema

El diseño de los sistemas de potencia se hace considerando que todos los elementos se encuentran en servicio, o bien se consideran fuera de operación un par de elementos. En la realidad es común que varios elementos del sistema se encuentren fuera de servicio, ya sea por falla o por mantenimiento, hechos que claramente debilitan la estabilidad transitoria del sistema.

- Modelos inexactos

Todos los modelos utilizados para simulación contienen aproximaciones debido a la practicidad, o bien se asume cierta información, ya que no es posible conocer todos los datos de cada componente del sistema.

- Operación de dispositivos

En el proceso de diseño se asume que todos los sistemas de control y las protecciones operan adecuadamente, tal y como fueron diseñados, sin embargo, en la operación real de un SEP, los relevadores, interruptores, dispositivos de medición y otros elementos de control pueden fallar y operar inadecuadamente.

1.3. Oscilaciones electromecánicas en sistemas interconectados

Las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia son un fenómeno característico de los sistemas eléctricos de potencia interconectados. Mantener la estabilidad de estas oscilaciones es un aspecto de vital importancia y un requerimiento fundamental para garantizar una operación segura.

Por mucho tiempo la presencia de oscilaciones espontáneas de baja frecuencia débilmente amortiguadas era un hecho asociado al desempeño deficiente de los controles de los generadores, o estaba fuertemente asociado a los problemas de funcionamiento de unidades generadoras ubicadas dentro de una misma central generadora. Sin embargo, en algunas ocasiones se ha logrado observar la aparición de oscilaciones inestables de baja frecuencia cuando se lleva a cabo la interconexión de sistemas de dimensiones importantes por medio de vínculos débiles, siendo necesario en esos casos recurrir a métodos especiales de control para lograr estabilizar el sistema integrado.

Cuando el problema de oscilaciones electromecánicas está asociado a un único generador o planta generadora, el fenómeno es de naturaleza puramente local, y es a causa de la excitación de los llamados modos locales, cuyas frecuencias características están comprendidas en el rango de 0,7 a 2,0 Hz.

Por otro lado, se tienen las oscilaciones que están asociadas a grupos de generadores o grupos de centrales generadoras, que son provocadas por los denominados modos de oscilación inter-área, cuyas frecuencias características están comprendidas dentro del rango de 0,1 a 0,8 Hz. Las propiedades de estos modos de oscilación y los elementos que influyen sobre ellos, representan un problema de elevada complejidad que por muchos años no fue completamente entendido, propiamente por lo difícil que resultaba plantear su estudio y abordar el diseño de las estrategias de control más adecuadas a cada sistema.

1.3.1. Interacción del regulador automático de voltaje (AVR)

El control de voltaje y potencia reactiva en los sistemas de potencia representa una de las tareas fundamentales para mantener la estabilidad en los

mismos. El mantener el voltaje dentro de una franja estrecha respecto al valor nominal resulta una complicada tarea en la cual los generadores síncronos constituyen las principales fuentes de suministro y absorción de potencia reactiva, y llevan a cabo dicha función de control por medio de la regulación automática del sistema de excitación.

Se dice que el control de voltaje en un sistema de potencia no es una tarea sencilla debido a que las variaciones de voltaje que ocurren en el mismo sistema son la resultante de perturbaciones aleatorias en la red, que están superpuestas a las acciones de control que ejercen las máquinas síncronas que operan en cada momento, y que en forma simultánea tratan de corregir las desviaciones transitorias y permanentes de voltaje. El adecuado desempeño del sistema de regulación de la excitación de los generadores síncronos puede contribuir significativamente al buen funcionamiento del sistema, es por esto que el regulador automático de voltaje debe tener una prestación acorde con el objetivo de lograr que el sistema de excitación pueda responder adecuadamente ante las siguientes situaciones:

- Durante el funcionamiento normal, debe ser capaz de mantener el voltaje terminal del generador en el valor de consigna establecido por el operador, con mínima variación de régimen permanente.
- Ante perturbaciones transitorias que provoquen una brusca variación del voltaje terminal, como es el caso de los eventos producidos por las fallas cercanas al generador, debe ser capaz de forzar la excitación a sus valores de techo y recuperar el nivel de voltaje al valor de consigna en el menor tiempo posible, mostrando una respuesta ágil y suficientemente amortiguada, evitando de esta forma la tendencia del generador a la pérdida de sincronismo.

- Cuando el generador experimenta oscilaciones del rotor de muy baja frecuencia y débilmente amortiguadas, el sistema de excitación debe ser capaz de suplementar el amortiguamiento natural del generador, provisto por el arrollamiento de campo y los circuitos amortiguadores de eje directo y en cuadratura.

1.3.2. Interacción del gobernador de velocidad

La frecuencia es una variable estrechamente ligada al balance total de potencia activa de un sistema de potencia, su apartamiento del valor nominal es un indicador de un desequilibrio entre generación y demanda. El conjunto de acciones desarrolladas en el sistema, que tienen como objetivo mantener las variaciones de frecuencia dentro de una banda estrecha en torno del valor de referencia, se conocen como regulación de frecuencia.

En el caso de un sistema de potencia conformado por áreas interconectadas, interesa no solo controlar la variable frecuencia sino también la potencia de intercambio en las interconexiones. El control de la potencia de intercambio está ligado a la necesidad de lograr una operación óptima, tanto desde el punto de vista técnico como económico, por lo que el intercambio de potencia entre áreas debe ajustarse a los valores programados. Para lograr el balance entre generación y demanda de una manera segura la regulación de frecuencia se basa en la operación de esquemas de control que se pueden dividir en dos grupos:

- Regulación primaria de frecuencia
- Regulación secundaria de frecuencia

El gobernador de velocidad corresponde al grupo de controladores de regulación primaria de frecuencia, cuyo objetivo es actuar en forma continua sobre la generación del generador síncrono y se caracteriza por un tiempo de respuesta de unos pocos segundos. La medición y la acción de control son realizadas en forma local sobre la unidad generadora y permiten atenuar perturbaciones de corta duración. Dentro de las funciones específicas que realizan los sistemas de regulación de velocidad se pueden indicar que estos ajustan:

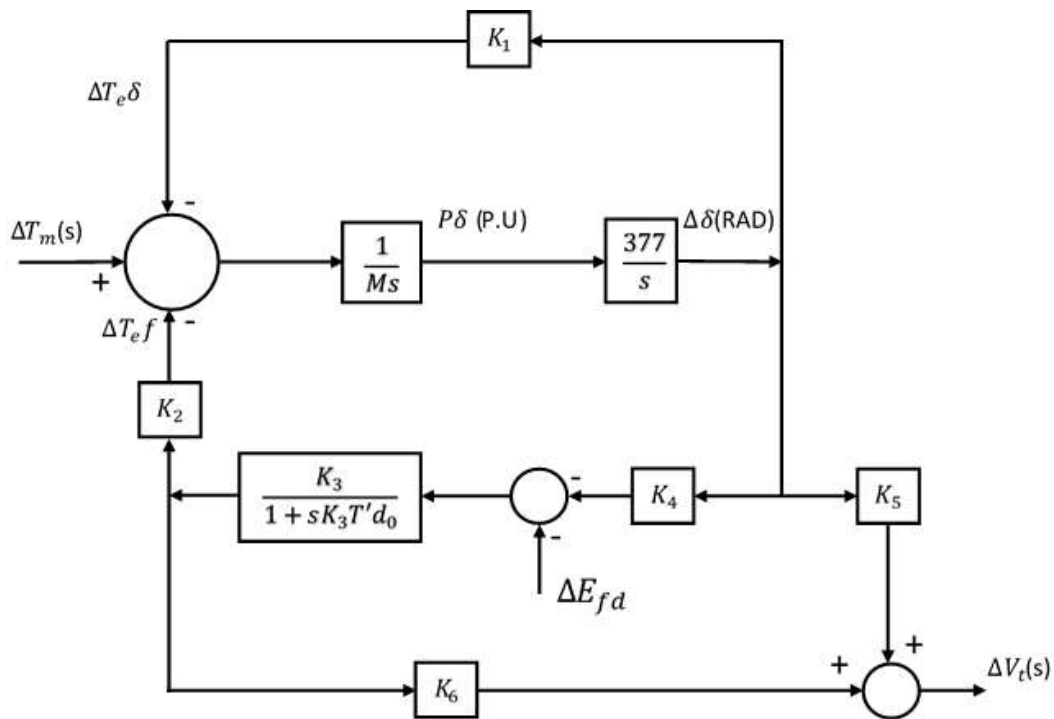
- El caudal de agua que ingresa a una turbina hidráulica, en respuesta a los cambios de velocidad del eje.
- El caudal de vapor que ingresa a una turbina de vapor, en respuesta a los cambios de velocidad del eje.
- El caudal de combustible que ingresa a la cámara de combustión de una turbina de gas o un motor alternativo de combustión interna, en respuesta a los cambios de velocidad del eje.

1.3.3. Comportamiento de la máquina síncrona mediante su representación en el diagrama de Heffron y Phillips

Los fenómenos de estabilidad oscilatoria en máquinas síncronas pueden ser estudiados mediante la representación de la máquina por medio de diagrama de bloques, incluyendo las variables que describen su comportamiento: desplazamiento angular del rotor, velocidad angular, voltaje en terminales, torque eléctrico, voltaje de campo y voltaje proporcional a los enlaces de flujo de campo. Todas las variables descritas anteriormente son referidas a la representación de la máquina síncrona bajo el modelo de dos ejes, siendo el arrollamiento de campo el que está alineado con el eje directo.

El diagrama de bloques de la figura 17 fue originalmente introducido por W.G. Heffron y R. A. Phillips en el año 1952, siendo de importancia las constantes que se deducen del comportamiento transitorio de la máquina síncrona trifásica según el modelo de dos ejes; dichas constantes son llamadas constantes de Heffron y Phillips.

Figura 17. **Diagrama de bloques que representa una máquina única que alimenta una barra de potencia infinita a través de una impedancia externa**



Fuente: elaboración propia, con base en la figura 1 de DEMELLO, Francisco; CONCORDIA, Charles. *Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control*. p. 316.

El objetivo que se pretende es el de analizar el fenómeno de estabilidad del lazo torque-ángulo, lo que se entiende como el comportamiento de la

posición angular y la velocidad angular ante una perturbación, como lo sería pérdida de carga en el sistema. Si bien el estudio del fenómeno en mención puede tratarse mediante técnicas de análisis de estabilidad, tales como el criterio de Routh o el Análisis Modal, entre otras, también es posible efectuar el análisis empleando conceptos de la teoría de control clásico.

1.3.3.1. Ecuaciones del modelo

Para plantear las ecuaciones se parte de reconocer que se tiene una máquina síncrona de voltaje constante (E_0), conectada a una red de potencia infinita mediante una impedancia externa ($R_e + jX_e$), además se desprecian los efectos de los arrollamientos amortiguadores, la resistencia del estator, la saturación magnética y el cambio en los enlaces de flujo del estator. Luego de tomar las consideraciones anteriores se obtienen las siguientes ecuaciones.

$$V_t^2 = V_d^2 + V_q^2$$

$$V_d = -\psi_q = X_q I_q$$

$$V_q = \psi_d = E'_q - X'_d I_d$$

$$E_q = E'_q + (X_q - X'_d) I_d$$

$$T_e = E_q I_q$$

$$I_d = (E_q - E_0 \cos \delta) \left(\frac{X_e + X_q}{R_e^2 + (X_e + X_q)^2} \right) - (E_0 \sin \delta) \left(\frac{R_e}{R_e^2 + (X_e + X_q)^2} \right)$$

$$I_d = (E_q - E_0 \cos \delta) \left(\frac{R_e}{R_e^2 + (X_e + X_q)^2} \right) + (E_0 \sin \delta) \left(\frac{X_e + X_q}{R_e^2 + (X_e + X_q)^2} \right)$$

$$E'_q = X_{afd} I_{fd} - (X_d - X'_d) I_d$$

$$T'_{do} \frac{dE'_q}{dt} = E_{fd} - X_{afd} I_{fd}$$

$$T_m - T_e = M \frac{d\omega}{dt}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0$$

Donde:

I_d : componente de eje directo de la corriente de estator

I_q : componente de eje en cuadratura de la corriente de estator

V_d : componente de eje directo del voltaje en terminales

V_q : componente de eje en cuadratura del voltaje en terminales

V_t : voltaje en terminales

E'_q : voltaje proporcional a los enlaces de flujo de campo

E_{fd} : voltaje de campo

I_{fd} : corriente de campo

R_e : resistencia equivalente del sistema externo

X_e : reactancia equivalente del sistema externo

δ : ángulo del rotor medido entre el eje en cuadratura y la barra de potencia infinita

ω_0 : frecuencia angular base (377 rad/s para sistemas de 60 Hz)

T_e : torque eléctrico

T_m : torque mecánico

M : constante de inercia mecánica igual a $2H$, expresada en segundos

E_0 : voltaje de la barra de potencia infinita

Las variables de las ecuaciones del modelo están expresadas en valores por unidad referidos a la base de la máquina síncrona, y el subíndice “0” representa un valor de estado estacionario.

Tomando en cuenta que la linealización convierte en incrementales a todas las variables, se consideran las variables más importantes anteponiéndole la letra delta “ Δ ”, que son: ΔV_t , $\Delta E'_q$, ΔT_e , $\Delta \omega$ y $\Delta \delta$, y al aplicar la transformada de Laplace se obtienen las siguientes expresiones:

$$\Delta \delta(s) = \frac{\omega_0}{s} \Delta \omega(s)$$

$$\Delta \omega(s) = \frac{1}{Ms} \{ \Delta T_m(s) - \Delta T_e(s) \}$$

$$\Delta T_e(s) = K_1 \Delta \delta(s) + K_2 \Delta E'_q(s)$$

$$\Delta E'_q(s) = \frac{K_3}{1 + sK_3T'_{do}} \Delta E_{fd}(s) - \frac{K_3K_4}{1 + sK_3T'_{do}} \Delta \delta(s)$$

$$\Delta V_t(s) = K_5 \Delta \delta(s) + K_6 \Delta E'_q(s)$$

Donde:

$\Delta \omega$: desviación de la velocidad del rotor respecto de la velocidad sincrónica

s : operador de Laplace

Δ : indica pequeña desviación respecto del estado de equilibrio

En las ecuaciones anteriores se observa la presencia de las constantes de Heffron y Phillips, las cuales tienen el siguiente significado:

- $$K_1 = \left(\frac{\partial T_e}{\partial \delta} \right)_{E'_q = cte}$$

Variación que se refleja en el torque eléctrico ante un cambio en el ángulo del rotor. Los enlaces de flujo se mantienen constantes.

- $$K_2 = \left(\frac{\partial T_e}{\partial E'_q} \right)_{\delta = cte}$$

Variación que imprime un cambio de los enlaces de flujo en el torque eléctrico. El ángulo del rotor se mantiene constante.

- $$K_3 = \frac{X'_d + X_e}{X_d + X_e}$$

Factor de impedancia, para impedancia externa (X_e).

- $$K_4 = \frac{1}{K_3} \left(\frac{\partial E'_q}{\partial \delta} \right)$$

Efecto desmagnetizante debido a un cambio en el ángulo del rotor.

- $$K_5 = \left(\frac{\partial V_t}{\partial \delta} \right)_{E'_q = cte}$$

Variación del voltaje en terminales ante un cambio en el ángulo del rotor. Los enlaces de flujo permanecen constantes.

- $$K_6 = \left(\frac{\partial V_t}{\partial E'_q} \right)_{\delta=cte}$$

Variación del voltaje en terminales ante un cambio en los enlaces de flujo. El ángulo de rotor permanece constante.

- $$T'_{do}$$

Constante de tiempo del devanado de campo estando este a circuito abierto.

- $$T'_{dz} = K_3 T'_{do}$$

Constante de tiempo efectiva del arrollamiento de campo de carga.

Es de importancia resaltar que todas las constantes están en función de la potencia que la máquina síncrona genere, a excepción de K_3 , que únicamente está en función de una relación de impedancias, de manera que el comportamiento dinámico de la máquina varía según sea su punto de operación determinado por la carga a la cual está sometida.

1.3.3.2. Acciones sincronizante y amortiguante

Al estudiar la figura 18 se puede observar que el amortiguamiento es proporcionado por una componente de torque eléctrico (ΔT_D), cuyo comportamiento es proporcional y se encuentra en fase respecto de las desviaciones de la velocidad angular del rotor ($\Delta\omega$ o $P\delta$). Para analizar lo anterior es necesario establecer la función de transferencia entre $\Delta\delta(s)$ y $\Delta T_m(s)$, que es la siguiente:

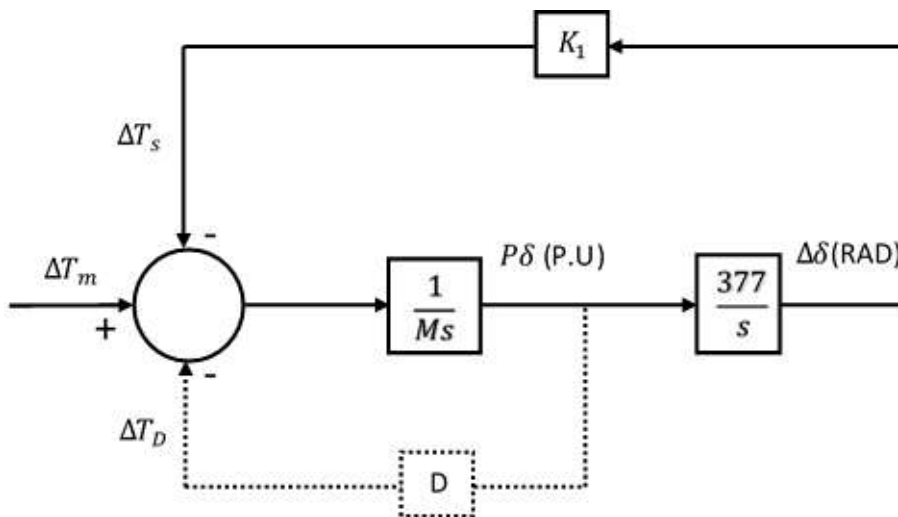
$$\frac{\Delta\delta(s)}{\Delta T_m(s)} = \frac{(\omega_0/M)}{s^2 + s(D/M) + (\omega_0 K_1/M)}$$

Para la ecuación anterior las oscilaciones de potencia de la máquina síncrona serán amortiguadas, y la frecuencia de oscilación (ω_{osc}), así como la relación de amortiguamiento (ζ) vienen dadas por las siguientes ecuaciones, respectivamente:

$$\omega_{osc} = \omega_{nat}\sqrt{1 - \zeta^2}$$

$$\zeta = \frac{1}{2} \frac{D}{\sqrt{\omega_0 K_1 M}}$$

Figura 18. Diagrama de bloques de influencia del amortiguamiento $D > 0$



Fuente: DEMELLO, Francisco; CONCORDIA, Charles. *Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control*. p. 317.

La relación de amortiguamiento se utiliza como criterio de estabilidad, planteados los diferentes criterios de la siguiente forma:

- $\zeta=0$, el sistema presenta oscilaciones de amplitud constante
- $\zeta<0$, el sistema presenta inestabilidad oscilatoria
- $\zeta>0$, el sistema es estable y el valor refleja el grado de estabilidad

Si de valores normales de relación de amortiguamiento se trata, la frecuencia de oscilación (ω_{osc}) no debe ser muy diferente a la asociada a un amortiguamiento de cero. Para los valores de inercia mecánica (M), impedancia externa y carga del generador que se encuentran en los rangos habituales, la frecuencia de oscilación estará en el orden de 0,5 a 2 Hz, con la posibilidad de presentarse valores máximos de 4 Hz como frecuencias más altas y mínimos de 0,1 Hz como frecuencias más bajas.

Para cualquier valor de la frecuencia de oscilación, siempre es posible expresar las oscilaciones de torque eléctrico (ΔT_e) como la suma de dos componentes: una en fase con las oscilaciones del ángulo del rotor, denominada acción sincronizante, y otra en fase con las oscilaciones de la velocidad del rotor, denominada acción amortiguante. Según José Magaz, “tomando en cuenta que la primera de las componentes del torque eléctrico se denomina torque sincronizante (ΔT_s) y la segunda torque amortiguante (ΔT_D), se establece que la importancia de estas dos radica en que la ausencia de una de ellas puede poner en riesgo la estabilidad de la máquina síncrona.”³

Como criterio de estabilidad se debe analizar la existencia de torque sincronizante positivo, es decir que se deben desarrollar fuerzas que permitan

³MAGAZ, José. *Capacitación de operadores del CDC-AMM. Sistemas de generación eléctrica y controles de planta generadora.* p. 526.

que el ángulo del rotor retorne a su posición original cuando ocurra un pequeño apartamiento respecto de su estado de equilibrio. Además, como otro criterio de estabilidad se analiza la presencia de torque amortiguante negativo, ya que ciertas formas de inestabilidad surgen cuando está presente este, debido a que está fuertemente relacionado a la acción del control de excitación.

1.3.3.3. Comportamiento de la máquina síncrona con regulación automática de voltaje

Para el análisis de comportamiento de la máquina síncrona con regulación automática de voltaje se debe estudiar la figura 19, además se considera un sistema básico de regulación automática de voltaje que se caracteriza con la siguiente función de transferencia:

$$\frac{\Delta E_{fd}(s)}{\Delta V_{err}(s)} = \frac{K_{\epsilon}}{1 + sT_{\epsilon}}$$

Donde:

E_{fd} : voltaje de campo

V_{err} : error de voltaje

Δ : indica pequeña desviación respecto del estado de equilibrio

K_{ϵ} : ganancia

T_{ϵ} : constante de tiempo

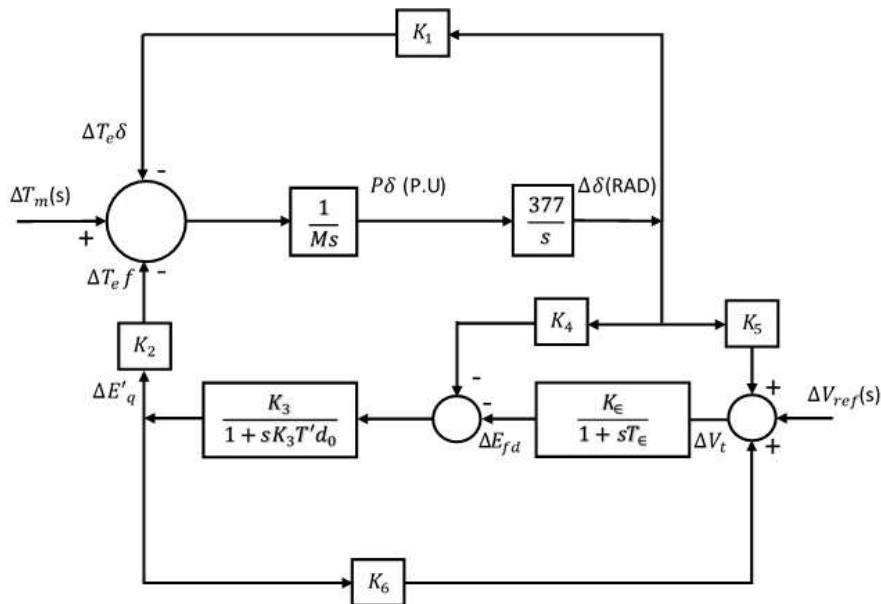
De la función de transferencia del regulador automático de voltaje se puede decir que la ganancia (K_{ϵ}) tiene un valor grande y que la constante de tiempo (T_{ϵ}) es pequeña (tal es el caso de los sistemas de excitación estáticos), por lo tanto el error de voltaje será:

$$\Delta V_{err}(s) = \Delta V_{ref}(s) - \Delta V_t(s)$$

Si el ajuste de la consigna de voltaje está en posición fija, es decir $\Delta V_{ref}(s)$ es nulo, se tiene:

$$\Delta V_{err}(s) = -\Delta V_t(s)$$

Figura 19. **Diagrama de bloques que presenta el efecto que produce la regulación automática de voltaje sobre los torques sincronizante y amortiguante**



Fuente: DEMELLO, Francisco; CONCORDIA, Charles. *Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control*. p. 319.

Para análisis de pequeñas perturbaciones, los cambios en el voltaje terminal (ΔV_t) pueden ligarse con las desviaciones en el ángulo del rotor ($\Delta\delta$) por medio de la constante K_5 , y también estos cambios pueden relacionarse

con los cambios en los enlaces de flujo del campo ($\Delta E'_q$) a través de la constante K_6 . Además se debe tomar en cuenta como que K_6 siempre será positiva, aunque su valor disminuye con el incremento de la carga del generador y con valores de impedancia externa bajos.

Por otra parte, la constante K_5 puede tener cualquier signo y amplio rango de valores, en función de las impedancias y condición de operación. Esta variación de la constante tiene un gran efecto en el amortiguamiento que el regulador automático de voltaje produce en las oscilaciones electromecánicas.

Al comparar el comportamiento de una máquina que opera con regulador automático de voltaje con una máquina que opera con sistema de excitación constante, se observa que cuando el regulador automático de voltaje está en funcionamiento, la componente desmagnetizante ($K_4\Delta\delta$) tiene un efecto muy leve respecto a cuándo se opera a voltaje constante. Ahora bien, se considera que ante voltaje de campo constante el cambio en el torque eléctrico podría evaluarse mediante la siguiente expresión:

$$\left. \frac{\Delta T_{ef}(s)}{\Delta\delta(s)} \right|_{\text{Contribución del lazo de } K_4} = \frac{-K_2K_3K_4}{1 + sK_3T'_{do}}$$

Al operar la máquina síncrona con regulación automática de voltaje la expresión anterior podría transformarse en la siguiente:

$$\left. \frac{\Delta T_{ef}(s)}{\Delta\delta(s)} \right|_{\text{Contribución del lazo de } K_4} \approx \frac{-K_2K_4}{K_{\in}K_6 \left(1 + s \frac{T'_{do}}{K_{\in}K_6} \right)}$$

De lo anterior se puede observar que ante bajas frecuencias la respuesta de la regulación automática de voltaje resulta mucho menor que la respuesta en

un voltaje de campo constante (en un factor $1/K_\epsilon K_3 K_6$). Por otro lado, las expresiones tienden a un mismo valor cuando de frecuencias altas se trata:

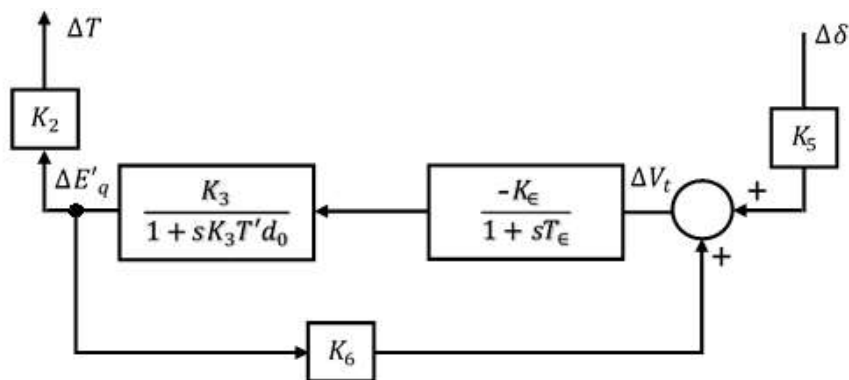
$$\left. \frac{\Delta T_{ef}(s)}{\Delta \delta(s)} \right|_{\substack{s=j\omega \\ \omega \rightarrow \infty}} \approx \frac{K_2 K_4}{\omega T'_{d0}}$$

Contribución
del lazo de K_4

Considerando los aspectos anteriormente descritos, se establece que el efecto de la componente negativa del coeficiente de torque sincronizante en régimen estacionario se elimina al utilizar un regulador automático de voltaje.

Ahora bien, para analizar la rama de realimentación K_5 y los efectos que produce, se parte del hecho de que la rama desmagnetizante es despreciable y su aporte para amortiguar las oscilaciones es casi nulo, por lo tanto, la rama K_5 representa los efectos de las variaciones del ángulo del rotor sobre el voltaje terminal. Al mismo tiempo que el voltaje terminal cambia, este influye en los enlaces de flujo de campo y en el torque eléctrico, esto debido a la acción del sistema de regulación automática de voltaje.

Figura 20. Diagrama de bloques de la componente de torque eléctrico



Fuente: DEMELLO, Francisco; CONCORDIA, Charles. *Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control*. p. 320.

Finalmente la expresión que describe el comportamiento de la componente de torque eléctrico es la que se presenta a continuación, partiendo de observar el diagrama de bloques de la figura 20:

$$\left. \frac{\Delta T_{ef}(s)}{\Delta \delta(s)} \right|_{\text{Contribución del lazo de } K_5} = - \frac{K_\epsilon K_2 K_5}{\left(\frac{1}{K_3} + K_\epsilon K_6 \right) + s \left(\frac{T_\epsilon}{K_3} + T'_{do} \right) + s^2 T'_{do} T_\epsilon}$$

Si de la ecuación anterior se considera la variación de las constantes de Heffron y Phillips (definidas en la sección 1.3.1.1) dentro de los rangos usuales, y se agrega el efecto desmagnetizante K_4 sobre el arrollamiento de campo de la máquina síncrona, se obtiene la expresión definitiva de la componente de torque eléctrico producida por el devanado de campo, que es la ecuación de donde parte el análisis de las acciones sincronizante y amortiguante para distintas frecuencias de oscilación. Se describe a continuación:

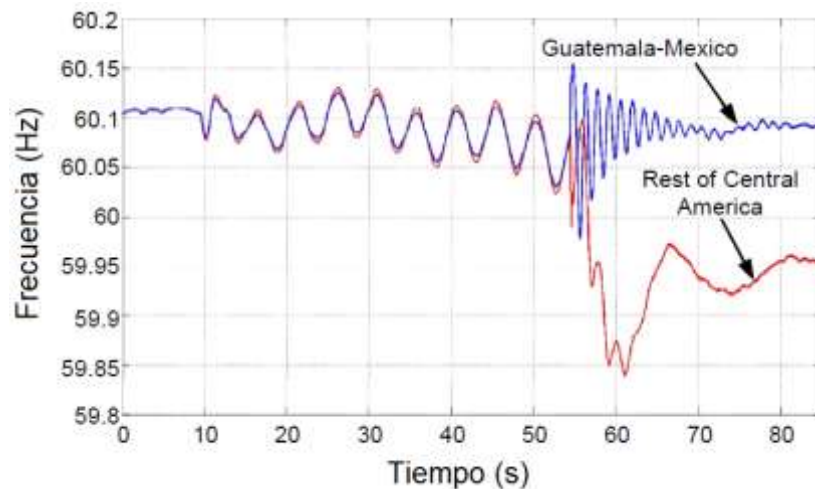
$$\frac{\Delta T_{ef}(s)}{\Delta \delta(s)} = - \frac{K_2 [(K_4 + K_\epsilon + K_5) + s T_\epsilon K_4]}{\left(\frac{1}{K_3} + K_\epsilon K_6 \right) + s \left(\frac{T_\epsilon}{K_3} + T'_{do} \right) + s^2 T'_{do} T_\epsilon}$$

1.3.4. Oscilaciones locales e interárea

En los últimos años, en la operación del SNI de Guatemala, se ha observado la aparición de oscilaciones electromecánicas espontáneas de baja frecuencia, lo que ha evidenciado la presencia de modos de oscilación interárea débilmente amortiguados o directamente inestables, por lo que se ha tenido que implementar esquemas de control suplementario que implican la desconexión de los nodos de interconexión hacia el Sistema Eléctrico de México y hacia el SER.

La figura 21 muestra un registro de oscilografía en que se evidencia la presencia de oscilaciones de baja frecuencia débilmente amortiguadas, dicha condición se presentó en un día cualquiera de operación real estando interconectados el Sistema Eléctrico de México junto con el SER. Como se puede observar en la figura, el sistema se encontró operando inestablemente durante algún tiempo; posteriormente se desencadenó una serie de eventos automáticos que derivó en la partición de la red en dos o más áreas interconectadas.

Figura 21. **Frecuencias de Guatemala-México y el resto de América Central antes y después de la separación de los sistemas**



Fuente: ESPINOZA, Vicente; GUZMÁN, Armando; CALERO, Fernando; MYNAM, Mangapathirao; PALMA, Eduardo. *Wide-area protection and control scheme maintains Central America's power system stability*. p. 8.

Las oscilaciones son iniciadas por cambios topológicos en la red o cambios en las condiciones operativas del sistema. Las alteraciones pueden ser pequeñas (salida de generadores con baja carga) o grandes (disparo de líneas de transmisión con alto flujo). Las oscilaciones producidas por perturbaciones

pequeñas se estudian mediante el análisis de pequeña señal y las oscilaciones producidas por perturbaciones severas se analizan mediante estudios de estabilidad transitoria. Es importante indicar que las oscilaciones de baja frecuencia provocadas por pequeñas perturbaciones ocurren en todo momento, ya que en todo momento los sistemas de control realizan ajustes en las unidades generadoras debido a los cambios de generación y demanda propios de un sistema eléctrico de potencia.

