

**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

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

**APLICACIÓN DE CONTROLADORES  
FACTS TIPO STATCOM Y SMES  
PARA LA PREVENCIÓN DE  
INESTABILIDAD DE VOLTAJE EN  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:  
MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD  
EN INGENIERIA ELECTRICA**

**PRESENTA**

**GABRIELA PAMPIN VERGARA**



**México D.F.**

**Agosto 2003**



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL  
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D.F. siendo las 11.00 horas del día 11 del mes de Junio del 2003 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. para examinar la tesis de grado titulada:

**"APLICACIÓN DE CONTROLADORES FACTS TIPO "STATCOM" Y "SMES" PARA LA PREVENCIÓN DE INESTABILIDAD DE VOLTAJE EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA"**

Presentada por el alumno:

<b>PAMPIN</b> Apellido paterno	<b>VERGARA</b> materno	<b>GABRIELA</b> nombre(s)	Con registro:					
			0	1	1	0	8	8

aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS

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

LA COMISION REVISORA

Director de tesis

DR. HECTOR GERARDO SARMIENTO URUCHURTU

DR. DANIEL OLGUIN SALINAS

DR. JAIME ROBLES GARCIA

DR. RAUL VELAZQUEZ SANCHEZ

DR. DAVID ROMERO ROMERO

DR. RICARDO O MOTA PALOMINO

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. FLORENCIO SANCHEZ SILVA



SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION

## *Dedicatoria*

*A quien vive en mis sueños*

*A quien conociendo mis sueños  
Me impulsa a alcanzarlos*

# *Agradecimientos*

*A mi madre y hermanas por el cariño y comprensión dado a lo largo de este camino.*

*Al Instituto de Investigaciones Eléctricas y a la Sección de Posgrado e Investigación (SEPI)  
de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME) por las facilidades  
otorgadas para la realización de esta tesis.*

*Al personal de la Gerencia de Transmisión y Distribución  
del Instituto de Investigaciones Eléctricas que contribuyó  
en la elaboración de este trabajo*

*Al Dr. Raúl Velázquez Sánchez por el apoyo brindado a lo largo de mis estudios de Posgrado*

*Al Dr. Jaime Robles García por su comentarios y contribuciones al contenido de éste trabajo*

*Al Dr. Héctor G. Sarmiento Uruchurtu por las innumerables revisiones y contribuciones  
realizadas a la tesis. Así como el cariño y respeto que su calidad humana merece.*

# CONTENIDO

**RESUMEN**

**ABSTRACT**

**CONTENIDO**

**INDICE DE FIGURAS**

**INDICE DE TABLAS**

**GLOSARIO**

## **CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN**

1.1 Introducción	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Objetivos de la Tesis	6
1.4 Justificación de la Tesis	7
1.5 Contribuciones.	9
1.6 Estructura de la Tesis	10

## **CAPÍTULO 2 ESTABILIDAD DE VOLTAJE**

2.1 Introducción	12
2.2 Estabilidad de Voltaje	12
2.3 Colapso de Voltaje	16
2.3.1 Secuencia del Colapso de Voltaje	16
2.3.2 Caracterización del Fenómeno sobre la base de Incidentes Reales	17

2.4 Mecanismos de la Estabilidad de Voltaje	18
2.4.1 Franjas de Tiempo para la inestabilidad de voltaje	18
2.4.2 Estabilidad de Voltaje Transitoria	18
2.4.3 Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo	19
2.5 Modelado Dinámico de Carga	20
2.6 Dispositivos que intervienen en a estabilidad de voltaje	21
2.6.1 Características Dinámicas y Estáticas de los Componentes del Sistema Eléctrico de Potencia	21
2.7 Efectos de la Inestabilidad de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia Reales	24

### **CAPÍTULO 3 SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE DE CORRIENTE ALTERNA (FACTS)**

3.1 Introducción.	27
3.2 Definiciones	27
3.3 Ventajas de los Dispositivos FACTS.	28
3.4 Aplicación de los Dispositivos FACTS	29
3.5 Dispositivos para Soporte de Voltaje: SVC, STATCOM y SMES.	30
3.5.1 Compensador Estático de Vars y Compensador Estático Síncrono.	31
3.5.2 Comparación entre STATCOM y SVC	31
3.5.3 SMES	33

### **CAPÍTULO 4 MODELADO DE ELEMENTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA QUE IMPACTAN EN LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE**

4.1 Introducción	34
------------------	----

4.2 Conceptos Básicos del Modelado de los Dispositivos	35
4.2.1 Cargas Estáticas.	35
4.2.2 Elementos Dinámicos	36
4.3 Análisis del Modelado de Elementos en Redes Eléctricas.	38
4.3.1 Modelos Utilizados	38
4.4 Características de la Red Analizada.	45
4.5 Estabilidad de Voltaje: Dinámica de Largo Plazo y Dinámica de Corto Plazo	46
4.5.1 Caso #1. Dinámica Básica con Soporte de Potencia Reactiva	47
4.5.2 Caso #2. Dinámica a Largo Plazo con Soporte de Potencia Reactiva	49
4.5.3 Caso #3. Dinámica Básica sin Soporte de Potencia Reactiva	49
4.5.4 Caso #4 Dinámica a Largo Plazo con Soporte de Potencia Reactiva	51
4.6 Estabilidad de Voltaje: Caracterización de los buses de carga	52
4.6.1 Caso #5. Dinámica a Largo Plazo con Soporte de Potencia Reactiva	52
4.6.2 Caso #6. Dinámica a Largo Plazo con Soporte de Potencia Reactiva y Modelo de Carga Complex	53
4.6.3 Caso #7 Dinámica a Largo Plazo con Soporte de Potencia Reactiva y Modelo de Carga Discharge	53
4.6.4 Caso #8 Dinámica Básica con Soporte de Potencia Reactiva y Modelo de Carga Complex	53
4.6.5 Caso #9. Dinámica Básica con Soporte de Potencia Reactiva y Modelo de Carga Discharge	53
4.7 Observaciones	56

## **CAPÍTULO 5 ANÁLISIS DEL EFECTO DE LOS CONTROLADORES FACTS PARA SOPORTE DE VOLTAJE: SMES Y STATCOM EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE**

5.1 Introducción.	58
5.2 Conceptos Básicos del Sistema de Almacenamiento Superconductor de energía Magnética (SMES).	59
5.2.1 Definición.	59
5.2.2 Introducción	59
	63
5.3 Modelo del SMES	
5.3.1 Diagrama de Bloques	63
5.3.2 Datos Empleados	64
5.4 Conceptos Básicos del Compensador Estático Síncrono	65
5.4.1 Definición.	65
5.4.2 Introducción	65
5.5 Modelo del STATCOM	72
5.5.1 Diagrama de Bloques	72
5.5.2 Datos Empleados	73
5.6 Sistema Eléctrico de Prueba	73
5.7 Análisis del Comportamiento del SMES en la Red Eléctrica de Prueba	73
5.8 Casos Simulados: Dinámica de Largo Plazo con SMES	74
5.8.1 Caso #1.Red de Prueba sin SMES	74
5.8.2 Caso #2. Red de Prueba con SMES	74
5.9 Casos Simulados: Dinámica de Largo Plazo/ Carga Detallada con SMES	74



5.9.1 Caso #3. Red de Prueba sin STATCOM	74
5.9.2 Caso #4. Red de Prueba con STATCOM	77
5.10 Análisis del Efecto del STATCOM en la Red Eléctrica de Prueba	77
5.10.1 Caso #5.	77
5.10.2 Caso #6.	78
	79
5.11 Observaciones	

## **CAPÍTULO 6 APLICACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS FACTS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**

6.1 Introducción	81
6.2 Contingencias Críticas Obtenidas con el Análisis Modal.	83
6.2.1 Contingencias Críticas en el Escenario del 2003	83
6.2.2 Buses con Mayor Participación en el Escenario del 2003.	84
6.2.3 Contingencias Críticas en el Escenario del 2005	85
6.2.4 Buses con Mayor Participación en el Escenario del 2005.	86
6.2.5 Comparación de resultados entre los Escenarios del 2003 y del 2005.	88
6.3 Consideraciones para las Simulaciones en el Dominio del Tiempo	89
6.3.1 Modelado de Carga.	89
6.3.2 Tiempos de Liberación de Falla.	89
6.4 Contingencias Críticas en el dominio del Tiempo	90
6.4.1 Contingencias Críticas en el Escenario del 2005	91
	98
6.5 Gráficas Típicas	
6.5.1 Caso #1. Violación por Oscilaciones Post-Disturbio	98
6.5.2 Caso #2. Violación por Caída de Voltaje Mayor a 10% Vnominal	99

6.5.3 Caso #3. Sistema Aislado	99
6.6 Análisis de Sensibilidad.	100
6.6.1 Modelado de Carga.	100
6.6.2 Tiempos de Liberación de Falla.	101
6.7 Análisis del efecto del tiempo de Liberación de Falla en la Estabilidad de Voltaje del Sistema Eléctrico Nacional.	101
6.7.1 Caso #4. Impacto del Tiempo de Falla en el nodo AMU-Tal1	101
6.7.2 Caso #5. Impacto del Tiempo de Falla en el nodo PNT-23	101
6.7.3 Caso #6. Impacto del Tiempo de Falla en el nodo CSL-115	103
6.8 Análisis del efecto del Modelado de Carga en la Estabilidad de Voltaje del Sistema Eléctrico Nacional	103
6.8.1 Casos #7 y #8 Efecto del Modelado de Carga en los Nodos AMU-Tal1 y PNT-23	103
6.8.2 Caso #9. Efecto del Modelado de Carga en los Nodos CSL-115	104
6.9 Análisis del Efecto de los Controladores FACTS en la Estabilidad de Voltaje	105
6.10 Análisis del Efecto del STATCOM en la Estabilidad de Voltaje.	105
6.10.1 Caso #10. Influencia del STATCOM1	109
6.10.2 Caso #11. Influencia del STATCOM2	109
6.10.3 Caso #12. Inestabilidad Angular	110
6.11 Análisis del Efecto del SMES en la Estabilidad de Voltaje.	114
6.11.1 Caso #13. Influencia de los SMES instalados en los nodos AMU, ATU y CUE	114
6.11.2 Caso #14. Influencia de los SMES instalados en los nodos ANS, PNT y MAG	115
6.12 Análisis del Efecto del SMES y STATCOM en la Estabilidad de Voltaje.	115
6.12.1 Caso #15. Influencia de los Controladores en el Nodo	116

AMU-Tal1

6.12.2 Caso #16. Influencia de los Controladores en el Nodo PNT-23 117

## **CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES, CONTRIBUCIONES Y RECOMENDACIONES**

7.1 Conclusiones. 119

7.2 Contribuciones 121

7.3 Recomendaciones y Trabajos Futuros. 122

**REFERENCIAS.** 123

**ANEXO A: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL ESCENARIO DE DEMANDA MÁXIMA DEL AÑO 2005** 129

**ANEXO B: PARTICIPACIONES DE BUS OBTENIDO MEDIANTE EL ANÁLISIS MODAL.** 138

**ANEXO C: METODOLOGÍAS PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE, MODELADO DE CARGA Y DISPOSITIVOS FACTS** 144

C.1 Principales Metodologías del Análisis de Estabilidad de Voltaje 145

C.1.1 Análisis Dinámico 145

C.1.2 Análisis Estático 146

C.2 Diferentes Modelos Matemáticos para Cargas Estáticas y Dinámicas 151

C.2.1 Modelos Estáticos 151

C.2.2 Modelos Dinámicos 154

C.3 Descripción y Definición de los Dispositivos FACTS	156
C.3.1 Tipos de Dispositivos FACTS	156
C.3.2 Tipos de Control de los FACTS	158

# RESUMEN

La Estabilidad de Voltaje es la capacidad del Sistema de potencia para mantener el nivel de voltaje aceptable en todos los buses del sistema bajo condiciones de operación normal y después de sufrir un disturbio. Se considera que el sistema presenta una inestabilidad de voltaje cuando ante un disturbio, incremento de carga o cambios en la operación del sistema se origina una progresiva e incontrolable caída de voltaje en los buses del sistema.

El presente trabajo tiene como objetivo analizar el fenómeno de estabilidad de voltaje por lo cuál se demuestra el impacto en el perfil de voltaje de un sistema de prueba el modelado de los siguientes elementos: Transformador con Cambiador Automático de Tap's, Motores de Inducción, Limitador de Sobreexcitación del Generador y Carga dependiente del voltaje. El modelado de carga es importante, por lo cuál para observar el efecto de ésta, en la red de prueba se compara el modelo de carga dependiente del voltaje con un modelo de carga detallada que incluye: motores de inducción, bancos de capacitores de distribución, bombas y lámparas de descarga. Con las simulaciones efectuadas se demuestra el efecto de la composición de carga en el perfil de voltaje.

Usualmente se puede mejorar la estabilidad de voltaje mediante el tiro de carga, modificando la topología de sistema de potencia, empleando bancos de capacitores o compensadores estáticos de vars, sin embargo actualmente en el mercado eléctrico existen controladores FACTS para soporte dinámico de voltaje; con la finalidad de observar el beneficio de dichos controladores en la estabilidad de voltaje de los sistemas eléctricos de potencia, se seleccionaron los dispositivos SMES y STATCOM para probar los modelos de estos controladores y observar su impacto en la estabilidad de voltaje, se analizó el efecto de estos dispositivos por separado en la red de prueba. Como resultado de las simulaciones se observó el beneficio de soporte de voltaje aportado por estos dispositivos, su inclusión mejora el perfil de voltaje y reduce las oscilaciones post-falla.

Con la finalidad de probar la viabilidad técnica de los controladores FACTS: SMES y STATCOM en el Sistema Eléctrico Nacional, se seleccionó un escenario en su condición de demanda máxima. El caso base no presenta bajos voltajes, por lo tanto se analizó el escenario con todas las contingencias posibles mediante el análisis modal con el objetivo de identificar la falta de elementos críticos de la red que impactan la estabilidad de voltaje del sistema.