Como se ha mencionado anteriormente, las oscilaciones de baja frecuencia están directamente relacionadas con los modos estudiados por el análisis de pequeña señal. Se entiende como modo de oscilación a una resonancia del sistema, es decir una frecuencia de oscilación natural del sistema cuya representación se hace mediante su frecuencia de oscilación, amortiguamiento y factor de participación. La forma de analizar qué elementos del sistema oscilan entre sí es mediante el diagrama de participación. De manera que la representación del modo de oscilación se hace con la siguiente expresión compleja:

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

Donde:

λ : modo de oscilación

σ : amortiguamiento del modo

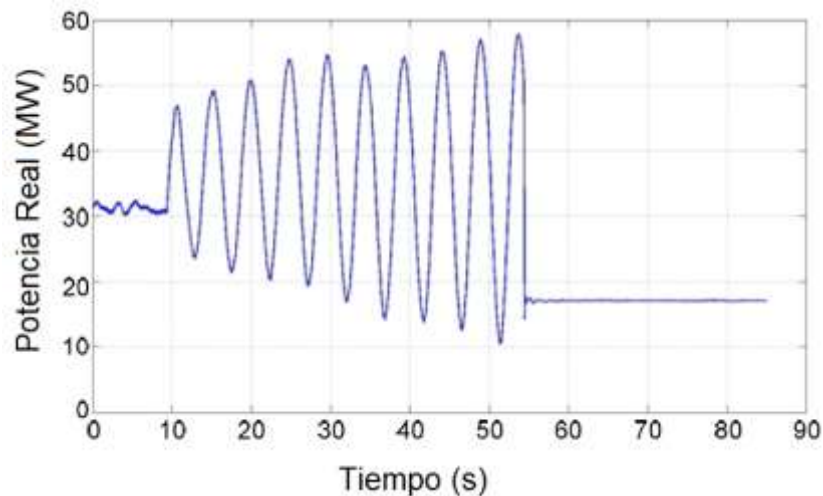
ω : frecuencia de oscilación

Partiendo de lo anterior se puede obtener la razón a la cual disminuye la amplitud de oscilación del modo, de la forma:

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

“Aunque las oscilaciones afectan muchas variables del sistema (voltajes, corrientes, frecuencias, etc.), la velocidad de los primotores de los generadores y la potencia que fluye por la red son las que más se ven afectadas tal y como se puede observar en la figura 22. Cuando se presentan estos cambios, las unidades generadoras, en el intento de encontrar nuevos puntos de operación estables, responden con oscilaciones que pueden afectar toda la red.”⁴

Figura 22. **Flujo de potencia activa en la línea de transmisión Guatemala Este-Moyuta antes y después de la separación de los sistemas**

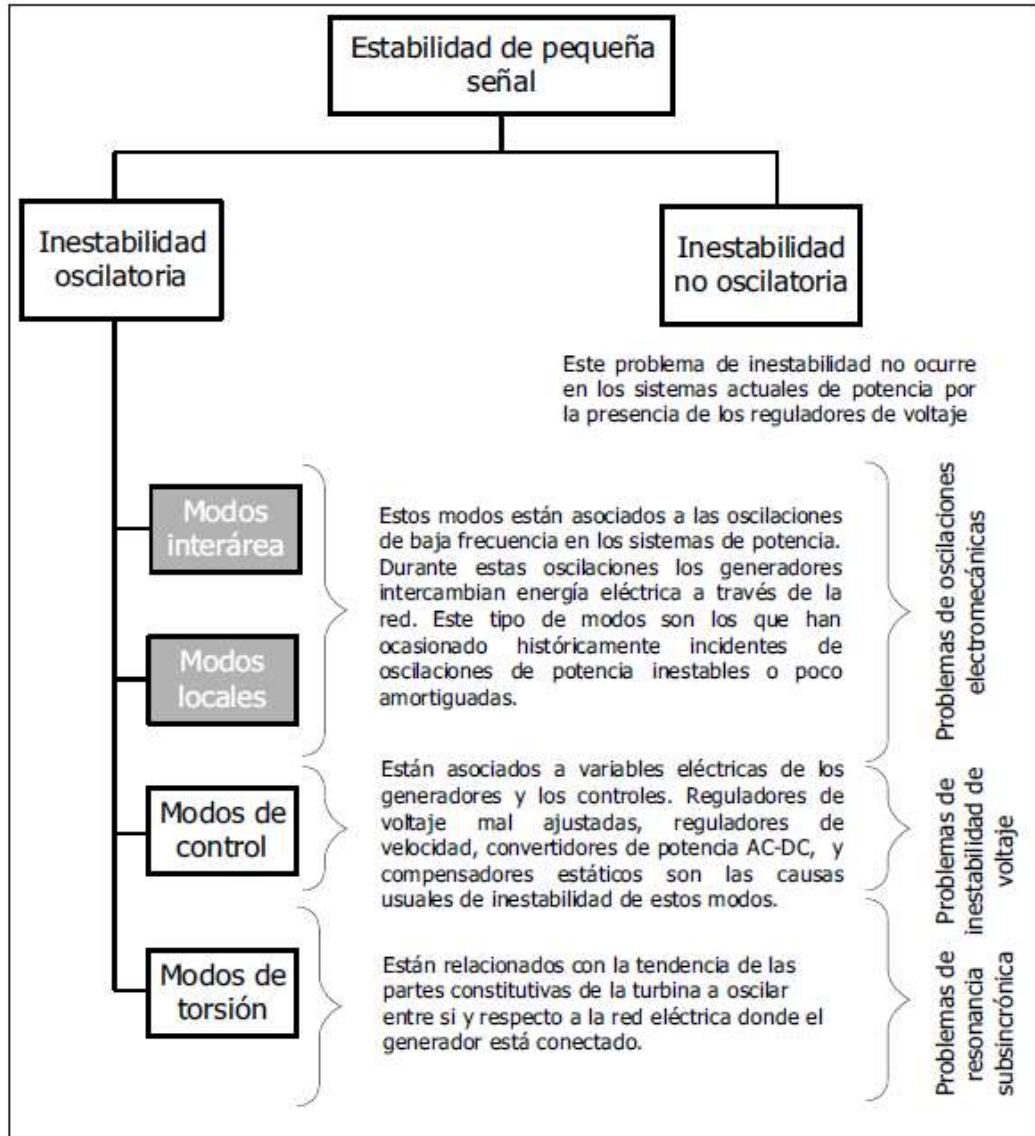


Fuente: ESPINOZA, Vicente; GUZMÁN, Armando; CALERO, Fernando; MYNAM, Mangapathirao; PALMA, Eduardo. *Wide-area protection and control scheme maintains Central America's power system stability*. p. 8.

⁴AGUDELO, Viviana. *Control de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia usando el análisis modal*. p. 29.

El hecho de que se presenten oscilaciones electromecánicas en un sistema de potencia sugiere que las máquinas síncronas utilizan la red de transmisión para intercambiar energía cinética en forma de potencia eléctrica, este intercambio de energía puede tratarse de: un solo generador oscilando contra el sistema, una central generadora oscilando contra el sistema y los generadores de un área oscilando contra los generadores de otra área.

Figura 23. **Oscilaciones de baja frecuencia según los elementos involucrados en su aparición**



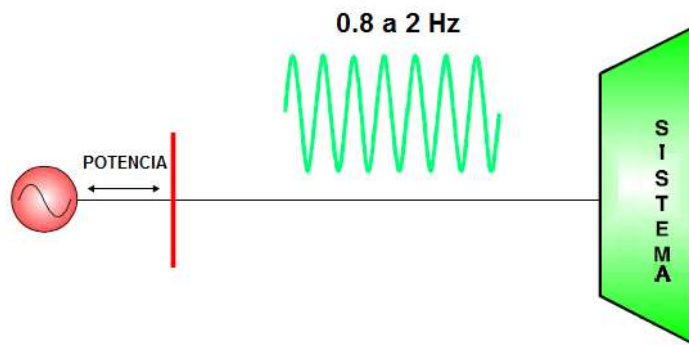
Fuente: AGUDELO, Viviana; PARRA, Diego. *Control de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia usando el análisis modal*. p. 28.

En la operación de sistemas de potencia la mayoría de modos presentes son locales e inter-área, y se van superponiendo unos con otros debido a los

continuos cambios en el sistema, lo que justifica las variaciones de potencia por las líneas de interconexión. En la figura 23 se puede observar la clasificación de oscilaciones de baja frecuencia de acuerdo a los elementos involucrados en la aparición de las mismas.

1.3.4.1. Modos locales

Figura 24. Modos locales de oscilación



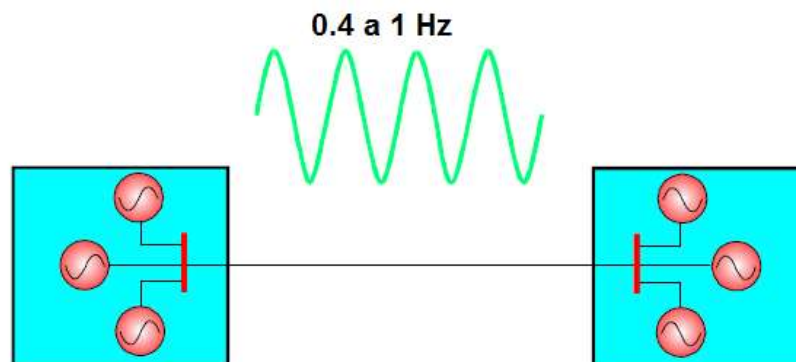
Fuente: BUCCIERO, Joseph; TERBRUEGGEN, Mike. *Interconnected power system dynamics tutorial*. p. 8-26.

En la operación de sistemas de potencia la aparición de este tipo de modos es la más común, y representa el hecho de que cada generador oscila con respecto al resto del sistema, como se podrá observar en la figura 24. Las oscilaciones provocadas por los modos locales son catalogadas como oscilaciones de alta frecuencia que se encuentran en el rango de 0,8 a 2 Hz, las máquinas son susceptibles a este tipo de oscilaciones cuando están conectadas al sistema mediante línea de transmisión largas y radiales (condición que representa una conexión débil), o bien, cuando existe un mal ajuste en los sistemas de control de los generadores, como sería un mal ajuste en el control de velocidad proporcionada por los gobernadores, o un mal ajuste

en el control de la tensión en el devanado de campo proporcionado por los reguladores automáticos de voltaje (AVR). Los modos locales han sido estudiados a profundidad y se han logrado avances importantes en cuanto a su control se refiere, de manera que los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) han sido dispositivos que han surgido como solución para amortiguar oscilaciones de potencia provocadas por este tipo de modos.

1.3.4.2. Modos intra-área

Figura 25. Modos de oscilación intra-área



Fuente: BUCCIERO, Joseph; TERBRUEGGEN, Mike. *Interconnected power system dynamics tutorial*. p. 8-25.

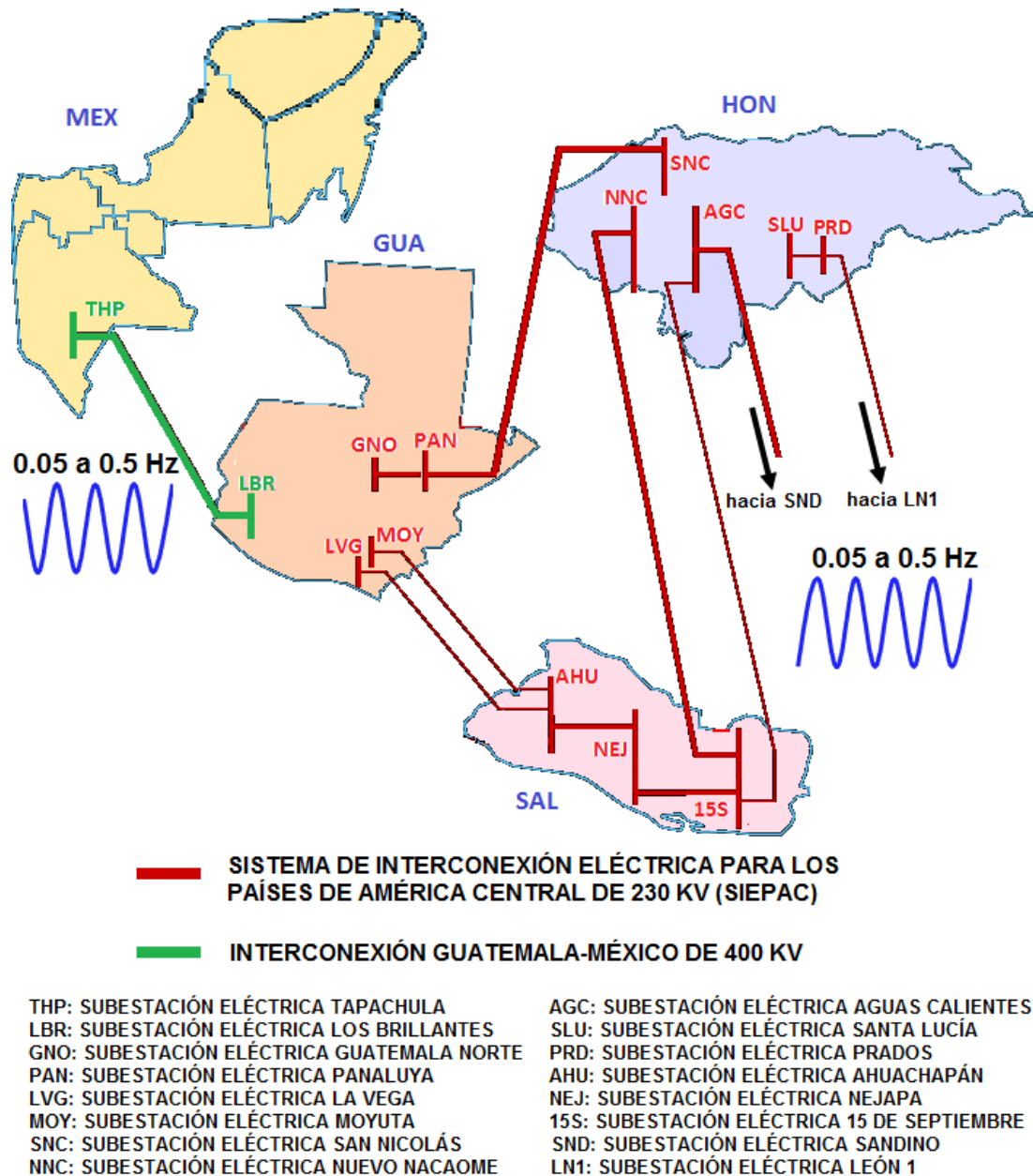
El efecto de la presencia de estos modos se aprecia en la figura 25 cuando un grupo de generadores oscila respecto a otro grupo de generadores de la misma área de control. Este tipo de oscilaciones son catalogadas como de baja frecuencia y se presentan en un rango de 0,4 a 1 Hz. Los modos intra-área también son llamados modos inter-planta y son clasificados como modos del tipo local.

1.3.4.3. Modos inter-área

Los modos inter-área están presentes al formarse oscilaciones de baja frecuencia cuando los generadores de un área de control oscilan en contra de los generadores de otras áreas (ver figuras 26 y 27). Este tipo de oscilaciones provoca que los sistemas intercambien flujos de potencia de una forma cíclica a frecuencias que van de 0,05 a 0,7 Hz, siendo las más severas en la operación de un sistema de potencia. Se dice que son las más severas debido a que tienen menor amortiguamiento, además la aparición de este tipo de oscilaciones puede causar alteraciones importantes en los niveles de tensión del sistema, así como las fluctuaciones de potencia pueden perturbar la sensibilidad de las protecciones llegando a provocar la actuación indeseada de las mismas.

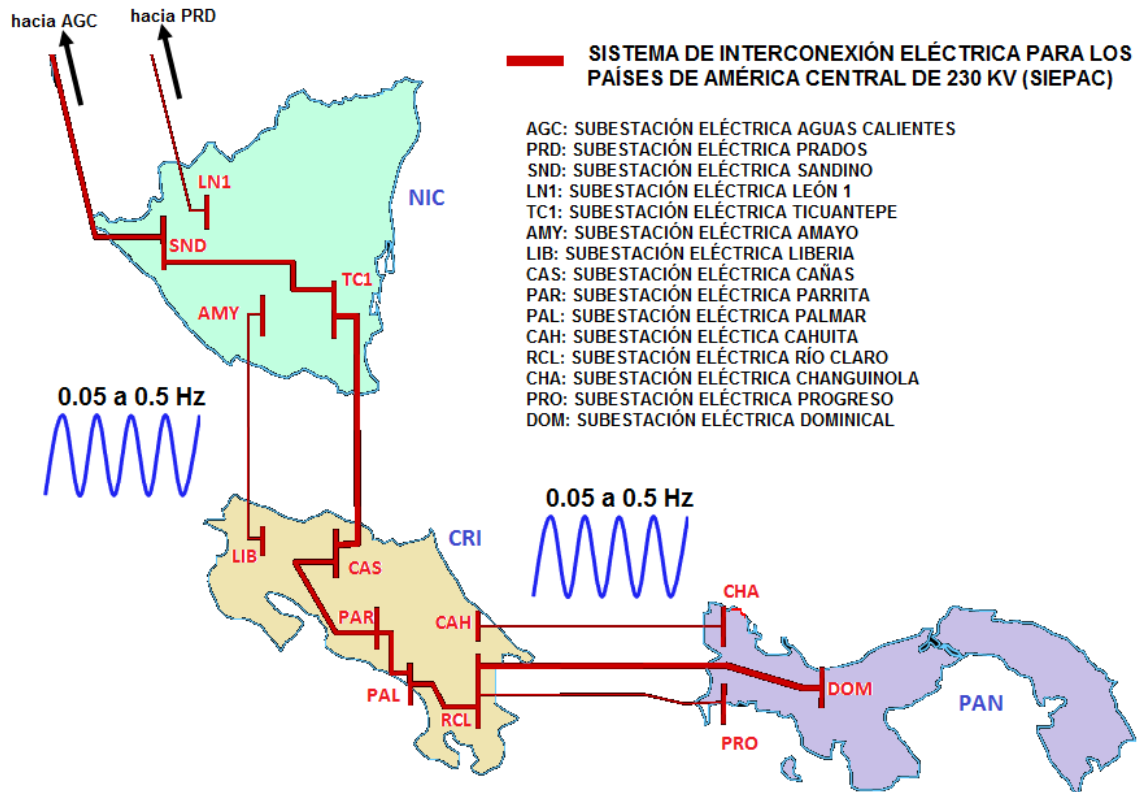
El control y amortiguamiento de las oscilaciones inter-área puede ser beneficiado al incorporar controladores FACTS, de igual manera la implementación de enlaces de alto voltaje en corriente directa (HVDC) puede fortalecer el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia inter-área.

Figura 26. **Modos de oscilación inter-área en sistema interconectado entre México y parte del SER**



Fuente: elaboración propia, con base en la imagen *Flujos regionales en tiempo real*.
www.enteoperador.org. Consulta: mayo de 2017.

Figura 27. Modos de oscilación inter-área entre parte del SER



Fuente: elaboración propia, con base en la imagen *Flujos regionales en tiempo real*.
www.enteoperador.org. Consulta: mayo de 2017.

1.3.5. Incremento de amortiguamiento en las oscilaciones electromecánicas

Para el análisis de estabilidad de pequeña señal son de interés las frecuencias de oscilación que van de 0,2 a 2,5 Hz, eventualmente se pueden llegar a presentar frecuencias ligeramente por debajo de 0,1 Hz correspondientes a modos de oscilación inter-área, así como se han evidenciado casos de oscilaciones de modos locales con frecuencias cercanas o superiores a los 4,0 Hz, las cuales se relacionan con la poca inercia mecánica

con la que cuentan algunas turbinas de gas y los motores de combustión interna.

Como ya se ha mencionado anteriormente, cuando las máquinas síncronas oscilan, intercambian energía por medio de la red de transmisión eléctrica, esto para todos los casos de oscilación; incluso se pueden presentar distintos modos de oscilación de manera simultánea, siendo común que un mismo generador participe al mismo tiempo en modos de oscilación local e inter-área, variando su frecuencia de oscilación y su relación de amortiguamiento dependiendo de las condiciones de operación del sistema.

De lo anterior se debe tomar en cuenta que, de ser necesaria la aplicación y ajuste de estabilizadores de potencia, estos deben contar con la adecuada flexibilidad para operar ante la excitación de los diferentes modos de oscilación, y también deben ser lo suficientemente robustos para soportar los cambios a los que pueden estar expuestos, de acuerdo al punto de operación del sistema. Por otro lado, partiendo de que una unidad generadora o una sola planta participan de forma sobresaliente en los modos locales, los estabilizadores empleados deben amortiguar mayormente ese tipo de oscilaciones.

Si de oscilaciones inter-área se trata, una sola unidad generadora participa nada más en una fracción de la magnitud total de este tipo de oscilación. Finalmente, como criterio para mejorar el amortiguamiento de oscilaciones utilizando estabilizadores de potencia, se establece que un estabilizador de potencia adaptado a un solo generador podrá contribuir con el amortiguamiento de oscilaciones inter-área únicamente en la proporción igual a la que representa la generación de esa unidad respecto del total generado en el área de control, de forma que, logrando un adecuado amortiguamiento en las centrales y unidades generadoras que mayor potencia inyectan al sistema, se obtiene una

mejora sustancial en el amortiguamiento de oscilaciones inter-área, por tanto, en el caso del SNI de Guatemala la aplicación de sistemas estabilizadores de potencia se hace necesaria en centrales generadoras como Chixoy, Jaguar Energy, Hidro Xacbal, San José y otras centrales que inyecten una potencia superior a 50 MW.

El sistema estabilizador de potencia debe ser diseñado y parametrizado para obtener un apropiado amortiguamiento ante modos locales, en cualquier condición de operación posible, siendo la prioridad las condiciones de demanda máxima y débil transmisión y, al mismo tiempo, debe contribuir con el amortiguamiento de modos inter-área.

2. EL CONTROLADOR UNIFICADO DE FLUJO DE POTENCIA

Hoy en día los sistemas eléctricos de potencia operan bajo condiciones muy exigentes que llevan a los elementos del sistema a condiciones de estrés. Por lo tanto, para lograr que la operación de un sistema de potencia sea más segura, de mejor calidad, con una mayor capacidad y confiabilidad, es necesario un óptimo control y utilizar los elementos del sistema de una forma más eficiente. Lo anterior se hace posible gracias a los controladores basados en electrónica de potencia o Sistemas de Transmisión Flexibles en Corriente Alterna (Flexible AC Transmission Systems, FACTS) que, como características principales, presentan la capacidad, velocidad y gran control.

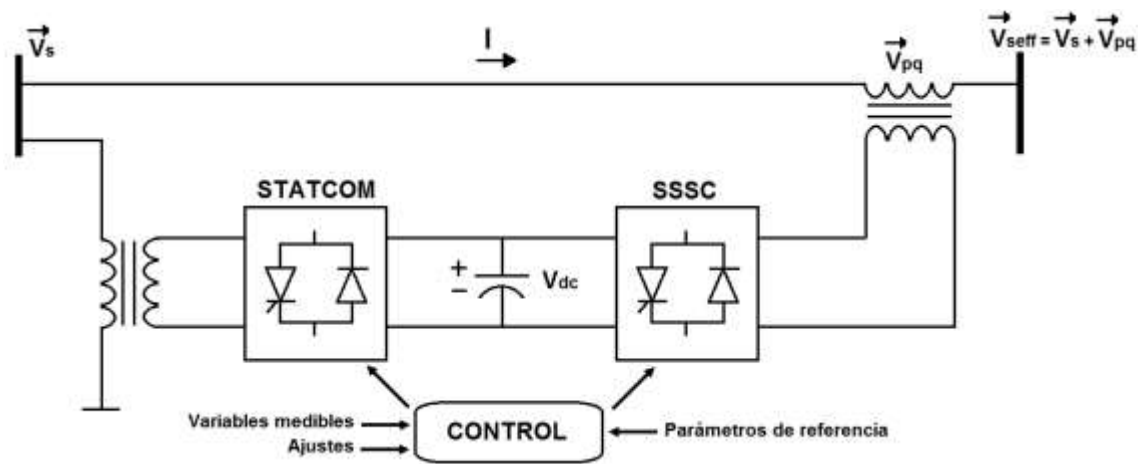
El concepto fundamental de la operación de los dispositivos FACTS consiste en modificar alguna de las variables que rigen la ecuación de transferencia de potencia entre dos nodos, por lo que los parámetros a afectar pueden ser tensiones en barras, ángulos de las tensiones o impedancia de la línea que conecta a las dos barras. Los controladores FACTS más utilizados en la actualidad son:

- SVC, el Compensador Estático de VAR (Static VAR Compensator).
- STATCOM, el Compensador Estático Síncrono (Static Synchronous Compensator).
- TCSC, el Capacitor Serie Controlado por Tiristores (Thyristor-Controlled Series Compensation).
- SSSC, el Compensador Estático Síncrono en Serie (Static Synchronous Series Compensator).

- TCPAR, el Regulador de Ángulo de Fase Controlado por Tiristores (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator).
- UPFC, el Controlador Unificado de Flujo de Potencia (Unified Power Flow Controller).

Como se puede observar en la figura 28, el UPFC consiste en dos convertidores enlazados por un capacitor, además, cada uno de los convertidores, tanto el serie como el paralelo, están enlazados a la red mediante su respectivo transformador. Como aspecto operativo importante destaca que el UPFC simultáneamente desempeña la función de control de flujo de potencia real y potencia reactiva en la línea de transmisión, además de controlar la tensión de la barra y la potencia reactiva de derivación.

Figura 28. **Controlador Unificado de Flujo de Potencia (UPFC)**



Fuente: elaboración propia.

La función del convertidor paralelo es controlar la tensión en barra, la potencia reactiva en derivación y la tensión de corriente directa en el capacitor de enlace. Por su parte, el convertidor serie, mediante la inyección de un voltaje

de magnitud y ángulo ajustables, logra controlar el flujo de potencia activa y reactiva en la línea. El cambio de la potencia activa y reactiva entre el convertidor en serie y la línea de transmisión se debe a la interacción entre el voltaje inyectado y la corriente de la línea. Otra de las funciones del convertidor en paralelo es la de suministrar la potencia real que demanda el convertidor serie, excepto durante condiciones de estabilidad transitoria donde la demanda de potencia real del convertidor serie es suplida por el banco de capacitores.

2.1. Conceptos y consideraciones de los controladores FACTS

Para el control y protección de los actuales sistemas de potencia existe un extenso uso de microcontroladores, equipos de cómputo de gran velocidad y sistemas de comunicación de alta eficiencia, sin embargo, cuando las señales de operación son enviadas a los equipos de potencia donde la acción de control es en efecto llevada a cabo, estos equipos de potencia conmutan su estado mediante procesos mecánicos que pueden ser de alta velocidad pero de poco control. Otro inconveniente con los dispositivos mecánicos es que el accionamiento no puede ser efectuado frecuentemente, debido a que sus componentes tienden a desgastarse rápidamente en comparación con los dispositivos estáticos.

Planteado lo anterior, desde el punto de vista de la operación dinámica y de estado estacionario, los sistemas de potencia no están del todo controlados. Esto representa una ventaja que puede ser efectivamente aprovechada mediante la implementación de controladores FACTS, haciéndolo de forma prudente y selectiva según sea necesario. Adicionalmente a lo anterior se debe tomar en cuenta que en la actualidad la exigencia que la demanda impone a la red de transmisión es alta, y esta exigencia continuará incrementándose debido al incremento de la demanda, la incorporación de tecnologías de generación

intermitentes, como centrales eólicas y solares, la ausencia de una planificación a largo plazo y de la dificultad que presentan los transportistas para adquirir derechos de paso y servidumbre para la construcción de nuevas líneas de transmisión. De manera que la combinación de los factores ya descritos crea una tendencia hacia una menor seguridad y calidad del suministro de energía eléctrica.

La implementación de controladores FACTS resulta ser esencial para solventar algunas de las dificultades planteadas, logrando establecer una utilización más eficiente de los elementos de transmisión existentes, dotando a la red de una mayor confiabilidad. Es prudente enfatizar que, de cualquier forma, en muchos casos se hace necesaria la expansión a la capacidad de transporte mediante la construcción de nuevas líneas de transmisión, o la repotenciación de líneas de transmisión existentes.

Lo más interesante para la planificación de los sistemas de transmisión es que los controladores FACTS proporcionan una nueva oportunidad para el control de flujos de potencia y además mejoran la capacidad utilizable de las redes de transmisión existentes. Esta posibilidad surge debido a la capacidad que tiene esta tecnología de controlar las variables que rigen el comportamiento de los sistemas de transmisión, como los son: impedancia serie, impedancia en derivación, corriente, voltaje, ángulo de fase y, además, se incluye la cualidad de amortiguar oscilaciones a varias frecuencias por debajo de la frecuencia nominal.

Por tanto, los controladores FACTS añaden flexibilidad, logrando incluso que una línea de transmisión opere cerca de sus límites térmicos. Es muy importante aclarar que los controladores FACTS no representan la sustitución de los elementos de control mecánicos como los interruptores de potencia, más

bien corresponden a tecnología suplementaria que viene a incrementar la capacidad de respuesta de los equipos mecánicos.

La tecnología FACTS resulta ser una colección de controladores que pueden ser implementados de forma individual o en coordinación con otros para controlar uno o más de los parámetros ya mencionados. Debido a que todos los controladores implican la utilización de la misma tecnología básica, la producción de los mismos puede ser ventajosa al hacerse a gran escala. Así como el transistor es el elemento básico de construcción para una gran variedad de circuitos microelectrónicos, el tiristor de alta potencia es el elemento básico para la construcción de una variedad de controladores electrónicos de potencia.

Algunos de los controladores electrónicos de potencia que son empleados actualmente precedieron la introducción del concepto FACTS, término que fue introducido por Narain G. Hingorani. Dentro de estos controladores destaca el Compensador Estático de VAR en Derivación (SVC) para el control de voltaje, cuya primera demostración de funcionamiento fue hecha en Nebraska y comercializada por General Electric en 1974, y por Westinghouse en Minnesota en 1975. También se puede hacer referencia al primer controlador conectado en serie, el Esquema de Amortiguamiento NGH-SSR, ideado también por Narain G. Hingorani, con el objetivo de ser un esquema de control de baja potencia, cuya demostración fue hecha en 1984 por Siemens.

También vale la pena mencionar que la aplicación de controladores FACTS como tecnología base se ha demostrado en los sistemas de transmisión de corriente directa (High Voltage Direct Current, HVDC) y en aplicaciones industriales de alta potencia. Sin embargo, como es de esperar que la electrónica de potencia siga mejorando, y que los costos de producción

disminuyan, se augura como escenario seguro un uso a gran escala de los controladores FACTS.

2.1.1. Sistemas interconectados

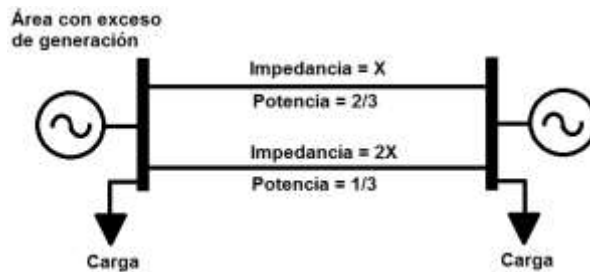
En la actualidad muchos de los sistemas de transmisión afrontan una o más limitantes en las variables que describen el comportamiento de la red, en cuanto a la incapacidad para poder dirigir los flujos de potencia a voluntad. Debido a la insignificante capacidad de los sistemas de potencia en corriente alterna de almacenar energía, el balance entre la demanda y la generación se debe mantener todo el tiempo.

De existir alguna contingencia que afecte de forma severa el balance carga-generación, el sistema se autorregula, esto es que, en caso dado la generación sea menor a la demanda, la frecuencia y el voltaje decaen, de manera que la demanda se equipare con la generación, dándose la autorregulación hasta los límites que el sistema permita. Si existe una regulación de voltaje con soporte de potencia reactiva, la carga aumentará pero consecuentemente la frecuencia continuará decayendo, y el sistema colapsará; de igual forma, si existiera un inadecuado soporte de potencia reactiva, el sistema tendrá un colapso de tensión. Cuando está disponible un adecuado recurso de generación, el flujo de potencia activa fluye desde las áreas con exceso de generación hacia las áreas con déficit de generación, y el flujo es a través de todos los enlaces paralelos disponibles, lo que incluye líneas de transmisión de alto y medio voltaje.

2.1.1.1. Flujo de potencia en trayectorias paralelas

Como se ha indicado antes, el flujo de potencia activa tiende a una trayectoria que va desde la zona con exceso de generación hacia la zona con déficit de la misma, lo cual puede observarse en la configuración de circuitos paralelos de la figura 29.

Figura 29. Flujo de potencia a través de trayectorias paralelas



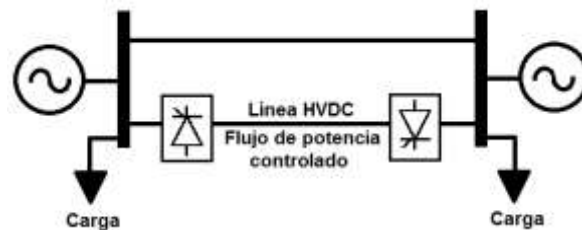
Fuente: elaboración propia, con base en la figura 1.1 de HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 5.

De acuerdo con la ecuación de potencia, el flujo de potencia está en función del inverso de la impedancia de las líneas de transmisión, por lo que se prevé que la línea de menor impedancia pueda sobrecargarse y, de ese modo, limitar la carga en ambas trayectorias, aunque la trayectoria de impedancia más alta no esté totalmente cargada. Por tanto, al aumentar el límite de corriente de la trayectoria sobrecargada, disminuiría la impedancia de la misma y la inversión sería desfavorable particularmente si la trayectoria de mayor impedancia ya tiene suficiente capacidad.

Ahora bien, si se observa la figura 30, de los dos mismos circuitos paralelos, solo uno de ellos es en transmisión HVDC, y se puede decir que en la

línea HVDC el flujo de potencia se comporta como lo desee el operador, ya que el flujo en esa línea está controlado electrónicamente por medio de los convertidores electrónicos.

Figura 30. **Control de flujo de potencia con HVDC**

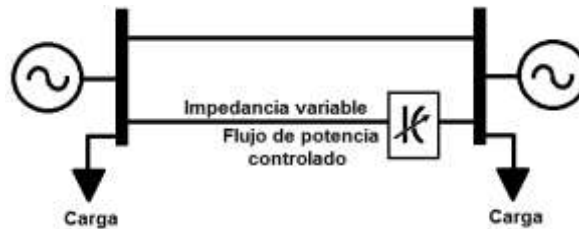


Fuente: elaboración propia, con base en la figura 1.1 de HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo.
Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems. p. 5.

Debido al control del flujo de potencia que se tiene en la línea HVDC, esta puede ser operada al límite de su capacidad térmica, siempre y cuando se cuente con una adecuada capacidad de conversión. Además, una línea HVDC, debido a su alta velocidad de control, también puede ayudar a la línea de transmisión de corriente alterna a mantener la estabilidad. Sin embargo, la tecnología HVDC es de un alto costo para su uso habitual y, por lo general, su uso se considera factible cuando las distancias que recorren las líneas de transmisión son largas.

Como alternativa para el control de flujo de potencia se establece el uso de controladores FACTS, tal como se muestra en la figura 31 a través del control de flujo de potencia mediante impedancia variable.

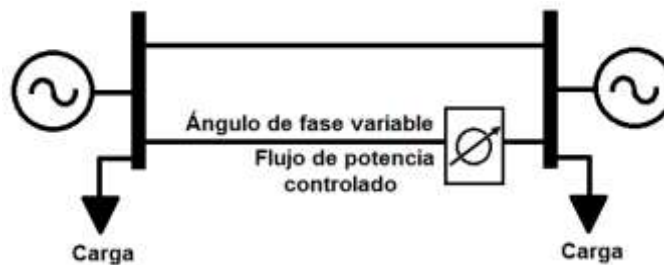
Figura 31. **Control de flujo de potencia mediante impedancia variable**



Fuente: elaboración propia, con base en la figura 1.1 de HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 5.

Otra opción para el control de flujo de potencia en trayectorias paralelas se da mediante el ángulo de fase variable, tal y como se muestra en la figura 32.

Figura 32. **Control de flujo de potencia mediante ángulo de fase variable**



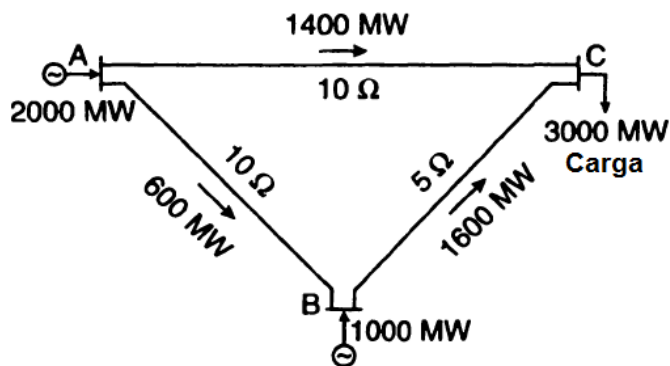
Fuente: elaboración propia, con base en la figura 1.1 de HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 5.

Al contar con una de las trayectorias paralelas controlada por FACTS, efectivamente esa línea de transmisión puede ser operada al límite de su capacidad durante alguna contingencia si se pierde la otra línea.

2.1.1.2. Flujo de potencia en sistemas mallados

Para analizar el flujo libre de potencia se podría considerar el diagrama de la figura 33. Suponiendo que las líneas de transmisión AB, BC y AC tienen capacidades nominales de 1000 MW, 1250 MW y 2000 MW respectivamente, y ante contingencias (como lo sería la pérdida de una de las líneas) pueden llegar a operar con el doble de su potencia nominal. Para las impedancias de línea mostradas en la figura 33 se muestran sus respectivos flujos, pudiéndose determinar que la línea BC opera sobrecargada 350 MW por arriba de su capacidad nominal, que es de 1250 MW, lo que implicaría tener que realizar una reducción de generación en la central B y un aumento de generación en la central A para que la línea BC no se sobrecargue.

Figura 33. Flujo de potencia en un sistema mallado



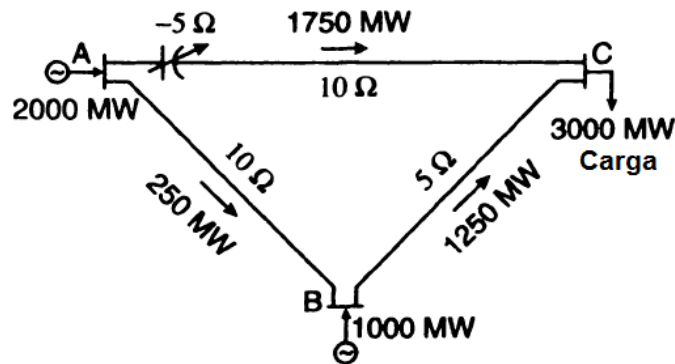
Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 6.

Si se pudiera definir la dirección del flujo de potencia aparte de lo que se ha mencionado (que la potencia fluye de las áreas con exceso de generación hacia las áreas con déficit de generación), se podría decir que la potencia fluye de acuerdo con la impedancia serie de la línea de transmisión, que en su

mayoría es inductiva y que no tiene relación alguna con los límites térmicos o las pérdidas de transmisión.

Analizando la figura 34 se contempla la adición de un capacitor de reactancia -5 ohmios , lo que implica una reducción en la impedancia de la línea de transmisión a razón de 10 ohmios a 5 ohmios , por lo que el flujo de potencia en las líneas AB, BC y AC será de 250, 1250 y 1750 MW, respectivamente. Suponiendo que el capacitor en serie sea ajustable, se podrían obtener otros valores de flujo que se deseen, esto atendiendo a los requerimientos del propietario de la línea, de un contrato existente, de los límites térmicos y de un amplio programa de despacho de generación al que sea sometido el sistema.

Figura 34. **Sistema con capacitor en serie controlado por tiristores**



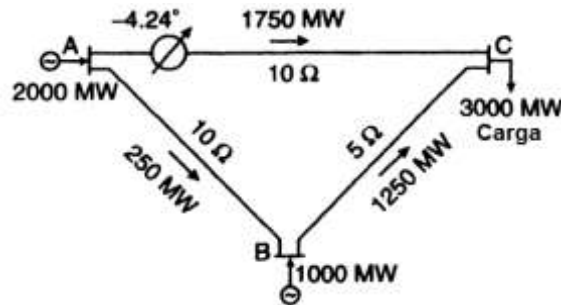
Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 6.

A pesar de la implementación del capacitor de forma modulada (varias etapas), si este fuera controlado mecánicamente, la operación del mismo se vería limitada al desempeño de los componentes mecánicos.

Otra complicación que surge a raíz de que el capacitor es controlado mecánicamente es que esto puede conducir a resonancia subsíncrona (por lo general de 10 a 50 Hz en sistemas cuya frecuencia nominal es 60 Hz). Este fenómeno ocurre cuando una de las frecuencias de resonancia mecánica del eje del grupo turbina-generador coincide con 60 Hz menos la frecuencia de resonancia eléctrica del capacitor, junto con la impedancia inductiva de la línea. Si dicha resonancia persiste puede causar daños al eje, así como disparo de líneas, o bien puede llevar a las líneas de transmisión a operar a rangos críticos pudiendo presentarse oscilaciones de potencia de baja frecuencia y provocando la pérdida de sincronismo de los generadores.

Por otro lado, si el capacitor en serie fuera controlado por tiristores, este podría ser variado según sea necesario, incluso podría configurarse rápidamente para amortiguar cualquier resonancia subsíncrona o amortiguar oscilaciones de potencia. De esta forma se le permitiría al sistema de transmisión variar de una condición de estado estable hacia otra sin riesgos para las máquinas síncronas, reduciendo así el riesgo de un colapso y mejorando la estabilidad de la red. De igual forma, se pueden obtener resultados similares agregando un regulador de ángulo de fase controlado por tiristores, tal y como lo muestra la figura 35. Otra opción para lograr los mismos resultados es inyectar un voltaje variable en una de las líneas, lo que implicaría la utilización de controladores FACTS de forma combinada.

Figura 35. **Sistema con regulador de ángulo de fase controlado por tiristores**

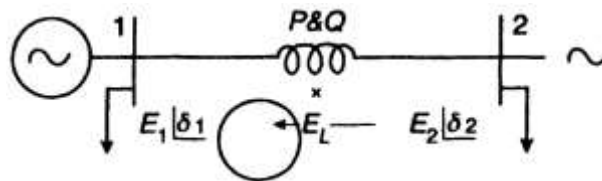


Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 6.

2.1.2. La importancia de controlar parámetros en sistemas de potencia

Una de las representaciones más básicas que se puede hacer de un sistema de potencia es la de un generador síncrono conectado a una barra de potencia infinita por medio de una línea de transmisión, tal y como se muestra en la figura 36.

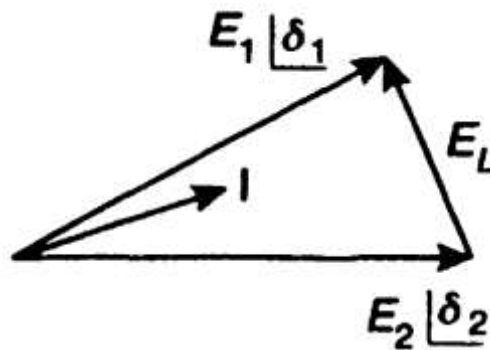
Figura 36. **Sistema de potencia simple de dos barras**



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 10.

En la figura anterior los puntos 1 y 2 se asumen como barras rígidas que simbolizan las subestaciones eléctricas, y las letras E_1 y E_2 indican las magnitudes de los voltajes en las barras con un ángulo δ entre ellas, además se ignora la resistencia y capacitancia de la línea, por lo que esta se considerará puramente inductiva con impedancia X .

Figura 37. **Diagrama fasorial de corriente perpendicular a la caída de tensión**



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 10.

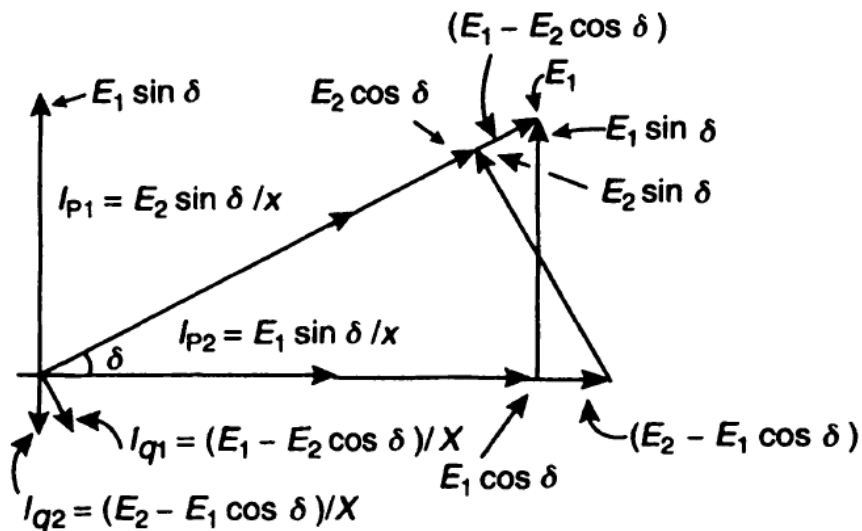
Si se plantea el diagrama fasorial de la figura 36 se obtiene la figura 37, en la cual se observa que la caída de voltaje en la línea es el fasor E_L , que es la diferencia entre los dos fasores de voltaje de la línea (E_1 y E_2). Por otro lado, se observa que la corriente está retrasada respecto de E_L 90° y su magnitud está dada por:

$$I = E_L / X$$

El ángulo δ y la caída de voltaje en la línea son valores pequeños comparados con los voltajes de línea. Atendiendo a lo anterior se podría decir que una línea de transmisión operada a plena carga tal vez puede llegar a tener una caída de voltaje de 1% por cada 10 km. Por tanto, para obtener un gran control sobre la corriente en la línea, el equipo en serie requerido no tendría que ser de valor de potencia muy alto.

Si el ángulo entre los dos voltajes de las barras es pequeño, el flujo de corriente representa en gran medida la potencia activa, por lo que el hecho de aumentar o disminuir la impedancia de la línea provee de un control sobre el flujo de corriente y, por ende, un control en el flujo de potencia, siendo esta la forma más rentable de controlar el flujo de potencia. Además, con un apropiado lazo de control, se puede controlar la estabilidad angular del sistema.

Figura 38. Diagrama fasorial de potencia activa y reactiva



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 10.

En la figura 38 se muestra el diagrama fasorial de la relación entre las componentes activa y reactiva de la corriente en función de los voltajes E_1 y E_2 . Partiendo de dichas componentes se obtiene la ecuación que define la potencia reactiva en E_1 de la forma:

$$Q_1 = \frac{E_1(E_1 - E_2 \cos \delta)}{X}$$

De manera similar la potencia reactiva en E_2 se obtiene de la forma:

$$Q_2 = \frac{E_2(E_2 - E_1 \cos \delta)}{X}$$

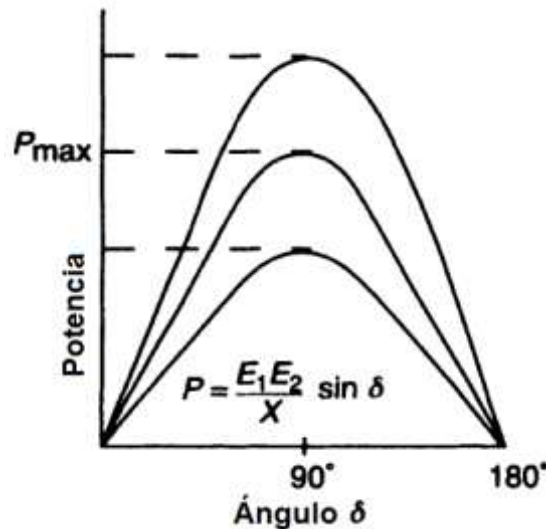
Como se podrá notar, al asumir que no hay pérdidas en la línea, la potencia se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$P_1 = P_2 = \frac{E_1 E_2 \sin \delta}{X}$$

Al analizar las tres ecuaciones expresadas anteriormente se puede decir que, variando la impedancia (X), se logra un cambio en los valores de potencia activa (P), potencia reactiva en la barra 1 (Q_1) y potencia reactiva en la barra 2 (Q_2). También se debe tomar en cuenta que para una variación de la impedancia corresponderá también una variación del ángulo entre los extremos.

El control de potencia activa se puede apreciar de forma más gráfica en la figura 39, en la que, incrementando o disminuyendo los valores de impedancia, se disminuirá o aumentará la altura de las curvas respectivamente.

Figura 39. **Curvas de potencia versus ángulo para diferentes valores de impedancia (X)**



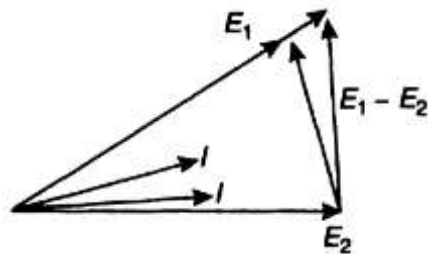
Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 10.

Al observar la figura 39 se puede enfatizar que la operación segura de una línea de transmisión debe hacerse en un valor muy inferior a los 90 grados, esto es necesario para mantener un margen adecuado indispensable para la estabilidad transitoria y de pequeña señal, tratando de esta forma que el sistema no colapse ante el disparo del generador más grande o de una línea de transmisión importante.

Ahora bien, el flujo de potencia también puede ser controlado graduando la magnitud de los fasores de voltaje E_1 o E_2 , pudiéndose también hacer la variación conjuntamente en E_1 y E_2 . Observando la figura 40 se puede notar que, aunque la variación de la magnitud de E_1 representa un cambio en la magnitud de la caída de voltaje ($E_1 - E_2$), este cambio no es tan significativo como lo es la alteración del ángulo de fase. Partiendo de lo anterior se puede

decir que la variación de las magnitudes de los fasores E_1 y E_2 tienen una mayor influencia sobre la potencia reactiva que sobre la potencia activa.

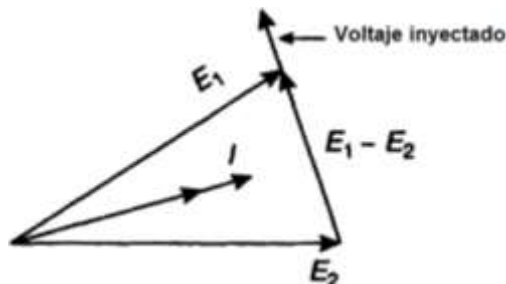
Figura 40. **Regulación de la magnitud del fasor de voltaje**



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 10.

El flujo de potencia también puede modificarse inyectando un voltaje en serie con la línea (ver figura 41), en la cual se observa que la tensión inyectada está en cuadratura de fase con la corriente, logrando de esta forma influir sobre la magnitud de la corriente y, por ende, sobre el flujo de potencia.

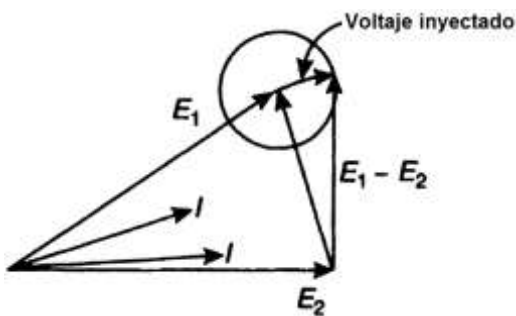
Figura 41. **Inyección de voltaje en serie con la línea**



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 10.

De forma más compleja, la inyección de voltaje en serie puede hacerse con magnitud y ángulo de fase variables, logrando de esta forma incidir tanto en la potencia reactiva como en el flujo de potencia activa, tal como se muestra en la figura 42.

Figura 42. **Voltaje inyectado con magnitud variable y ángulo variable**



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 10.

La inyección de voltaje constituye uno de los métodos más importantes bajo los que operan los controladores FACTS, incluyendo los dispositivos UPFC.

2.1.3. Configuraciones básicas de controladores FACTS

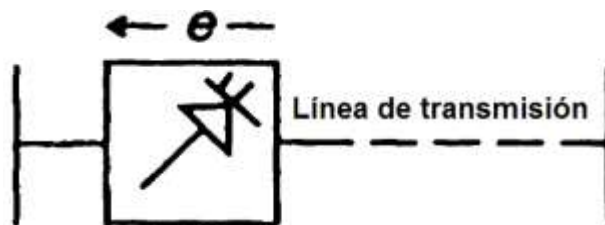
En general, por la forma en la que los controladores FACTS se disponen respecto a la red a la que se conectan, se pueden dividir en cuatro clases:

- Controladores en serie
- Controladores en derivación
- Controladores combinados serie-serie
- Controladores combinados serie-paralelo

2.1.3.1. Controladores en serie

Como su nombre lo indica, este tipo de controlador está conectado en serie con la línea de transmisión, como se observa en la figura 43. Puede ser una impedancia variable, como lo sería un reactor o un capacitor de magnitud variable. También se incluye cualquier fuente variable basada en electrónica de potencia, ya sea de frecuencia fundamental, frecuencias subsíncronas o frecuencias armónicas, esto para satisfacer determinada exigencia.

Figura 43. Controlador FACTS en serie



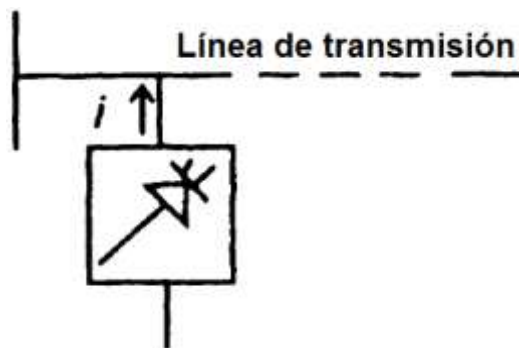
Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 15.

Aunque simplemente sea una impedancia variable la que se utilice, esta, multiplicada por el flujo de corriente a través de ella, representa una tensión inyectada en serie con la línea. Si el voltaje que se inyecta a la línea se mantiene siempre en cuadratura de fase con la corriente de línea, el controlador en serie únicamente podrá modificar la potencia reactiva, ya que cualquier otra relación de fase implicará el manejo del flujo de potencia real también.

2.1.3.2. Controladores en derivación

Como sucede con los controladores en serie, los controladores en derivación también pueden ser impedancias variables, fuentes variables, o una combinación de ambas. El funcionamiento de los controladores en serie se basa en la inyección de corriente en el punto en que se conectan. Analizando la conexión en derivación de una impedancia variable a un determinado voltaje de línea, se provocará un flujo de corriente variable que se considera como una inyección de corriente en la línea. La forma en la que se conecta un controlador en derivación respecto a la línea de transmisión se puede observar en la figura 44.

Figura 44. Controlador en derivación



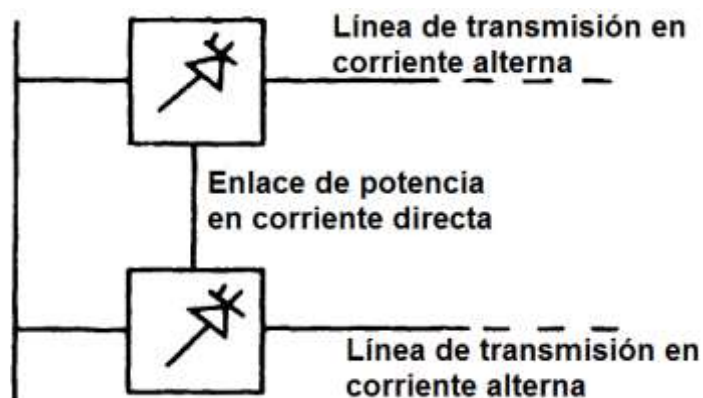
Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 15.

Si la corriente inyectada en el punto de conexión se mantiene siempre en cuadratura de fase con la tensión de línea, el controlador en derivación únicamente podrá modificar la potencia reactiva, ya que cualquier otra relación de fase implicará el manejo de flujo de potencia real también.

2.1.3.3. Controladores combinados serie-serie

Esta configuración corresponde a la combinación de controladores en serie que operan por separado, pero que son coordinados de manera conjunta en un sistema de transmisión de múltiples líneas. Si se observa la figura 45 se puede entender de mejor forma el hecho de que esta configuración proporciona compensación de potencia reactiva de forma independiente en cada línea, pero también transfiere potencia real entre las líneas a través del enlace en corriente directa.

Figura 45. Controlador unificado serie-serie



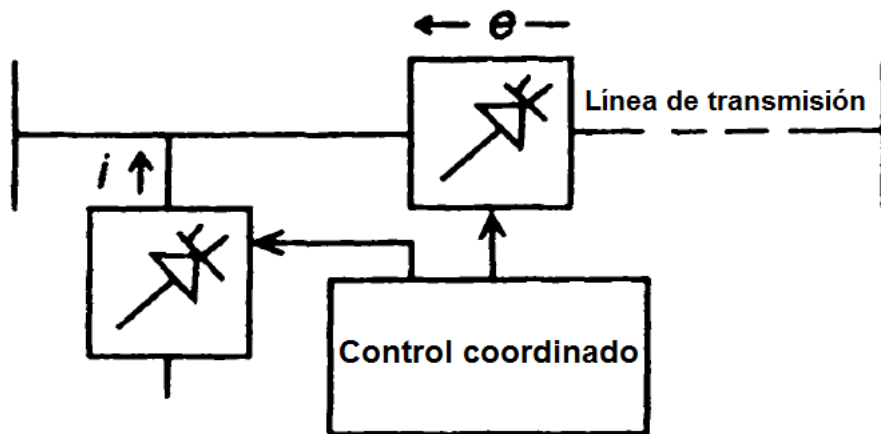
Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 15.

Como ejemplo de los controladores serie-serie se puede mencionar el Controlador de Flujo de Potencia Interlínea (Interline Power Flow Controller, IPFC), con el cual se logra controlar tanto la potencia reactiva como el flujo de potencia activa, logrando de esta forma obtener el máximo desempeño del sistema de transmisión.

2.1.3.4. Controladores combinados serie-paralelo

Dentro de esta configuración se puede considerar la combinación de controladores serie y paralelo que operan por separado pero de forma coordinada, como se observa en la figura 46, o también un Controlador Unificado de Flujo de Potencia con elementos en serie y en derivación.

Figura 46. Controlador coordinado en serie y paralelo



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 15.

El funcionamiento de este tipo de configuración combina la inyección de corriente por medio de los elementos en paralelo y la inyección de voltaje por medio de los componentes en serie del controlador. Sin embargo, cuando los controladores en derivación y en serie están unificados, puede haber un intercambio de potencia real entre ambos a través del enlace de potencia en corriente directa.

2.1.4. Posibles beneficios de los controladores FACTS

Considerando las características de los controladores FACTS que se han descrito anteriormente, se podría resaltar algunas ventajas que proporcionan a la operación de los sistemas de potencia:

- Un verdadero control del flujo de potencia a través de las líneas de transmisión.
- Aumento de la capacidad de transporte de elementos de transmisión existentes, sin la necesidad de una repotenciación.
- Operación de línea de transmisión cerca de su límite térmico.
- Refuerzo de la estabilidad transitoria y de pequeña señal, debido a que limitan corrientes de corto circuito, disminuyen las sobrecargas y pueden llegar a amortiguar oscilaciones electromecánicas.
- Control eficiente de potencia reactiva y, por ende, mejora en la estabilidad de voltaje.
- Flexibilidad y seguridad en la utilización de fuentes de generación intermitente, logrando que la generación a bajo costo sea más eficiente.

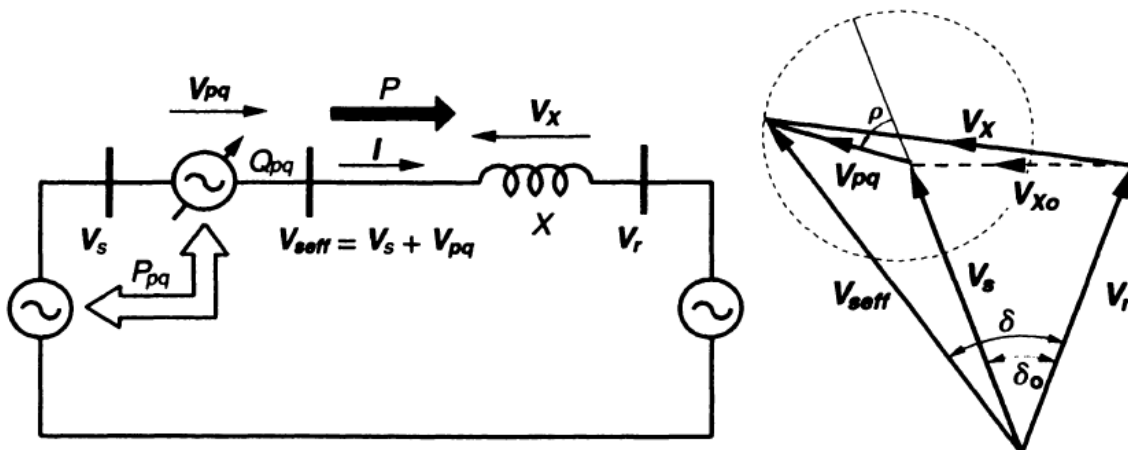
2.2. Principios básicos de funcionamiento del UPFC

El UPFC es considerado el controlador más completo de los dispositivos FACTS y fue diseñado a principios de la década de los noventa para el control en tiempo real y la compensación dinámica de los sistemas de transmisión de corriente alterna, basándose en la capacidad de controlar de forma simultánea o selectiva todas las variables que rigen el comportamiento del flujo de potencia en una línea de transmisión (voltaje, impedancia y ángulo de fase).

Analizando la ecuación de potencia se puede comprobar que el control de voltaje y del ángulo de fase conlleva un intercambio tanto de potencia activa como de potencia reactiva con el sistema de corriente alterna. Por lo tanto, para que un controlador pueda gobernar sin restricción alguna el voltaje y el ángulo de fase, necesita operar en los cuatro cuadrantes del plano complejo ($P+jQ$). Para lograr lo anterior el UPFC está diseñado con dos fuentes de voltaje, una en serie y la otra en paralelo respecto a la línea de transmisión, ambas conectadas entre sí mediante un capacitor de corriente directa.

Atendiendo al punto de vista conceptual, el UPFC tal y como se muestra en la figura 47 se puede considerar como una fuente de voltaje síncrona en serie con la línea de transmisión, representada por el fasor V_{pq} (de magnitud variable desde cero a un valor máximo $V_{pqmáx}$) y un ángulo ρ (controlable entre cero y 2π), operando a la frecuencia fundamental del sistema.

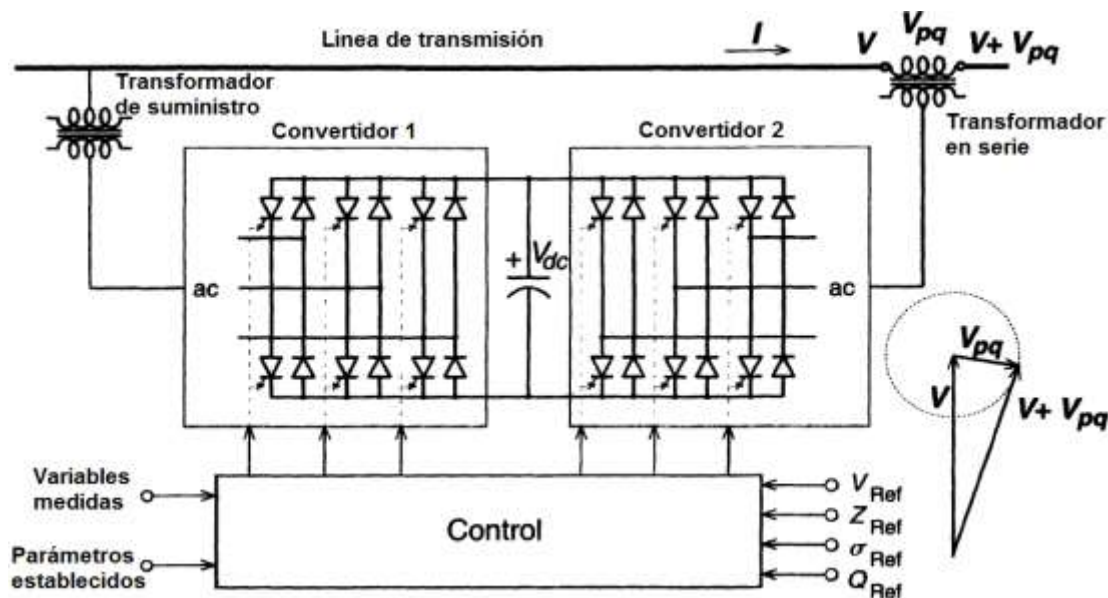
Figura 47. Representación del UPFC en un sistema de dos máquinas



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 300.

Como se ha indicado ya, bajo esta forma libre de controlar voltaje y ángulo, la fuente de voltaje síncrona intercambia potencia activa y reactiva con el sistema de transmisión. De cualquier forma la fuente únicamente podrá generar la potencia reactiva intercambiada, por lo que la potencia activa deberá suministrarse o demandarse hacia o desde la misma fuente síncrona, por una fuente de alimentación externa o por un sumidero. Para el UPFC en específico, la función de fuente externa la lleva a cabo uno de los dos nodos entre los que se conecta el controlador, dicho nodo corresponde a la barra en el extremo de envío. Si se desea analizar una representación gráfica más elaborada de la configuración del UPFC, se puede estudiar la figura 48, en la que se observa la implementación de los dos convertidores actuando como dos fuentes de voltaje.

Figura 48. Configuración del UPFC a partir de convertidores AC-DC-AC



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 301.

Esta estructuración para llevar a cabo una conversión AC-DC-AC está identificada como “convertidor 1” y “convertidor 2”, y se acoplan mediante un capacitor DC, logrando mediante este arreglo una conversión ideal (denominada *back-to-back*) en la que la potencia activa fluye en las dos direcciones entre las terminales donde ambos convertidores se conectan al sistema de corriente alterna, y además cada convertidor puede generar o absorber de manera independiente potencia reactiva en el punto de conexión al sistema de potencia.

Ahora bien, la función principal del UPFC, que es la de inyectar un voltaje de magnitud variable y un ángulo controlable en serie con la línea de transmisión, es llevada a cabo por el convertidor 2. Esta inyección de voltaje es la que se considera conceptualmente como una fuente de voltaje síncrona, por lo que la corriente en la línea de transmisión fluye a través de la fuente de voltaje creando un intercambio de potencia activa y reactiva entre la fuente y el sistema de transmisión. La potencia reactiva intercambiada en las terminales del transformador en serie es producida internamente por el mismo convertidor, y la potencia activa se rectifica a corriente directa y es la que aparece en el enlace DC como un suministro o una demanda de potencia real.

Por su parte, el convertidor 1 se encarga de suministrar o absorber la potencia activa demandada por el convertidor 2 a través del enlace DC, para suplir el intercambio de potencia activa derivada de la inyección del voltaje en serie. Esta potencia activa, demandada por el convertidor 2 a través del enlace de corriente directa, es invertida a corriente alterna por el convertidor 1 y acoplada a la línea de transmisión por medio del transformador conectado en paralelo. Aparte de aportar la potencia activa demandada por el convertidor 2, el convertidor 1 es capaz de generar o absorber potencia reactiva proporcionando una compensación de reactivos de forma independiente.

Es importante señalar que, mientras exista una trayectoria directa cerrada para la potencia real intercambiada, la potencia reactiva correspondiente es suministrada o absorbida localmente por el convertidor 2 y, por lo tanto, no tiene que ser transmitida por la línea. Con base en lo anterior se confirma el hecho de que el convertidor 1 puede operar con un factor de potencia unitario o controlarse para tener un intercambio de potencia reactiva independiente de la potencia reactiva intercambiada por el convertidor 2, siempre y cuando no exista flujo de potencia reactiva en el enlace de corriente directa.

2.2.1. Control independiente de potencia activa y reactiva

Para comprender la capacidad del UPFC de controlar el flujo de potencia real y reactiva en la línea de transmisión, se hace necesario nuevamente el análisis de considerar el UPFC como una fuente de voltaje síncrona en serie con la línea de transmisión (figura 47), análisis en el que inicialmente se asume que el voltaje de compensación V_{pq} inyectado en serie es cero. Además en el sistema elemental de dos máquinas en estudio se considera el voltaje de la barra de envío como V_s , y el voltaje en el extremo receptor como V_r , así como un ángulo de transmisión δ y una impedancia de línea establecida a X . Bajo estas consideraciones la potencia real transmitida y la potencia reactiva suministrada se definen mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_0(\delta) = \{V^2/X\} \sin \delta = \sin \delta$$

$$Q_0(\delta) = Q_{0s}(\delta) = Q_{0r}(\delta) = \{V^2/X\}\{1 - \cos \delta\} = 1 - \cos \delta$$

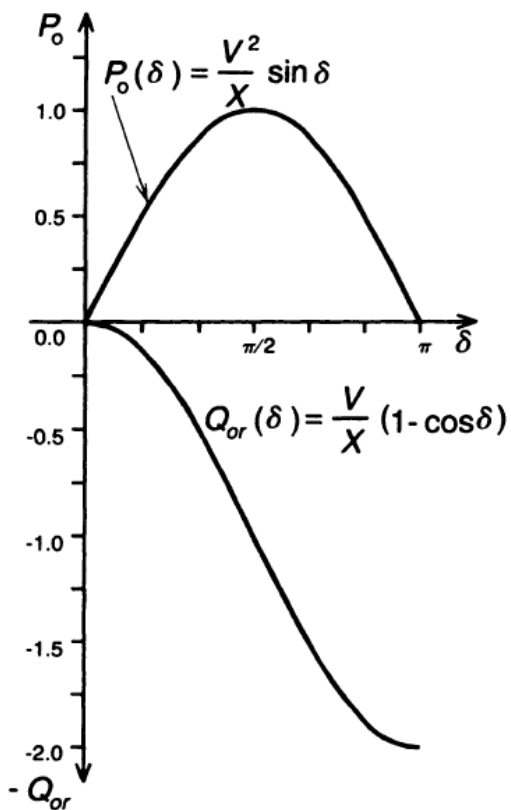
Donde:

$P_0(\delta)$: potencia real transmitida en función del ángulo de transmisión

$Q_0(\delta)$: potencia reactiva suministrada en función del ángulo de transmisión

La representación gráfica de las ecuaciones planteadas anteriormente se puede observar en la figura 49.