Con el análisis modal se obtiene los nodos de mayor participación para cada contingencia crítica, dichos nodos son los que presentan una mayor tendencia a la inestabilidad de voltaje. Con la agregación de nodos se determinan las zonas críticas del sistema; es decir, las zonas con nodos que tienen una participación mayoritaria en la inestabilidad de voltaje.

Con el objetivo de validar los resultados obtenidos mediante el análisis modal, se realizó el estudio de estabilidad de voltaje en el dominio del tiempo. Al comparar los resultados obtenidos mediante ambas metodologías se confirmaron las zonas con tendencia a la inestabilidad de voltaje. A fin de limitar el estudio se seleccionaron únicamente las zonas con tendencia a la inestabilidad de voltaje ubicadas en el Área Central del Sistema Eléctrico Nacional. Una vez limitada el área de estudio se aplicó el modelo de carga detallada para obtener una respuesta en el perfil de voltaje lo más realista posible.

Una vez identificadas las zonas tendientes a la inestabilidad de voltaje en el Área Central se instalaron los dispositivos STATCOM y SMES. Se consideró que la ubicación óptima de dichos controladores es aquel nodo en el que se resuelve la mayor cantidad de contingencias críticas. Se realizó la evaluación de los controladores de forma individual para observar su impacto en el sistema bajo análisis, finalmente se concluyó que la mejor solución se obtiene mediante la combinación de ambos tipos de controladores.

# ABSTRACT

Voltage stability is defined as the power system's capacity to keep voltage magnitudes at predefined values at all buses, both in steady state and after a disturbance. The power system faces a voltage instability when, after a disturbance, load increase or a change in system operation causes a progressive and uncontrollable voltage drop at system buses.

The present work has the purpose of analyzing voltage stability phenomena, showing its impact in the voltage profile of a test system, by modeling the following elements: Load tap changing transformers, induction motors, generator overexcitation limiters and voltage dependent loads. To show the importance of load modeling, a comparison is made in the test system between voltage dependent loads and a detailed load models consisting of: induction motors, distribution capacitor banks, pumps and discharge lighting. The impact of this load modeling in the voltage profile is shown.

Voltage stability can be enhanced by load shedding, by modifying system topology and by applying capacitor banks and static compensators. Nevertheless, today's market offers FACTS controllers for dynamic voltage support. To show the benefit of such controllers in voltage stability, the STATCOM and SMES controllers were chosen to study their impact in a test system, and their benefit was observed in voltage profile improvement and oscillation damping.

With the purpose of analyzing the feasibility of applying STATCOM and SMES controllers in the Mexican Electrical System, a peak demand base case was chosen. This base case does not present steady state low voltages; hence it was studied simulating all feasible contingencies by modal analysis. This analysis allowed the identification of critical elements, whose absence result in voltage instabilities.

By means of nodal analysis, bus participation is obtained for each critical contingency; such buses are more prone to voltage instability. By grouping these buses, critical zones are determined.

To validate results obtained with modal analysis methodology, time domain voltage stability studies were conducted. By comparing both methodologies' results, critical zones were confirmed. To limit the study scope, only those critical zones belonging to the Metropolitan area were further studied. Detailed load modeling was incorporated at these buses, so as to determine voltage profiles as real as possible.

Once critical zones were determined in the Metropolitan Area, STATCOM and SMES controllers were applied. The best siting of these FACTS controllers was defined as the one that removes the majority of critical contingencies. Individual analysis of each controller was performed to observe its impact in the power system. Finally, the best solution was reached by applying a combination of the two controllers.

# INDICE DE FIGURAS

<b>FIGURA</b>		<b>PAGINA</b>
Figura No. 2.1.	Red de Dos terminales	13
Figura No. 2.2.	Voltaje, Corriente y Potencia en el Nodo Receptor dependiente de la demanda de carga	15
Figura No. 2.3.	Franjas de Tiempo para la Inestabilidad de Voltaje	18
Figura No. 2.4.	Estabilidad de Voltaje Transitoria	19
Figura No. 2.5.	Estabilidad de Voltaje A Largo Plazo	20
Figura No. 3.1.	Características V-I, del STATCOM y del SVC en pu.	32
Figura No. 3.2.	Características V-Q, del STATCOM y del SVC en pu	32
Figura No. 4.1.	Modelo de motores de inducción	37
Figura No. 4.2.	Modelo Dinámico del Motor de Inducción	40
Figura No. 4.3.	Modelo Dinámico del Limitador de Sobreexcitación	41
Figura No. 4.4.	Modelo Dinámico de Carga	43
Figura No. 4.5.	Modelo Dinámico de Carga Dependiente del Cambiador de Taps	44
Figura No. 4.6.	Red Eléctrica Utilizada en las Simulaciones.	45
Figura No. 4.7.	Curva de Operación LSE	47
Figura No. 4.8.	Dinámica Básica con Banco de Capacitores Conectado	48
Figura No. 4.9.	Dinámica a Largo Plazo con Banco de Capacitores Conectado	48
Figura No. 4.10.	Dinámica Básica con Banco de Capacitores Desconectado	50
Figura No. 4.11.	Dinámica a Largo Plazo con Banco de Capacitores Desconectado	50
Figura No. 4.12.	Dinámica a Largo Plazo con Banco de Capacitores Desconectado (Colapso No. 7)	51
Figura No. 4.13.	Desagregación de buses de carga	52



<b>FIGURA</b>	<b>PAGINA</b>
Figura No. 4.14. Dinámica a Largo Plazo con Banco de Capacitores Conectado	54
Figura No. 4.15. Dinámica a Largo Plazo con Banco de Capacitores Conectado y Modelo de Carga Complex	54
Figura No. 4.16. Dinámica a Largo Plazo con Banco de Capacitores Conectado y Modelo de Carga Discharge	55
Figura No. 4.17. Dinámica Básica con Banco de Capacitores Conectado y Modelo de Carga Complex	55
Figura No. 4.18. Dinámica Básica con Banco de Capacitores Conectado y Modelo de Carga Discharge	56
Figura No. 5.1. Diagrama Simplificado del SMES	61
Figura No. 5.2. Comportamiento de las Potencias Activa y Reactiva en función del voltaje en el SMES	62
Figura No. 5.3. Diagrama de Bloques del SMES	63
Figura No. 5.4. Esquema de un convertidor de voltaje	66
Figura No. 5.5. Características V-I, V-Q del STATCOM	67
Figura No. 5.6. Diagrama de Bloques Básico del Sistema de Regulación de Voltaje del STATCOM	68
Figura No. 5.7. Diagrama de Bloques del STATCOM	72
Figura No. 5.8. Voltajes en los nodos de carga sin SMES	75
Figura No. 5.9. Voltajes en los nodos de carga con SMES	75
Figura No. 5.10. Voltajes en los nodos de carga detallada sin SMES	76
Figura No. 5.11. Voltajes en los nodos de carga detallada con SMES	76
Figura No. 5.12. Voltajes en los nodos de carga sin STATCOM	78
Figura No. 5.13. Voltajes en los nodos de carga con STATCOM	79
Figura No. 6.1. Procedimiento para la ubicación de controladores FACTS	81
Figura No. 6.2. Buses de Mayor Participación Contingencia Pantitlán- Magdalena	85

<b>FIGURA</b>	<b>PAGINA</b>
Figura No. 6.3. Buses de Mayor Participación Contingencia Dos Bocas-Veracruz	87
Figura No. 6.4. Ubicación Geográfica de Buses del Área Central con Alta Participación	87
Figura No. 6.5. Criterio de Estabilidad de Voltaje	90
Figura No. 6.6. Contingencias Críticas Escenario 2005 y Zonas Propensas a la Inestabilidad de Voltaje	93
Figura No. 6.7. Buses por Zona que violan el criterio de estabilidad de Voltaje en Alta Tensión	96
Figura No. 6.8. Buses por Zona que violan el criterio de estabilidad de Voltaje en Baja Tensión	97
Figura No. 6.9. Buses con Mayor Incidencia en la Inestabilidad de Voltaje	97
Figura No. 6.10. Violación del criterio de estabilidad de oscilaciones post-transitorio con duración mayor a 20 ciclos.	98
Figura No. 6.11. Violación del criterio de estabilidad. Caída de voltaje final mayor al 10% del voltaje inicial.	99
Figura No. 6.12. Violación del criterio de estabilidad. Caída de voltaje post-transitorio mayor al 20% del voltaje inicial y Caída de voltaje final mayor al 10% del voltaje inicial.	100
Figura No. 6.13. Efecto del tiempo de liberación en el perfil de voltaje del bus AMU-Tal1 ante la contingencia AMU-AMY.	102
Figura No. 6.14. Efecto del tiempo de liberación en el perfil de voltaje del bus PNT-2311 ante la contingencia TEX-PAZ.	102
Figura No. 6.15. Efecto del tiempo de liberación en el perfil de voltaje del bus CSL-115 ante la contingencia DBC-VRD.	103
Figura No. 6.16. Efecto del modelado de carga en el perfil de voltaje del bus AMU-Tal1 ante la contingencia AMU-AMY	104
Figura No. 6.17. Efecto del modelado de carga en el perfil de voltaje del bus PNT-2311 ante la contingencia TEX-PAZ	104
Figura No. 6.18. Efecto del modelado de carga en el perfil de voltaje del bus CSL-115 ante la contingencia DBC-VRD.	105

<b>FIGURA</b>	<b>PAGINA</b>
Figura No. 6.19. Zonas de Influencia de dos STATCOM's que resuelven la Inestabilidad de Voltaje.	108
Figura No. 6.20. Efecto del STATCOM 1 en el perfil de voltaje del bus AMU-Tal1 ante la contingencia AMU-AMY	109
Figura No. 6.21. Efecto del STATCOM 2 en el perfil de voltaje del bus PNT-2311 ante la contingencia TEX-PAZ	110
Figura No. 6.22. Inestabilidad de Voltaje debido a la Pérdida de Estabilidad Angular	110
Figura No. 6.23. Zonas de Influencia de seis SMES que resuelven o mejoran la Inestabilidad de Voltaje.	113
Figura No. 6.24. Efecto los SMES conectados en AMU-23 y ATU-23 en el perfil de voltaje del bus AMU-Tal1 ante la contingencia AMU-AMY	114
Figura No. 6.25. Efecto de los SMES conectados en PNT-23A, ANS-23D y MAG-23C en el perfil de voltaje del bus PNT-2311 ante la contingencia TEX-PAZ	115
Figura No. 6.26. Efecto del STATCOM conectado en ATU-115 y de los SMES conectados en PNT-23A, ANS-23D y MAG-23C en el perfil de voltaje del bus AMU-Tal1 ante la contingencia AMU-AMY	116
Figura No. 6.27. Efecto del STATCOM conectado en ATU-115 y de los SMES conectados en PNT-23A, ANS-23D y MAG-23C en el perfil de voltaje del bus PNT-2311 ante la contingencia TEX-PAZ	117
Figura No. C.1. Elementos a modelar para un análisis de estabilidad de voltaje.	145
Figura No. C.2. Curvas V-P	147
Figura No. C.3. Curva Q-V	147
Figura No. C.4. Diagrama Esquemático y Modelo de Inyección del dispositivo tipo A	156
Figura No. C.5. Diagrama Esquemático y Modelo de Inyección del dispositivo tipo B	157
Figura No. C.6. Diagrama Esquemático y Modelo de Inyección del dispositivo tipo C	158

# INDICE DE TABLAS

<b>TABLA</b>	<b>PAGINA</b>
Tabla 2.1. Inestabilidades de Voltaje con Colapso	25
Tabla 2.2. Inestabilidades de Voltaje sin Colapso	25
Tabla 4.1. Datos de la Red Eléctrica de Prueba	46
Tabla 5.1. Datos Empleados en la Operación del SMES	64
Tabla 5.2. Datos Empleados en la Operación del STATCOM	73
Tabla 6.1. Buses con Mayor Participación 2003	84
Tabla 6.2. Buses con Mayor Participación 2005	86
Tabla 6.3. Áreas Propensas a la Inestabilidad de Voltaje	88
Tabla 6.4. Buses de Alta Tensión que Violan el Criterio de Estabilidad de Voltaje	94
Tabla 6.5. Buses de Baja Tensión que Violan el Criterio de Estabilidad de Voltaje	95
Tabla 6.6. Contingencias Solucionadas por el STATCOM 1	106
Tabla 6.7. Contingencias Solucionadas por el STATCOM 2	107
Tabla 6.8. Contingencias No Solucionadas	107
Tabla 6.9. Contingencias Mejoradas por los SMES ubicados en: AMU-23, ATU-23 y CUE-23	111
Tabla 6.10. Contingencias Solucionadas por los SMES ubicados en: ANS-23D, MAG-23C y PNT-23 <sup>a</sup>	112
Tabla A.1. Descripción del Caso	130
Tabla A.2. Elementos de la Red Eléctrica	131
Tabla A.3. Ramas Sobrecargadas	131
Tabla A.4. Violación de Control de Parámetros	132

<b>TABLA</b>	<b>PAGINA</b>
Tabla A.5.Violación de Generadores	132
Tabla A.6.Solución de Flujos I	133
Tabla A.7.Solución de Flujos II	133
Tabla A.8.Nodos con Mayor Mismatches	133
Tabla A.9.Reporte 286 Máquinas	134
Tabla A.10. Unidades Representativas del Área Central por su Ajuste Voltaje y Entrega de Reactivos.	135
Tabla A.11. Unidades Representativas del Área Oriental por su Ajuste Voltaje y Limites de Potencias	136
Tabla A.12. Enlaces Área 1- Área 2	137
Tabla B.1. Contingencia DBC-115	139
Tabla B.2. Contingencia SRO-69	140
Tabla B.3. Contingencia JUI-400	141
Tabla B.4. Contingencia MED-230	142
Tabla B.5. Contingencia NOC-230	143
Tabla C.1. Valores Típicos I	153
Tabla C.2. Valores Típicos II	153

# GLOSARIO

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
FACTS	Sistemas de Transmisión Flexible de Corriente Alterna
SMES	Almacenamiento de Energía Magnética Superconductora
STATCOM	Compensador Estático Síncrono
CEV- SVC	Compensador Estático de Vars
CA / AC	Corriente Alterna
CD / DC	Corriente Continua
V-Q	Voltaje contra Potencia Reactiva
P-V	Potencia Activa contra Voltaje
V-I	Voltaje contra Corriente
AVR	Regulador Automático de Voltaje
$\Delta V$	Variación en el Voltaje
$\Delta Q$	Variación en la Potencia Reactiva
V	Voltaje
Q	Potencia Reactiva
P	Potencia Activa
MW	Mega Watts
MVAr	Mega Volts Amperes Reactivos
J	Matriz Jacobiana
$J_R$	Matriz Jacobiana Reducida
$\lambda$	Eigenvalor o Modo Crítico
$\xi$	Matriz de Eigenvalores Derechos Normalizados de $J_R$
$\eta$	Matriz de Eigenvalores Izquierdos Normalizados de $J_R$
$\Lambda$	Matriz Diagonal de Eigenvalores de $J_R$
$Y_N$	Matriz de admitancias de Nodo
TCAT	Transformador con Cambiador Automático de Taps
LSE	Limitador de Sobreexcitación
PSLF	Flujos de Carga de Secuencia Positiva
ZIP	Modelo de Carga Z-Impedancia Constante, I-Corriente Constante y P-Potencia Constante

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 INTRODUCCIÓN

El problema de estabilidad de voltaje no es nuevo en los sistemas eléctricos de potencia, pero actualmente se le da una mayor importancia a este fenómeno. Esto se debe a las características de los sistemas de potencia actuales tales como: centros de carga lejanos a los puntos de generación, líneas sobrecargadas o mala regulación de voltaje.