Figura 49. **Representación gráfica de la potencia real transmitida y potencia reactiva en el extremo receptor en función del ángulo de transmisión**



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 306.

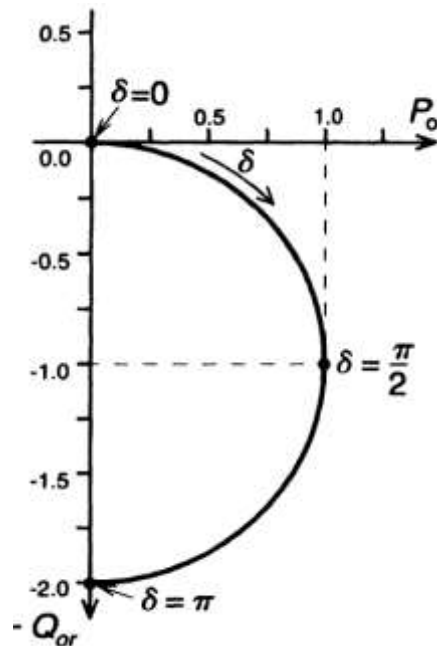
Para establecer el vínculo entre la potencia real y la potencia reactiva se puede recurrir a la relación $V^2/X=1$, logrando obtener las siguientes expresiones:

$$Q_{or}(\delta) = -1 - \sqrt{1 - \{P_o(\delta)\}^2}$$

$$\{Q_{or}(\delta) + 1\}^2 + \{P_o(\delta)\}^2 = 1$$

En las ecuaciones anteriores se puede contemplar que describen un círculo de radio 1, centrado en las coordenadas (0,-1) del plano {Q_r,P}, tal y como se ilustra en la figura 50 al representar gráficamente los valores positivos de la potencia, y donde se muestran los valores correspondiente de potencia real y reactiva para un determinado ángulo de transmisión en un sistema sin compensación UPFC.

Figura 50. **Representación gráfica de los valores positivos de potencia para el círculo de radio 1**



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 306.

Ahora bien, si se contempla nuevamente la figura 47 pero considerando una inyección de voltaje en serie con la línea de transmisión ($V_{pq} \neq 0$), el comportamiento de la potencia activa y la potencia reactiva sería diferente al que se presenta cuando el sistema no tiene compensación alguna mediante inyección del voltaje V_{pq} . Dicha conducta se define por medio de las siguientes ecuaciones:

$$P - jQ_r = V_r \left(\frac{V_s + V_{pq} - V_r}{jX} \right)^*$$

$$P - jQ_r = V_r \left(\frac{V_s - V_r}{jX} \right)^* + \frac{V_r V_{pq}^*}{-jX}$$

En las ecuaciones anteriores las variables V_s , V_r y V_{pq} pueden ser substituidas con las expresiones siguientes:

$$V_s = V e^{j\delta/2} = V \left(\cos \frac{\delta}{2} + j \sin \frac{\delta}{2} \right)$$

$$V_r = V e^{-j\delta/2} = V \left(\cos \frac{\delta}{2} - j \sin \frac{\delta}{2} \right)$$

$$V_{pq} = V_{pq} e^{j(\delta/2 + \rho)} = V_{pq} \left\{ \cos \left(\frac{\delta}{2} + \rho \right) + j \sin \left(\frac{\delta}{2} + \rho \right) \right\}$$

Al substituir las variables V_s , V_r y V_{pq} con las expresiones anteriores, se puede obtener finalmente las ecuaciones que definen el comportamiento de la potencia activa y reactiva de la manera siguiente:

$$P(\delta, \rho) = P_0(\delta) + P_{pq}(\rho) = \frac{V^2}{X} \sin \delta - V V_{pq} \cos \left(\frac{\delta}{2} + \rho \right)$$

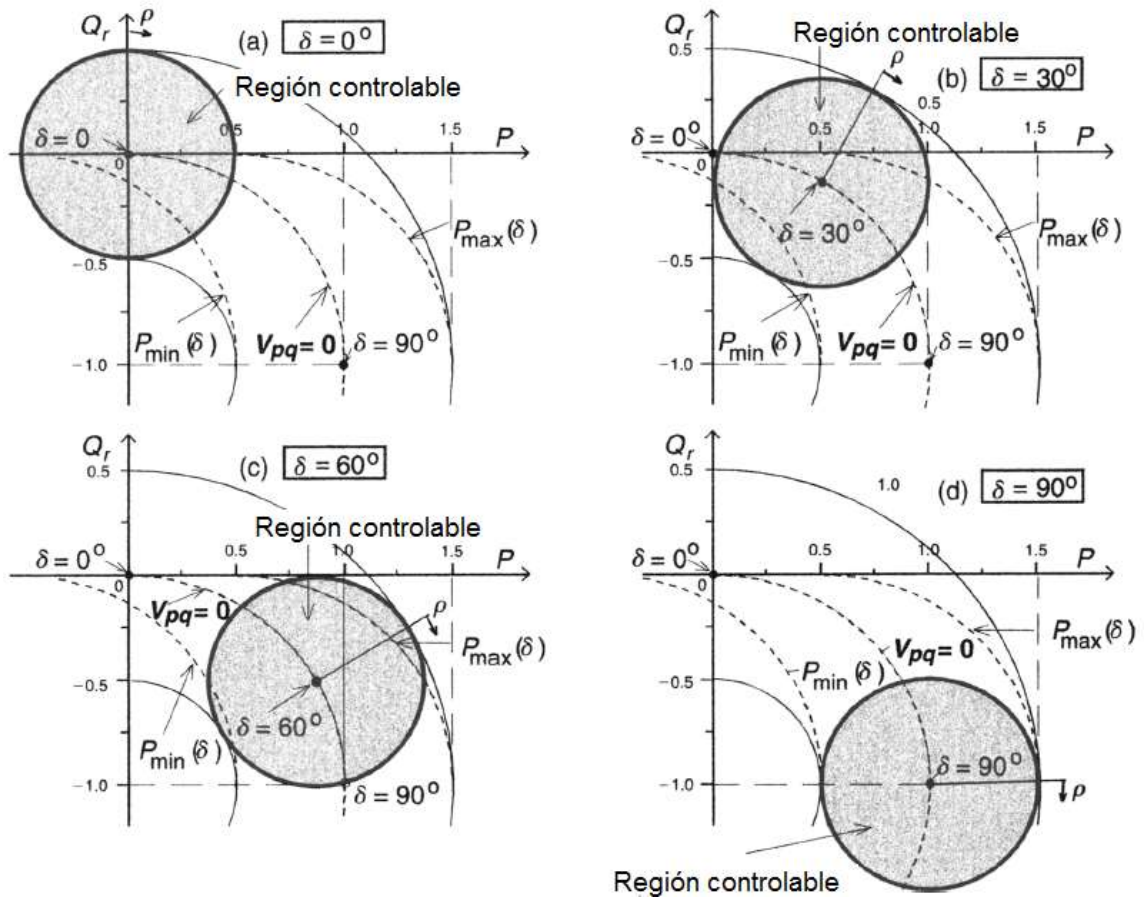
$$Q_r(\delta, \rho) = Q_{0r}(\delta) + Q_{pq}(\rho) = \frac{V^2}{X}(1 - \cos \delta) - \frac{VV_{pq}}{X} \sin\left(\frac{\delta}{2} + \rho\right)$$

En las ecuaciones anteriores se puede notar que la potencia activa y la potencia reactiva son función de la magnitud V_{pq} y el ángulo ρ , correspondientes al fasor de voltaje inyectado. Dado que el ángulo es una variable controlable de la forma $0 \leq \rho \leq 2\pi$, el límite de la región controlable para las funciones $P(\delta, \rho)$ y $Q_r(\delta, \rho)$ se obtiene rotando completamente el fasor V_{pq} a su máxima magnitud $V_{pqm\acute{a}x}$. Tomando en consideración lo anterior se establece que la región controlable es un círculo con su centro definido por las coordenadas $P_0(\delta)$ y $Q_{0r}(\delta)$ con radio $V_r V_{pq}/X$. Si se considera $V_s = V_r = V$, el círculo de la región límite se puede definir por la siguiente ecuación:

$$\{P(\delta, \rho) - P_0(\delta)\}^2 + \{Q_r(\delta, \rho) - Q_{0r}(\delta)\}^2 = \left\{ \frac{VV_{pqm\acute{a}x}}{X} \right\}^2$$

Las regiones de control definidas por la ecuación anterior se representan gráficamente en la figura 49 para valores: $V=1$ pu, $V_{pqm\acute{a}x}=0,5$ pu y $X=1,0$ pu, con el centro en la trayectoria circular que caracteriza a un sistema sin compensación. Además se debe tomar en cuenta que las gráficas se hacen para ángulos de transmisión de 0° , 30° , 60° y 90° . Además, en la figura 51 se puede observar que las áreas de cada uno de los círculos definen todos los valores de potencia activa y reactiva que se pueden obtener controlando la magnitud y el ángulo del fasor de voltaje inyectado (V_{pq}). Además, si se analiza que para el UPFC se definió un voltaje de rango de 0,5 pu, este es capaz de establecer 0,5 pu de flujo de potencia en cualquier sentido, sin imponer demanda alguna de potencia reactiva en el extremo de envío ni en el extremo receptor. Como también se puede apreciar, el UPFC puede forzar al sistema en uno de los extremos a absorber o aportar potencia reactiva hacia el otro extremo.

Figura 51. **Regiones de control de la potencia activa y reactiva para diferentes ángulos de transmisión**



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 307.

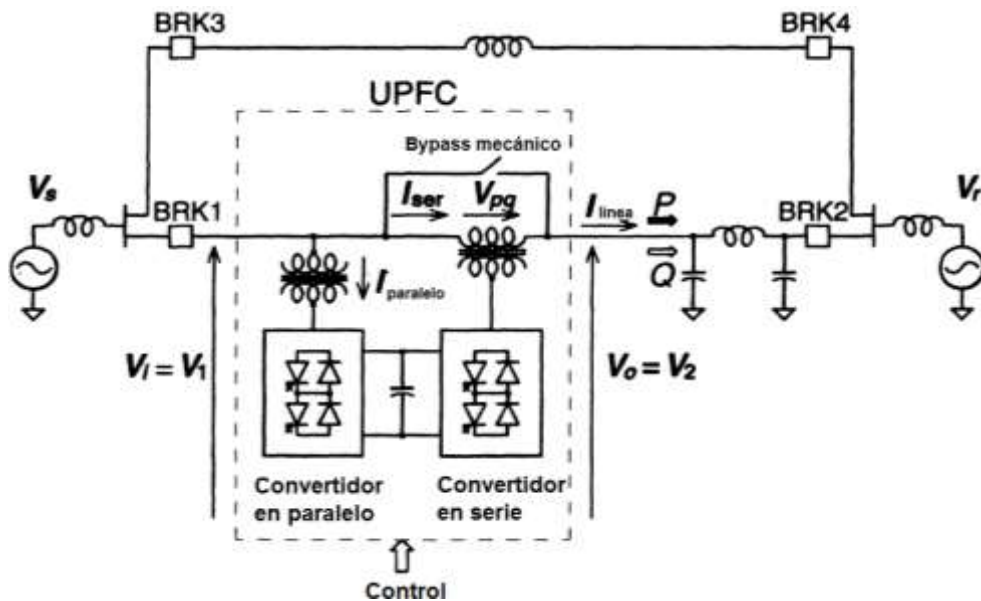
En otras palabras, se puede decir que para cualquier ángulo de transmisión dado, la potencia real transmitida, así como la demanda de potencia reactiva en el extremo receptor, pueden ser controladas libremente por el UPFC dentro del círculo límite obtenido en el plano $\{P, Q_r\}$ al girar el fasor de voltaje inyectado con su magnitud máxima a una revolución completa. Por lo que la figura 49 demuestra claramente que el UPFC, con su capacidad para

controlar independientemente el flujo de potencia real y reactiva a cualquier ángulo de transmisión, proporciona una potente herramienta para el control del sistema de transmisión.

2.2.2. Comportamiento dinámico del UPFC

El desempeño dinámico del UPFC se ha demostrado en aplicaciones reales, como lo fue la implementación del primer UPFC en el mundo, con una capacidad de ± 320 MVA, instalado en 1998 en la subestación Inez, ubicada en Kentucky, Estados Unidos.

Figura 52. Esquema de un UPFC conectado a un sistema de potencia simple



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 322.

Para un análisis gráfico del desempeño dinámico basado en el estudio de formas de onda de corriente y voltaje, se puede partir del modelo de un simple

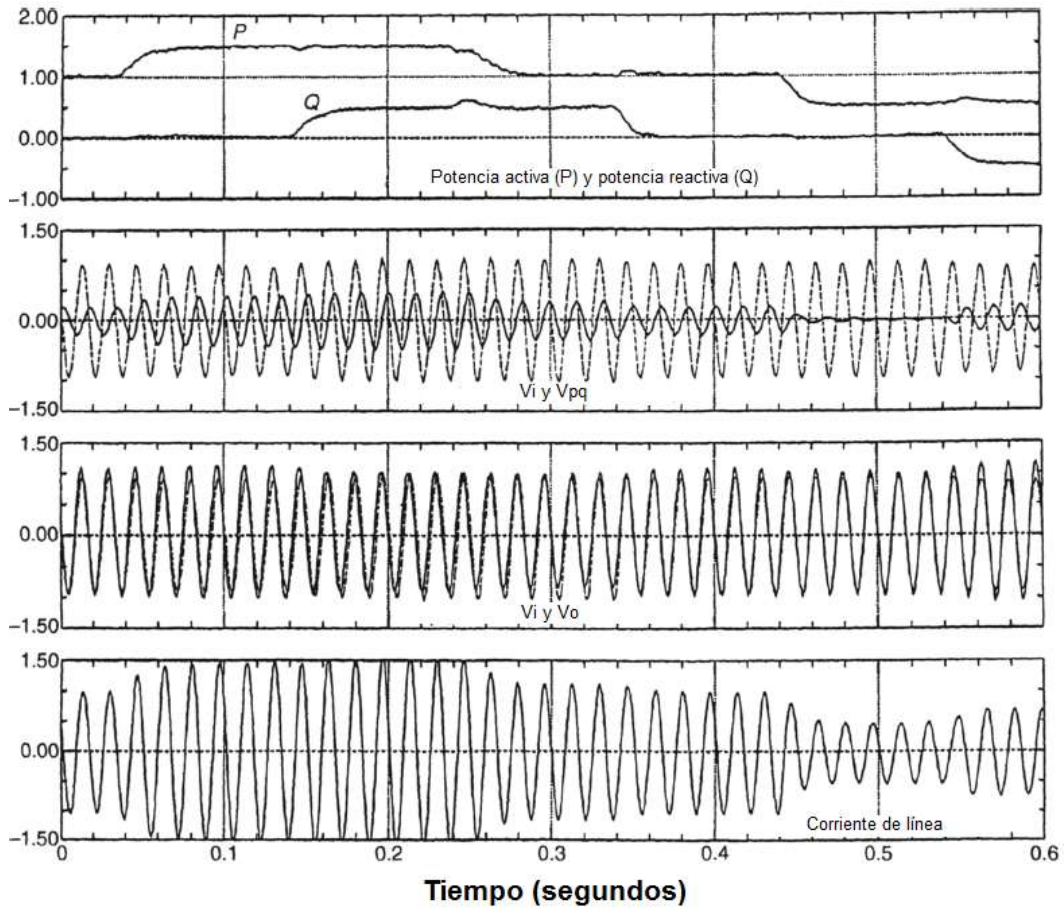
sistema de potencia de dos barras, tal y como se muestra en la figura 52, sistema en el que se considera el generador en el extremo de envío y el generador en el extremo receptor, los cuales están conectados por medio de dos líneas de transmisión paralelas representadas por impedancias reactivas.

Como se puede observar, el controlador UPFC actúa sobre una de las líneas de transmisión paralelas, y para el caso presentado se consideraron convertidores y estructura magnética de 48 pulsos, tal y como se aplicó en la primera implementación del UPFC mencionada.

2.2.2.1. Control de flujo de potencia

El desempeño del UPFC para el control de flujo de potencia activa y reactiva se examina respecto al objetivo de mantener los voltajes constantes a valores de 1 pu, tanto en el extremo de envío como en el extremo receptor, operando el UPFC en modo de control automático de flujo de potencia. En el modo de operación indicado el controlador regula la potencia activa y reactiva en la línea para obtener los valores de referencia. Observando la figura 53 se puede notar que, para el UPFC, una vez ajustados (en el control) los valores de referencia P_{Ref} y Q_{Ref} , este estará programado para ejecutar una serie de cambios de rápida sucesión, empezando con el incremento de la potencia activa, seguido de un incremento de potencia reactiva hasta terminar en valores negativos. Además, se puede apreciar la operación del UPFC en las formas de onda: de voltaje inyectado $V_{pq}(t)$, de los voltajes en los dos extremos del transformador de inyección $V_i(t)$ y $V_o(t)$, así como el comportamiento de corriente de línea.

Figura 53. Resultados de simulación de respuesta dinámica del UPFC



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 323.

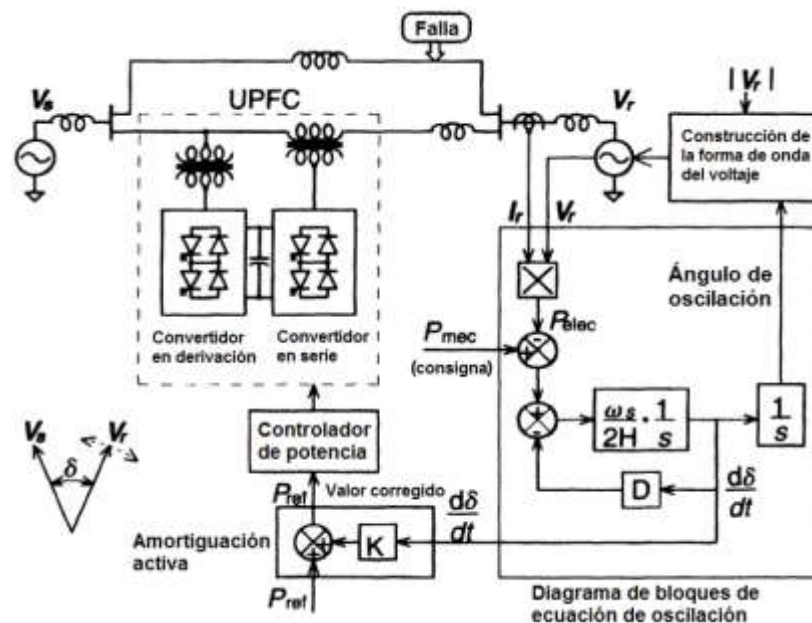
2.2.2.2. Desempeño ante oscilaciones del sistema de potencia

La versatilidad que ofrece el UPFC para el control de sistemas de potencia puede ser especialmente demostrada cuando el sistema de potencia es objeto de perturbaciones dinámicas que resultan en oscilaciones de potencia. Tomando en cuenta que el UPFC efectivamente controla el voltaje en el

extremo de envío, es capaz de forzar un flujo de potencia deseado a través de la línea de transmisión, bajo ciertas condiciones dinámicas y de estado estable. Suponiendo que se desee mantener un flujo de potencia constante, el UPFC actuará para proporcionarlo, ante condiciones alteradas en los extremos de envío y recepción. Por lo tanto, se puede decir que la cualidad del UPFC es la de desacoplar dinámicamente la barra de envío de la barra receptora.

Para poder analizar la operación del UPFC ante oscilaciones de potencia se puede partir de la simulación del sistema presentado en la figura 54, en la cual se considera una barra en el extremo receptor (V_r) programada para tener un amortiguamiento de ángulo de fase de segundo orden, respuesta característica de un generador que tiene gran inercia.

Figura 54. Diagrama de algoritmo para control de oscilaciones



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 324.

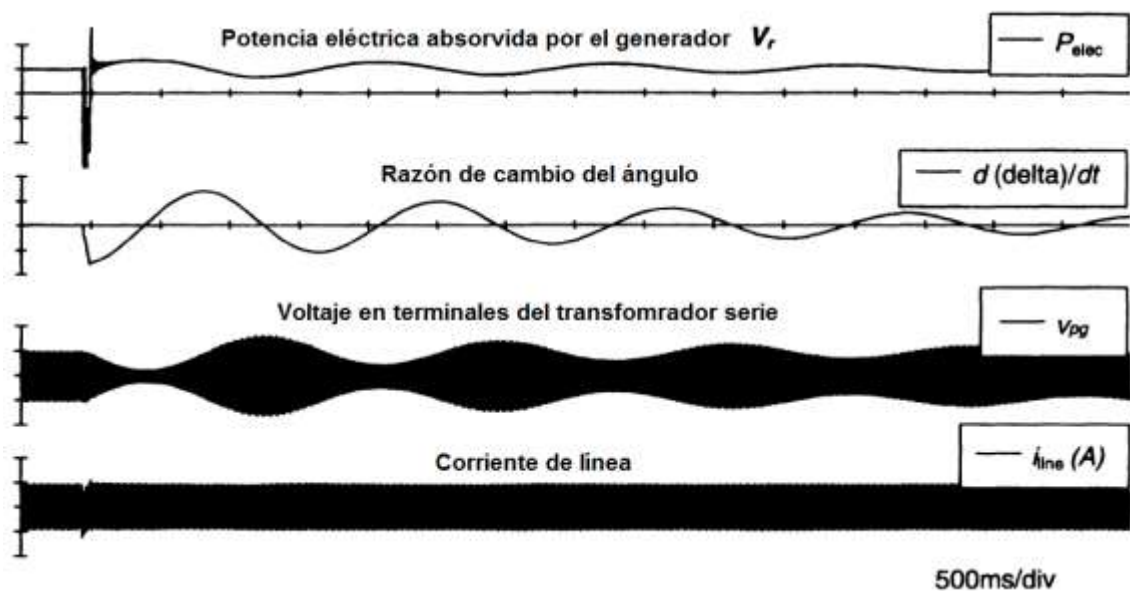
La configuración mostrada en la figura 54 considera un algoritmo que supone una fuente definida de potencia mecánica para el generador conectado en la barra V_r , la cual concuerda con la potencia eléctrica que es suministrada desde la barra a las dos líneas de transmisión. Así que un exceso de potencia mecánica provoca una aceleración, resultando en el adelanto del ángulo de fase, y de manera contraria una escasa potencia mecánica provoca una desaceleración, resultando en el atraso del ángulo de fase. En condiciones de estado estable el ángulo de la barra admite un valor en donde ambos valores, el de potencia eléctrica y potencia mecánica, son iguales.

Para hacer que el sistema de la figura 54 oscile, se aplica una falla de unos cuantos ciclos, por medio de una impedancia a tierra en la barra V_r , además se parte de condiciones iniciales que asumen una demanda de potencia mecánica en el generador V_r programada para producir un valor de 1,0 pu de potencia activa fluyendo desde V_s hacia V_r . Las impedancias de línea son consideradas de tal forma que, ante compensación de voltaje de inyección igual a cero ($V_{pq}=0$), la línea de transmisión transmita 0,75 pu de potencia activa, mientras la otra línea en paralelo transmite 0,25 pu de potencia activa. Finalmente se acciona el UPFC para obtener 1,0 pu de flujo de potencia activa en su línea, de modo que el flujo de potencia en la otra línea sea de cero.

Luego de tomar en cuenta lo indicado anteriormente, en la figura 55 se muestran los resultados que revelan el comportamiento del UPFC operando en el modo control automático de flujo de potencia con una referencia constante. Ante este modo de operación el UPFC mantiene el flujo de potencia en su línea constante, mientras que la potencia oscilante requerida para sincronizar los generadores es llevada en su totalidad por la línea paralela. También se puede observar el cambio en la frecuencia de oscilación, ya que la impedancia en la

línea donde está instalado el UPFC no une dinámicamente a los dos generadores.

Figura 55. **Control de flujo de potencia durante oscilaciones electromecánicas operando el UPFC en control automático de flujo de potencia**



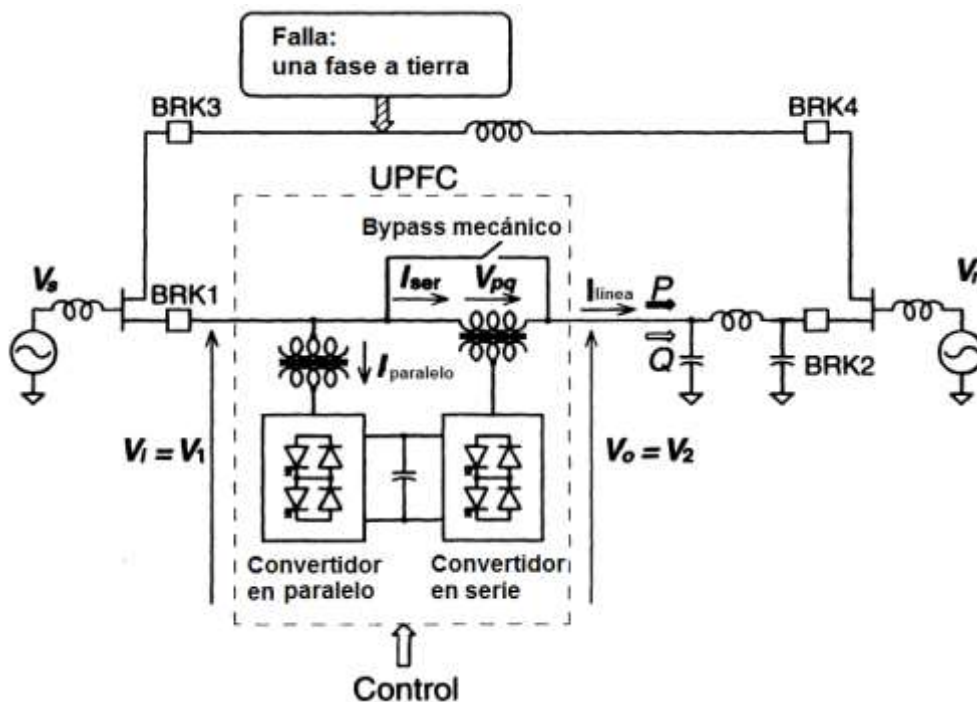
Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 326.

2.2.2.3. Desempeño ante fallas en líneas de transmisión

Considerando que la corriente de la línea compensada con el UPFC fluye a través del convertidor serie, y que esta corriente dependerá de la impedancia de la línea, así como de la localización de la falla en el sistema, se debe tener presente que la corriente de línea durante la falla puede alcanzar magnitudes

que excedan los valores seguros bajo los que pueden operar los convertidores. Ante esta situación, el UPFC podría adoptar un modo de operación de paso directo en el que el voltaje de inyección se reduciría a cero y la corriente de línea dependería de sí misma. Lo anterior se lograría a través de los mismos convertidores o por medio de una válvula de tiristores de alta corriente por separado.

Figura 56. **Esquema de un UPFC conectado a un sistema de potencia simple en el que se aplica una falla externa**

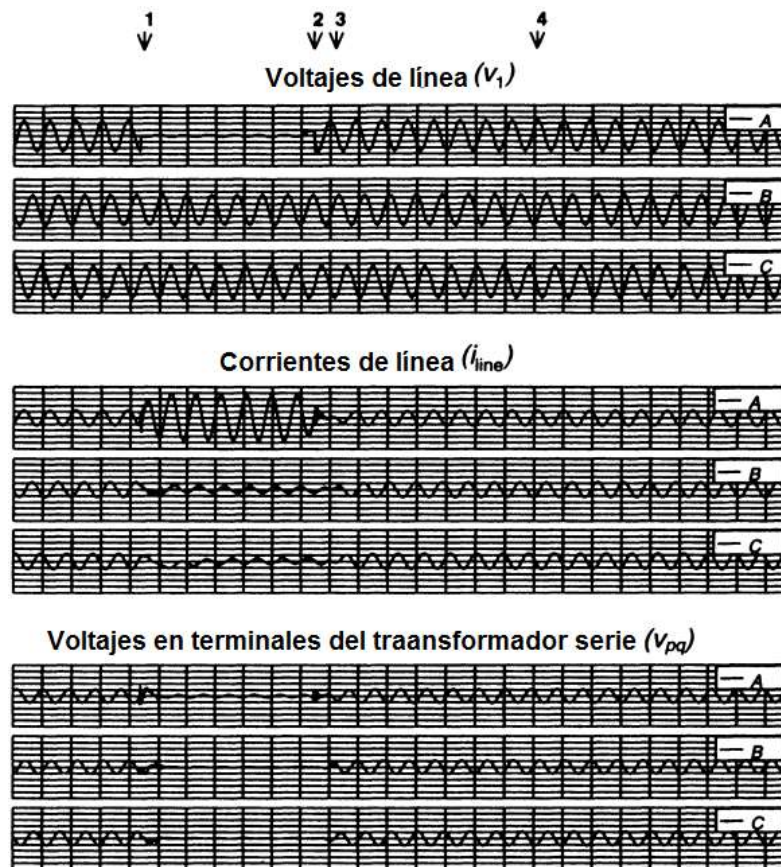


Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 327.

Partiendo de la figura 56, se puede analizar la respuesta del UPFC ante una falla a tierra aplicada en la fase A de la línea paralela, específicamente en la barra de envío. Por lo tanto, la trayectoria fallada tiene impedancia cero y

antes de la aparición de la falla el UPFC se encuentra operando en el modo control automático de flujo de potencia, estableciendo el valor del mismo a 1,0 pu de potencia activa y 0,02 pu de potencia reactiva. Luego de haber transcurrido seis ciclos de la falla, esta es liberada por la apertura de los interruptores tres y cuatro, reestableciendo de esta forma el voltaje al UPFC, para posteriormente efectuar una operación de recierre a los nueve ciclos de haberse abierto inicialmente.

Figura 57. **Formas de onda de la respuesta del UPFC ante una falla monofásica a tierra externa**



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 328.

Las formas de onda resultantes del caso planteado anteriormente se muestran en la figura 57, en la cual se puede observar que, cuando el UPFC detecta la sobrecorriente en la fase fallada, inmediatamente se activa el puente electrónico para proteger el convertidor serie. Si se desea, durante la falla el convertidor en paralelo puede mantenerse en operación para compensar potencia reactiva, sin embargo, el desequilibrio de tensión causado por la falla monofásica a tierra, puede causar distorsión considerable en las corrientes de compensación.

2.3. Estructura de control

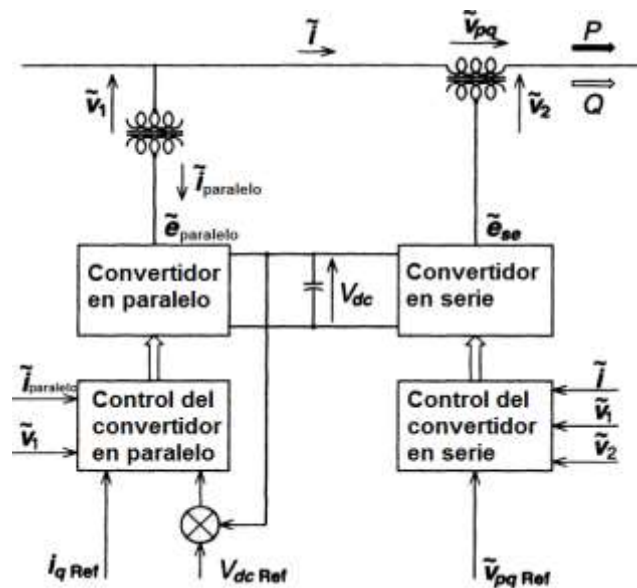
Con los controles electrónicos adecuados el UPFC puede hacer que el vector de voltaje inyectado en serie varíe rápida y continuamente en magnitud y ángulo según se desee. Por consiguiente, el UPFC no sólo es capaz de establecer un punto de funcionamiento dentro de un amplio espectro de condiciones de potencia activa y potencia reactiva en la línea, sino que también tiene la capacidad para realizar una transición rápida desde uno de los puntos alcanzables de operación a otro. El control del UPFC se basa en el enfoque de control vectorial propuesto por C. Schauder y H. Mehta para compensadores estáticos de VAR en 1991. El término vector, en lugar de fasor, se utiliza para representar un conjunto de tres variables de fase instantánea.

Para el propósito de control de potencia es útil ver estos vectores en un sistema de coordenadas ortogonales con ejes p y q, tales que el eje p siempre coincide con el vector de voltaje instantáneo (\vec{v}) y el eje q está en cuadratura con este. Para el sistema de coordenadas mencionado, la componente de la corriente en el eje p (i_p) hace referencia a la potencia real instantánea, y la componente de la corriente en el eje q (i_q) relaciona la potencia reactiva. Bajo condiciones balanceadas de estado estable, las componentes en los ejes p y q

de los vectores de voltaje y corriente serán valores constantes. Esta característica de la representación vectorial descrita facilita el control desacoplado de las componentes de corriente real y reactiva.

El sistema de control del UPFC puede ser dividido funcionalmente en control interno y control de operación funcional. Los controles internos accionan los dos convertidores para producir el voltaje de inyección en serie que se requiere y simultáneamente establecer la deseada corriente reactiva en paralelo. Los controles internos proveen señales de compuerta a las válvulas, de manera que las tensiones de salida del convertidor respondan adecuadamente a las variables de referencia internas (i_{pRef} , i_{qRef} y \vec{v}_{pqRef}), siguiendo el orden de la estructura de control mostrada en la figura 58.

Figura 58. Esquema básico del control del UPFC



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 316.

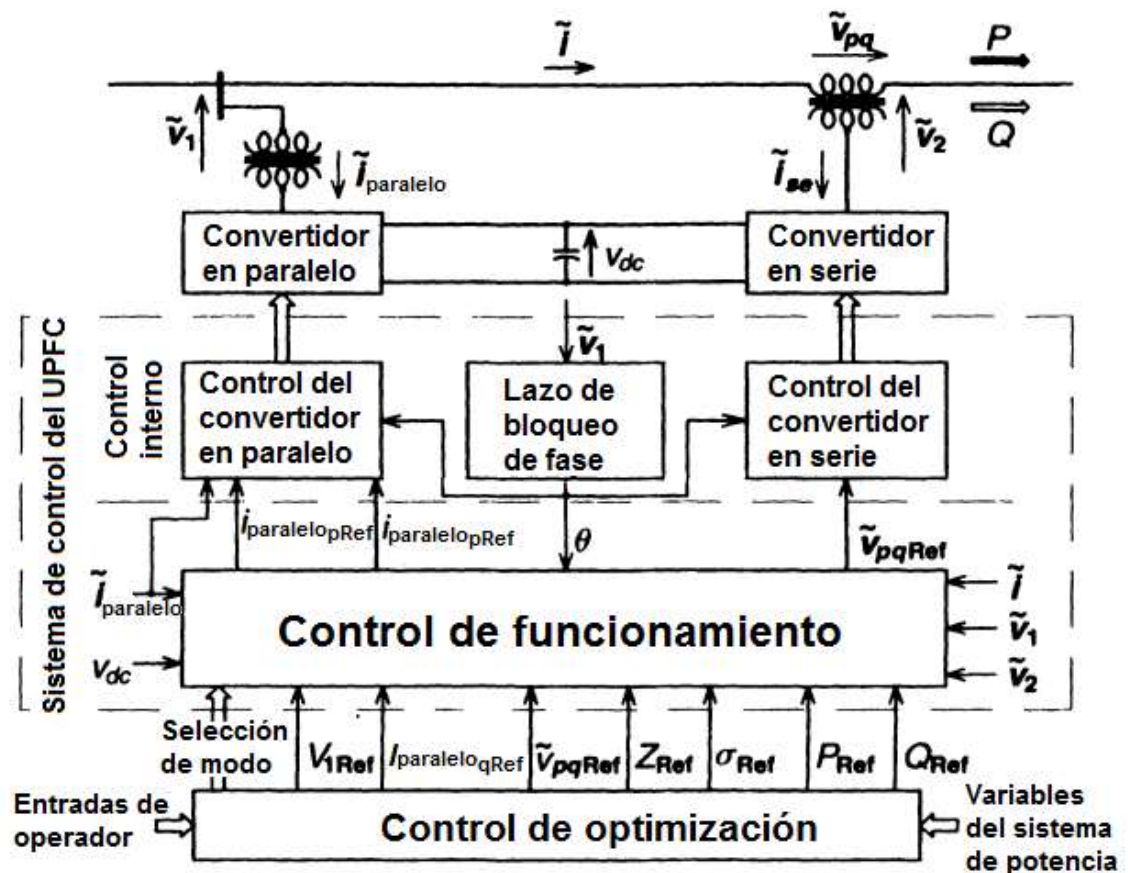
Como se puede observar en la figura 58, el convertidor serie responde de forma directa e independiente a la demanda para el vector de voltaje inyectado en serie, por lo tanto, los cambios en el vector de voltaje serie (\vec{v}_{pq}) pueden ser aparentemente afectados rápidamente. De forma distinta trabaja el convertidor en paralelo, operando bajo una estructura de control de corriente de lazo cerrado, con lo que los componentes de potencia real y reactiva en paralelo se controlan independientemente. La potencia reactiva en paralelo responde directamente a la demanda, sin embargo, la potencia en paralelo está dada por otro lazo de control que actúa para mantener un nivel de voltaje predeterminado en el enlace de corriente directa, proporcionando de esta forma la fuente de alimentación o sumidero de potencia activa necesarios para el soporte de la inyección de tensión en serie. Por lo tanto, el lazo de control para la potencia real en derivación asegura el equilibrio de potencia real requerida entre los dos convertidores.

El control externo o control de operación funcional define el modo de operación del UPFC y, además, establece las referencias internas (i_{qRef} y \vec{v}_{pqRef}) para la compensación en serie y en derivación, necesarias para satisfacer los requerimientos del sistema de transmisión. Las modalidades de operación y de compensación definidas por entradas de referencia externas pueden ser ajustadas manualmente por el operador a través de una interfaz, o bien, pueden ser ajustadas automáticamente por un lazo de control de optimización. En la figura 59 se presenta una estructura de control que muestra los controles internos, los controles de operación funcional y de optimización del sistema con las referencias internas y externas.

Como se puede observar en la figura 59, la capacidad de inyectar un voltaje en serie de amplios valores, junto con la capacidad de controlar independientemente el intercambio de potencia reactiva que ofrece el

convertidor AC-DC-AC, facilitan diferentes modalidades de operación del UPFC. La estructura de control del UPFC también permite el desacoplamiento total de los convertidores, separando las terminales de corriente directa de los dos, para proporcionar compensación reactiva en derivación de forma independiente (STATCOM) y compensación reactiva en serie (SSSC) sin intercambio de potencia real.

Figura 59. Estructura general de control de un UPFC



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 317.

2.3.1. Modos de control del convertidor paralelo

El convertidor paralelo es operado para establecer una corriente en paralelo ($\tilde{i}_{paralelo}$) desde la línea de transmisión. La componente activa de la corriente en paralelo ($i_{paralelo p}$) se define automáticamente por la condición de equilibrar la potencia activa en el convertidor serie. Por otro lado, la componente reactiva de la corriente en paralelo ($i_{paralelo q}$) se puede ajustar a cualquier nivel de referencia deseado, siempre y cuando se encuentre dentro de la capacidad del convertidor.

2.3.1.1. Modo de control de potencia reactiva

En el modo de control de potencia reactiva la referencia de entrada es el requerimiento de determinados MVAR inductivos o capacitivos. El control del convertidor paralelo interpreta la referencia en MVAR como una demanda de corriente en paralelo correspondiente y ajusta el paso del convertidor para establecer la corriente deseada. Este control en mención, en una configuración de lazo cerrado, usa señales de realimentación de corriente obtenidas de la corriente de salida del convertidor en paralelo, para hacer cumplir la referencia de corriente. La tensión en el capacitor (v_{dc}) también se utiliza como señal de realimentación para asegurar la tensión necesaria en el enlace de corriente directa.

2.3.1.2. Modo de control automático de voltaje

En el modo de control de voltaje la corriente reactiva del convertidor paralelo es regulada automáticamente para mantener el voltaje de la línea de transmisión en el valor de referencia ajustado en el punto de conexión, con un factor de caída definido. El factor de caída define el error de tensión por unidad,

por cada unidad de corriente reactiva del convertidor dentro del rango de corriente de este. El control de voltaje automático usa señales de realimentación de voltaje que usualmente representan la magnitud de la componente de secuencia positiva de la tensión de barra de entrada (\tilde{v}_1).

2.3.2. Modos de control del convertidor serie

El convertidor serie controla la magnitud y el ángulo del vector de voltaje inyectado en serie a la línea de transmisión (\tilde{v}_{pq}). Como se ha planteado anteriormente, la inyección de voltaje en serie está destinada a influir en el flujo de potencia que transportar la línea. De cualquier forma el vector de voltaje inyectado es dependiente del modo de operación seleccionado en el UPFC para el control de flujo de potencia.

2.3.2.1. Modo de inyección directa de voltaje

En este modo de operación el convertidor serie simplemente genera el vector de voltaje (\tilde{v}_{pq}) de acuerdo a la magnitud y ángulo requeridos por los parámetros de entrada establecidos. Este modo puede representar una gran ventaja cuando un sistema de control de optimización coordina por separado la operación de un UPFC y otro controlador FACTS utilizado en una línea de transmisión.

2.3.2.2. Modo de control y regulación de voltaje en barra

El vector de voltaje inyectado es mantenido en fase con el vector de voltaje correspondiente a la barra de entrada (\tilde{v}_1), y la magnitud del mismo

voltaje inyectado es controlada para mantener la magnitud del voltaje en la barra de salida (\tilde{v}_2) en el valor de referencia establecido.

2.3.2.3. Modo de compensación de impedancia de línea

La magnitud del vector de voltaje inyectado es controlada en proporción a la magnitud de la corriente de línea (\tilde{i}), de manera que, visto desde la línea de transmisión, se percibe la inserción de una impedancia en serie. La impedancia deseada se especifica mediante la entrada de referencia y, en general, puede ser una impedancia compleja con componentes resistivos y reactivos de cualquiera de las polaridades.

2.3.2.4. Modo de regulación de ángulo de fase

El vector de voltaje inyectado es controlado con respecto al vector de voltaje en la barra de entrada (\tilde{v}_1), por lo que el vector de voltaje en la barra de salida (\tilde{v}_2) es desplazado de fase sin cambio alguno en su magnitud. Dicho desplazamiento es relativo al vector de voltaje en la barra de entrada por un ángulo establecido por la referencia de entrada.

2.3.2.5. Modo de control automático de flujo de potencia

La magnitud y el ángulo del vector de voltaje inyectado son controlados para forzar determinado vector de corriente de línea, lo que resulta en un flujo de potencia activa y reactiva deseados a través de la línea. En el modo de control automático de flujo de potencia el voltaje inyectado en serie es determinado automáticamente por un sistema de control de lazo cerrado para

asegurar que los valores deseados de potencia activa y reactiva se mantengan, a pesar de los cambios en el sistema de potencia. La línea de transmisión que contiene el UPFC aparecerá para el resto del sistema de potencia como una fuente o sumidero de alta impedancia. Este modo de operación tiene posibilidades de gran alcance para la programación y gestión del flujo de potencia, también puede aplicarse eficazmente para manejar perturbaciones dinámicas del sistema, como podría ser amortiguar oscilaciones de potencia.

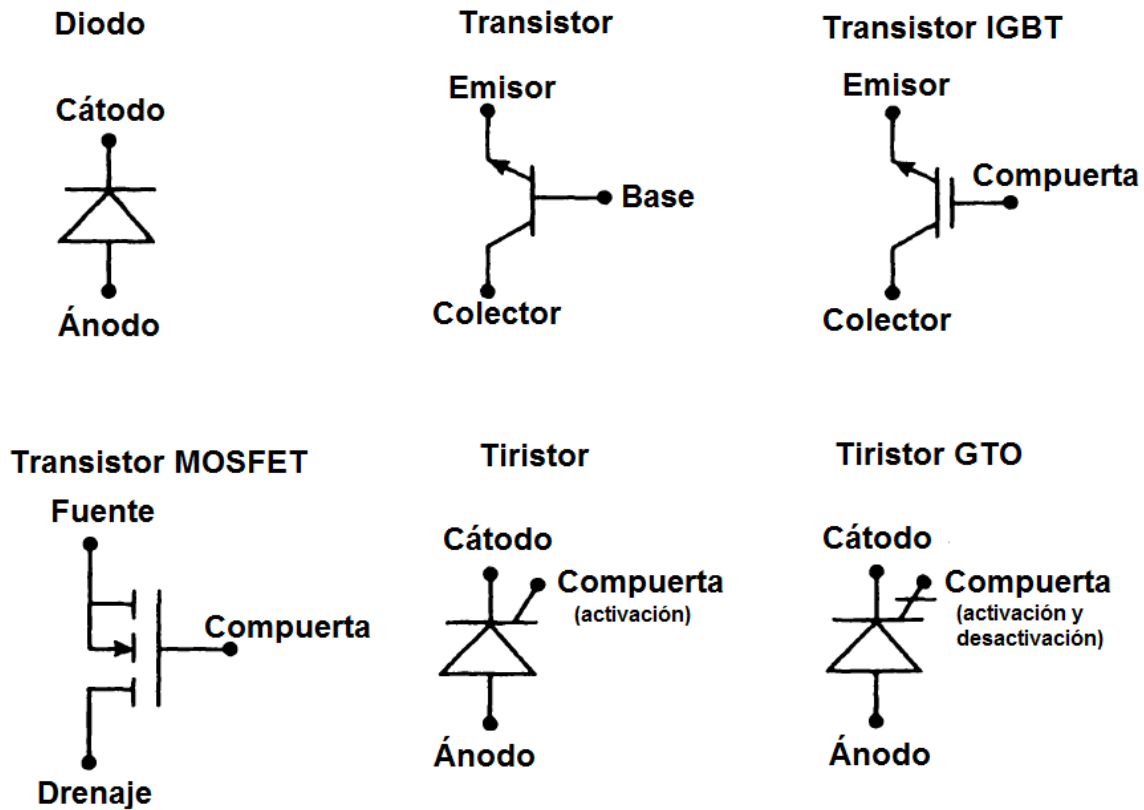
2.4. Componentes de diseño

Generalmente, las aplicaciones de los controladores FACTS como el UPFC representan una potencia trifásica de decenas a cientos de megavatios. Básicamente el UPFC se basa en un conjunto de convertidores AC/DC y DC/AC, que a su vez están compuestos de electrónica de potencia que conforma circuitos de accionamiento de compuerta. También se incluyen como componentes del UPFC los transformadores de enlace y los elementos de compensación de reactivos.

2.4.1. Semiconductores de potencia

En términos generales los dispositivos electrónicos de potencia son interruptores rápidos basados en microplaquetas monocristalinas de silicio de alta pureza, diseñadas para una variedad de características de conmutación. En la dirección de conducción directa los dispositivos pueden tener control para permitir o bloquear el flujo de corriente cuando se requiera, por medio del manejo de la compuerta. Fundamentalmente los semiconductores de potencia consisten en una variedad de diodos, transistores y tiristores. La simbología de los principales dispositivos pertenecientes a las categorías indicadas se muestra en la figura 60.

Figura 60. **Simbología de semiconductores de potencia**



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 39.

2.4.1.1. Diodos

Los diodos son una familia de dispositivos de dos capas con conducción unidireccional, considerando un sentido de conducción directo cuando este se desarrolla desde el ánodo hacia el cátodo, siendo el ánodo positivo respecto al cátodo. El diodo no tiene una compuerta para controlar el flujo de corriente en sentido directo, además bloquea el flujo de corriente si el sentido de conducción es en sentido inverso, cuando el cátodo se hace positivo con respecto al ánodo.

2.4.1.2. Transistores

Los transistores son una familia de dispositivos de tres capas, considerando un sentido de conducción directo cuando el electrodo llamado colector sea positivo con respecto al electrodo llamado emisor, siempre y cuando se aplique una señal de activación en el electrodo llamado base. Cuando el voltaje o corriente aplicados en la base están por debajo del valor de activación, el transistor conducirá mientras sostiene el ánodo parcialmente al voltaje del cátodo.

Los transistores son ampliamente utilizados en aplicaciones de baja y media potencia. Uno de los transistores de potencia considerado como opción en aplicaciones que van desde unos pocos megavatios hasta decenas de megavatios es el Transistor Bipolar de Compuerta Aislada (Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT), constituyéndose como un elemento de importancia en los controladores FACTS. Otro de los transistores ampliamente utilizados es el Transistor de Efecto de Campo Metal-óxido-semiconductor (Metal-oxid-semiconductor Field Effect Transistor, MOSFET), por sus características es adecuado para bajas tensiones pero con una capacidad de activación y desactivación muy rápida, y se utiliza a menudo como un dispositivo de puerta piloto para los tiristores.

2.4.1.3. Tiristores

Los tiristores son una familia de semiconductores de cuatro capas. Un tiristor opera en zona de conducción completa cuando su ánodo es positivo con respecto a su otro electrodo denominado cátodo y, además, se aplica una señal de voltaje o corriente de activación a su tercer electrodo llamado compuerta.

Una de las principales características de los tiristores es su operación en el modo, denominada conducción bloqueada, siendo clave para las bajas pérdidas en el estado de conducción. Algunos tiristores están diseñados sin capacidad de desactivación controlada por compuerta, en cuyo caso el tiristor se recupera de su estado de conducción bloqueado a un estado no conductor solo cuando la corriente se pone a cero por cualquier otro medio. Otros tiristores están diseñados para tener ambas capacidades, la de activación y desactivación, mediante el control de la compuerta.

El tiristor puede diseñarse para bloquearse tanto en sentido activo como en sentido inverso, considerándose como un dispositivo simétrico. También puede estar diseñado para bloquearse únicamente en el sentido activo, refiriéndose a este diseño como un dispositivo asimétrico. Los tiristores son los semiconductores más importantes para los controladores FACTS. Aunque los transistores tienen un rendimiento de conmutación superior, tomando en cuenta la velocidad de conmutación y las bajas pérdidas en la misma, por su parte los tiristores tienen bajas pérdidas durante el estado de conducción y una mayor capacidad de potencia que los transistores.

2.4.2. Convertidores de voltaje

Analizando la composición estructural del UPFC se puede determinar que el convertidor de voltaje es el componente principal, de igual forma sucede para otros controladores FACTS. Como componente fundamental del mismo convertidor se tiene el tiristor, en cuya versión convencional solo se tiene control del estado de activación, ya que su desactivación depende de que la corriente llegue a cero según sean las condiciones del circuito y del sistema. Por otro lado, los dispositivos como el Tiristor GTO, el Transistor Bipolar de Compuerta Aislada (IGBT), el Tiristor Apagado por MOS (MTO) y el Tiristor Controlado por

Compuerta Integrada (IGCT), así como otros dispositivos similares, tienen capacidad de activación y desactivación.

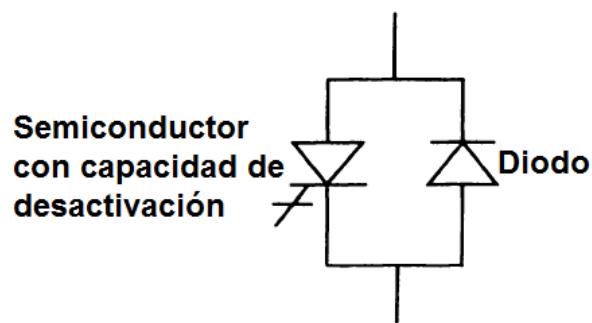
A pesar de que los dispositivos con capacidad de activación y desactivación resultan más caros y con más pérdidas que los tiristores convencionales, de manera global permiten características en los convertidores que pueden tener ventajas significativas en cuanto al costo y rendimiento del sistema. Estas ventajas, en principio, son las de obtener convertidores que se conmutan automáticamente en comparación con los convertidores de conmutación de línea, ya que el convertidor de conmutación de línea debe tener una fuente de corriente alterna conectada al convertidor y, además, consume potencia reactiva y sufre fallos ocasionales de conmutación operando como inversor. A menos que se requiera que un convertidor opere en los dos cuadrantes de corriente (consumiendo potencia reactiva al convertir la potencia activa), los convertidores a utilizar en el UPFC tienen que ser del tipo de conmutación automática. Existen dos categorías básicas de convertidores de conmutación automática:

- Los convertidores de fuente de corriente, en los que la corriente directa siempre tiene una polaridad y la inversión de potencia tiene lugar a través de la inversión de la polaridad de voltaje.
- Los convertidores de fuente de voltaje, en los que el voltaje siempre tiene una polaridad y la inversión de potencia tiene lugar a través de la inversión de la polaridad de corriente directa.

Los convertidores basados en tiristores convencionales sin capacidad de desactivación únicamente pueden ser convertidores de fuente de corriente. Por otro lado, los convertidores basados en dispositivos con capacidad de activación y desactivación pueden ser de cualquiera de los dos tipos descritos.

Dado que la corriente directa en un convertidor de fuente de voltaje fluye en cualquier dirección, las válvulas del convertidor tienen que ser bidireccionales, y puesto que el voltaje no se invierte, los dispositivos de desconexión no necesitan tener capacidad de voltaje inverso. Por lo tanto, una válvula de un convertidor de fuente de voltaje, como la mostrada en la figura 61, se compone de un dispositivo de desactivación asimétrico (como lo puede ser un GTO) y un diodo en paralelo conectado en sentido inverso.

Figura 61. **Válvula de convertidor de fuente de voltaje**

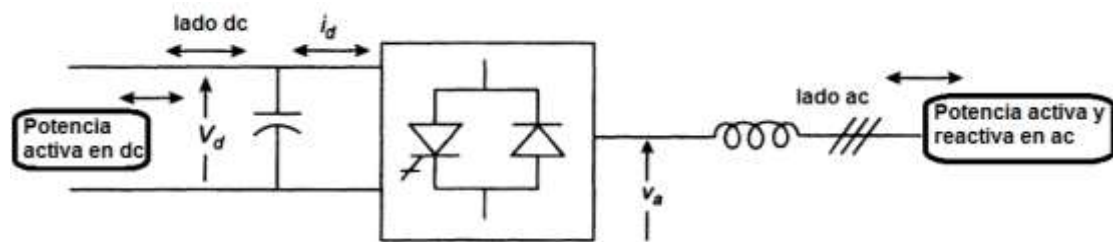


Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 68.

Algunos dispositivos con capacidad de desactivación, como el IGBT o el IGCT, pueden tener incorporado un diodo paralelo conectado en forma inversa, como parte de un dispositivo integrado completo adecuado para convertidores de fuente de voltaje. Sin embargo, para convertidores de alta potencia, la instalación de diodos por separado es ventajosa. En aplicaciones reales existen varias unidades de diodos con capacidad de desactivación conectados en serie en instalaciones de alto voltaje.

Ahora bien, para analizar el funcionamiento de un convertidor de fuente de voltaje se puede estudiar la figura 62, en la que la topología interna de las válvulas de conversión está representada por medio de una caja con el símbolo de una válvula adentro. Además, se debe tomar en cuenta que en el lado de corriente directa el voltaje es unipolar y es mantenido por un capacitor, dicho capacitor debe ser lo suficientemente grande para soportar una corriente de carga o descarga sostenida que acompaña a la secuencia de conmutación de las válvulas del convertidor y provoca cambios en el ángulo de fase de las válvulas de conmutación, esto para que no exista un cambio significativo en la tensión de corriente directa.

Figura 62. **Convertidor de fuente de voltaje**



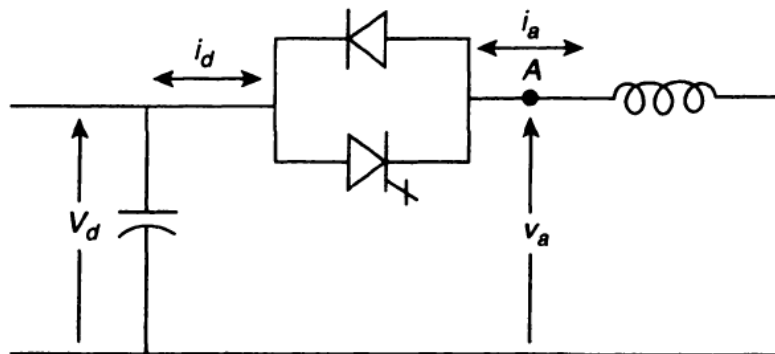
Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 68.

Como se puede observar en la figura 62 en el lado de corriente directa, esta puede fluir en ambas direcciones e intercambiar potencia DC, también en ambas direcciones, con el sistema al que está conectado. También se puede observar en el lado de corriente alterna el voltaje generado que se conecta al sistema por medio de un inductor. Al entenderse el convertidor como una fuente de voltaje de corriente alterna con baja impedancia interna, es esencial una interfaz inductiva en serie con el sistema de potencia, dicha interfaz puede ser un inductor en serie o un transformador, esto para garantizar que el capacitor

no quede en cortocircuito y descargue rápidamente en una carga capacitiva tal como una línea de transmisión. Aunque en la figura 62 no se muestra, puede ser indispensable la instalación de un filtro de corriente alterna en serie con la interfaz inductiva para limitar los armónicos de corriente.

Tomando en cuenta la capacidad del convertidor de fuente de voltaje de transmitir potencia en cualquiera de las dos direcciones, se puede decir que hace las veces de un inversor, generando un voltaje de corriente alterna partiendo de una señal de corriente directa, y también hace la función de un rectificador, convirtiendo una señal de corriente alterna en corriente directa. Además se debe tener presente que, con un convertidor la magnitud, el ángulo de fase y la frecuencia del voltaje de salida pueden ser controlados.

Figura 63. **Operación de una válvula de convertidor**



Fuente: HINGORANI, Narain; GYUGYI, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. p. 68.

Analizando la figura 63 se puede interpretar la forma de operar de la válvula de un convertidor. El voltaje de corriente directa (V_d) se considera constante, mantenido por un capacitor, con el extremo de polaridad positiva conectado al ánodo del dispositivo semiconductor que tenga capacidad de

desactivación. Cuando el dispositivo semiconductor con capacidad de desactivación es activado, la terminal positiva del lado de corriente directa es conectada al punto A del lado de corriente alterna, y el voltaje de corriente alterna será $+V_d$.

Si la corriente fluye a través del dispositivo con capacidad de desactivación, pasando de $+V_d$ hacia el punto A, la válvula realizará la función de un inversor, ya que la potencia fluye del lado de corriente directa hacia el lado de corriente alterna. Por otro lado, si la corriente pasa de A hacia $+V_d$, esta fluirá a través del diodo, incluso si el dispositivo con capacidad de desactivación solo tuviera capacidad de activación, por lo que el convertidor hará las veces de rectificador, ya que la potencia fluirá desde el lado de corriente alterna hacia el lado de corriente directa.

Con base en lo anterior se puede establecer que una válvula con una combinación de dispositivo con capacidad de desconexión y un diodo pueden manejar el flujo de potencia en cualquier dirección, con el dispositivo de desconexión que controla la acción del inversor y el diodo que gobierna la acción de rectificador. Esta combinación de válvulas y su capacidad para actuar como un rectificador o como un inversor es básica para los conceptos del convertidor de fuente de voltaje.

3. MODELADO DE CONTROLADORES UPFC EN EL SNI

Para lograr modelar el UPFC en los nodos de interconexión del SNI se ha propuesto como herramienta de simulación el software PSS®E. De lo anterior se deriva la utilización de la base de datos que maneja el AMM para realizar estudios eléctricos, la cual es de dominio público siempre y cuando su uso sea debidamente justificado. Por otro lado, es de resaltar que todo el análisis de las variables monitoreadas parte de crear inestabilidad en los sistemas interconectados, esto para lograr la aparición de oscilaciones electromecánicas. De esta forma es que se plantea la simulación de eventos de estabilidad transitoria en régimen dinámico, para lo cual se estableció un tiempo de estudio de 30 segundos para todos los casos. Los eventos de estabilidad transitoria referidos corresponden a:

- Salida simultánea de subestaciones eléctricas Panamá I y Panamá II en el área de control de Panamá.
- Falla en barras de 230 kV con una duración de 300 ms en la subestación eléctrica El Cajón, ubicada en el área de control de Honduras.

La importancia de lograr modelar los dispositivos UPFC y determinar si estos ayudan a amortiguar oscilaciones electromecánicas radica en el hecho de que, ante la presencia de oscilaciones no amortiguadas o débilmente amortiguadas, bajo ciertas condicionantes actúa un esquema WAPS, que implica la apertura de las líneas de interconexión del SNI hacia el sistema eléctrico de México y hacia el SER. Aunque la actuación del esquema ya mencionado tiene como objetivo evitar una condición más crítica ante la pérdida de sincronismo de los generadores, acarrea en sí mismo condiciones de

operación vulnerables como baja frecuencia y la pérdida de carga o la pérdida de generación que afectan a los sistemas eléctricos que conforman el SER.

Se plantea el modelado de los dispositivos UPFC en los nodos de interconexión del SNI debido a que las oscilaciones que se desea mitigar son las oscilaciones inter-área, las cuales se presentan cuando los generadores de un área de control oscilan contra los generadores de otra área de control. En el caso del presente trabajo se tienen 7 áreas de control que son:

- Guatemala
- México
- El Salvador
- Honduras
- Nicaragua
- Costa Rica
- Panamá

De manera que, amortiguando las oscilaciones, ya sea en la interconexión desde Guatemala hacia México o desde Guatemala hacia el SER, se obtenga una respuesta adecuada.

3.1. Base de datos y condiciones de simulación

Atendiendo a la línea de investigación, la cual involucra las oscilaciones electromecánicas inter-área, se hace necesario el análisis del comportamiento del SNI de Guatemala, interactuando junto con los sistemas eléctricos interconectados desde México hasta Panamá (sin Belice). Por lo tanto, la base de datos utilizada contiene los parámetros de los elementos más

representativos de la red eléctrica de Guatemala, del Sistema Eléctrico Regional y de la representación del sistema eléctrico de México.

Teniendo en cuenta que, aunque la disposición del parque generador de los sistemas interconectados dependiendo del mes causaría variación en las condiciones de inestabilidad, pero que de cualquier forma una vez presentes las oscilaciones serían amortiguadas por los dispositivos UPFC, se dispuso utilizar la base de datos regional actualizada hasta mayo de 2017, la cual representa un período de transición de época seca a época húmeda en cuanto a las condiciones hidrológicas se refiere y, además, representa el comienzo del año estacional en la programación a largo plazo del AMM, que da inicio el 1 de mayo de 2017 y finaliza el 30 de abril de 2018. Además, para la misma base de datos de mayo de 2017 se analizan los escenarios de demanda media y máxima.

3.1.1. Demanda media

La banda horaria de demanda media para el mercado eléctrico guatemalteco comprende el período que transcurre desde las 6:00 horas hasta las 17:59 horas de un mismo día. El período en mención está caracterizado por un despacho que tiene una base predominante de centrales térmicas de vapor y un complemento del despacho con centrales hidráulicas, y también se obtiene el aporte de energía de centrales fotovoltaicas y un mínimo aporte de centrales eólicas, pudiendo llegar a ser despachadas también centrales de motores de combustión interna en función de las indisponibilidades que se presenten de las centrales con las tecnologías ya mencionadas. La mayor demanda de potencia en este período se aproxima a los 1500 MW y se determina por la presencia de cargas industriales procedente de la producción fabril.

3.1.2. Demanda máxima

La demanda máxima en el sistema eléctrico de Guatemala se establece en el curso de las 18:00 horas hasta las 21:59 horas de un mismo día, cuyo comportamiento está en función de la puesta de la luz solar, del encendido del alumbrado público y de la demanda de energía de cada uno de los hogares de las familias guatemaltecas. El despacho de generación en este período cuenta con una buena base de centrales térmicas de vapor pero con un mayor aporte de generación de centrales hidroeléctricas con embalse de regulación diaria y pequeñas centrales hidroeléctricas GDR. El aporte de generación fotovoltaica es nulo, así como el aporte de energía eólica es bajo, y hay un despacho poco frecuente de centrales con motores de combustión interna. La mayor demanda máxima de potencia registrada a la fecha de la realización de este trabajo de investigación es de 1749,53 MW, la cual se registró el 4 de abril de 2017.

3.2. Parámetros de red

Como se ha mencionado anteriormente, en el presente trabajo se hace necesario tomar en cuenta parámetros de las redes eléctricas de cada uno de los sistemas interconectados, entre los cuales se incluyen parámetros de: máquinas síncronas, transformadores, líneas de transmisión, equipos de compensación de reactivos, sistemas de excitación, etc. Lo anterior lleva a contener una base de informática con infinidad de datos (enumerarlos todos resultaría complicado y poco práctico). Los de mayor interés a especificar son los de las cuatro líneas de interconexión con las que cuenta el SNI de Guatemala (una interconexión con México, una interconexión con Honduras y dos con El Salvador), que son las líneas de transmisión en las que actuarán los dispositivos UPFC para el control de oscilaciones electromecánicas.

Considerando que la base de datos utilizada es la base de datos regional, se debe hacer referencia a que los valores Rate A y Rate B son iguales y corresponden al límite térmico de las líneas de transmisión medido a 75°C. También se debe tomar en cuenta que el valor Rate C corresponde al 110 % de los valores de Rate A o Rate B, ya que indica el valor al que se pueden sobrecargar los elementos durante 15 minutos ante una contingencia.

3.2.1. Interconexión Los Brillantes-Tapachula

La interconexión entre Guatemala y México se da entre la subestación eléctrica Los Brillantes en el extremo guatemalteco y la subestación eléctrica Tapachula en el extremo mexicano, consiste en una línea de transmisión de 400 kV de un solo circuito, con una longitud de 99,15 km, con capacidad de transmisión de hasta 1517 MVA. La dirección habitual del flujo de potencia en la misma obedece a flujo saliente desde el área de control de México hacia el SNI de Guatemala, aunque en situaciones de emergencia o de transacciones de energía poco habituales el sentido del flujo se ha invertido. Los parámetros que rigen el comportamiento de la línea de transmisión de 400 kV Los Brillantes-Tapachula se definen en la tabla I.

Tabla I. **Parámetros de línea de transmisión Los Brillantes-Tapachula**

Número de Barra Desde	1128
Nombre de Barra Desde	LBR-400 400.00
Número de Barra Hacia	14319
Nombre de Barra Hacia	THP-400 400.00
Id	1
Línea R (pu)	0,00167
Línea X (pu)	0,02398
Carga B (pu)	0,67036
En Servicio	1

Continuación tabla I.

Rate A (MVA)	1517
Rate B (MVA)	1517
Rate C (MVA)	1668
Línea G Desde (pu)	0
Línea B Desde (pu)	-0,6
Línea G Hacia (pu)	0
Línea B Hacia (pu)	0
Longitud (km)	99,15

Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

3.2.2. Interconexión Panaluya-San Nicolás

La interconexión de la subestación eléctrica Panaluya a la subestación eléctrica San Nicolás es el único vínculo directo entre el área de control de Guatemala y el área de control de Honduras, consiste en una línea de transmisión de 230 kV, con una longitud de 73,4 km provista de un solo circuito. Bajo condiciones habituales de operación la dirección del flujo de potencia obedece a exportaciones de energía desde el área de control de Guatemala, es decir la potencia fluye desde subestación Panaluya hacia subestación San Nicolás. Una característica particular de esta línea de transmisión consiste en que, ante condiciones de muy baja demanda en las áreas de control, y un flujo de potencia pequeño a través de ella, se presentan valores de alto voltaje provocando el disparo de la misma. Los parámetros que rigen el comportamiento de las diferentes variables en la línea de transmisión se definen en la tabla que se presenta a continuación.

Tabla II. **Parámetros de línea de transmisión Panaluya-San Nicolás**

Número de Barra Desde	1710
Nombre de Barra Desde	PAN-230 230.00
Número de Barra Hacia	3190
Nombre de Barra Hacia	F-SNC-PAN 230.00
Id	1
Línea R (pu)	0,0104
Línea X (pu)	0,0671
Carga B (pu)	0,134
En Servicio	1
Rate A (MVA)	374
Rate B (MVA)	374
Rate C (MVA)	411,4
Línea G Desde (pu)	0
Línea B Desde (pu)	0
Línea G Hacia (pu)	0
Línea B Hacia (pu)	0
Longitud (km)	73,4

Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

3.2.3. Interconexión La Vega 2-Ahuachapán

Es uno de los dos enlaces que interconectan las áreas de control de Guatemala y El Salvador, consiste en una línea de transmisión de 230 kV, con una longitud de 71,02 km que se conecta en el extremo de Guatemala en subestación La Vega 2 y en el extremo de El Salvador en la subestación Ahuachapán. Los valores de los diferentes parámetros de la línea La Vega 2-Ahuachapán se presentan a continuación.