Con la idea de mejorar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia mediante la manipulación del flujo de potencia de la red surge el concepto de Sistemas de Transmisión Flexible de Corriente Alterna (FACTS).

El concepto FACTS se refiere al uso de dispositivos electrónicos que permiten controlar o modificar parámetros del sistema. Estos dispositivos pueden disminuir distancias eléctricas entre nodos, modificar el flujo de potencia, inyectar o consumir potencia activa y reactiva del sistema.

Como la estabilidad de voltaje de un SEP está directamente relacionada con la potencia reactiva del sistema, la existencia de dispositivos que controlen el flujo de potencia reactiva es una alternativa para el soporte de voltaje. Sin embargo es necesario efectuar estudios para observar la respuesta de la red eléctrica ante la operación de dichos dispositivos, lo cuál determina si la aplicación de estos controladores resulta en el beneficio esperado.

## 1.2 ANTECEDENTES

Con la finalidad de contar con un marco de referencia al presente trabajo se citan algunos artículos relacionados con el análisis de estabilidad de voltaje, el modelado de carga para dichos estudios y algunos ejemplos de la implementación de los controladores FACTS.

- ❖ “Modal Analysis for Voltage Stability: Application at Base Case and Point of Collapse”[1], realizado por Pinto H, Martins N. Tiene como objetivo reproducir mediante simulaciones el colapso de voltaje ocurrido en el Área de Río de Janeiro, Brasil en Marzo de 1993. En este trabajo se emplea el análisis modal para identificar los nodos, ramas y generadores críticos que impactan en la estabilidad de voltaje y que resultan en el colapso de voltaje. En este estudio se incluye dentro del modelo de carga los motores de inducción. Se comparan los resultados del análisis modal entre el caso base y el caso con motores de inducción concluyéndose que el segundo caso resulta más crítico que el caso base. Como solución se propone la instalación de un compensador estático de vars.
- ❖ “Voltage Stability Assessment of the National Grid System Using Modern Analytical Tools” [2], R. Austria, X. Xu, M. Power. En este artículo se analiza la red ESB, empleando tres procedimientos para la identificación de problemas de estabilidad de voltaje.

- 1) Identificar bajos voltajes y colapsos de voltaje producidos por contingencias en el caso base flujos de potencia.
- 2) Se analiza el sistema mediante curvas Q.-V y V-P.
- 3) Se analiza la respuesta dinámica incluyendo diferentes modelos de carga

Dentro del modelado dinámico se incluyen los transformadores con cambiador de tap's, limitadores de sobreexcitación y dispositivos de protección. En el modelado de carga se incluyen los siguientes modelos

- a) 50% Corriente Constante, 50% Impedancia Constante
- b) 50% Potencia Constante, 50% Impedancia Constante
- c) Motores grandes 30%, Pequeños motores 40%, Potencia Constante 9%, Iluminación 10%

Se concluye que mediante el análisis de estado estable se realiza una rápida identificación de los problemas de voltaje, para posteriormente verificarlos con el análisis dinámico. Las características de carga son significativas en el estudio de la estabilidad de voltaje. Se concluye que el modelado de carga en particular de los motores de inducción impacta directamente en el perfil de voltaje. Análisis estático estable presenta resultados conservadores ya que omite la respuesta dinámica de los motores y de la iluminación.



- ❖ “Practical Application of Modal Analysis for Increasing Voltage Stability Margins.”[3] P. Kundur, B. Gao. Se incluyen los conceptos básicos del análisis modal, así como la aplicación de la metodología en el sistema interconectado de América Norte, se realiza el análisis de los márgenes de estabilidad del caso base y en el caso post-contingencia. Con el análisis modal se obtienen los buses de mayor participación para las contingencias críticas, la participación de ramas, generadores con control de voltaje y generadores con pérdida de control de voltaje. Como soluciones a la inestabilidad identificada se propone la adición de capacitores serie para incrementar el margen de estabilidad de voltaje y un compensador estático de vars para el soporte de potencia reactiva.
- ❖ “Voltage Stability Analysis Using Generic Dynamic Load Models”[4]. W. Xu, Y. Mansour. Se analiza el impacto del motor de inducción y de los limitadores de sobreexcitación del generador en el análisis de estabilidad de voltaje, así como el efecto de las cargas dependientes del voltaje. Se aplica este modelado en un sistema de prueba. Como conclusiones de este estudio se tiene:
  - La principal causa de la inestabilidad de voltaje es la incapacidad del sistema para suministrar la potencia activa y reactiva del incremento de carga.
  - La respuesta de la inestabilidad de voltaje ante un disturbio esta en función de las constantes de tiempo de las cargas, los parámetros transitorios de carga y el desbalance entre la potencia generada y la potencia consumida.
  - El modelado de carga agregado simplifica el estudio de estabilidad, pero con un modelo desagregado se obtiene una mejor respuesta del perfil de voltaje.
- ❖ “On Dynamic Load Models for Voltage Stability Studies”[5]. A. Borghetti, R. Caldon. El Modelo apropiado de las cargas dinámicas es de suma importancia en los estudios de estabilidad de voltaje. Se emplean tres modelos de carga:
  - 1) Modelo genérico no lineal de primer orden propuesto por Karlsson y Hill.
  - 2) Modelo exponencial de carga estático + el modelo de primer orden del motor de inducción.
  - 3) Modelo exponencial de carga estático + el modelo de tercer orden del motor de inducción.

Se concluye que la respuesta de la estabilidad de voltaje está directamente relacionada con el modelo de carga, especialmente por el modelo del motor de inducción, debido a que éste consume una gran cantidad de potencia reactiva, lo cuál resulta en un decremento del voltaje en el nodo de carga.

- ❖ “Voltage Stability Analysis Using Static and dynamic Approaches”[6]. En este artículo se discuten los resultados obtenidos mediante el análisis modal y el análisis en el dominio del tiempo para la red de 10 nodos propuesta por Carson Taylor. Para el análisis dinámico se incluye el modelado del ULTC y del LSE. Se analiza de forma dinámica y estática las condiciones de pre-falla, falla y post-falla. El análisis en el dominio del tiempo es necesario para una adecuada coordinación de los controles y protecciones de los elementos del sistema.

Las ventajas del análisis estático contra el análisis dinámico.

- 1) El tiempo computacional es menor
  - 2) Mediante los eigenvalores se determina si el sistema es estable o inestable para las condiciones de operación dadas.
  - 3) Los factores de participación definen las áreas propensas a la inestabilidad de voltaje e indica los elementos que contribuyen el fenómeno.
- ❖ “Voltage Collapse Investigations with time-domain simulation”[7]. R. Koessler, J. Feltes. Se muestra la aplicación de las simulaciones en el dominio del tiempo para el análisis de estabilidad y colapso de voltaje. Se muestran dos ejemplos: Una red con deficiencia de potencia reactiva y una red radial. Se incluye el efecto de los LSE y TCAT, cargas térmicas, el control de disparo de generación, la carga incluye el modelo de motores pequeños, grandes y lámparas de descarga. Se presenta una inestabilidad de voltaje en la red analizada, la cuál se sugiere corregir mediante compensación reactiva. El estudio dinámico es importante ya que permite analizar la naturaleza del fenómeno y en la franja de tiempos que ocurre la inestabilidad para seleccionar los dispositivos adecuado para solucionar el problema.
  - ❖ “Obtención de los parámetros de la carga de un sistema de potencia experimental para el modelo estático exponencial dependiente del voltaje y la frecuencia a partir de mediciones de prueba”[8]. Ruiz d. Olguín D. En este trabajo se comprueba la importancia del modelado de carga mediante el modelo estático exponencial dependiente del voltaje y la frecuencia, se emplea el método de mínimos cuadrados para la estimación de parámetros. El método analiza la parte activa y se extiende los resultados a la parte reactiva. Los componentes de carga considerados para este análisis son: lámparas incandescentes, fluorescentes y el motor de inducción.

Con este trabajo se obtienen los exponentes para modelos estándar de carga, el método aplicado puede determinar los parámetros de carga si se tienen registro de las variaciones de voltaje, frecuencia, potencia activa y reactiva del nodo de carga ante un disturbio.

- ❖ “Using D-SMES Devices to Improve the Voltage Stability of a Transmission System”[9] M. Ross, M. Borodulin. Se analiza el colapso rápido de voltaje en el Área de Noroeste de los EUA, se considera que los bancos de capacitores desconectables, la distancia entre los centros de generación, los centros de carga y la sobrecarga de las líneas de transmisión contribuyen al colapso de voltaje.. Se comprueba el beneficio de la instalación de 6 D-SMES con una capacidad total de inyección de 21 MW y 126 MVAR lo cuál evita el colapso de voltaje de la red bajo estudio.
- ❖ “STATCOM Helps to Guarantee a Stable System”[10], M. Baicer, D. Gemmell,C, Horwill. Se menciona la instalación de un STATCOM en Londres, describe las razones para la capacidad, la ubicación y la conexión del dispositivo. Se describe las características de operación entre un STATCOM y un SVC, resaltando el beneficio del STATCOM de suministra más potencia reactiva con bajos niveles de voltaje.

Se aplica al Sistema NGC. Se concluye que el STATCOM proporciona un soporte de voltaje adecuado en la red analizada, permite balancear las fases del sistema de corriente, alterna, funciona como filtro de armónicos, amortigua los transitorios y los disturbios del sistema.

- ❖ “NYPA Convertible Static Compensator (CSC) Application Phase I STATCOM”[11], E. Uzunovic, B. Fardanesh, L. Hopkin . Reporta la aplicación un CSC instalado en el en el sistema de transmisión del Estado de New York, en su modo de operación como STATCOM, el dispositivo se encuentra conectado en la subestación Marcy, su capacidad es de 200 MVA, 345 KV. Los cambios entre las diferentes configuraciones del CSC se realizan mediante la conexión y desconexión de interruptores, Se muestran los resultados de operación del dispositivo ante una falla del sistema el día 12 de abril de 2001, el STATCOM suministró 200MVAR actuando como regulador dinámico de voltaje.
- ❖ “SVC Placement Using Critical Modes of Voltage Instability”[12]. Y. Mansour, F. Alvarado. Se aplica el análisis modal para determinar los modos críticos del sistema BC Hydro en Canadá, los factores de participación identifican las áreas con tendencia a la inestabilidad de voltaje o a un colapso. Para solucionar el problema de la red se instala un SVC, de una capacidad de +-150MVAR. Se prueban diferentes puntos de localización de acuerdo a los buses de mayor participación.

Con los antecedentes anteriores se observa la importancia de los estudios de voltaje, así como el grado de importancia de desarrollar los modelos detallados en los elementos de red y el modelado de carga con el mayor detalle posible. Por lo tanto en el contenido de la presente tesis se analiza el efecto del modelado detallado del transformador con cambiador automático de tap's, el limitador de sobreexcitación del generador, los motores de inducción y la carga dependiente del voltaje. Para verificar la importancia del modelado de carga se analizan modelos de carga detallada que incluyen motores grandes, motores pequeños, lámparas de descarga y el modelo ZIP de carga.

De acuerdo a las referencias anteriores se puede emplear el análisis estático y dinámico para determinar la estabilidad de voltaje de un sistema eléctrico de potencia, como contribución del trabajo se realiza la validación de las zonas con tendencia a la inestabilidad de voltaje del escenario bajo estudio mediante la comparación de ambas metodologías.

Finalmente se comentan algunas aplicaciones de la tecnología FACTS y como alternativa de solución a las medidas convencionales de soporte de voltaje o a las acciones remediales tradicionales( tiro de carga, reconfiguración de las redes), se consideró como alternativa de solución la conexión de los dispositivos SMES y STATCOM para realizar el soporte dinámico de voltaje en el área central del sistema eléctrico nacional.

### **1.3 OBJETIVOS DE LA TESIS**

El trabajo desarrollado en esta tesis tiene como finalidad cumplir con los siguientes objetivos:

- ❖ Comprobar el impacto en la estabilidad de voltaje ante los modelos del transformador con cambiador automático de tap's, el limitador de sobreexcitación del generador y el motor de inducción.
- ❖ Demostrar la importancia del modelado detallado de carga en la estabilidad de voltaje.
- ❖ Identificar zonas propensas a la inestabilidad o colapso de voltaje, en el Sistema Eléctrico Nacional.
- ❖ Validar las zonas con tendencia a la inestabilidad mediante el análisis modal y el análisis en el dominio del tiempo.
- ❖ Probar la aplicabilidad de los controladores FACTS para soporte de voltaje: SMES (Almacenamiento de Energía Superconductora) y STATCOM (Compensador Estático Síncrono).
- ❖ Demostrar el beneficio de los controladores SMES y STATCOM en la estabilidad de voltaje en el Área Central del SEN.