Tabla III. **Parámetros de línea de transmisión La Vega 2-Ahuachapán**

Número de Barra Desde	1124
Nombre de Barra Desde	LVG-230 230.00
Número de Barra Hacia	29161
Nombre de Barra Hacia	F-AHU-LVG 230.00
Id	1
Línea R (pu)	0,01
Línea X (pu)	0,0649
Carga B (pu)	0.,1296
En Servicio	1
Rate A (MVA)	374
Rate B (MVA)	374
Rate C (MVA)	411
Línea G Desde (pu)	0
Línea B Desde (pu)	0
Línea G Hacia (pu)	0
Línea B Hacia (pu)	0
Longitud (km)	71,02

Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

3.2.4. Interconexión Moyuta-Ahuachapán

Consiste en una línea de transmisión de 230 kV de un solo circuito, conectada en el extremo de Guatemala en subestación Moyuta y en el extremo de El Salvador en subestación Ahuachapán. Al igual que las interconexiones mencionadas con anterioridad forma parte de la línea SIEPAC. Los valores de las propiedades más importantes de la línea de transmisión Moyuta-Ahuachapán se definen en la tabla siguiente.

Tabla IV. **Parámetros de línea de transmisión Moyuta-Ahuachapán**

Número de Barra Desde	1125
Nombre de Barra Desde	MOY-231 230.00
Número de Barra Hacia	29162
Nombre de Barra Hacia	F-AHU-MOY 230.00
Id	1
Línea R (pu)	0,003213
Línea X (pu)	0,017205
Carga B (pu)	0,05816
En Servicio	1
Rate A (MVA)	491,6
Rate B (MVA)	491,6
Rate C (MVA)	540
Línea G Desde (pu)	0
Línea B Desde (pu)	0
Línea G Hacia (pu)	0
Línea B Hacia (pu)	0
Longitud (km)	24,84

Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

3.3. Modelo implementado

La cantidad de modelos que se pueden utilizar para simular el comportamiento de una red eléctrica utilizando dispositivos UPFC es amplia, tomando en cuenta que los modelos pueden ser creados a partir de representar los componentes que conforman el UPFC, por lo tanto, la complejidad del modelo utilizado dependerá del fenómeno que se desee estudiar y de la precisión de los datos que se desee obtener. Partiendo de que el objetivo de esta investigación es determinar si existe amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas implementando dispositivos UPFC, y de que los fenómenos estudiados son de naturaleza transitoria, pudiendo despreciar el comportamiento de los convertidores de voltaje, el modelo utilizado se basa en

la representación del mismo UPFC como una fuente de voltaje de magnitud variable. Esta fuente de voltaje puede ser controlada proporcionalmente ante las variaciones de potencia, esto para mantener el flujo de potencia de la línea de transmisión en un determinado valor.

3.3.1. Componente en paralelo

Como se ha tratado en el capítulo 2, el UPFC consta de una rama en paralelo que se encarga de la compensación de potencia reactiva en la barra donde está conectado, dicho elemento se denomina STATCOM. En el software de simulación PSS®E, el STATCOM se puede simular a partir de modelos específicos de dispositivos FACTS que vienen incluidos en las librerías del mismo software. Para simular el STATCOM basta con crear el elemento en la base de datos estática y posteriormente es necesario asignar los parámetros de comportamiento dinámico en la base de datos dinámica.

Es importante señalar que, para que un elemento de la red responda en régimen dinámico, dicho elemento debe haber sido creado previamente en la base de datos estática y, además, previo a una simulación dinámica se debe resolver el flujo de potencia que determina la convergencia del comportamiento del sistema en estado estable. Los parámetros utilizados que rigen el comportamiento dinámico del STATCOM se muestran en la tabla V y se basan en las recomendaciones de valores típicos para el modelo CSTCNT de la librería de modelos del software PSS®E.

Tabla V. **Parámetros de STATCOM**

Parámetro	Valor
T_1 [s]	0,2
T_2 [s]	0,2
T_3 [s]	0,2
T_4 [s]	0,2
K	10
Droop[pu]	0,03
V_{MAX}	999
V_{MIN}	-999
$I_{C_{MAX}}$ [pu]	1,25
$I_{L_{MAX}}$ [pu]	1,25
V_{cutout} [pu]	0,2
E_{limit} [pu]	1,2
X_i [pu]	0,1
A_{cc}	0,5
STBASE [MVar]	50

Fuente: elaboración propia.

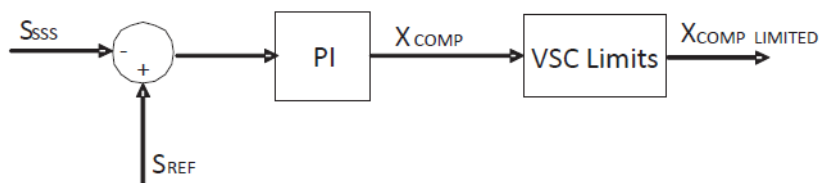
3.3.2. Componente en serie

Como se ha indicado en el capítulo 2, el dispositivo UPFC cuenta con un controlador FACTS conectado en serie a la línea de transmisión en la cual opera; dicho controlador se denomina SSSC. Para poder modelar el SSSC en el software PSS®E es necesario crear un modelo de usuario debido a que en las librerías de modelos dinámicos no se cuenta con un modelo que represente sus efectos en la red. Considerando la complejidad de crear un nuevo modelo de usuario en el software PSS®E, se optó por controlar los parámetros del SSSC directamente, esto mediante el lenguaje de programación intérprete, denominado Python, tal como se muestra en el apéndice 1, es decir se modifica

en cada iteración la reactancia de las líneas bajo control a manera de que el flujo de potencia se mantenga cercano a los valores con los que inicia en cada iteración, basando tal acción en la ecuación de transferencia de potencia.

Aunque el comportamiento dinámico del SSSC será controlado de forma directa, lo anterior se basa en el modelo del controlador UPFC representado como fuente de voltaje variable, que además desprecia las pérdidas en la línea y que no toma en cuenta los efectos de los convertidores de voltaje por tratarse los estudios de eventos de estabilidad transitoria. El modelo utilizado se muestra en la figura 64.

Figura 64. **Modelo de SSSC en modo de compensación dinámica**



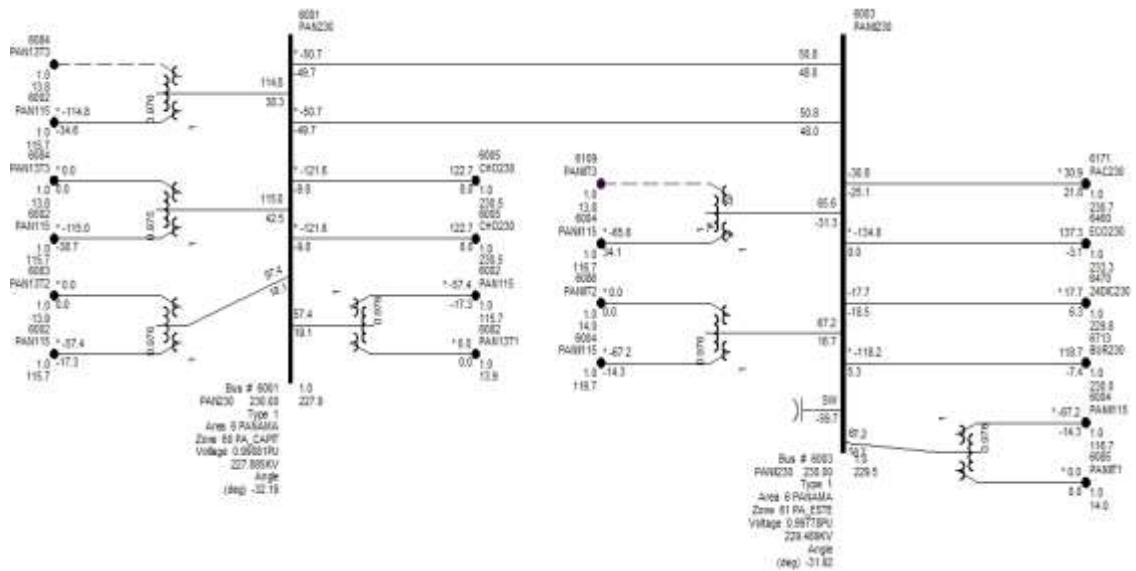
Fuente: HERNÁNDEZ, Aitor; EGUÍA, Pablo; TORRES, Esther; RODRIGUEZ, Miguel. *Dynamic simulation of a SSSC for power flow control during transmission network contingencies*. p. 3.

3.4. Implementación de modelo y simulación de eventos transitorios

Para realizar los estudios eléctricos que esta investigación propone es necesario recrear oscilaciones electromecánicas, para ello se generan dos eventos transitorios de magnitudes relativamente significativas. Como se ha indicado anteriormente los eventos transitorios recreados son: la pérdida de las subestaciones de 230 kV Panamá 1 y Panamá 2 en el área de control de Panamá, y una falla en barras de 230 kV en subestación El Cajón, que es liberada luego de 300 ms, lo anterior en el área de control de Honduras. Para

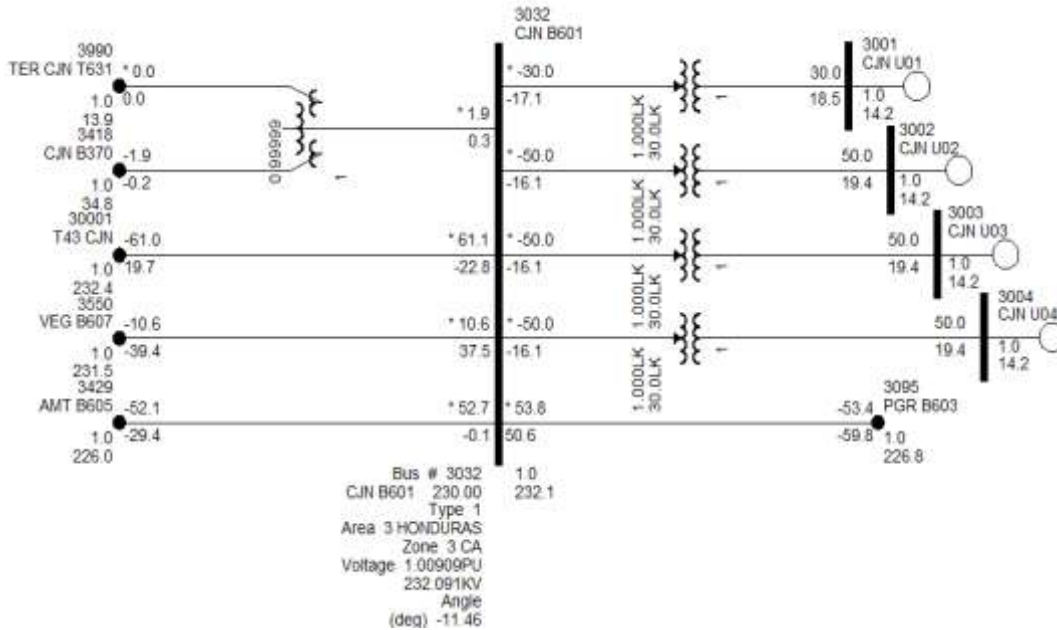
simular los eventos transitorios se consideraron elementos de transmisión fuera del área de control de Guatemala, ya que si los elementos fallados se encuentran dentro de Guatemala se provocarían oscilaciones locales. Las figuras 65 y 66 muestran los elementos de red involucrados en la simulación de eventos transitorios que ocurren a los 5 segundos de iniciada la simulación.

Figura 65. Subestaciones de 230 kV Panamá 1 y Panamá 2



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Figura 66. Subestación El Cajón de 230 kV



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Para los dos eventos transitorios propuestos se modeló, para cada caso, un UPFC actuando como único controlador FACTS conectado en la interconexión Los Brillantes-Tapachula, y en otro estudio eléctrico se modelaron para cada evento transitorio tres controladores UPFC actuando de manera simultánea en las tres interconexiones hacia el SER, obteniendo de esta forma cuatro casos para su respectivo análisis. Además, debido a que se pretende identificar si la implementación de dispositivos UPFC ayuda en el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, se hace necesario la simulación del comportamiento del sistema sin la implementación de los mismos controladores, por lo que se tienen otros dos casos para un total de seis condiciones a simular. A manera de resumen de los modelos implementados y las condiciones simuladas se muestra la tabla VI:

Tabla VI. **Modelos y condiciones simuladas**

Simulación	Modelo Implementado	Evento Transitorio	Banda Horaria	Incidencia de Tecnologías Intermitentes
1	Sin UPFC	Salida simultánea de subestaciones Panamá I y Panamá II	Demanda media	Tanto eólica como solar inciden
2	Sin UPFC	Falla en barras con duración de 300 ms en subestación El Cajón en Honduras	Demanda máxima	Incide únicamente generación eólica
3	UPFC en LBR-THP	Salida simultánea de subestaciones Panamá I y Panamá II	Demanda media	Tanto eólica como solar inciden
4	3 controladores UPFC hacia el SER	Falla en barras con duración de 300 ms en subestación El Cajón en Honduras	Demanda máxima	Incide únicamente generación eólica
5	UPFC en LBR-THP	Salida simultánea de subestaciones Panamá I y Panamá II	Demanda media	Tanto eólica como solar inciden
6	3 controladores UPFC hacia el SER	Falla en barras con duración de 300 ms en subestación El Cajón en Honduras	Demanda máxima	Incide únicamente generación eólica

Fuente: elaboración propia.

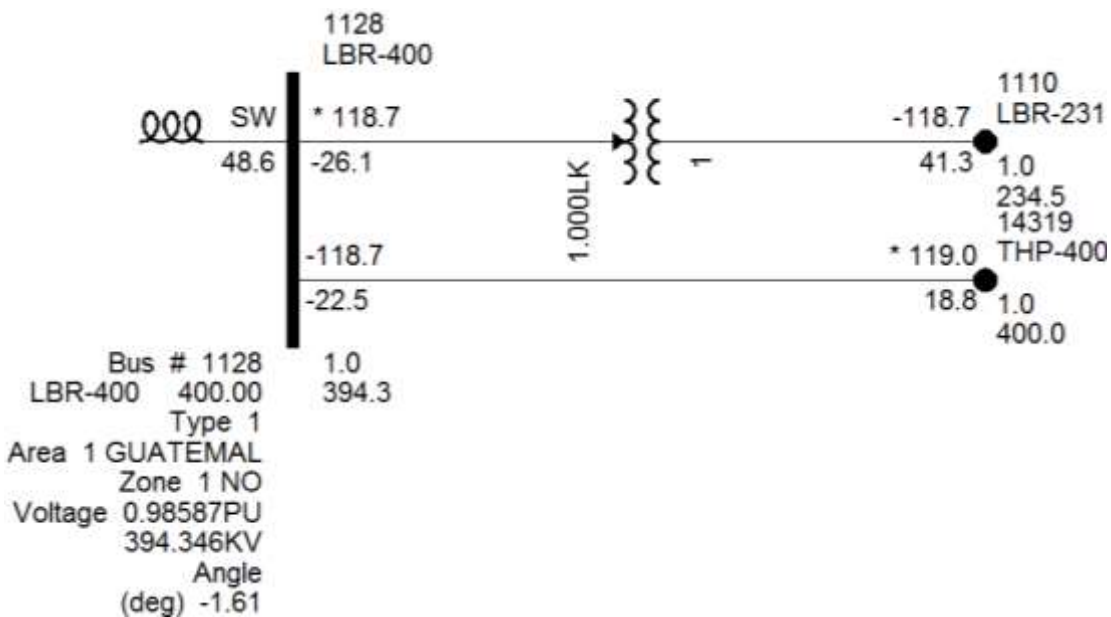
3.4.1. Simulación de eventos transitorios sin implementación de UPFC

Al simular la secuencia de eventos transitorios sin implementar el controlador UPFC se observará la respuesta natural de los sistemas

interconectados, esto quiere decir que el amortiguamiento de oscilaciones estará dado por los generadores síncronos despachados en ese momento y por los controles que comúnmente se utilizan para lograr ese objetivo, como: sistemas de excitación con AVR, gobernadores sintonizados adecuadamente y estabilizadores de potencia PSS.

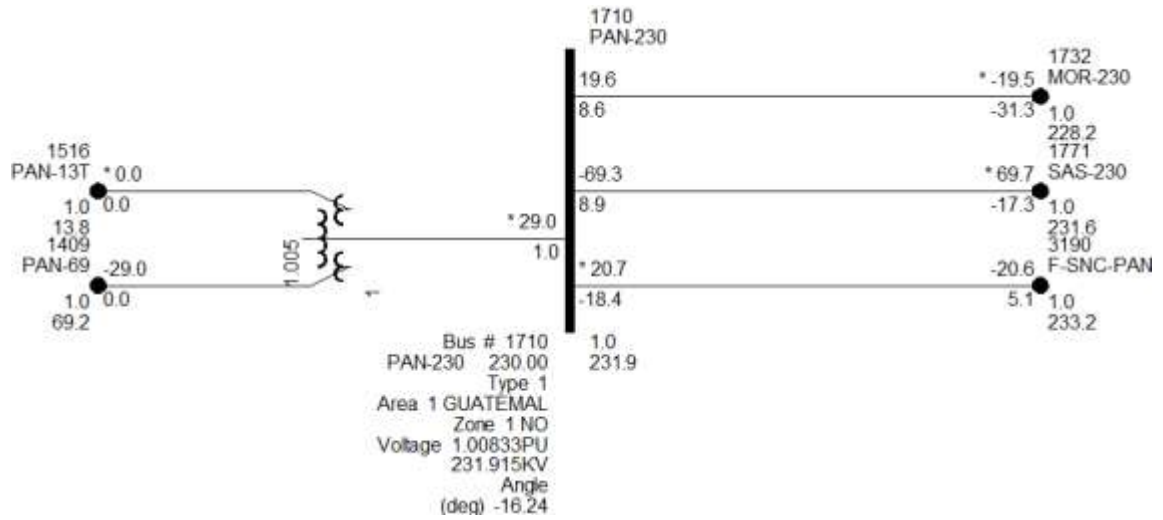
En las figuras 67, 68, 69 y 70 se muestran los diagramas unifilares de los cuatro nodos de interconexión del SNI, sin modelar en ninguna de las líneas de interconexión el controlador UPFC.

Figura 67. **Interconexión Los Brillantes-Tapachula sin UPFC**



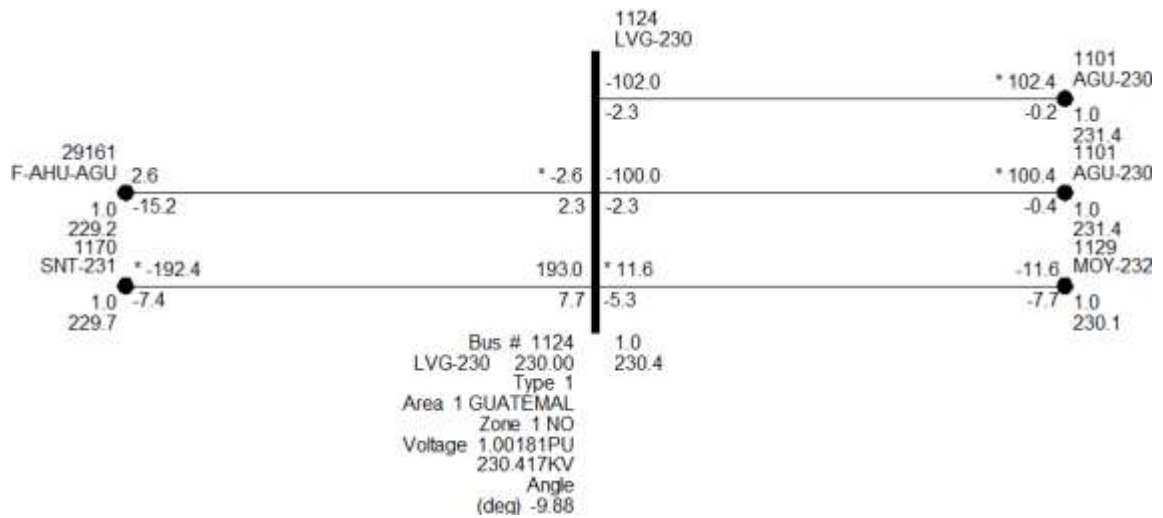
Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Figura 68. Interconexión Panaluya-San Nicolás sin UPFC



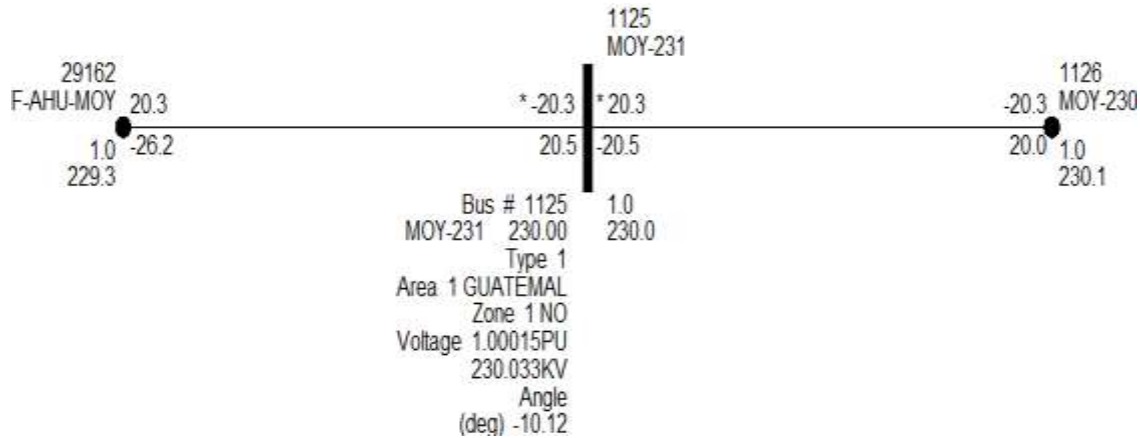
Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Figura 69. Interconexión La Vega 2-Ahuachapán sin UPFC



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Figura 70. **Interconexión Moyuta-Ahuachapán sin UPFC**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

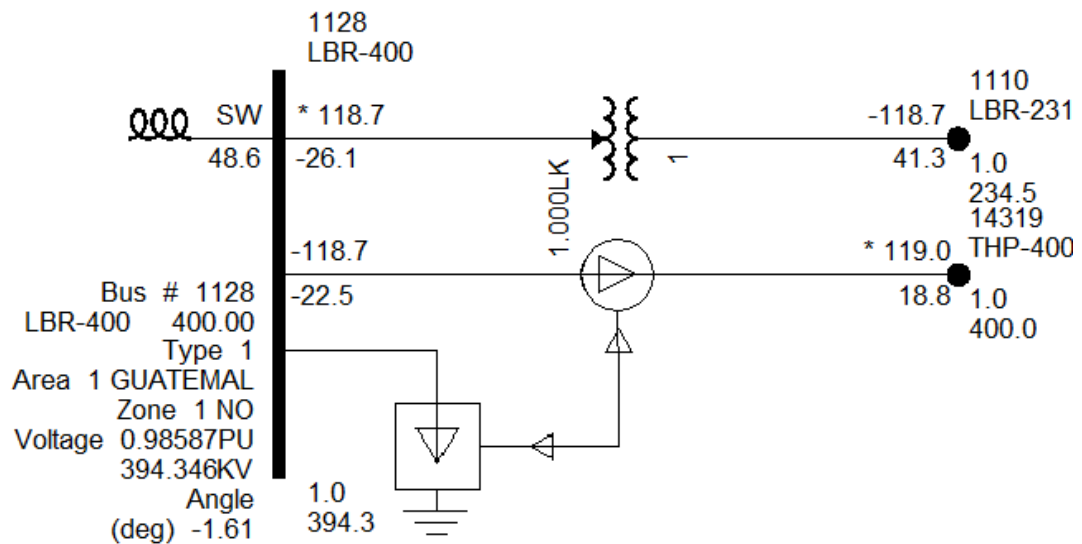
3.4.2. Modelado de UPFC en interconexión Los Brillantes-Tapachula

Ante el evento transitorio simulado que representa la pérdida simultánea de dos subestaciones importantes en el área de control de Panamá, se obtienen oscilaciones electromecánicas de gran amplitud, debido a que la condición recreada implica la pérdida de grandes magnitudes de demanda en el sistema eléctrico panameño. Por otro lado, la simulación de una falla de duración prolongada en el área de control de Honduras se debe a una mala operación de los relevadores de protección, ya que la falla es liberada en primera zona pero en un período largo, además se da una pérdida de recurso de generación y presencia de oscilaciones de una menor amplitud a las presentadas en el otro caso.

Con la implementación de un único UPFC actuando en la interconexión Los Brillantes-Tapachula se espera amortiguar oscilaciones de potencia entre el

SER completo y el área de control de México. La figura 71 muestra la implementación del controlador UPFC en la línea de interconexión Los Brillantes-Tapachula.

Figura 71. Interconexión Los Brillantes-Tapachula con UPFC



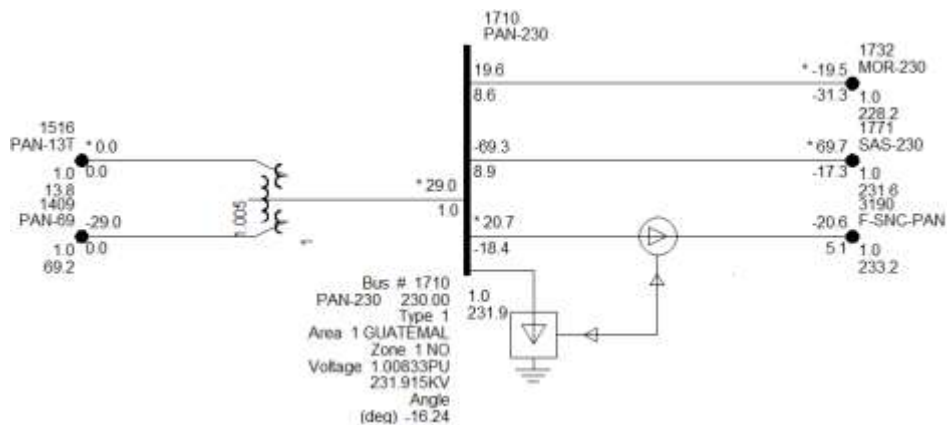
Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

3.4.3. Modelado de UPFC en nodos de interconexión hacia el SER

Aunque la amplitud y el tipo de amortiguamiento difieren en cada uno de los casos recreados, al implementarse el controlador UPFC las oscilaciones se deben amortiguar de una mejor forma, especialmente en las líneas donde se actúa directamente. Con la implementación de tres controladores UPFC actuando simultáneamente en los nodos de interconexión hacia el SER se espera amortiguar oscilaciones electromecánicas entre áreas de control divididas en dos grupos, de los cuales un grupo corresponde a las áreas de

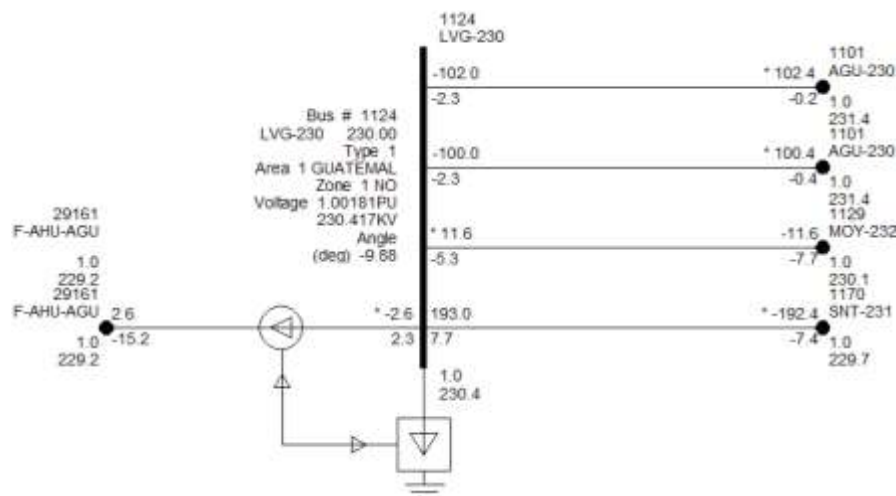
control de Guatemala junto con México y el otro grupo incumbe al resto del SER. La implementación de controladores UPFC en cada uno de los nodos de interconexión hacia el SER se muestra en las figuras 72, 73 y 74.

Figura 72. **Interconexión Panaluya-San Nicolás con UPFC**



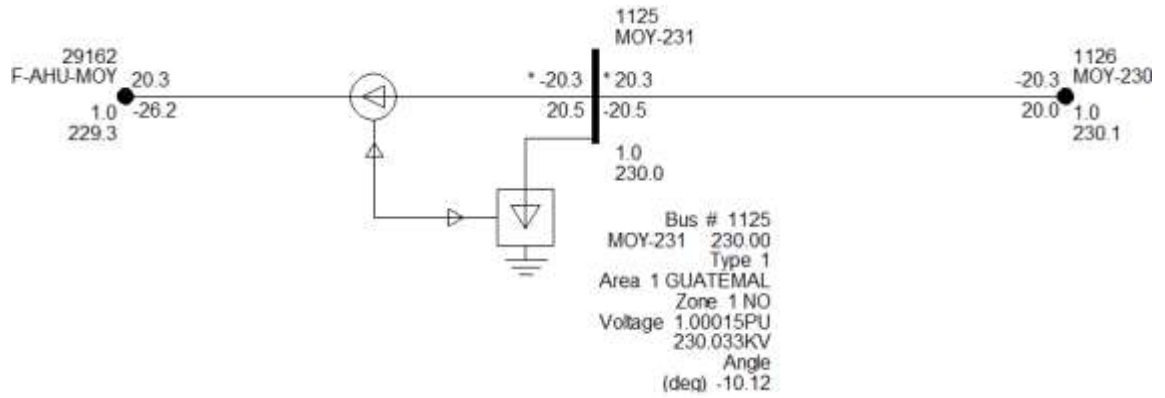
Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Figura 73. **Interconexión La Vega 2-Ahuachapán con UPFC**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Figura 74. Interconexión Moyuta-Ahuachapán con UPFC



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE MODELADO DE CONTROLADORES UPFC

Luego de haber simulado eventos de estabilidad transitoria que recrean oscilaciones electromecánicas débilmente amortiguadas entre las áreas de control, se debe comparar el comportamiento de los valores de flujo de potencia en cada línea controlada por el UPFC. Dicha comparación se hace considerando inicialmente la respuesta de los sistemas de potencia, actuando únicamente los controles incorporados a los generadores y posteriormente la respuesta obtenida tras implementar el controlador UPFC.

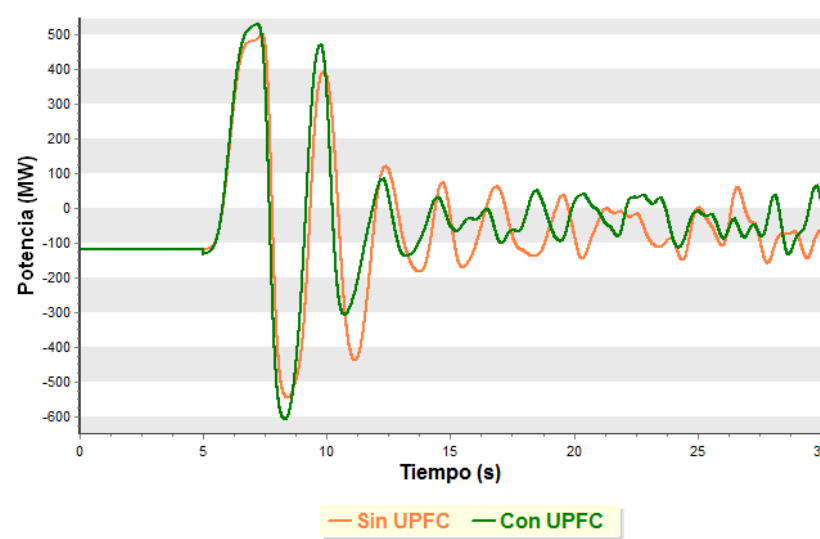
Por otro lado, se hace la comparación del comportamiento de los valores de voltaje y frecuencia en el nodo en que es modelado el controlador UPFC, lo anterior corresponde a realizar la comparación en cada uno de los cuatro nodos de interconexión con los que cuenta el área de control de Guatemala. El análisis planteado implica únicamente determinar gráficamente si la amplitud de las oscilaciones decrece a través del tiempo.

4.1. Respuesta de UPFC actuando en interconexión Los Brillantes-Tapachula ante disparo de subestaciones Panamá I y Panamá II

En condiciones de estado estable, el flujo de potencia de la línea de transmisión Los Brillantes-Tapachula corresponde a un flujo entrante de -118,7 MW en subestación Los Brillantes, tal como lo muestran las figuras 67 y 71. Trascorridos 5 segundos de iniciada la simulación se provoca la pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II en el área de control de Panamá, inmediatamente ocurrido el evento se manifiestan oscilaciones de potencia de

gran amplitud con valores pico a pico de 500 y -550 MW aproximadamente, cuando la línea no es controlada por el UPFC, posteriormente, el amortiguamiento ocurre debido a los controles de las máquinas síncronas que interactúan en ese momento, y al término de los 30 segundos la potencia se encuentra oscilando alrededor del valor inicial de -118,7 MW. Por otro lado, si la línea de transmisión Los Brillantes-Tapachula es controlada por el UPFC, las oscilaciones iniciales son ligeramente mayores en comparación con la condición en donde la línea no es controlada, pero transcurridos 10 segundos el amortiguamiento mejora para finalmente quedar oscilando con baja amplitud al término de los 30 segundos. El comportamiento descrito anteriormente se puede observar en la figura 75.