## 1.4 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS

Ante el crecimiento en la demanda del Sistema Eléctrico Nacional es importante realizar estudios de la red de forma constante para prever errores en la operación del sistema y robustecer la infraestructura existente.

Uno de los principales problemas que se puede presentar es que, bajo condiciones anormales de operación, el sistema se comporte de forma inestable. Si dicha inestabilidad se extiende a través de las áreas de operación del sistema, se puede provocar un colapso de voltaje.

La estabilidad de voltaje se vincula con la capacidad del sistema de potencia para mantener voltajes aceptables en los buses del sistema en condiciones de operación normal y de post-contingencia. La capacidad del sistema está determinada por los medios disponibles para cubrir las demandas de potencia reactiva que establece una nueva condición de operación. Así mismo la inestabilidad puede ser a causa de crecimiento de la demanda de potencia reactiva, como consecuencia de una contingencia.

También deberá realizarse el modelado de los diferentes dispositivos que interactúan en el sistema eléctrico cuya operación es dependiente de las condiciones y características del sistema bajo estudio.

Con los programas de flujo de potencia y estabilidad de voltaje es posible determinar las curvas P-V características del sistema en las condiciones de demanda máxima, media y mínima a los que se aplican técnicas de análisis modal al sistema completo para determinar el origen, mecanismo y las acciones remediales para eliminar el problema de inestabilidad de voltaje. Se determina mediante el análisis modal las áreas que son causa de inestabilidad y también conocer el mecanismo mediante el cual se lleva a cabo. La participación de buses asociados con un modo permiten ubicar el origen de la inestabilidad; es decir el área que se haga inestable.

Si en el sistema existen problemas locales, las participaciones que se obtienen son altas para unos cuantos buses y muy reducidas o prácticamente cero para los demás, esto denota un problema semejante al que se presenta en un sistema radial. Si por el contrario las participaciones de una gran cantidad de buses son de un valor reducido, se ha determinado un problema global del sistema.

Se limitan las simulaciones al estudio de los escenarios de demanda máxima correspondientes a los años 2003 y 2005 para determinar las zonas o áreas propensas a una inestabilidad de voltaje mediante la técnica de análisis modal, con la finalidad de identificar las zonas o áreas inestables en el dominio del tiempo se utiliza el escenario de demanda máxima del año 2005.

Con base en los estudios de estabilidad de voltaje se identifican los posibles puntos de inestabilidad, lo cuál permite incluir dispositivos que mejoren el nivel de voltaje en dicho punto para evitar de esta forma el colapso de voltaje. Por eso surge la necesidad de analizar el comportamiento de la red con dispositivos de soporte dinámico de voltaje.

Se ha reconocido desde hace mucho tiempo que se puede incrementar la potencia a transmitir en estado estable y que se puede controlar el perfil de voltaje a lo largo de la línea de transmisión, con una compensación adecuada de la potencia reactiva. El propósito de esta compensación es cambiar las características eléctricas naturales de la línea de transmisión. Por lo que, reactores conectados en derivación (fijos o conectados mecánicamente), son aplicados para minimizar la sobretensión en la línea bajo condiciones de baja carga.

De la misma forma, se aplican capacitores en derivación; fijos o conectados mecánicamente, para elevar el voltaje bajo condiciones de incremento de la demanda. Tanto la compensación serie como la compensación en derivación, incrementan en forma significativa la potencia real máxima transmitida.

Apartir de su concepción en 1988, la tecnología de controladores FACTS se ha extendido y diversificado. Se han propuesto una gran gama de controladores, varios de ellos se han estudiado con instalaciones experimentales y algunos han alcanzado la madurez tecnológica para estar disponibles comercialmente. Con esta expectativa surge la necesidad de modelar estos dispositivos para evaluar su comportamiento dentro de la red nacional.

Es importante mencionar que actualmente el sistema cuenta con compensadores estáticos de vars; sin embargo, los avances en la electrónica de potencia permiten contar con dispositivos avanzados que presentan una mayor rapidez de respuesta, un mayor rango de operación y un ahorro en el espacio ocupado. Con la finalidad de delimitar el trabajo, esté se enfoca el estudio a los controladores del tipo SMES y STATCOM.

El modelar los dispositivos FACTS y analizar su comportamiento bajo diferentes condiciones de operación de la red permitirá observar si su implementación produce beneficios importantes dentro del SEN. **Si al finalizar los estudios se comprueba la efectividad de dichos dispositivos, se podrá sugerir su implementación a las empresas que se dedican a realizar la planeación y programación de la Red Eléctrica Nacional.**

## 1.5 CONTRIBUCIONES

- ❖ Actualmente se cuenta con diferentes herramientas para determinar la estabilidad de voltaje de los sistemas de Potencia. Sin embargo en la mayoría de las simulaciones se emplea un modelo ZIP para la representación de carga, por lo cuál la respuesta de la carga ante las variaciones del voltaje está en función de los exponentes de dicho modelos. **En el presente trabajo se incluye una carga detallada considerando el efecto de motores grandes, motores pequeños, iluminación y un porcentaje de carga ZIP. Mediante las simulaciones efectuadas se demostró la importancia de representar la carga de forma detallada e incluir el modelado detallado de los elementos de la red, con lo esto se obtiene una respuesta mucho más realista del comportamiento de un SEP en la estabilidad de voltaje.**
- ❖ En el SEN actualmente se tienen en operación varios CEV's, los cuales se consideran como dispositivos FACTS. Mediante las simulaciones efectuadas se observa beneficio de considerar la conexión de los dispositivos FACTS del tipo: SMES y STATCOM. **Se concluye que el tiempo de respuesta y el rango de operación de estos dos dispositivos mejoran la operación de un CEV, aunado a la ventaja de poder suministra durante algunos ciclos potencia activa al sistema.**
- ❖ Con las simulaciones realizadas se comprueba el beneficio producido por la instalación de los controladores, **ambos controladores solucionan un número específico de contingencias críticas de forma independiente, sin embargo se concluyó que la mejor solución al problema de estabilidad de voltaje para el área central es la operación conjunta de un STATCOM y tres SMES.**
- ❖ En los estudios de estabilidad de voltaje se emplean las técnicas del análisis modal o las curvas V-P, Q-V generalmente. **En esta tesis se validan los resultados obtenidos mediante análisis modal con los resultados obtenidos en el dominio del tiempo con lo cuál se identificaron los puntos susceptibles a una inestabilidad de voltaje, así como los nodos candidatos a la aplicación de acciones remediales. Por lo cuál se considera como contribución importante la identificación de zonas con tendencia a la inestabilidad de voltaje en las Áreas Occidental, Peninsular y Central.**

## 1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS

El contenido de la presente tesis se ha dividido en siete capítulos y dos anexos. A continuación se realiza una breve descripción del contenido de cada capítulo.

El capítulo 1, tiene como objetivo introducir el contenido de la tesis mediante antecedentes existentes en esta rama del conocimiento, así como dar a conocer los objetivos y la justificación del trabajo, finalmente se mencionan las aportaciones que se obtienen con la realización de esta tesis.

Los capítulo 2 y 3 tienen como objetivo introducir los conceptos básicos de la estabilidad de voltaje y de los sistemas de transmisión flexible de corriente alterna necesarios para comprender las simulaciones que se realizan en los capítulos subsecuentes, En estos capítulos se incluyen antecedentes del fenómeno de estabilidad de voltaje y de la aplicabilidad de los dispositivos FACTS.

A partir del capítulo 4 se presentan las simulaciones realizadas considerando los resultados presentados como la aportación de la presente tesis. En este capítulo se considera la importancia de modelar diferentes dispositivos que impactan a la estabilidad de voltaje así como la importancia del modelo de carga para dichos estudios.

Se presentan las bases del modelado empleado, así como los resultados obtenidos de dichas simulaciones. Es importante señalar que estas simulaciones se efectuaron en una red de prueba tomada de la literatura con la finalidad de familiarizarse con el modelado de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), con la finalidad de trasladar las observaciones más importantes al escenario del Sistema Eléctrico Nacional.

El capítulo 5 tiene como objetivo observar el impacto de los dispositivos FACTS: SMES, STATCOM como soporte dinámico de voltaje en una red con tendencia a la inestabilidad o a un colapso de voltaje. En este capítulo se desglosan las características de operación de dichos dispositivos de forma detallada, las simulaciones se efectuaron en la red de prueba antes mencionada.

Lo anterior se realizó con la finalidad de familiarizarse con los modelos de los dispositivos y realizar un análisis de sensibilidad de los mismos, para posteriormente una vez localizados los puntos tendientes a una inestabilidad de voltaje en el escenario del SEN, realizar el análisis de su efecto en éste.

El capítulo 6 tiene como objetivo presentar el resultado de las simulaciones efectuadas con escenarios del SEN, en los cuales se incluye un modelado detallado de la carga, con la finalidad de observar posibles puntos de inestabilidad de voltaje. Para realizar una validación de resultados se realiza la identificación de puntos críticos mediante el análisis modal y el análisis en el dominio del tiempo.



Una vez que se han localizado dichos puntos se procede a conectar al sistema los dispositivos de soporte de voltaje con la finalidad de realizar un estudio de factibilidad para la solución de la inestabilidad de voltaje o posible colapso de voltaje. Finalmente se presentan las mejores soluciones al problema. En el capítulo 7 se incluyen las conclusiones, observaciones y recomendaciones para trabajos futuros relacionados con el presente tema de tesis.

En el anexo 1. Se presentan las características principales del escenario de demanda máxima del año 2005. En dicho escenario se utilizó la técnica de análisis modal para determinar las contingencias críticas del sistema así como los buses de mayor participación, mediante el análisis en el dominio del tiempo se cotejó dicha información.

En el anexo 2. Se presentan los listados obtenidos mediante el programa de Estabilidad de Voltaje empleado para el análisis modal. En Dichos listados se presentan para las contingencias críticas obtenidas, los buses de mayor participación.

# CAPÍTULO 2

## ESTABILIDAD DE VOLTAJE

### 2.1 Introducción

El objetivo del presente capítulo es plantear los conceptos básicos del fenómeno de estabilidad de voltaje en un sistema eléctrico de potencia, plantear el comportamiento de la estabilidad de voltaje en los diferentes tiempos de operación de una red, aclarar el concepto de colapso de voltaje y considerar los elementos que impactan de forma favorable o negativa a la estabilidad del sistema.

Para identificar si un sistema eléctrico de potencia es inestable o estable desde el punto de vista de voltaje se puede analizar de forma dinámica o estática, en tesis previas se han detallado dichas metodologías. Con la finalidad de identificar los métodos empleados en esta tesis se incluye una pequeña descripción de estos. Finalmente se mencionan situaciones reales en las que se ha presentado algún problema de voltaje en el mundo.

### 2.2 Estabilidad de Voltaje

Para identificar el fenómeno de estabilidad de voltaje es necesario familiarizarse con la terminología empleada por el CIGRE [13,14] para estudios de estabilidad de voltaje siendo las siguientes definiciones las de mayor relevancia:

***Estabilidad de Voltaje:*** Es la capacidad del sistema para mantener el voltaje. Esto implica que para un incremento de la admitancia de la carga se tiene un incremento suficiente en el flujo de potencia a la carga para satisfacer la nueva demanda.

***Inestabilidad de Voltaje:*** Es una caída progresiva e incontrolable de voltaje que puede ser causada por una variación de la carga, un cambio del sistema o un disturbio. Tanto los controles automáticos como las acciones operativas resultan ineficaces para impedir la caída de voltaje.

***Colapso de Voltaje:*** Es el proceso mediante el cuál la inestabilidad de voltaje causa un perfil de voltaje por abajo del límite permitido.

***Seguridad de Voltaje:*** Es la capacidad del sistema no tan sólo para operar, sino también para permanecer estable en cuanto a su perfil del voltaje, a pesar de las contingencias (primera y/o segunda) más probables, ó a los cambios del sistema más adversos.

Conociendo que la estabilidad de Voltaje es la capacidad del Sistema de potencia para mantener el nivel de voltaje aceptable en todos los nodos del sistema bajo condiciones de operación normal y después de sufrir un disturbio. Se considera que el sistema presenta una inestabilidad de voltaje cuando ante un disturbio, incremento de carga o cambios en la operación del sistema se origina una progresiva e incontrolable caída de voltaje en los nodos del sistema. El principal factor que causa la inestabilidad es la incapacidad del sistema de potencia para mantener la demanda de potencia reactiva.

Un criterio de estabilidad de voltaje es que, dada una condición de operación para cualquier nodo en el sistema, la magnitud de voltaje en el nodo se incrementa tanto como la inyección de potencia reactiva, un sistema es inestable si el voltaje en el nodo decrece tanto como la inyección de potencia reactiva se incrementa. Es decir, si la relación V-Q es positiva para cada nodo del sistema se trata de un sistema estable, si la relación V-Q es negativa en algún nodo del sistema se presenta una inestabilidad de voltaje.

La caída progresiva en los voltajes de nodo puede estar asociada con la variación angular en los rotores. Por ejemplo la pérdida de sincronismo entre grupos de máquinas ocasiona bajos voltajes en los nodos intermedios de la red.

La inestabilidad de voltaje es esencialmente un fenómeno local, sin embargo su efecto puede impactar a todo el sistema eléctrico de potencia. El colapso de voltaje es más complejo que una inestabilidad de voltaje y usualmente es el resultado de múltiples inestabilidades o bajos voltajes en la red [15].

Una inestabilidad de voltaje puede presentarse de diferentes formas, mediante la red de dos terminales mostrada en la figura 2.1 se da una explicación a este fenómeno.

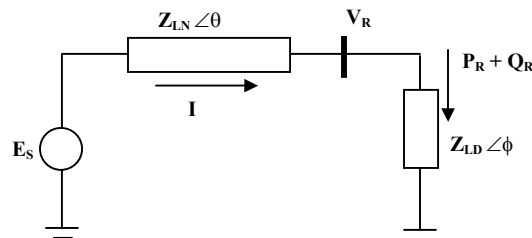


Figura No. 2.1 Red de Dos terminales

Esta red consiste de una fuente de voltaje constante ( $E_s$ ) alimentando una Carga ( $Z_{LD}$ ) a través de una impedancia serie ( $Z_{LN}$ ) Esto representa un alimentador radial con carga o un área de carga alimentada por una línea de transmisión larga. Si la expresión para la corriente es:

$$I = \frac{E_s}{Z_{LN} + Z_{LD}} \quad (2.1)$$

Si las impedancias son complejas tenemos:

$$Z_{LN} = Z_{LN} \angle \theta \quad ; Z_{LD} \angle \phi$$

$$I = \frac{E_S}{\sqrt{(Z_{LN} \cos \theta + Z_{LD} \cos \phi)^2 + (Z_{LN} \sin \theta + Z_{LD} \sin \phi)^2}} \quad (2.2)$$

Se puede expresar lo anterior como:

$$I = \frac{E_S}{Z_{LN} \sqrt{F}} \quad (2.3)$$

En donde:

$$F = 1 + \left( \frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \right)^2 + 2 \left( \frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \right) \cos(\theta - \phi) \quad (2.4)$$

La magnitud en el nodo de recepción es:

$$V_R = Z_{LD} I = \frac{Z_{LD} E_S}{Z_{LN} \sqrt{F}} \quad (2.5)$$

La potencia suministrada a la carga es:

$$P_R = V_R I \cos \phi = \frac{Z_{LD}}{F} \left( \frac{E_S}{Z_{LN}} \right)^2 \cos \phi \quad (2.6)$$

Se grafican  $I$ ,  $V_R$  y  $P_R$  en función de  $Z_{LN}/Z_{LD}$  para el caso con  $\tan \theta = 10.0$  y  $\cos \phi = 0.95$ . Aplicando estos resultados para cualquier valor de  $Z_{LN}$ , los valores de  $I$ ,  $V_R$  y  $P_R$  son valores normalizados. Las curvas resultantes se muestran en la figura 2.2. Si la demanda de la carga se incrementa ( $Z_{LD}$  decrece),  $P_R$  se incrementa rápidamente al principio después crece lentamente hasta llegar al máximo valor para finalmente decrecer. Este es el máximo valor de potencia activa ( $P_{R\text{máx}}$ ) que puede transmitirse a través de la línea con una fuente de voltaje constante.

La potencia transmitida es máxima cuando la caída de voltaje en la línea es igual en magnitud a  $V_R$  por ejemplo cuando  $Z_{LN}/Z_{LD} = 1$ . Los valores para  $I$  y  $V_R$  correspondientes a la máxima potencia transmitida se conocen como: **valores críticos**. Para un valor dado de  $P_R$  ( $P_R < P_{\text{máx}}$ ) existen dos puntos de operación correspondientes a dos valores de  $Z_{LD}$ . Esto se muestra en la figura 2.2.

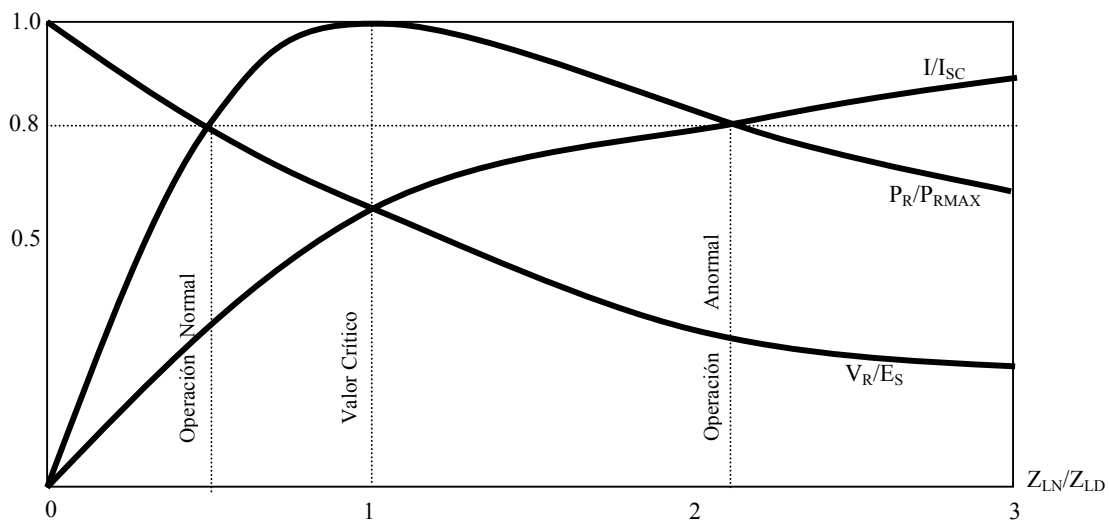


Figura No.2.2 Voltaje, Corriente y Potencia en el Nodo receptor dependiente de la demanda.

Para  $P_R = 0.8$ , el punto a la izquierda corresponde a una operación normal, en el punto a la derecha la  $I$  es muy grande y  $V_R$  es mucho muy pequeña con lo cual se presenta una operación anormal.

En esta región el voltaje de carga puede o no decrecer progresivamente depende de las características de la carga, por ejemplo si la carga presenta una característica de admitancia constante el sistema tiende a estabilizarse a un voltaje aceptable.

La estabilidad de voltaje se afecta por el flujo de potencia activa y reactiva a través de los elementos inductivos y capacitivos conectados al sistema eléctrico de potencia. Las principales causas de una inestabilidad de voltaje son:


- ❖ La carga en líneas de transmisión muy largas
- ❖ Fuentes de generación lejanas a los centros de carga
- ❖ Fuentes con voltaje inicial bajo
- ❖ Deficiencia de compensación de potencia reactiva

## 2.3 Colapso de Voltaje

Es un proceso producido por una secuencia de inestabilidades de voltaje que provocan un perfil de voltaje bajo inaceptable en una región del sistema de potencia. A continuación se describe un escenario típico de colapso de voltaje, lo que permite obtener una caracterización general del fenómeno.

Cuando un sistema de potencia está sujeto a incrementos repentinos en la demanda de potencia reactiva después de una contingencia, suministrada por las reservas de potencia reactiva de los generadores y compensadores, el nivel de voltaje tiende a estabilizarse. Sin embargo en ocasiones es posible que como consecuencia de una serie de eventos y de características propias del sistema se presente un colapso de voltaje en una parte o en todo el sistema eléctrico de potencia.

### 2.3.1 Secuencia del Colapso de Voltaje:

- A. El Sistema Eléctrico de Potencia presenta condiciones operativas anormales debido a la salida no prevista de unidades generadoras. Esto ocasiona que las líneas se sobrecarguen y las reservas de potencia reactiva se minimizan.
- B. Este evento provoca que las líneas adyacentes a la línea sobrecargada también presenten una sobrecarga, esto incrementa las pérdidas de potencia reactiva en la línea, lo cuál demanda una mayor cantidad de reactivos a la red.
- C. Si se pierde la línea de transmisión sobrecargada se presenta una reducción en el voltaje de los centros de carga, los cuales demandan una mayor potencia reactiva. Esto puede ocasionar una reducción de carga con lo cuál disminuye el flujo de potencia a través de la línea con lo cuál el sistema tiende a estabilizarse.
- D. El AVR's  generador sin embargo trata de restablecer el voltaje en terminales incrementando la excitación lo cual resulta en un flujo adicional de potencia reactiva a través de los transformadores y líneas conectadas al generador, esto ocasiona una mayor caída de tensión en estos elementos.
- E. La reducción en el voltaje de las líneas de transmisión puede reflejarse en el sistema de distribución, los transformadores con cambiador automático de tap's tratan de restablecer el voltaje de prefalla en 2 a 4 minutos. Cada cambio de tap's ocasionan un cambio en la carga vista por las líneas de transmisión incrementándose las pérdidas  $RI^2$  y  $XI^2$  causando una mayor caída de voltaje en el nivel de transmisión.
- F. Como resultado de cada operación del transformador con cambiador automático de tap's, la potencia reactiva de los generadores a través del sistema se incrementa, gradualmente los generadores llegan a su límite(máxima corriente de campo permitida) lo que hace que operar la protección de sobreexcitación del propio generador.

Cuando el primer generador alcanza su corriente límite el voltaje terminal cae con la finalidad de mantener los MW de salida la corriente de armadura se incrementa, si esta llega a su límite permitido provoca que la carga reactiva sea transferida a otros generadores provocando sobrecarga en más generadores.

### **2.3.2 Caracterización del Fenómeno sobre la base de Incidentes Reales**

- A. El inicio del evento puede deberse a causas variadas; cambios graduales en la carga del sistema o grandes disturbios como la pérdida de una unidad generadora o la salida de una línea sobrecargada.
- B. El principal problema es la incapacidad del sistema de satisfacer la demanda de potencia reactiva. Usualmente, aunque no siempre, el colapso de voltaje involucra líneas sobrecargadas, cuando el suministro de potencia reactiva entre áreas es difícil cualquier variación en el soporte de potencia reactiva puede ocasionar un colapso.
- C. El colapso de voltaje generalmente se manifiesta con un lento decaimiento de voltaje, esto es resultado de un proceso acumulativo que envuelve la acción e interacción de dispositivos, controles y sistema de protección, la franja de tiempo del colapso es del orden de decenas de segundos hasta varios minutos.

La duración de un colapso de voltaje dinámico es en muchas ocasiones del orden de segundos, algunos eventos son usualmente causados por elementos de carga tales como: motores de inducción o convertidores de corriente directa. Esta clase de colapso de voltaje puede darse en el mismo periodo de tiempo que una inestabilidad angular, en ocasiones la diferencia entre ambos fenómenos no es muy clara.

Esta forma de inestabilidad de voltaje puede analizarse mediante simulaciones de estabilidad transitoria, si se utilizan modelos apropiados para los motores y controles asociados con los generadores y el equipo conectado a las líneas de transmisión

- D. El colapso de voltaje es influenciado por las características y condiciones del sistema. Los siguientes factores afectan a la inestabilidad de voltaje:
  - ❖ Larga Distancia entre la carga y la fuente de generación
  - ❖ Acción de los transformadores con cambiador automáticos de tap's.
  - ❖ Cargas dependientes del nivel de voltaje.
  - ❖ Mala coordinación entre los sistemas de control y medición
- E. El problema del colapso se agrava con el uso excesivo de capacitores en derivación ya que la potencia reactiva entregada depende del cuadrado del voltaje. La compensación puede ser más efectiva si se emplea una combinación de capacitores en derivación, compensadores estáticos de vars y compensadores síncronos.

## 2.4 Mecanismos de la Estabilidad de Voltaje

### 2.4.1 Franjas de Tiempo para la Inestabilidad de voltaje

La inestabilidad de voltaje y el colapso tienen una dinámica de respuesta en función del tiempo, que puede ser del orden de segundos a decenas de minutos. En la figura 2.3 se muestran diferentes componentes del sistema eléctrico de potencia y dispositivos de control con su importancia en la estabilidad de voltaje. Se puede clasificar el colapso de voltaje en dos franjas de tiempo: Estabilidad de Voltaje Transitoria y Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo [16,17].

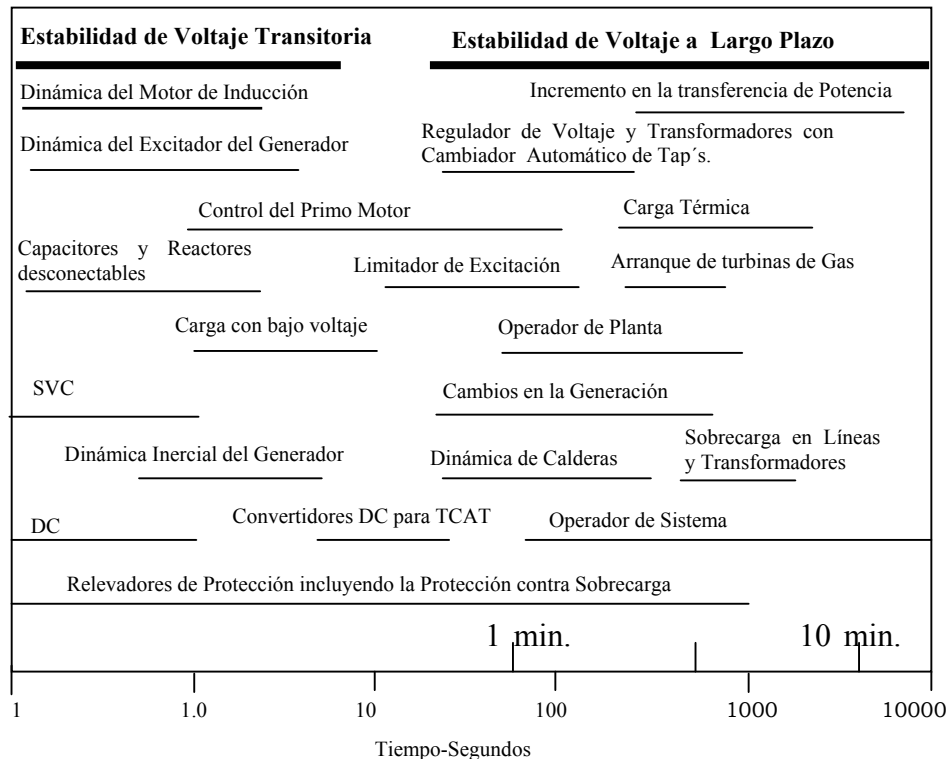


Figura No. 2.3. Franjas de Tiempo para la Inestabilidad de Voltaje

### 2.4.2 Estabilidad de Voltaje Transitoria

Esta franja de tiempo comprende desde cero hasta 10 segundos, es la franja de la estabilidad transitoria angular. La diferencia entre inestabilidad de voltaje e inestabilidad angular no es muy clara, y ambos fenómenos pueden existir de forma simultánea.