Figura 75. **Control de flujo de potencia en Los Brillantes-Tapachula ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II**

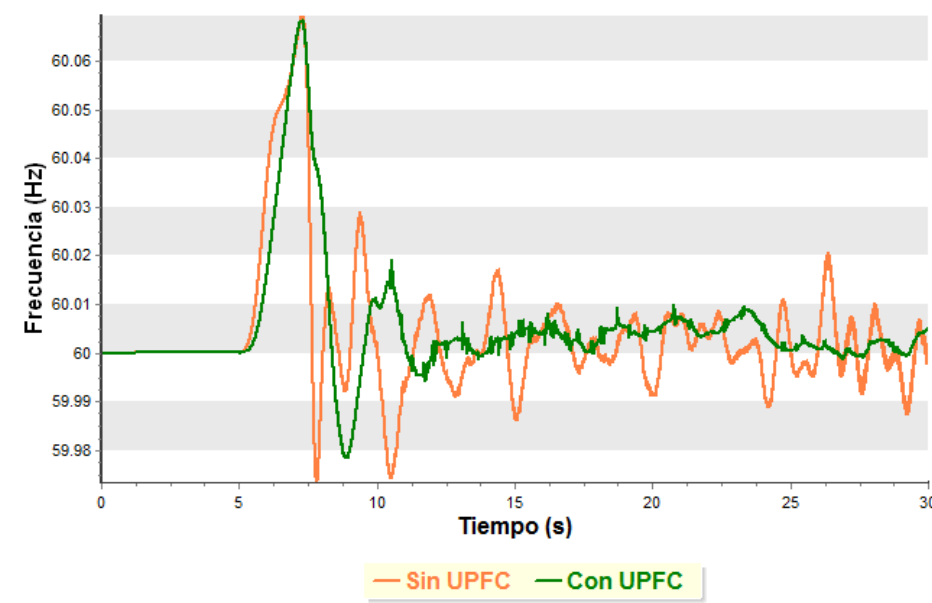


Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

En cuanto al análisis del comportamiento de la frecuencia hecho en el nodo de Los Brillantes, se puede determinar, mediante la figura 76, que el

amortiguamiento mejora sustancialmente cuando la línea de transmisión es controlada por el UPFC.

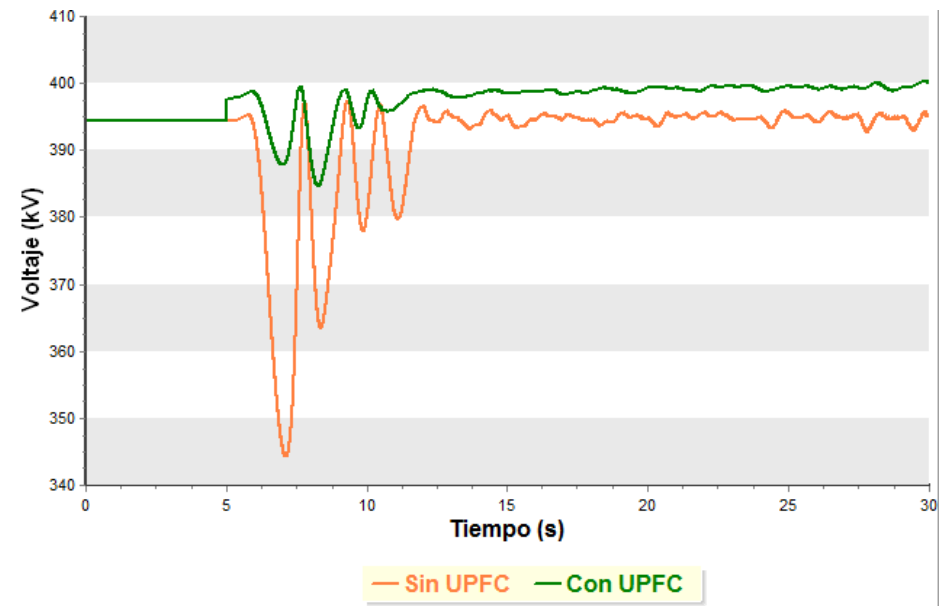
Figura 76. **Control de frecuencia en Los Brillantes ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

El control de voltaje en el nodo los Brillantes impuesto por el UPFC implica una notable mejoría en la estabilidad, ya que, como se puede comprobar en la figura 77, al no estar controlada la interconexión el voltaje se abate transitoriamente hasta un valor cercano a los 340 kV, mientras que al existir un control de voltaje por medio de la componente en paralelo del UPFC, el voltaje apenas llega por debajo de los 390 kV y el amortiguamiento es más notable.

Figura 77. **Control de voltaje en Los Brillantes ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

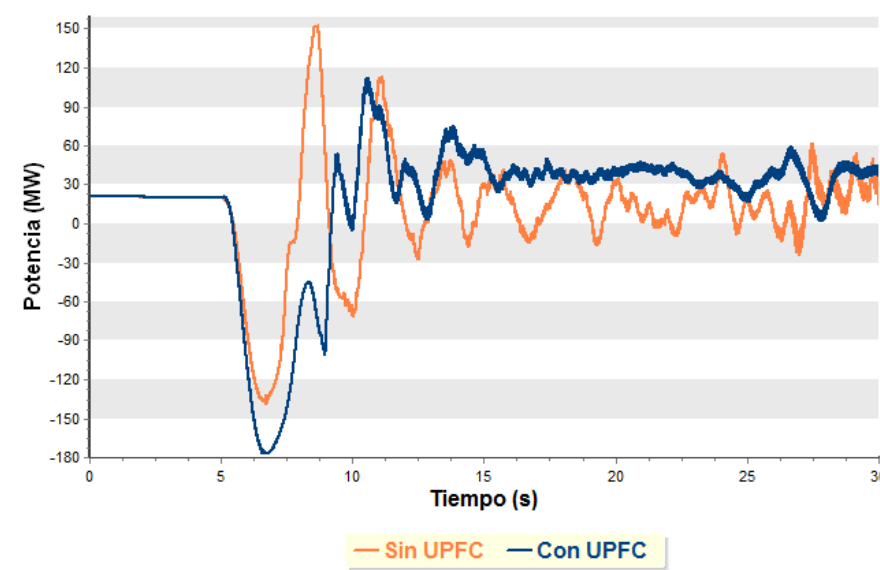
4.2. **Respuesta de UPFC actuando en interconexiones hacia el SER ante disparo de subestaciones Panamá I y Panamá II**

La implementación de controladores UPFC en los nodos de interconexión hacia el SER implica controlar y censar simultáneamente los parámetros de las tres líneas que cumplen la función de enlace entre Guatemala y el SER, por lo tanto, el análisis del comportamiento de los valores de potencia, frecuencia y voltaje se divide en tres secciones, tomando en cuenta para el análisis de comportamiento de frecuencia y voltaje los extremos de las líneas de transmisión denominados de envío, los cuales corresponden a los nodos que se encuentran en el área de control de Guatemala.

4.2.1. UPFC en Panaluya-San Nicolás ante disparo de subestaciones Panamá I y Panamá II

Para determinar el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Panaluya-San Nicolás se hace necesario el análisis de la figura 78. En dicha figura se puede observar cómo la potencia en estado estable corresponde a un flujo saliente desde Panaluya de aproximadamente 20 MW, y cuando la línea no es controlada, al suceder el evento de estabilidad transitoria, el flujo presenta una oscilación inicial que llega a un valor máximo de -135 MW hasta 150 MW, para luego amortiguarse en menor medida por los controles de los generadores. Por otro lado, cuando la línea es controlada por un UPFC, aunque la oscilación inicial es mayor, el amortiguamiento posterior también lo es, resultando en un flujo de potencia más constante.

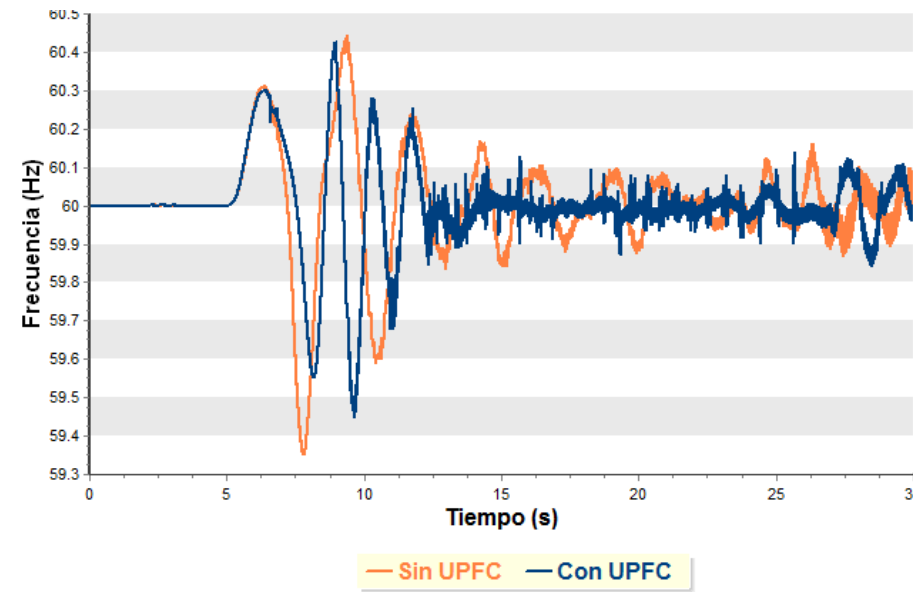
Figura 78. Control de flujo de potencia en Panaluya-San Nicolás ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

La frecuencia derivada del control mediante UPFC en subestación Panaluya resulta con mayor amortiguamiento que cuando la línea no posee control alguno. El comportamiento de cómo la frecuencia tiende a valores de 60 Hz se puede observar en la figura 79.

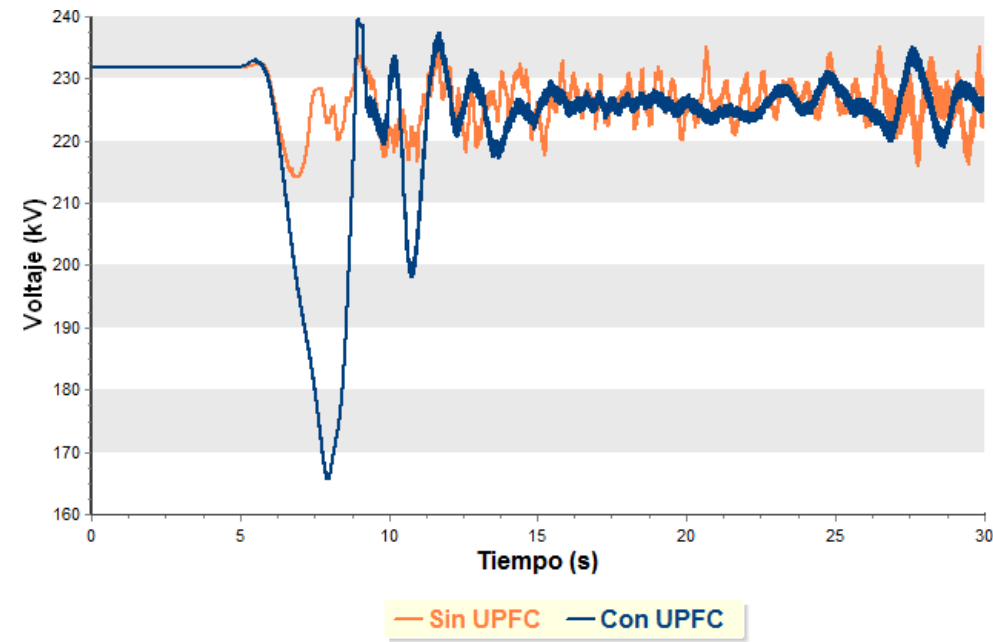
Figura 79. **Control de frecuencia en Panaluya ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Como se observa en la figura 80, el control de voltaje en subestación Panaluya en un principio puede resultar un tanto deficiente debido a que en la primera oscilación el voltaje llega a deprimirse hasta un valor por debajo de los 170 kV cuando se simula el UPFC, muy por debajo de los aproximadamente 215 kV que se llegan a manifestar cuando la línea no cuenta con control, pero al pasar de unos 13 segundos el UPFC atenúa las oscilaciones.

Figura 80. **Control de voltaje en Panaluya ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II**



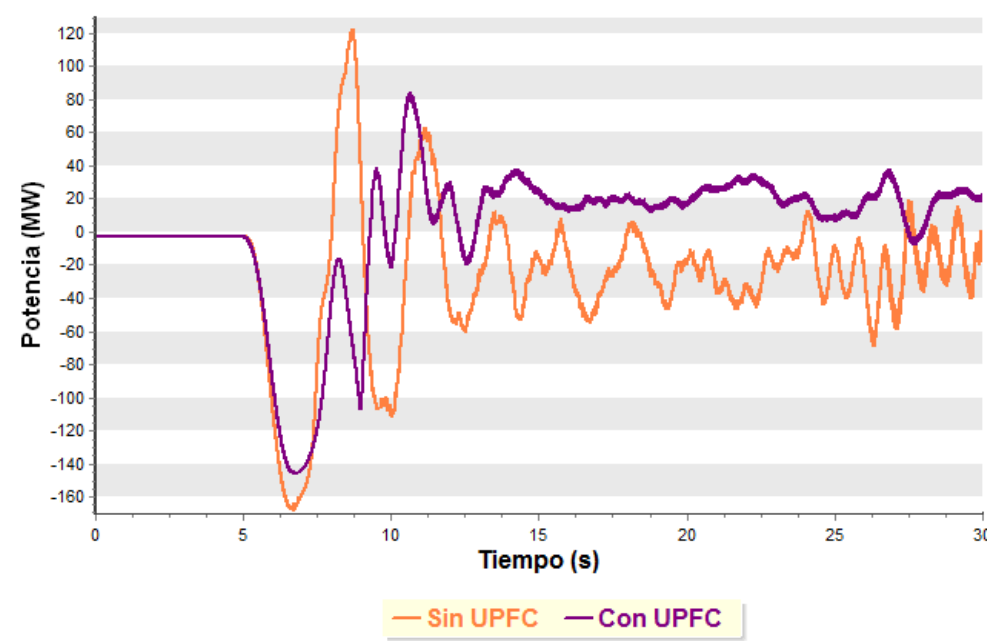
Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

4.2.2. **UPFC en La Vega 2-Ahuachapán ante disparo de subestaciones Panamá I y Panamá II**

Al inicio de la simulación, cuando se presentan condiciones de estado estable, el flujo programado en la línea de interconexión La Vega 2-Ahuachapán es de 0 MW. Al darse la salida de servicio de las subestaciones Panamá I y Panamá II, transcurridos 5 segundos, se inicia la presencia de oscilaciones llegando desde los -160 MW hasta los 120 MW aproximadamente, cuando la línea no es controlada por un UPFC, y pasado un tiempo continua oscilando con flujos entre los valores de -50 MW y 10 MW.

Por otra parte, si la línea de transmisión es controlada por un UPFC el flujo de potencia se amortigua desde el primer instante, ya que este únicamente llega a los -140 MW y, pasados 15 segundos de iniciada la simulación, el flujo de potencia se amortigua tendiendo hacia 20 MW. Los comportamientos del flujo de potencia en la línea La Vega 2-Ahuachapán descritos anteriormente se pueden comparar en la figura 81.

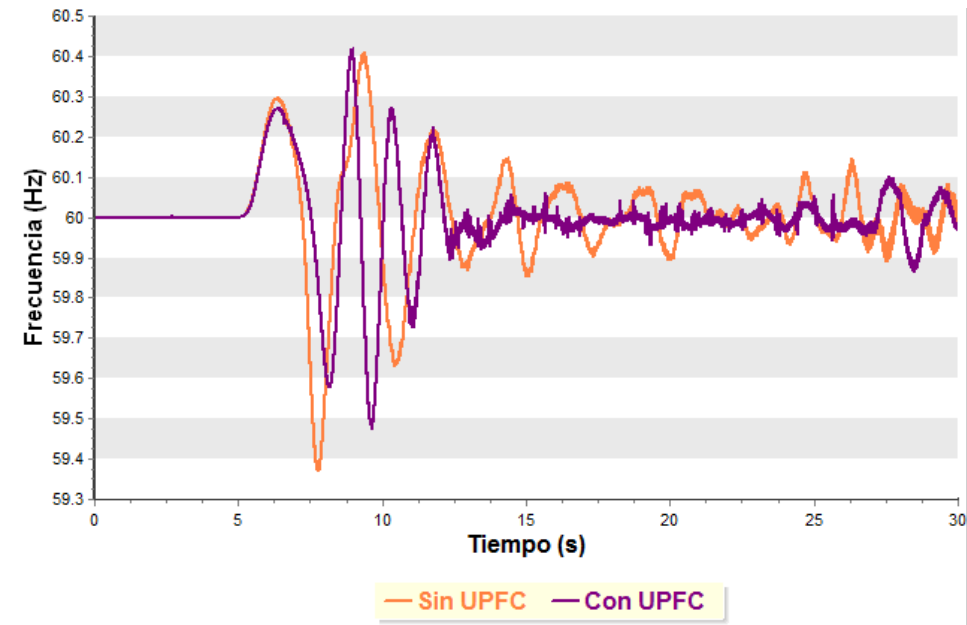
Figura 81. **Control de flujo de potencia en La Vega 2-Ahuachapán ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Al implementarse el UPFC en La Vega 2 la frecuencia también tiende a valores más estables, ya que, pasados apenas 6 segundos del evento transitorio, la frecuencia se mantiene en valores cercanos a los 60 Hz. Dicho comportamiento se puede observar en la figura 82.

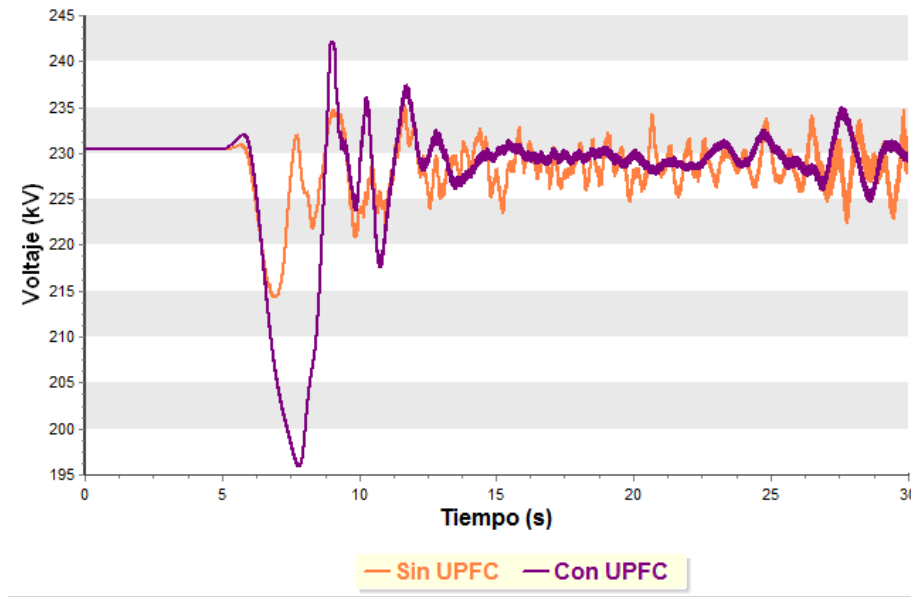
Figura 82. **Control de frecuencia en La Vega 2 ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

En lo que respecta al comportamiento del voltaje en subestación La Vega 2, al observar la figura 83 se puede decir que, en el caso en que la línea no cuenta con UPFC, el voltaje es más estable entre los 5 y 12 segundos de iniciada la simulación, debido a que el voltaje se deprime únicamente hasta 215 kV y no hasta 195 Kv, como es el caso de cuando se implementa el controlador UPFC. Pero, aunque inicialmente la no implementación del UPFC puede parecer más estable para el control de voltaje, pasados los 12 segundos el UPFC logra reducir las oscilaciones de voltaje y converger los valores al valor nominal del nodo en un análisis que es de 230 kV, por lo tanto, la implementación del UPFC mediante su componente en paralelo da un mayor amortiguamiento.

Figura 83. **Control de voltaje en La Vega 2 ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II**

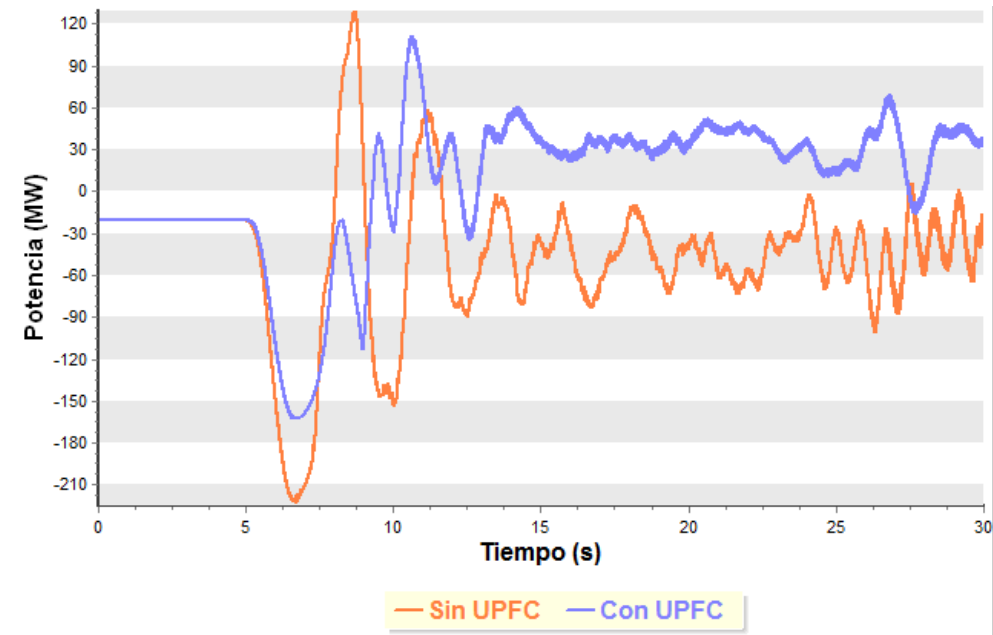


Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

4.2.3. **UPFC en Moyuta-Ahuachapán ante disparo de subestaciones Panamá I y Panamá II**

En los primeros 5 segundos de la simulación, cuando los sistemas se encuentran en estado estable, la potencia en la línea de transmisión Moyuta-Ahuachapán corresponde a una importación de -20,3 MW, refiriéndose al área de control de Guatemala. El disturbio recreado a los 5 segundos provoca oscilaciones que se amortiguan en el tiempo, cuando se hace uso del controlador UPFC, y que se mantienen cuando el amortiguamiento proviene únicamente en menor medida por los controles de los generadores síncronos. Las condiciones descritas anteriormente se observan en la figura 84.

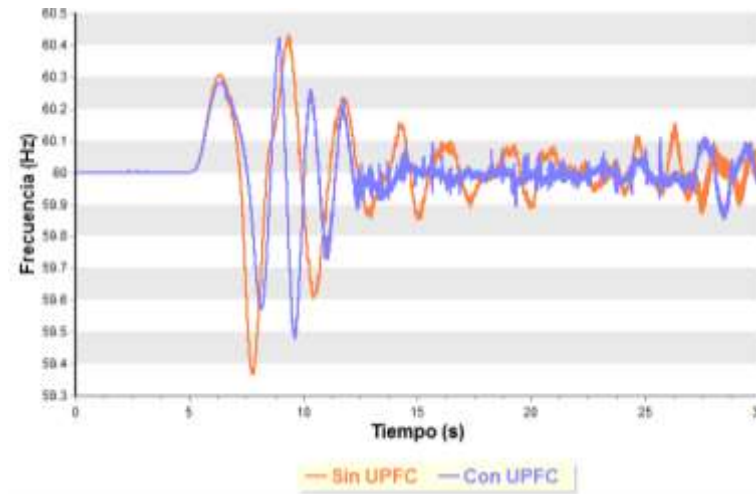
Figura 84. **Control de flujo de potencia en Moyuta-Ahuachapán ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

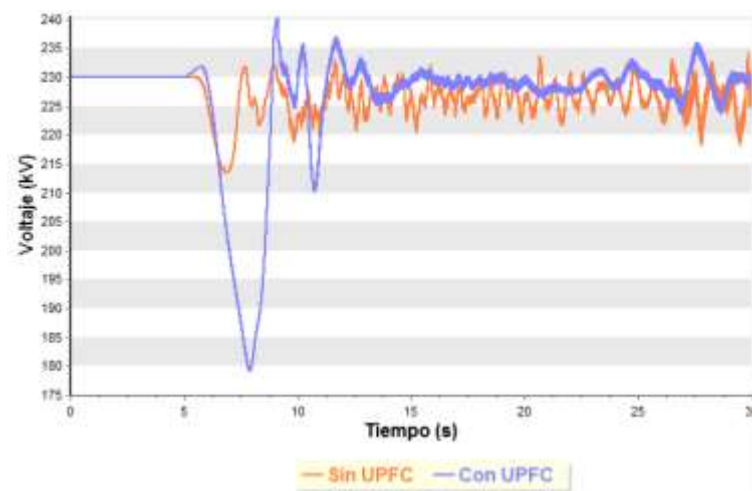
De igual forma, como sucede con el flujo de potencia, la implementación del UPFC establecerá un mayor amortiguamiento para los valores de frecuencia y voltaje que se manifiesten en subestación Moyuta. Para el caso de la frecuencia en la figura 85, se puede observar cómo el control efectuado mediante el UPFC converge los valores de frecuencia hacia 60 Hz de una manera más atenuada. Respecto a los valores de voltaje en el nodo de Moyuta, con valor nominal de 230 kV, la figura 86 muestra cómo los valores, después de la perturbación, en un inicio no son amortiguados correctamente por el UPFC, pero transcurrido cierto tiempo finalmente el voltaje se mantendrá más cerca del valor nominal.

Figura 85. **Control de frecuencia en Moyuta ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Figura 86. **Control de voltaje en Moyuta ante pérdida de subestaciones Panamá I y Panamá II**

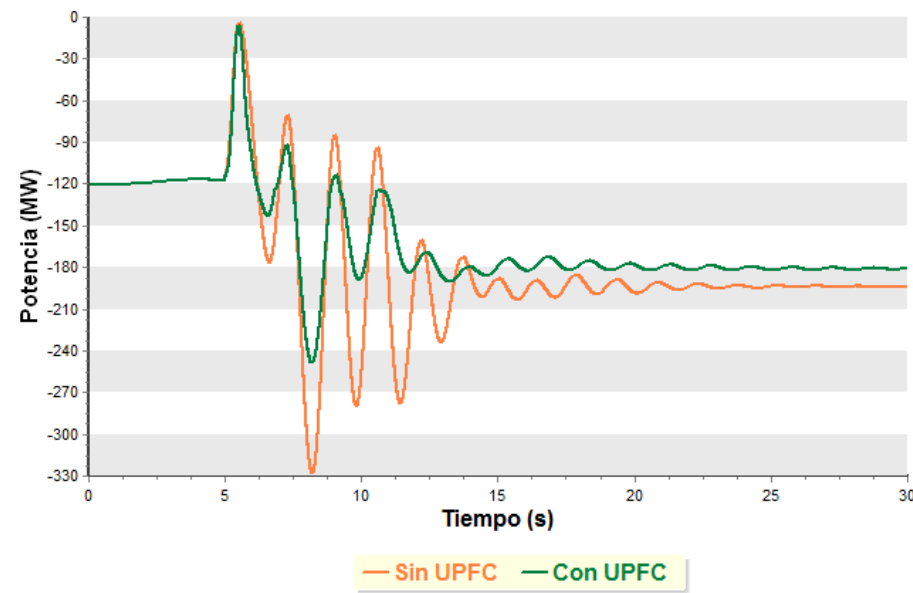


Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

4.3. Respuesta de UPFC actuando en interconexión Los Brillantes-Tapachula ante falla de 300 ms en subestación El Cajón

Las condiciones de estado estable iniciales, de las cuales se parte para la simulación de una falla en barras de 230 kV en subestación El Cajón, en el área de control de Honduras, con una duración de 300 ms y con un controlador UPFC actuando en la línea de interconexión Los Brillantes-Tapachula, son similares a las que se presentan en la sección 4.1, con la diferencia que la recreación del evento actual ocurre en demanda máxima.

Figura 87. Control de flujo de potencia en Los Brillantes-Tapachula ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón

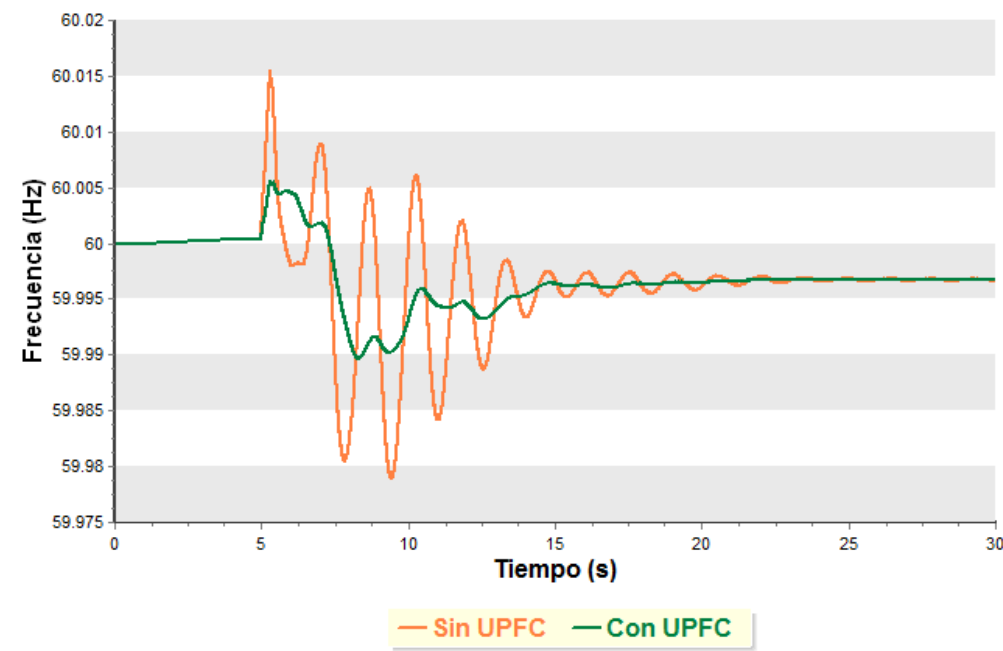


Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

El flujo inicial para la línea Los Brillantes-Tapachula corresponde a una importación de aproximadamente -120 MW, desde el sistema eléctrico mexicano hacia el área de control de Guatemala, transcurridos 5 segundos de

condición de estado estable se recrea la falla en subestación El Cajón y se mantiene durante 300 ms, hasta que es liberada dejando fuera de servicio en su totalidad la barra de 230 kV. Posteriormente a la falla la inestabilidad oscilatoria, se hace presente tendiendo a que el flujo de potencia se incremente hasta los -180 MW, debido a la pérdida de generación de los cuatro generadores conectados en subestación El Cajón. En la figura 87 se puede observar cómo el UPFC ayuda a reducir la amplitud de las oscilaciones convergiendo de una manera más atenuada al nuevo valor de potencia de -180 MW.

Figura 88. **Control de frecuencia en Los Brillantes ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón**



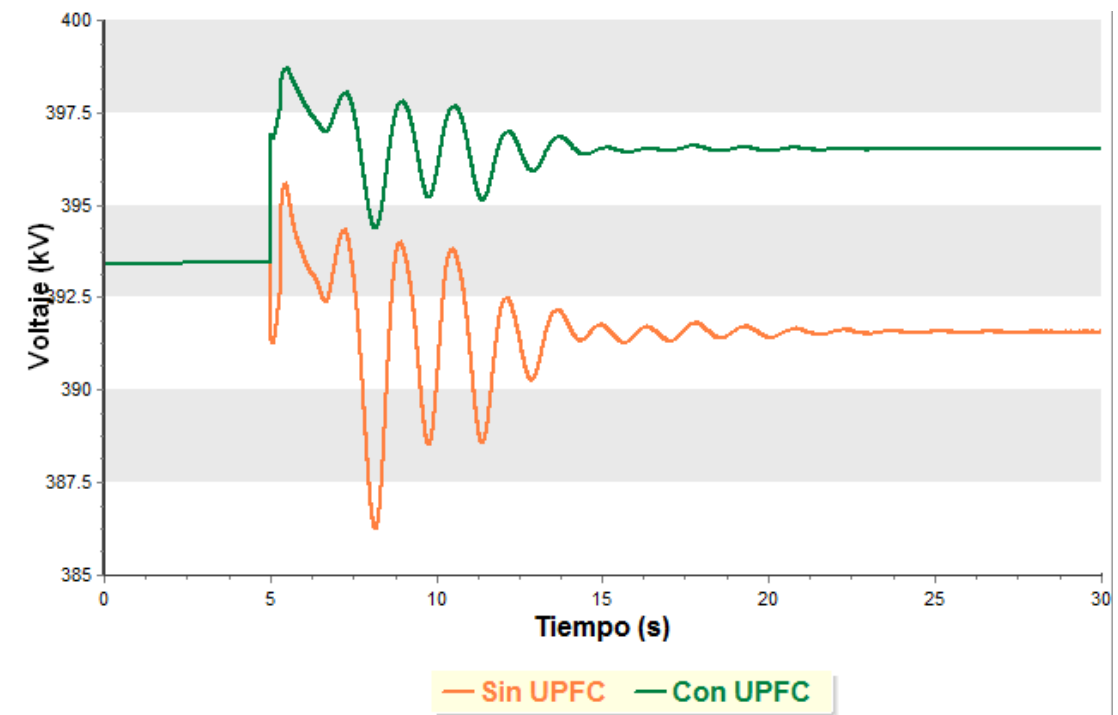
Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Por otro lado, si se observa la figura 88 se puede notar cómo la frecuencia tiene mayores variaciones cuando el UPFC no está en servicio, ya que se experimentan cambios entre los 60,015 Hz y 59,98 Hz, mientras que para

cuando la línea es controlada por el UPFC los cambios en la frecuencia de la barra de 400 kV en subestación Los Brillantes apenas varían entre 60,005 y 59,99 Hz.

Al igual que el flujo de potencia y la frecuencia, el voltaje de 400 kV en subestación Los Brillantes experimenta menos variaciones cuando el UPFC se encuentra en servicio actuando sobre la línea Los Brillantes-Tapachula. La comparación de cómo el voltaje se comporta en el nodo de 400 kV en Los Brillantes se puede hacer observando la figura 89.

Figura 89. **Control de voltaje en Los Brillantes ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón**



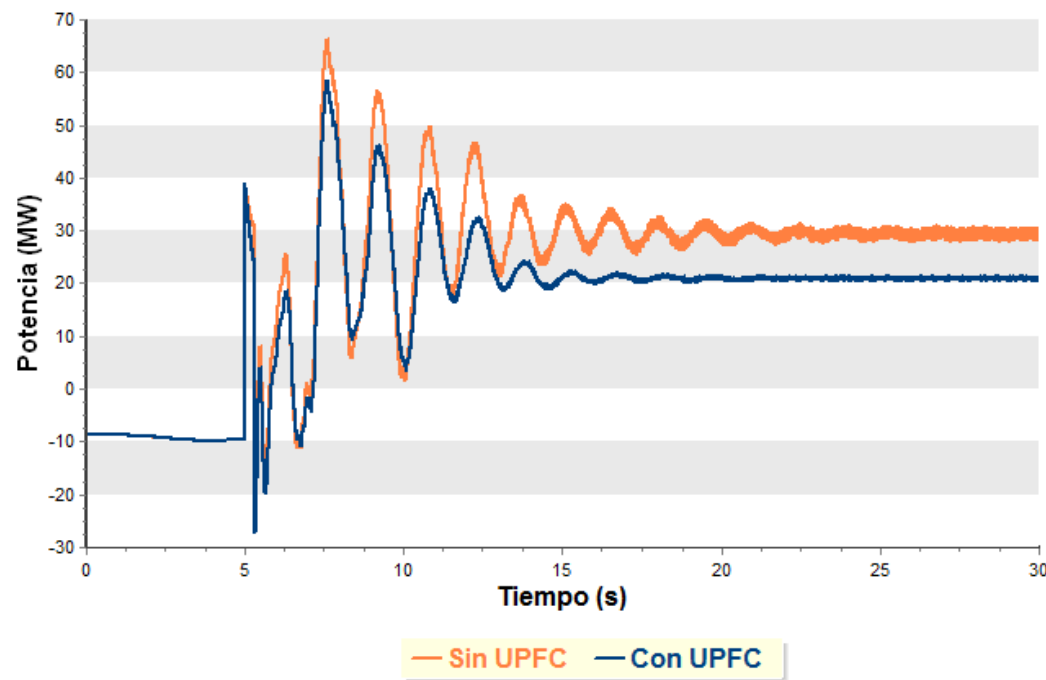
Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

4.4. Respuesta de UPFC actuando en interconexiones hacia el SER ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón

Al igual que en la sección 4.3, el modelado de controladores UPFC en las tres interconexiones hacia el SER implica una simulación y control simultáneo de tres controladores UPFC que proporcionan cada uno sus valores de flujo de potencia, valores de frecuencia y valores de voltaje para su respectivo análisis.

4.4.1. UPFC en Panaluya-San Nicolás ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón

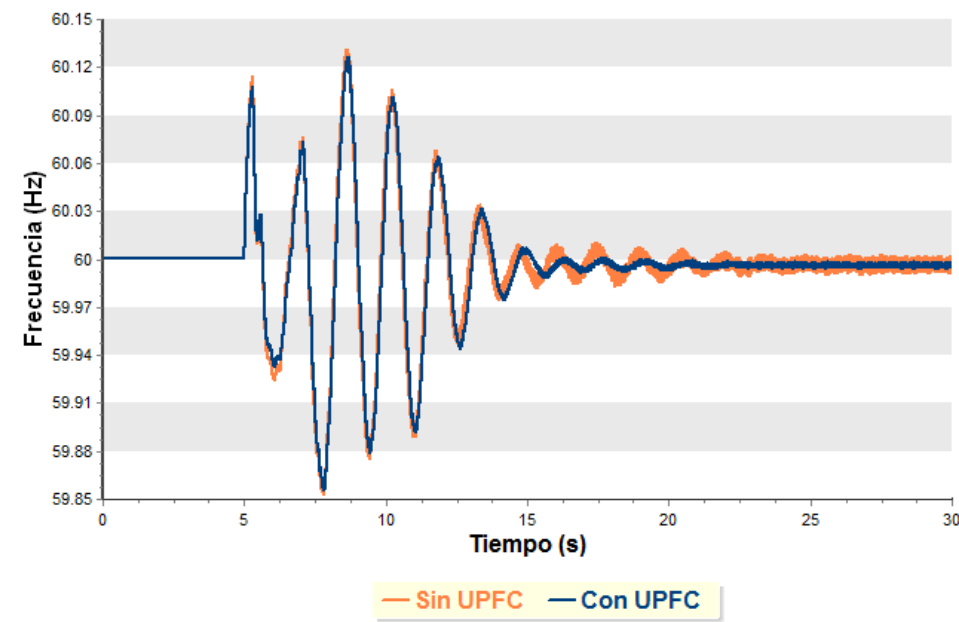
Figura 90. Control de flujo de potencia en Panaluya-San Nicolás ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

En la figura 90 se puede observar cómo el flujo de potencia en la línea Panaluya-San Nicolás inicialmente parte de un valor de -10 MW, ingresando a la barra de Panaluya y, pasados 5 segundos, se provoca el disturbio en la red iniciando los fenómenos oscilatorios que convergen a un flujo de aproximadamente 30 MW, saliendo de Panaluya cuando la línea no es controlada, y un flujo de aproximadamente 20 MW, saliendo de Panaluya cuando la línea es controlada por el UPFC.

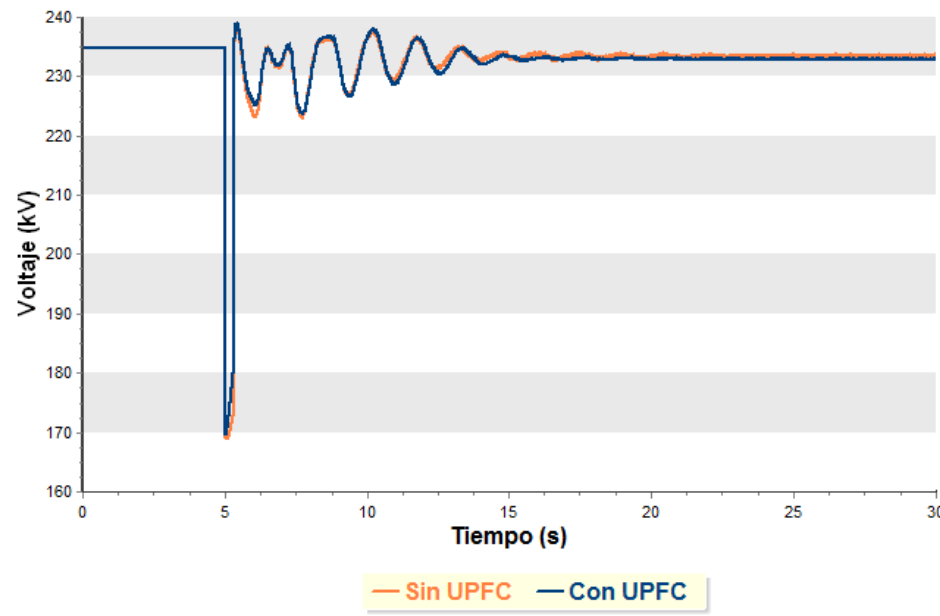
Figura 91. **Control de frecuencia en Panaluya ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Respecto a la frecuencia y voltaje en Panaluya, si se observan las figuras 91 y 92, se puede determinar que el amortiguamiento que experimentan estos valores no es tan significativo.

Figura 92. **Control de voltaje en Panaluya ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón**



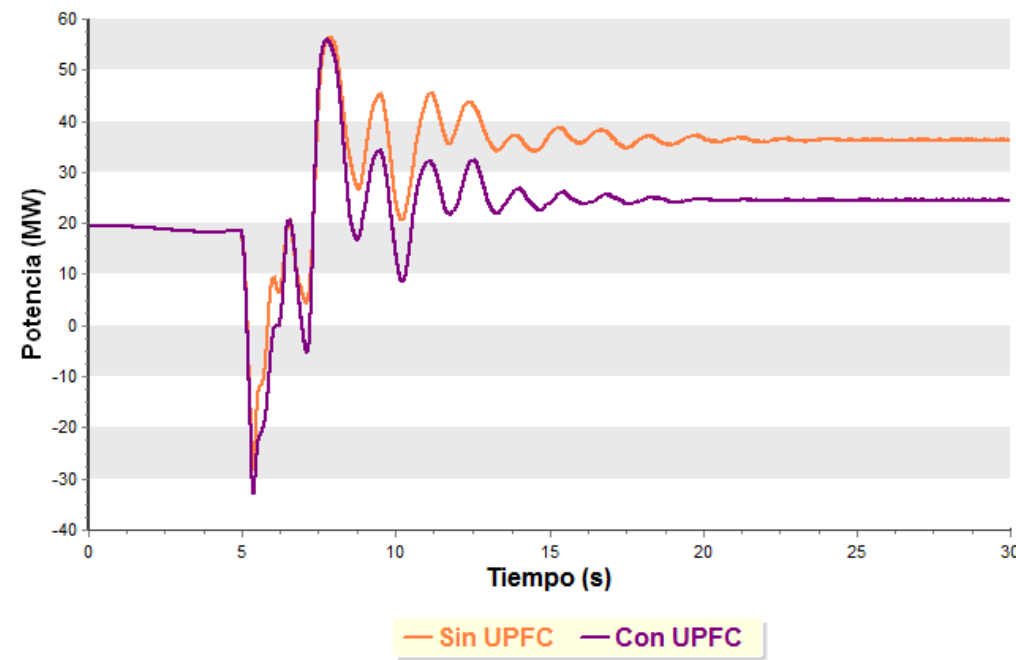
Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

4.4.2. **UPFC en La Vega 2-Ahuachapán ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón**

Inicialmente, en condiciones de estado estable, existe un flujo de 20 MW en la línea La Vega 2-Ahuachapán que sale desde La Vega 2 hacia Ahuachapán. Como en todos los casos anteriores, al recrearse la perturbación de los sistemas se inician los fenómenos oscilatorios que, en este caso, llevan a la inversión instantánea del flujo hasta un valor cerca de 35 MW, saliendo de Ahuachapán hacia La Vega 2. Cuando la línea de transmisión no es controlada las oscilaciones se hacen presentes de manera que el flujo converge en el tiempo a un nuevo de valor de 35 MW, saliendo desde la Vega 2 y, para el caso donde la línea es controlada por un UPFC, las oscilaciones se amortiguan para

que el flujo de potencia se atenúe a un nuevo valor de aproximadamente 25 MW, saliendo desde La Vega 2 hacia Ahuachapán. La comparación de los comportamientos descritos anteriormente se puede hacer observando la figura 93.

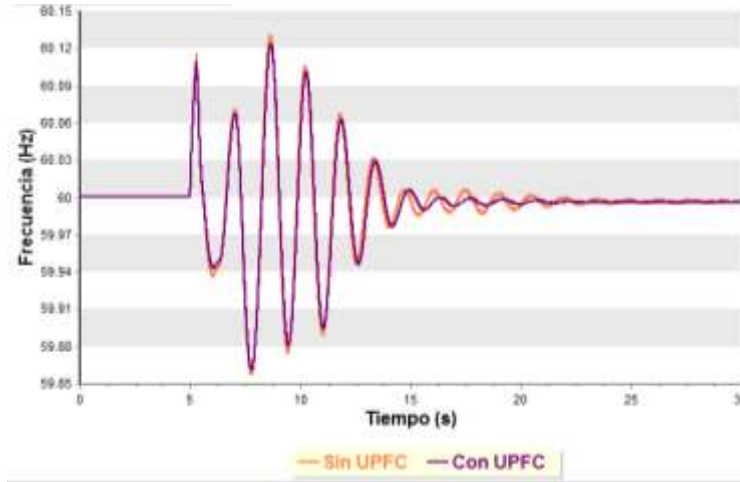
Figura 93. **Control de flujo de potencia en La Vega 2-Ahuachapán ante falla de 300 ms en subestación El Cajón**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

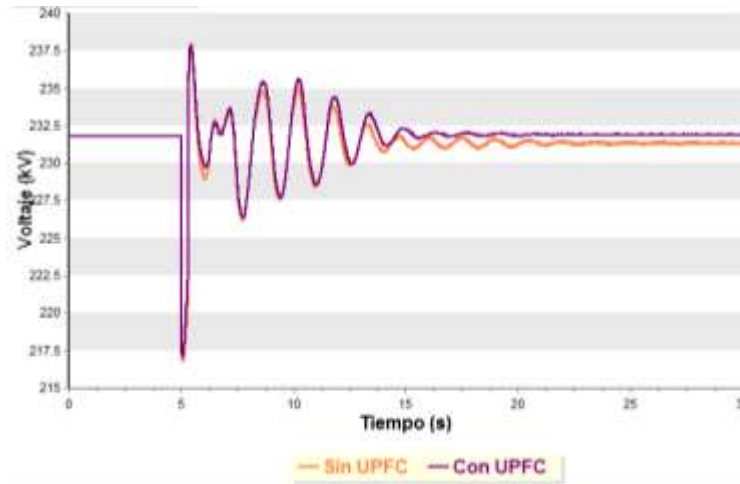
Por otro lado, si se analizan las figuras 94 y 95 se puede observar que los valores de frecuencia y voltaje referidos a la barra de 230 kV en subestación La Vega 2 apenas son amortiguados en los primeros instantes y con un mayor amortiguamiento pasados unos 13 segundos.

Figura 94. **Control de frecuencia en La Vega 2 ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Figura 95. **Control de Voltaje en La Vega 2 ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón**

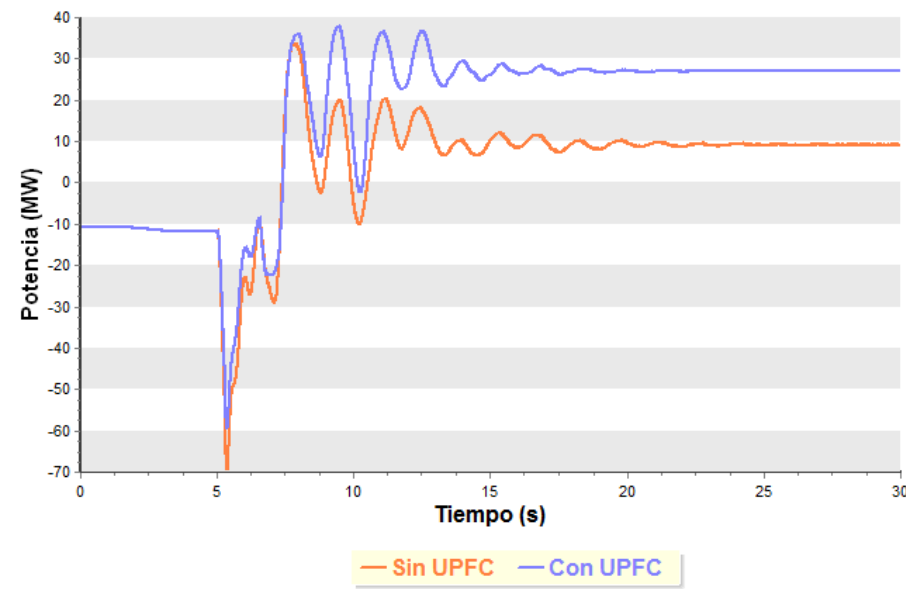


Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

4.4.3. UPFC en Moyuta-Ahuachapán ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón

En condiciones de estado estable el flujo en la línea Moyuta-Ahuachapán corresponde a un valor de -10 MW, ingresando a la barra de 230 kV en Moyuta, dicho flujo, sumado a los otros dos flujos de las otras dos interconexiones hacia el SER, dan como resultado un flujo circulante entre el área de control de Guatemala y el SER. Tras simular la falla en subestación El Cajón se puede observar que el flujo circulante se altera y resulta en un flujo neto saliente hacia el SER; la alteración del flujo debido al evento transitorio provoca oscilaciones que se pueden comparar en la figura 95 considerando la línea Moyuta-Ahuachapán controlada por un UPFC y sin control alguno.

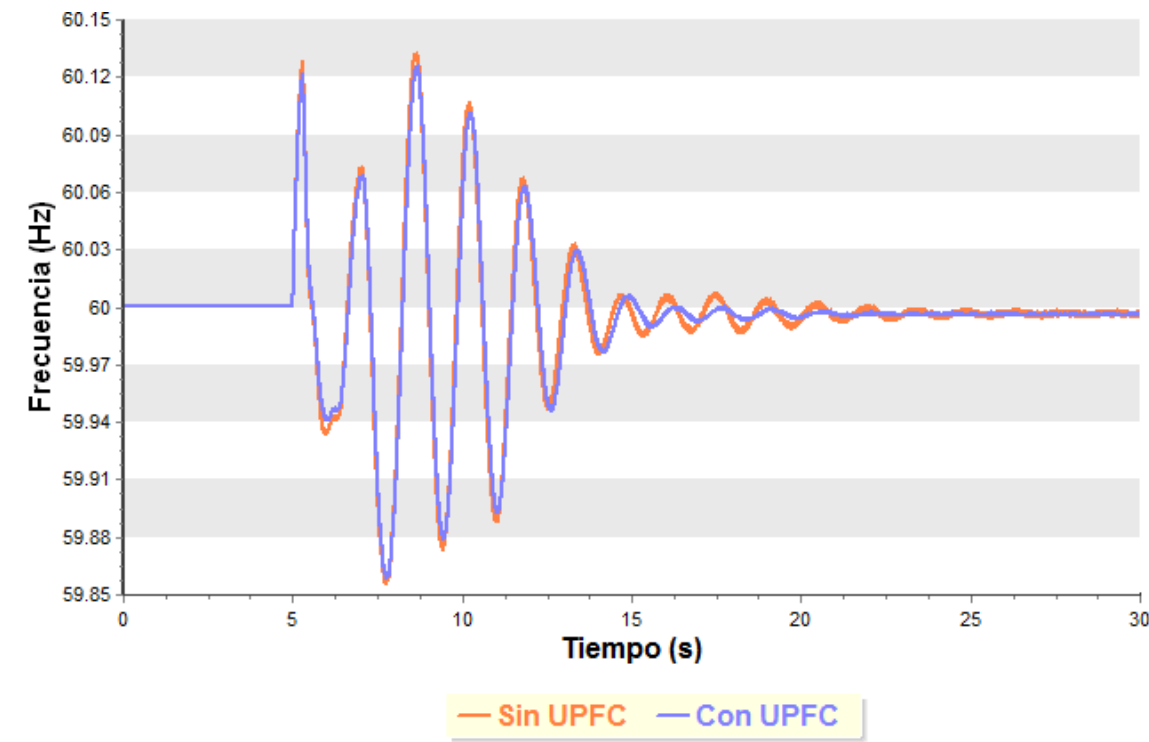
Figura 96. Control de flujo de potencia en Moyuta-Ahuachapán ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

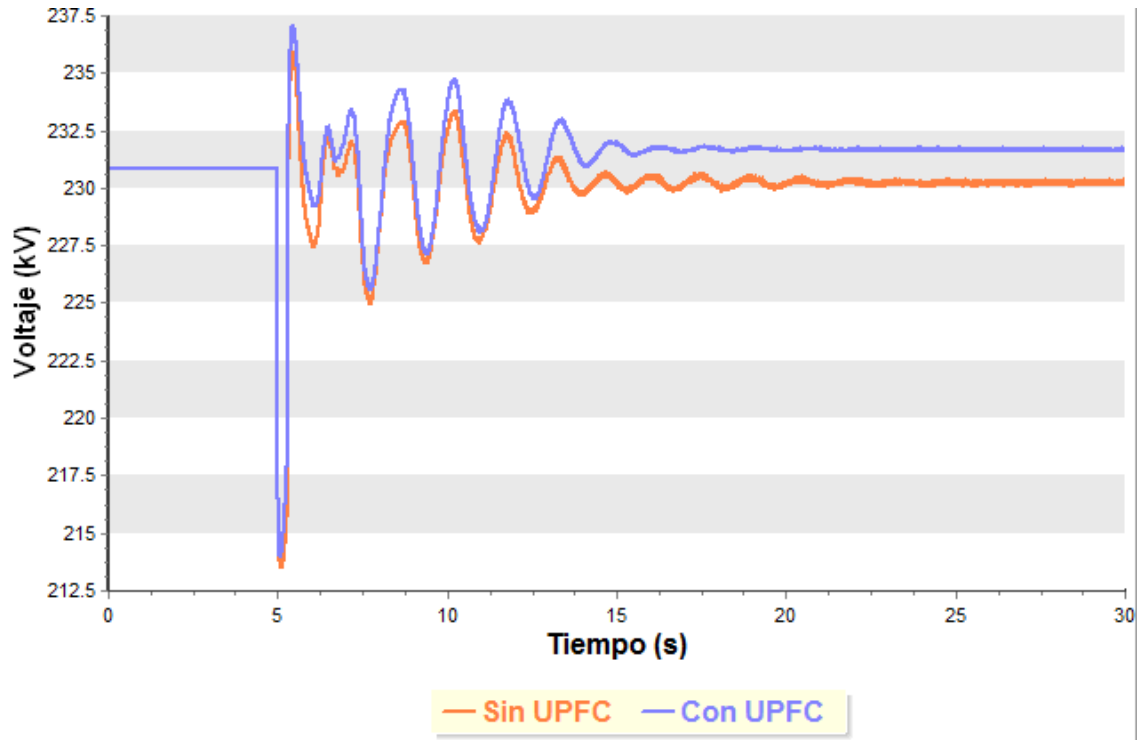
Observando la figura 96 se puede determinar que, para este caso, el comportamiento de los flujos de potencia es muy similar, observando, en el caso en que la línea cuenta con UPFC, un amortiguamiento débil que no implica cambios de gran proporción. Considerando la poca diferencia que existe en el amortiguamiento con UPFC y sin UPFC en la línea Moyuta-Ahuachapán, se puede intuir que lo mismo sucede con los valores de frecuencia y voltaje referidos la barra de 230 kV en Moyuta. Tal comportamiento puede ser apreciado en las figuras 97 y 98.

Figura 97. **Control de frecuencia en Moyuta ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E.

Figura 98. **Control de voltaje en Moyuta ante falla con duración de 300 ms en subestación El Cajón**



Fuente: elaboración propia, con base en el software PSS®E

CONCLUSIONES

1. Las oscilaciones electromecánicas son inherentes a los sistemas eléctricos de potencia, dado el comportamiento dinámico de transferencia de potencia entre los generadores y las cargas, sin embargo, factores como enlaces débiles que se dan al tener un solo vínculo eléctrico entre áreas de control, interconexiones entre sistemas de gran inercia con sistemas de poca inercia, rotores de los generadores con poca inercia, ajuste incorrecto de los gobernadores de velocidad y ajuste erróneo de los sistemas de excitación, pueden incrementar la presencia de oscilaciones electromecánicas.
2. El UPFC es un dispositivo que brinda un verdadero control en los parámetros de un sistema de potencia, ya que, basando su funcionamiento en la modificación de alguno de los valores de la ecuación de transferencia de potencia, proporciona de forma simultánea control en la compensación de potencia reactiva mediante el componente en paralelo STATCOM y control del flujo de potencia activa mediante el componente en serie SSSC.
3. La modelación del controlador UPFC mediante el software PSS®E se logró simulando el componente en paralelo STATCOM, a partir de un modelo preestablecido en la librería del mismo PSS®E, y para la simulación del componente en serie SSSC fue necesario modificar mediante lenguaje Python los valores de reactancia de la línea de transmisión que se desea controlar.

4. Luego de modelar dispositivos UPFC en los nodos de interconexión del SNI, y de simular eventos de estabilidad transitoria que recrearan oscilaciones electromecánicas, se determinó que la implementación de controladores UPFC en los nodos de interconexión mejora el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, brindando de esta forma una mayor seguridad a la operación de los sistemas interconectados desde México hasta Panamá, proporcionando, por lo tanto, una mayor estabilidad y confiabilidad al SNI de Guatemala.

RECOMENDACIONES

1. Exigir una adecuada sintonización de los gobernadores de velocidad, de los sistemas de excitación y de los estabilizadores de potencia, para evitar agravar el problema de las oscilaciones electromecánicas.
2. Realizar y continuar estudios eléctricos completos que impliquen el análisis modal de oscilaciones de potencia, para identificar los modos de oscilación presentes que afecten al SER interconectado con el sistema eléctrico de México.
3. Ampliar el estudio de los controladores FACTS en otras áreas de la región e identificar aplicaciones específicas de los mismos en diferentes nodos del SER, como podría ser en las distintas interconexiones.
4. Mejorar bases de datos de manera que expresen el comportamiento de los elementos de la red, considerando modelos más detallados de cada máquina síncrona y sus respectivos controles.
5. Analizar el comportamiento del controlador UPFC de forma más detallada, tomando en cuenta cada uno de sus componentes y utilizando para ello un software de simulación en el que se puedan presentar modelos en diagramas de bloques.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador de Mercado Mayorista. *Informes de posdespacho*. [en línea] <http://www.amm.org.gt/portal/?page_id=145>. [Consulta: mayo 2017].
2. AGUDELO, Viviana. *Control de oscilaciones electromecánicas en sistemas eléctricos de potencia usando el análisis modal*. Trabajo de grado. Universidad Tecnológica de Pereira, 2008. 111 p.
3. ALTUVE, Héctor J.; SCHWEITZER, Edmund O. *Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctricos de potencia*. Pullman, WA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2014. 397 p.
4. BUCCIERO, Joseph; TERBRUEGGEN, Mike. *Interconnected power system dynamics tutorial*. 3a ed. Fairfax, Virginia EE. UU.: KEMA-ECC INC., 1998. 805 p.
5. DEMELLO, Francisco P.; CONCORDIA, Charles. *Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 4, abril 1969. 14 p.
6. ESPINOZA, Vicente; GUZMÁN, Armando; CALERO, Fernando; MYNAM, Mangapathirao; PALMA, Eduardo. *Wide-area protection and control scheme maintains Central America's power system*

stability. AMM-Guatemala y Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2012. 9 p.

7. FOLLUM, J. D.; TUFFNER, F. K.; ELIZONDO, M. A. *Análisis de estabilidad de pequeña señal en América Central*. Pacific Northwest National Laboratory, 2015. 35 p.
8. GRAINGER, John; STEVENSON Jr., William. *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill, 1996. 740 p.
9. GRIGSBY, Leonard. *Power system stability and control*. Segunda edición. CRC Press, 2007. 360 p.
10. GYUGYI, Laszlo; SCHAUDER, Colin D.; WILLIAMS, Scott L.; TEIRMAN, Thomas R.; TORGERSON, Duane R.; EDRIS, Abdel-Aty. *The unified power flow controller: a new approach to power transmission control*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 2, abril 1995. 13 p.
11. HERNÁNDEZ, Aitor; EGUÍA, Pablo; TORRES, Esther; RODRÍGUEZ, Miguel. *Dynamic simulation of a SSSC for power flow control during transmission network contingencies*. Noruega: Trondheim PowerTech IEEE, 2011. 6 p.
12. HINGORANI, Narain; GYUGY, Laszlo. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. Piscataway, NJ: IEEE Press, 2000. 432 p.

13. KUNDUR, Prabha. *Power system stability and control*. USA: McGraw-Hill, Inc., 1994. 1167 p.
14. MAGAZ, José. *Capacitación de operadores del CDC-AMM sistemas de generación eléctrica y controles de planta generadora*. ECT Consultoría S. A., 2015. 602 p.
15. PATEL, R.; BHATTI, T.S.; KOTHARI, D.P. *Improvement of power system stability by coordinated operation of fast valving and braking resistor*. IEE Proc.-Gener. Transm D'mrib, Vol. ISO, No. 3, May 2003. 6 p.
16. Power Technology International (PTI). *PSS®E 33.4 application program interface (API)*. Siemens Industry, Inc., 2013.
17. _____. *PSS®E 33.4 model library*. Siemens Industry, Inc., 2013.
18. _____. *PSS®E 33.4 program application guide volume 1*. Siemens Industry, Inc., 2013.
19. _____. *PSS®E 33.4 program application guide volume 2*. Siemens Industry, Inc., 2013.
20. _____. *PSS®E 33.4 program operation manual*. Siemens Industry, Inc., 2013.
21. SADICOVIC, Rusejla. *Use of FACTS devices for power flow control and damping of oscillations in power systems*. Trabajo de posgrado. Zurich: Swiss Federal Institute of Technology, 2006. 139 p.

22. SANNI, Shereefdeen. *Assesment of transient stability enhancement capability of unified power flow controller in a multi-machine power system*. Trabajo de posgrado. Ahmadu Bello University, Zaria, 2014. 78 p.

APÉNDICES

Apéndice 1. Código en python para control del SSSC

```
import math

parametros_de_red=r"""C:\Users\jvaldizon\Desktop\Pruebas PSSE
4\CA_MEDMAY17.sav"""
archivo_snap=r"""C:\Users\jvaldizon\Desktop\Pruebas PSSE
4\DYR_MEDMAY17.snp"""
archivo_de_salida=r"""C:\Users\jvaldizon\Desktop\Pruebas PSSE
4\DYR_MEDMAY17.out"""
archivo_de_progreso=r"""C:\Users\jvaldizon\Desktop\Pruebas PSSE
4\DYR_MEDMAY17.txt"""

psspy.progress_output(2,archivo_de_progreso,0)

psspy.case(parametros_de_red)
psspy.rstr(archivo_snap)

tinicio=0
tfinalizacion=30
delta_t=0.001
pasos=(tfinalizacion-tinicio)/delta_t
t=range(tinicio,30000,1)

tevento_1=5

Barra_desde=1128
Barra_hacia=14319
X_max=8
X_min=-8

Kp=0.1
Ramp=1

psspy.cong(0)
```

Continuación apéndice 1.

```
psspy.con1(0,1,1,[0,0],[ 100.0,0.0,0.0, 100.0])
psspy.con1(0,1,2,[0,0],[ 100.0,0.0,0.0, 100.0])
psspy.con1(0,1,3,[0,0],[ 100.0,0.0,0.0, 100.0])
psspy.fact()
psspy.ordr(1)
psspy.branch_p_channel([1,7622,3163,1128,14319],r""1"",r""POT LBR-THP
(MW)""")
psspy.bsys(1,0,[0.0,0.0],0,[],1,[1128],0,[],0,[])
psspy.chsb(1,0,[-1,-1,-1,1,12,0])
psspy.bsys(1,0,[0.0,0.0],0,[],1,[14319],0,[],0,[])
psspy.chsb(1,0,[-1,-1,-1,1,12,0])
psspy.voltage_and_angle_channel([4,7623,3166,1128],[r""VOLT LBR 400
kV"",r""ANG LBR 400 kV""])
psspy.voltage_and_angle_channel([6,7625,3167,14319],[r""VOLT THP 400
kV"",r""ANG THP 400 kV""])
psspy.branch_p_channel([8,7627,3168,1710,3190],r""1"",r""POT PAN-SNC
(MW)""")
psspy.bsys(1,0,[0.0,0.0],0,[],1,[1710],0,[],0,[])
psspy.chsb(1,0,[-1,-1,-1,1,12,0])
psspy.bsys(1,0,[0.0,0.0],0,[],1,[3190],0,[],0,[])
psspy.chsb(1,0,[-1,-1,-1,1,12,0])
psspy.voltage_and_angle_channel([11,7628,3171,1710],[r""VOLT PAN 230
kV"",r""ANG PAN 230 kV""])
psspy.voltage_and_angle_channel([13,7630,3172,3190],[r""VOLTSNC 230
kV"",r""ANG SNC 230 kV""])
psspy.branch_p_channel([15,7632,3173,1124,29161],r""1"",r""POT LVG-AHU
(MW)""")
psspy.bsys(1,0,[0.0,0.0],0,[],1,[1124],0,[],0,[])
psspy.chsb(1,0,[-1,-1,-1,1,12,0])
psspy.bsys(1,0,[0.0,0.0],0,[],1,[29161],0,[],0,[])
psspy.chsb(1,0,[-1,-1,-1,1,12,0])
psspy.voltage_and_angle_channel([18,7633,3176,1124],[r""VOLT LVG 230
kV"",r""ANG LVG 230 kV""])
psspy.voltage_and_angle_channel([20,7635,3177,29161],[r""VOLT AHU 230
kV"",r""ANG AHU 230 kV""])
psspy.branch_p_channel([22,7637,3178,1125,29162],r""1"",r""POT MOY-AHU
(MW)""")
psspy.bsys(1,0,[0.0,0.0],0,[],1,[1125],0,[],0,[])
psspy.chsb(1,0,[-1,-1,-1,1,12,0])
```

Continuación apéndice 1.

```
psspy.bsys(1,0,[0.0,0.0],0,[],1,[29162],0,[],0,[])
psspy.chsb(1,0,[-1,-1,-1,1,12,0])
psspy.voltage_and_angle_channel([25,7638,3181,1125],[r""VOLT MOY 230
kV"",r""ANG MOY 230 kV""])
psspy.voltage_and_angle_channel([27,7640,3182,29162],[r""VOLT AHU 230
kV"",r""ANG AHU 230 kV""])
psspy.dynamics_solution_param_2([_i,_i,_i,_i,_i,_i,_i,_i],[_f,_f,
0.001,_f,_f,_f,_f,_f])
psspy.change_channel_out_file(archivo_de_salida)
psspy.strt(0,archivo_de_salida)

ierr,Vbase = psspy.busdat(Barra_desde,'BASE')
Sbase = psspy.sysmva()
Zbase = (Vbase*Vbase)/Sbase
ierr,flujo_inicial = psspy.brnflo(Barra_desde,Barra_hacia,'1')
Sref = abs(flujo_inicial)
ierr,corriente_inicial = psspy.brnmsc(Barra_desde,Barra_hacia,'1','AMPS')
Isssc_ref = corriente_inicial
Xpasopu = Ramp*delta_t/Zbase
X_max_pu = X_max/Zbase
X_min_pu = X_min/Zbase

psspy.strt(0,archivo_de_salida)
psspy.run(0,tevento_1,1,1,0)

for j in t:

    if j*delta_t==tevento_1:
        psspy.dist_bus_trip(6001)
        psspy.dist_bus_trip(6003)

    Error = Sref-Ssssc
    Errorpu = Error/Sbase
    Xcomppu = -1*Kp*Errorpu

    if (Xsssc - Xcomppu) > Xpasopu:
        Xcomppu = Xsssc - Xpasopu
    if (Xsssc - Xcomppu) < -1*Xpasopu:
        Xcomppu = Xsssc + Xpasopu
```

Continuación apéndice 1.

```
if Xcomppu > X_max_pu:
    Xcomppu = X_max_pu
if Xcomppu < X_min_pu:
    Xcomppu = X_min_pu

psspy.branch_data(Barra_desde,Barra_hacia,'1',[_i,_i,_i,_i,_i,_i],[_f,
Xcomppu,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f,_f])

psspy.run(0,j*delta_t,1,1,1)

Voltaje_inyectado = Isssc*Xcomppu*Zbase

psspy.progress_output(1,archivo_de_progreso,1)
```

Fuente: elaboración propia, con base en apéndice E de SANNI, Shereefdeen. *Assesment of transient stability enhancement capability of unified power flow controller in a multi-machine power system.* p. 76.