Para las caídas severas del voltaje (por ejemplo durante la liberación lenta del corto circuito), la potencia reactiva demandada por los motores de inducción se incrementa, contribuyendo al colapso del voltaje a menos que la protección o los contactores de corriente alterna disparen los motores. En las simulaciones, los motores deben representarse como dispositivos dinámicos. En la figura 2.4 se muestra el comportamiento de una red en la franja de tiempos de la estabilidad transitoria.

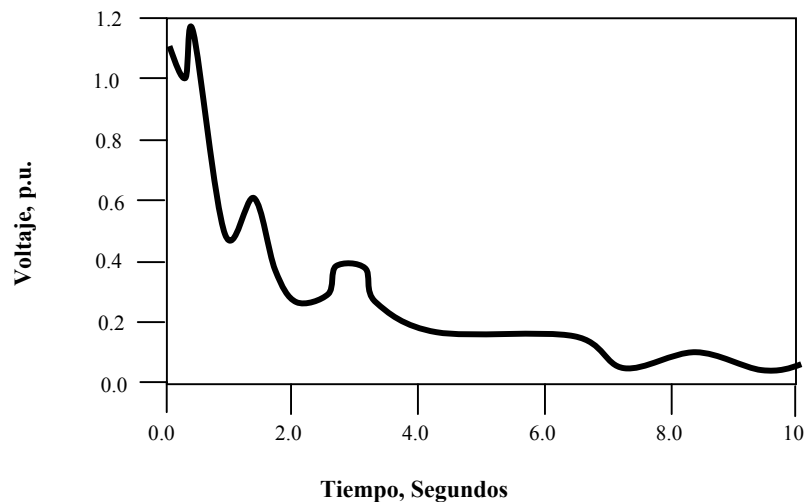


Figura No.2.4 Estabilidad de Voltaje Transitoria

### 2.4.3 Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo

Esta franja es típicamente de dos o tres minutos. Implica cargas grandes, importaciones de alta potencia de la generación alejada, y grandes disturbios repentinos. El sistema es transitoriamente estable debido a la sensibilidad de las cargas al voltaje. El disturbio (pérdida de generadores grandes en un área de la carga o pérdida de las líneas importantes de transmisión) causa grandes pérdidas de potencia reactiva y el voltaje cae en áreas de carga. Los cambiadores de Tap's de los Transformadores con cambiador Automático de Tap's (TCAT) y los reguladores de voltaje de distribución monitorean los bajos voltajes y actúan para restablecer los voltajes de distribución.

La restauración de carga causa caídas en los voltajes de transmisión, los generadores cercanos se sobreexcitan y se sobrecargan, pero los limitadores de sobreexcitación operan al cabo de uno o dos minutos. Con lo que los generadores y el sistema de transmisión no pueden soportar la demanda de la carga y las pérdidas de reactivos, con lo cuál el voltaje decae rápidamente. A continuación ocurre un colapso parcial o total del sistema. En la figura 2.5 se muestra el comportamiento de una red en la franja de tiempos de la estabilidad a largo plazo.

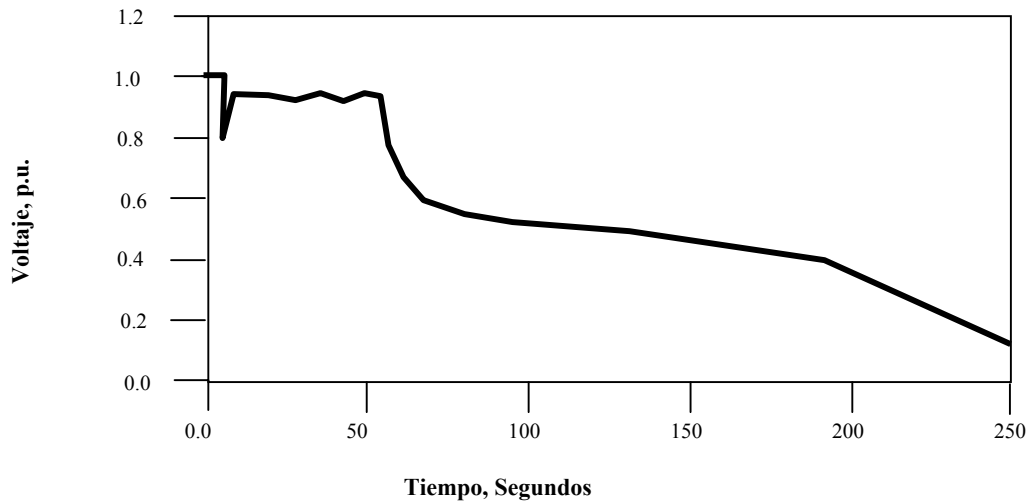


Figura No.2.5 Estabilidad de Voltaje A Largo Plazo

## 2.5 Modelado Dinámico de Carga

La estabilidad de voltaje se puede llamar estabilidad de carga. La carga es considerada en los nodos de alta tensión del sistema de transmisión e incluye los efectos de la subtransmisión y la distribución. La restauración de las cargas que han sido reducidas temporalmente debido a la baja tensión es un aspecto clave de la estabilidad del voltaje.

Existen tres mecanismos de restauración de carga real:

- ❖ Los motores de inducción responden rápidamente para igualar su carga mecánica en los segundos que siguen al cambio repentino en el voltaje. Inmediatamente después de un cambio repentino en las fuentes del sistema, actúan los motores de inducción como cargas inductivas; en vista de que ese cambio no puede ser instantáneo debido a la inercia del motor. Para el decaimiento lento del voltaje, la respuesta rápida del motor afecta la dinámica lenta de otros equipos, actuando como cargas de potencia activa constantes.
- ❖ El cambiador automático de tap's en transformadores de potencia y los reguladores de voltaje de distribución operan en el orden de diez segundos a varios minutos para restaurar el voltaje de la carga y así a las cargas sensibles al voltaje se restaura la potencia reactiva de la carga y la potencia reactiva proporcionada por capacitores en derivación.
- ❖ Las cargas resistivas de energía constante son restauradas por termostatos o por control manual. Para cargas agregadas esto resulta en una pérdida de diversidad de la carga durante el tiempo que sigue a la reducción de voltaje.

## **2.6 Dispositivos que Intervienen en la Estabilidad de Voltaje**

La estabilidad del voltaje depende de las características de la carga. Las cargas incluyen las redes de subtransmisión y distribución que conectan a los consumidores a las redes de la transmisión y generación. Para una mejor comprensión del análisis de la estabilidad del voltaje, se deben entender las características de la carga y su modelado.

### **2.6.1 Características Dinámicas y Estáticas de los Componentes del Sistema Eléctrico de Potencia.**

Se describen las cargas y sus características más importantes así como algunos dispositivos que afectan a la estabilidad de voltaje. Son importantes las cargas ya que éstas son sensibles al voltaje, aunque algunas cargas son también sensibles a la frecuencia, usualmente el voltaje presenta una variación mayor a la variación en frecuencia, la sensibilidad a la frecuencia no se relaciona directamente con la estabilidad del voltaje.

La respuesta de las cargas a los cambios del voltaje puede durar algunos minutos y esto puede afectar la estabilidad del voltaje. Para la estabilidad transitoria de voltaje, y para las etapas finales de un colapso lento de voltaje, las características dinámicas de las cargas como los motores de inducción son críticas. Para las formas lentas de inestabilidad de voltaje, una pregunta importante es si es valido usar o no (en simulaciones de flujo de potencia) el modelo de carga de potencia constante (independiente del voltaje), para estudios de estabilidad de voltaje,

En simulaciones a largo plazo, las cargas modeladas como potencia constante se representan generalmente en el lado de alto voltaje de las subestaciones; la diferencia de las impedancias del transformador y del alimentador se pueden compensar si se asume la postura conservadora de la potencia constante.

La potencia constante puede compensarse para el análisis estático cuando una proporción significativa de la carga son motores, la alternativa a los modelos de la carga de la potencia constante es la representación de las cargas sensibles al voltaje más los reguladores que restauran la carga.

#### **A. Iluminación de Descarga**

Aproximadamente el 30% de carga comercial esta compuesta por lámparas fluorescentes y lámparas de descarga las cuales son sensibles a la variación del voltaje. Si los voltajes se encuentran entre el entre 65-80% del voltaje nominal se extinguirán, pero se pueden reencender cuando el voltaje se recupera. Los nuevos controles de iluminación fluorescentes controlan las variaciones del voltaje, dando por resultado una característica de carga de potencia constante.

## **B. Motores de Inducción**

La mayoría de los motores de uso residencial y comercial son cargas de aire acondicionado y refrigeración. Los cuales requieren un par constante para sus velocidades, y por lo tanto requieren una estabilidad de voltaje, los motores que demandan una mayor estabilidad son: las bombas, los ventiladores, y los compresores, los cuales son aproximadamente el 50% de la carga industrial.

En estado estacionario la potencia activa proporcionada por el motor es independiente del voltaje, pero la potencia reactiva es sensible a los cambios de voltaje y a otros efectos. Con disminuciones de voltaje, la potencia reactiva decrece con lo cuál el voltaje tiende a disminuir nuevamente, con esta nueva disminución de voltaje la potencia reactiva vuelve a decrecer produciéndose un ciclo el cuál si no es detectado oportunamente ocasiona que el motor salga de operación por una inestabilidad de voltaje.

## **C. Aire Acondicionado y Calefacción**

La inestabilidad del voltaje es más probable durante los niveles muy altos de carga causados, por ejemplo por las temperaturas extremas del verano. Una parte importante de la carga para este caso será de aire acondicionado. Los calentadores tienen características similares. Se ha observado que los acondicionadores de aire se desacelerarán y atascarán cuando el voltaje se encuentre por debajo del 60% asumiendo un tiempo de falla de cinco ciclos.

## **D. Fuentes de Alimentación Electrónicas**

Las fuentes de alimentación reguladas para computadoras y otros dispositivos electrónicos funcionan con voltajes de C.C. constantes alrededor del 90% del voltaje nominal. Debajo de este voltaje la energía disminuirá y el equipo puede no funcionar correctamente o salir de operación.

## **E. Generación Distribuida**

Se puede colocar generación en las zonas de cargas. Los generadores síncronos (y motores síncronos) con reguladores automáticos impactan la estabilidad de voltaje. Los controles de excitación de los generadores síncronos pequeños conectados a las redes de distribución pueden regular el factor de potencia, pero no intervienen con la regulación de voltaje.

Muchos generadores son generadores de inducción con un capacitor en derivación, la implementación es similar en los motores de inducción. Los generadores de inducción son más simples y más baratos. Sin embargo, los generadores síncronos son más eficientes y tienen una mayor capacidad.

## **F. Cargas de Compensación Reactiva**

En el lado secundario de las subestaciones se incluye compensación capacitiva. Los bancos de capacitores están generalmente para "la administración de la potencia reactiva", con lo cual se puede controlar de forma directa el voltaje. Si la carga vista desde el lado de alta del transformador es alta, los capacitores se conectan, con lo cuál se incrementa la capacidad del transformador.

Para administrar la potencia reactiva se minimiza la transferencia de reactivos entre diferentes niveles de tensión. Este soporte aplica el principio de general la potencia reactiva en los centros de consumo.

Las variables de control incluyen corriente, potencia reactiva, factor de potencia, tiempo, temperatura, y combinaciones. La corriente y las combinaciones (que incluyen generalmente voltaje) son el control más usado. El control del capacitor debe coordinarse con el cambiador de tap's. La coordinación puede realizarse con cualquier variable exceptuando el voltaje. La corriente es la variable que más facilita el control de los dispositivos.

Los alimentadores de distribución tienen a menudo capacitores distribuidos a lo largo de su longitud. Los capacitores desconectables se localizan al final de los alimentadores para controlar el voltaje. Con la automatización de la distribución, en el futuro probablemente el control del capacitor se localizará en la subestación del alimentador para optimizar la operación de un área entera. La carga industrial incluye generalmente compensación capacitiva en derivación. Esto debido a los motores de inducción para mejorar el factor de potencia. Dependiendo de la carga, los filtros armónicos (capacitivos en la frecuencia fundamental) pueden ser necesarios.

## **G. Compensadores Estáticos de Vars**

Los Compensadores Estáticos de Vars (CEV's ó Static Var Compensator - SVC), tan pequeños como de un mvar, se ha aplicado en cargas pequeñas, reduciendo la caída del voltaje durante el arranque de motores grandes. La aplicación con cargas fluctuantes incluyen molinos de sierra, molinos de papel, hornos de inducción. Las cargas monofásicas incluyen los soldadores automáticos y ferrocarriles eléctricos. Su funcionamiento es similar a los capacitores síncronos.

## **H. Compensación de Capacitores Serie**

La operación del capacitor en serie actúa como un regulador de voltaje instantáneo. Solucionar el parpadeo del voltaje es un uso fundamental del capacitor serie en distribución. Se presentan algunas dificultades con los capacitores en serie como es la ferresonancia en transformadores y la resonancia subsíncrona durante el arranque de los motores.

## **I. Transformadores con Cambiador Automático de TAP's y Reguladores de Voltaje para Distribución.**

El cambio de tap's es un mecanismo para disminuir la inestabilidad de voltaje. Después de un disturbio y con las disminuciones en el voltaje, el cambio de tap's proporciona la restauración del voltaje para continuar alimentando la carga. Los transformadores con cambiador automático de tap's y los reguladores de voltaje de distribución actúan de forma similar para regular el voltaje de la carga.

### **2.7 Efectos de la Inestabilidad de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia Reales.**

Se puede decir que si el colapso de voltaje se presenta en un área de carga es un problema de la inestabilidad del voltaje. Una razón para que se presente la inestabilidad es exceder el uso de la generación existente y de las líneas de transmisión. Esto se debe a las dificultades para construir nuevas centrales de generación en áreas de carga, y las dificultades en la transmisión se deben al hecho de que la generación es remota. Otra condición que puede presentar la inestabilidad del sistema es el uso creciente de los bancos de capacitores en derivación, amplían los límites de transferencia, pero dan lugar a una red (débil o frágil) propensa al colapso de voltaje ya que en los bancos de capacitores en derivación la potencia reactiva disminuye por el cuadrado del voltaje [16].

En una rápida liberación de la falla, los sistemas de excitación del alto rendimiento, los estabilizadores del sistema de potencia, y otros controles son eficaces en remover la estabilidad transitoria impuesta por los límites de transferencia. Cuando se eliminan los límites de la estabilidad transitoria, la capacidad térmica o la estabilidad del voltaje puede dictar los límites de la transferencia.

Para tener una mejor apreciación de los mecanismos de colapso e inestabilidad de voltaje es conveniente observar algunos incidentes ocurridos en el mundo durante los últimos años. En la Tabla 2.1. se menciona una lista de incidentes de inestabilidad de voltaje que terminaron en colapso de voltaje y en la Tabla 2.2. Se menciona una lista de incidentes de inestabilidad de voltaje que no terminaron en colapso de voltaje.

<b>Tabla 2.1. Inestabilidades de Voltaje con Colapso</b>		
Fecha	Lugar	Franja de Tiempo
13/Abril/1986	Nelson River HVDC Link	Transitorio, 1 seg.
30/Noviembre/1986	Itaipu HVDC Link	Transitorio, 2 seg.
17/Mayo/1985	South Florida, USA	Transitorio, 4 seg.
22/Agosto/1987	Western Tennessee, USA	Transitorio, 10 seg.
27/Diciembre/1983	Sweden	Largo Plazo, 55 seg.
2/septiembre/1982	Florida, USA	Largo Plazo, 1-3min.
26/Noviembre/1982	Florida, USA	Largo Plazo, 1-3min.
28/Diciembre/1982	Florida, USA	Largo Plazo, 1-3 min.
30/Diciembre/1982	Florida, USA	Largo Plazo, 1-3 min.
22/Septiembre/1977	Jacksonville, Florida	Largo Plazo, pocos min.
4/Agosto/1982	Belgium	Largo Plazo, 4.5min.
12/Enero/1987	Western France	Largo Plazo, 6-7min.
9/Diciembre/1965	Brittany, France	Largo Plazo.
10/Noviembre/1976	Brittany, France	Largo Plazo.
23/Julio/1987	Tokyo, Japan	Largo Plazo, 20min.
19/Diciembre/1978	France	Largo Plazo, 26 min.
22/Agosto/1970	Japan	Largo Plazo, 30 min.

<b>Tabla 2.2 Inestabilidades de Voltaje sin Colapso</b>		
Fecha	Lugar	Franja de Tiempo
17,20,21/Mayo/1986	Montana, USA HVDC Link	Transitoria 1-2 seg.
11,30,31/Julio/1987	Mississippi, USA	Transitoria 1-2 seg.
11/Julio/1989	South Carolina, USA	Desconocido
21/Mayo/1983	Northern California, USA	Largo Plazo, 2 min.
10/Agosto/1981	Longview, Wash, USA	Largo Plazo, min.
17/Septiembre/1981	Central Oregon, USA	Largo Plazo, min.
20/Mayo/1986	England	Largo Plazo, 5 min.
2/Marzo/1979	Zealand, denmark	Largo Plazo, 15 min.
3/Febrero/1990	Western France	Largo Plazo, min.
Noviembre/1990	Western France	Largo Plazo, min.
22/Septiembre/1970	New York USA	Largo Plazo, min. inseguro por horas
20/Julio/1987	Illinois, Indiana, USA	Largo Plazo, inseguro por horas
11/Junio/1984	Northeast, USA	Largo Plazo, inseguro por horas
5/Julio/1990	Baltimore, Washington DC, USA	Largo Plazo, inseguro por horas

A continuación se realiza una breve descripción de tres de estos eventos:

1986. NELSON RIVER SISTEMA DE HVDC. Se presenta un colapso parcial de voltaje al energizar un transformador del convertidor de c.a/c.d. La corriente inrush provoca una caída en el voltaje de c.a., lo cuál provoca que la conmutación falle al modificarse el ángulo de disparo de los tiristores en el inversor. El voltaje se colapsa al 57%, durante la recuperación del sistema se presenta un segundo colapso de voltaje, debido a una disminución en el voltaje de dc, con lo cuál la estación queda fuera de servicio.

1982. BELGICA. El disturbio inicial es la desconexión de una unidad de 700 MW para revisión, 45 segundos después el control automático reduce la potencia reactiva en otras dos unidades, tres o cuatro minutos después de iniciado el disturbio tres unidades disparan por la protección de MVAR máximos. A los tres minutos 20 segundos el voltaje de la central se encuentra en 0.82 p.u. Cuatro minutos y tres segundos después dos generadores más se disparan por el relevador de impedancia, resultando en un colapso de voltaje de la planta.

1990. WESTERN FRANCE. Una tormenta ocasiona que se pierdan líneas de 225kV y 400kV en la central Cordemais, el cambiador automático de tap's se bloquea, y mediante operaciones en la red se logra estabilizar el sistema



# CAPÍTULO 3

## SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE DE CORRIENTE ALTERNA (FACTS)

### 3.1 Introducción

En la actualidad la instalación de nuevas plantas de energía es cada vez más difícil a causa del impacto ambiental y económico que tienen en la sociedad donde se desean implementar. Debido a esto los sistemas actuales ofrecen poco control del flujo de potencia debido a que los parámetros de la red se mantienen constantes, ante esta problemática sea implementado en el ámbito eléctrico la tecnología FACTS con la idea de mejorar la capacidad de transmisión en las líneas existentes. A continuación se realizará una pequeña descripción de dicha tecnología así como de los controladores FACTS [18,19,20,21,22,23,24].

El objetivo de este capítulo es definir los conceptos básicos de la tecnología FACTS, así como mencionar los antecedentes de dicha tecnología, finalmente se definen los dispositivos de soporte de voltaje que se emplean en el presente trabajo en las simulaciones en el dominio del tiempo para contrarrestar el fenómeno de inestabilidad de voltaje.

### 3.2 Definiciones

***Flexibilidad en la Transmisión de Energía:*** La habilidad de acomodar cambios en el sistema de transmisión; o la habilidad de acomodar diferentes condiciones operativas, manteniendo márgenes suficientes en estado estable y transitorio[18].

***Controlador FACTS:*** Un sistema basado en electrónica de potencia y equipo estático adicional que proporciona control a uno o más parámetros del sistema de transmisión de corriente alterna

***Limites de Cargabilidad:*** Estos limites controlan la capacidad del sistema para transmitir una mayor o menor energía a la carga, estos límites deben respetarse para lograr una operación adecuada de la red.

- ❖ **Límite Térmico:** La capacidad térmica de una línea sobrecargada es función de la temperatura ambiente, las condiciones del viento, la operación del conductor y el claro con respecto a tierra.

- ❖ Límite Dieléctrico: Desde un punto de vista del aislamiento, muchas líneas se diseñan de forma conservadora para el voltaje nominal. A menudo es posible aumentar la operación normal por arriba del +10% del nominal o aún más arriba. Se debe cuidar que los sobre voltajes dinámicos y transitorios estén dentro de los límites de los apartarrayos, o los aisladores de la línea, o los supresores que controlan los tiristores de gran alcance de la sobretensión en las subestaciones pueden permitir aumento significativo en la capacidad la línea y del voltaje de la subestación
- ❖ Límite de Estabilidad: Existen diferentes situaciones en el sistema que restringen la transmisión de energía tales como:
  - Estabilidad Transitoria
  - Estabilidad Dinámica
  - Colapso de Frecuencia
  - Colapso de Voltaje

### 3.3 Ventajas de los Dispositivos FACTS

La tecnología FACTS se basa en la idea de mejorar la utilización de las líneas de transmisión existentes, aumentando su capacidad mediante el control de los parámetros del sistema mediante dispositivos electrónicos [19]. Esto tiene su fundamento en la siguiente expresión:

$$P_{ij} = V_i V_j \frac{\text{sen}(\theta_i - \theta_j)}{x_{ij}} \quad (3.1)$$

Donde:

$V_i$ = Voltaje en el nodo de envío  
 $V_j$ = Voltaje en el nodo receptor  
 $\theta_i$  = Ángulo en el nodo de envío  
 $\theta_j$  = Ángulo en el nodo receptor  
 $x_{ij}$ = Impedancia entre nodos

Con lo anterior se observa que estos parámetros se pueden modificar mediante la instalación de los dispositivos FACTS, ya que estos pueden modificar la impedancia de la línea, el voltaje o el ángulo de fase dependiendo el tipo de equipo que se trate.

Con la instalación de los dispositivos FACTS se pueden obtener los siguientes beneficios:

- ❖ Control del flujo de potencia. El control del flujo de potencia puede realizarse de acuerdo a las necesidades de los proveedores, para obtener flujos óptimos, atravesar condiciones de emergencia o una combinación de ambos.

- ❖ Incrementar la cargabilidad de las líneas al aumentar su capacidad térmica. Esto se puede lograr superando otras limitaciones, y compartiendo la potencia de las líneas según su capacidad. Es también importante observar que la capacidad térmica de línea varía por un margen muy grande dependiendo de las condiciones ambientales.
- ❖ Incrementa la seguridad del sistema a través del incremento de los límites de estabilidad, limitando las corrientes de corto circuito y sobrecargas
- ❖ Proporcione seguridad en las conexiones en líneas vecinas de tal modo que disminuyan los requisitos de reserva total de la generación en ambos lados
- ❖ Provee una gran flexibilidad en los sitios de nueva generación
- ❖ Mejora en las líneas
- ❖ Reduce el flujo de potencia reactiva
- ❖ Reduce los flujos en lazo

### 3.4 Aplicación de los Dispositivos FACTS

Los dispositivos FACTS se han tenido aplicación mundial en los siguientes campos[18]:

**Cables Submarinos:** Los cables tienen una capacitancia grande, por lo tanto los cables de CA requieren una corriente de carga grande (potencia reactiva) una magnitud de orden mayor a la de las líneas aéreas. La corriente de carga que fluye en los cables puede ser reducida solamente conectando inductores en derivación con el cable en intervalos de 15-20 kilómetros.

En esta área, la tecnología de los FACTS (por ejemplo el Controlador Unificado de Flujo de Potencia, UPFC) puede proporcionar una mejora controlando la magnitud de los voltajes para mantenerlos idénticos. De esta manera, la longitud útil del cable del punto de vista de la corriente de carga puede ser reducida a la mitad. Este acercamiento puede proporcionar una solución económica para las distancias submarinas moderadas, hasta cerca de 100 kilómetros, pero para la transmisión interurbana la HVDC seguirá siendo indiscutida.

**Transmisión Aérea a Grandes Distancias.** Si la transmisión aérea es suficientemente larga, digamos 1000 kilómetros, el ahorro en costos de capital y en pérdidas con una línea de la transmisión de C.C. pueden ser suficientes para pagar dos convertidores, esta distancia se conoce como la distancia de rotura.

Esta distancia de rotura está sujeta a muchos factores incluyendo el costo de la línea, el derecho de vía, la necesidad de tap's a lo largo de la línea y a menudo el más importante, la política para obtener el permiso de construir la línea. Sin embargo, es importante reconocer que mientras que los FACTS pueden desempeñar un papel importante en un uso eficaz de la transmisión de CA, no tiene probablemente demasiada influencia en la distancia de rotura

**Transmisión subterránea.** Las distancias de rotura para HVDC con líneas de 100km hasta 1000km el costo es menor que para líneas aéreas. La transmisión de cable por otra parte, tiene un potencial significativo en la reducción de costos, tal como el costo de cables y el costo de las estructuras.

**Conexión de Sistemas de Corriente Alterna con diferentes frecuencias:** Por razones históricas a lo largo del mundo existen frecuencias de 50 y 60Hz. La frecuencia de 60 hz prevalece en los países americanos con la excepción de Argentina y Paraguay. Estos dos países y el resto del mundo operan a 50 Hz. Exceptuando a Japón el cuál opera en 50 y 60Hz. Por lo cuál se utiliza la tecnología HVDC par enlazar sistemas de diferente frecuencia de operación.

### **3.5 Dispositivos para soporte de Voltaje: SVC, STATCOM y SMES**

La compensación reactiva en derivación, se utiliza de forma práctica para regular el voltaje en el nodo ante variaciones en la carga, o para proveer soporte de voltaje en la carga cuando existen salidas de generación, líneas o para incrementar la capacidad de transmisión de potencia del sistema. La pérdida de una de las fuentes de potencia del sistema puede incrementar drásticamente la demanda en el resto del sistema, causando severas caídas de voltaje, lo cuál puede traer como consecuencia un colapso de voltaje[18]. El compensador debe cumplir los siguientes puntos:

- ❖ El compensador debe trabajar en sincronismo con el sistema de corriente alterna y el nodo compensado debe soportar todas las condiciones de operación de la red, incluyendo disturbios mayores, en ocasiones bajo condiciones de falla puede perderse el sincronismo pero el compensador debe recuperarlo una vez liberada la falla.
- ❖ El compensador debe regular el voltaje del nodo para soporte de voltaje, así como mejorar la estabilidad transitoria, y controlar el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

### **3.5.1 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VARS Y COMPENSADOR ESTÁTICO SINCRONO**

Estos dispositivos son generadores estáticos de vars, cuya salida puede variarse para mantener o controlar parámetros específicos del sistema. El objetivo de utilizar los compensadores estáticos en un sistema de potencia es el incrementar la capacidad de transmisión de una red, de la generación a la carga. Los compensadores no pueden generar o absorber potencia real, por lo tanto la transmisión de potencia del sistema es afectada indirectamente por el control de voltaje[25].

Esto es la potencia reactiva suministrada (capacitiva o inductiva) por el compensador es variada por el control de voltaje, en las terminales de la red para mantener el flujo de potencia bajo disturbios o contingencias. La compensación se realiza con dos funciones:

- ❖ Soporte directo de voltaje: Mantiene el nivel de voltaje para facilitar el flujo de potencia bajo carga excesiva y previene la inestabilidad de voltaje.
- ❖ Mejorar la estabilidad transitoria y dinámica: Incrementa el margen de estabilidad en el slack y permite amortiguar las oscilaciones de potencia del sistema.

### **3.5.2 COMPARACIÓN ENTRE STATCOM Y SVC**

En el rango de operación lineal la característica de V-I y V-Q y la capacidad de compensación funcional del STATCOM y del SVC son similares. El principio de operación del STATCOM que trabaja con un convertidor generador de vars, funciona como una fuente de voltaje síncrono en derivación, mientras que el SVC con un TCR ó TSC funciona como una reactancia variable en derivación. Esta diferencia proporciona ventajas al STATCOM sobre el SVC ya que permite una mayor flexibilidad en su funcionamiento[24].

#### **A. CARACTERÍSTICAS VI y VQ**

El STATCOM es esencialmente una fuente de voltaje alternativo acoplado con una reactancia con la correspondiente característica V-I y V-Q mostradas en las figuras 3.1 y 3.2 respectivamente. Se puede observar que el STATCOM puede operar con altos niveles de corriente para niveles bajos de voltaje típicamente de 0.2 p.u. Es decir la corriente máxima capacitiva o inductiva del STATCOM puede mantenerse independientemente del voltaje del sistema de CA. y la máxima generación de vars o absorción cambiara linealmente con el voltaje del sistema CA.

En contraste con el STATCOM el SVC esta compuesto por TSC y TCR, con lo cual se fija una admitancia capacitiva de salida, esto es la máxima corriente del compensador. La corriente del SVC decrece linealmente con el voltaje del sistema y la máxima potencia de salida(VARS) decrece con el cuadrado del voltaje.

Por lo tanto el STATCOM es definitivamente superior al SVC en proveer soporte de voltaje bajo grandes disturbios del sistema, la capacidad de proveer una corriente máxima de compensación para reducir las variaciones en el voltaje, permiten al STATCOM aplicaciones variables de forma dinámica.

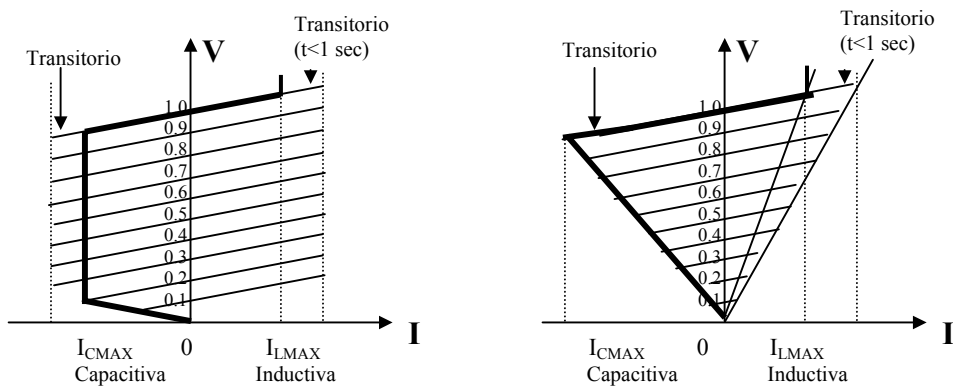


Figura No 3.1. Características V-I, del STATCOM y del SVC en pu.

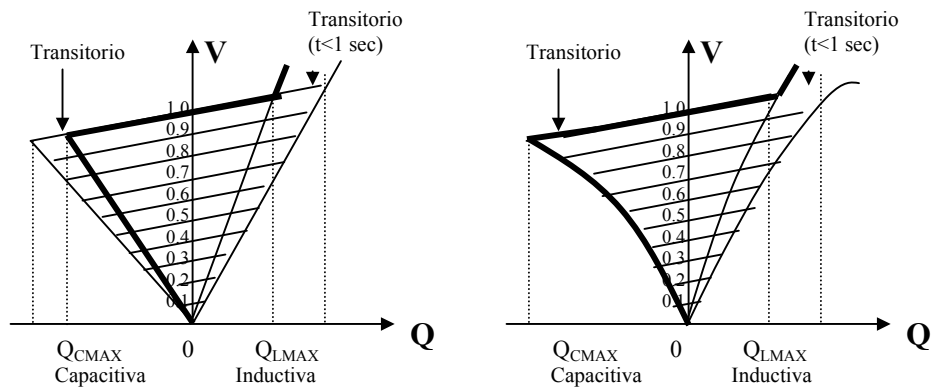


Figura No 3.2. Características V-Q, del STATCOM y del SVC en pu.

### 3.5.3 SMES

Los sistemas de Almacenamiento Superconductor de Energía Magnética (Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES) se basan en la tecnología de almacenaje de la energía eléctrica, que utilizan bobinas superconductoras. Cuando la corriente de C.C. atraviesa las bobinas superconductoras, la energía eléctrica se almacena en forma de energía magnética. Además de su potencial como medios eficientes de almacenaje de la potencia eléctrica, los sistemas SMES son capaces de controlar la potencia activa  $P$  y la potencia reactiva  $Q$  a altas velocidades para el sistema de potencia eléctrica[25].

El sistema de corriente alterna y la bobina superconductora están conectados por un convertidor de AC/DC, que puede alcanzar alto control de la velocidad de conmutación. Manteniendo un intercambio conveniente entre  $P$  y  $Q$  entre el sistema de potencia eléctrica y el sistema de los SMES en respuesta a los distintos disturbios que ocurren en el sistema de la potencia eléctrica, con el SMES es posible reducir y restringir el impacto de los disturbios

# CAPÍTULO 4

## MODELADO DE ELEMENTOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA QUE IMPACTAN LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE

### 4.1 Introducción

La operación estable de un sistema eléctrico de potencia esta en función de la capacidad de las unidades de generación para proporcionar una alimentación continua a la carga de la red, en consecuencia las características de la carga tienen una gran influencia en la estabilidad del sistema.

El modelado de carga es complicado debido a que la carga típica de un nodo esta conformada por múltiples dispositivos tales como: lámparas fluorescentes e incandescentes, refrigeradores, calefacción, compresores, motores, hornos, etc.

Tradicionalmente en los estudios de estabilidad de voltaje se modela la carga mediante los modelos de Impedancia Constante, Corriente Constante y Potencia Constante (ZIP), aunque el uso de estos modelos no permite observar el fenómeno del colapso de voltaje, ya que la respuesta del sistema ante este modelado después del transitorio ocasionado por alguna perturbación del sistema tiende a estabilizarse muy próximo a los valores de operación pre-falla.

Ante este comportamiento, es necesario para los estudios de estabilidad de voltaje modelar las cargas de las redes de una forma detallada; algunos de los dispositivos que deben modelarse son: los motores de inducción, el alumbrado de descarga, aire acondicionado, motores. También es importante modelar los Transformadores con Cambiador Automático de Tap's (TCAT), los Limitadores de Sobreexcitación (LSE) en generadores y otros dispositivos de control de voltaje [26,27,28,29,30].

En este capítulo se describe el comportamiento de una red eléctrica tomada del web [31], ante diferentes modelos de cargas así como ante el modelado de algunos dispositivos de la red. Primeramente se describirán algunos modelos de carga, para posteriormente mostrar los resultados de simulaciones en el dominio del tiempo, que muestran la respuesta de una red eléctrica ante diferentes modelados de carga y elementos de la red.



## 4.2 Conceptos Básicos del Modelado de Dispositivos

### 4.2.1 Cargas Estáticas

Las siguientes definiciones son importantes para la familiarización con el concepto de modelado de carga[32]:

**Componente de Carga:** Un componente de carga es el equivalente de todos los dispositivos de un mismo tipo: Calentadores, aire acondicionado, lámparas fluorescentes, etc.

**Clase de Carga:** Una clase de carga es una categoría de las cargas, esta puede ser: Residencial, Industrial o Comercial. Para propósito del modelado se deben agrupar las cargas teniendo en cuenta su composición.

**Composición de Carga:** Esta se aplica a los nodos de carga e indica las clases de carga que existen en un determinado nodo.

**Características de la Carga:** Son una serie de parámetros que caracterizan una carga específica, éstos pueden ser: factor de potencia, variación de la potencia real con el voltaje, etc.

**Modelo de Carga:** Un modelo de carga es una representación matemática de la relación entre el voltaje de un nodo (magnitud y frecuencia) y la potencia (activa y reactiva) o la corriente que fluye a través del nodo de carga.

**Modelo de Carga Estático:** Un modelo que representa la potencia activa y reactiva en un instante de tiempo en función del voltaje y la frecuencia en ese mismo instante. Los modelos de cargas estáticas se usan principalmente para cargas que modifican su comportamiento en función del voltaje (iluminación, cargas resistivas, etc.); o como una aproximación de los modelos dinámicos.

**Modelo de Carga Dinámico:** Un modelo que representa la potencia activa y reactiva en un instante de tiempo en función del voltaje y la frecuencia a través del tiempo. Este modelado se puede representar por medio de ecuaciones diferenciales.

**Modelo de Carga de Impedancia Constante:** Es un modelo de carga estática en donde la potencia varía directamente con el cuadrado de la magnitud del voltaje. También se le llama modelo de admitancia constante.

**Modelo de Carga de Corriente Constante:** Es un modelo de carga estática donde la potencia varía directamente con la magnitud del voltaje.

**Modelo de Carga de Potencia Constante:** Es un modelo de carga en donde la potencia no varía con los cambios en la magnitud de voltaje. También se conoce como modelo de

carga de MVA constante, debido a que los dispositivos con este tipo de carga, no mantienen sus características de operación para voltajes por abajo del 80% del nominal.

**Modelo de Carga Polinomial:** Es un modelo estático que representa la relación entre la potencia y la magnitud de voltaje mediante una ecuación polinomial. Este modelo se refiere al modelo "ZIP", que consiste en la suma de los componentes de impedancia constante(Z), corriente constante(I) y potencia constante (P).

**Modelo de Carga Exponencial:** Es el modelo de carga estático que representa la relación entre la potencia y el voltaje mediante una ecuación exponencial. Los parámetros de este modelo son los exponentes  $n_p$  y  $n_q$  (ver modelo 3 en el inciso de modelos de carga estáticos). Los exponentes pueden ser 0, 1 o 2, según la carga que se quiera representar: potencia constante, corriente constante o impedancia constante respectivamente. Otros exponentes se pueden usar para representar los diferentes tipos de componentes de la carga.

**Modelo de Carga Dependiente de la Frecuencia:** Es un modelo de carga estático que incluye la dependencia con la frecuencia. Se representa usualmente por el producto de un modelo de carga polinomial o exponencial y el siguiente factor:

$$[1 + a_f(f - f_0)] \quad (4.1)$$

Donde  $f$  es la frecuencia del nodo,  $f_0$  es la nueva frecuencia y  $a_f$  es el parámetro de sensibilidad a la frecuencia del modelo.

#### 4.2.2 Elementos Dinámicos

La representación de los elementos dentro de un sistema eléctrico para estudios de estabilidad de voltaje debe de incluir el modelado de los dispositivos a largo plazo, así como el comportamiento de cargas no lineales y dispositivos de control de voltaje. Para el desarrollo de esta investigación se analizan: los transformadores con cambiador automático de tap's (TCAT), los limitadores de sobreexcitación de los generadores(LSE) y los motores de inducción.

##### A. Limitador de Sobreexcitación del Generador (LSE)

Es importante considerar la curva de capacidad del generador, ya que en función a ella se determina la corriente de campo máxima, que está monitoreada por el LSE. Dicha protección controla el voltaje de excitación con lo cuál la potencia reactiva se modifica con respecto a su valor de operación nominal.

La mayoría de los generadores puede soportar una capacidad de sobrecarga, lo que permite proporcionar una mayor cantidad de potencia reactiva durante algunos minutos, esto da oportunidad de realizar acciones correctivas.

## B. Transformadores con cambiador de tap's automático (TCAT)

La inestabilidad de voltaje, se relaciona frecuentemente con la reducción de los niveles de tensión por debajo de límites permitidos. Por lo tanto, es común la aplicación de los cambiadores de tap's con la finalidad de incrementar el nivel de tensión.

Sin embargo, con la operación de los cambiadores de tap's, bajo ciertas circunstancias, se puede empeorar el problema de la inestabilidad debido a que al incrementar el nivel de tensión en el secundario, se transfiere (se demanda) también una cantidad mayor de potencia reactiva del lado primario al secundario.

## C. Motor de Inducción

Dentro de las cargas dinámicas del sistema eléctrico de potencia, la mayor parte se trata de motores de inducción. En estudios en estado estacionario se utiliza el modelo mostrado en la figura 4.1.

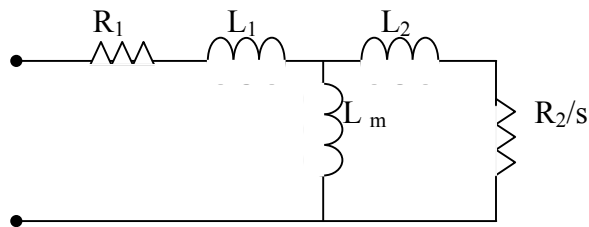


Figura No.4.1. Modelo de motores de inducción.

Donde:

$s$ : Es el deslizamiento del rotor.

$R_2$  y  $L_2$ : Valores de impedancia y resistencia del rotor.

$R_1$  y  $L_1$ : Valores de impedancia y resistencia de la armadura.

$L_m$ : Inductancia de Magnetización.

El modelo del motor de inducción solamente considera los transitorios mecánicos del rotor. Los flujos dinámicos del estator generalmente se desprecian para el análisis de estabilidad y la dinámica del rotor se desprecia en los estudios de estabilidad de largo plazo. El disparo del motor por bajo voltaje es una consideración importante a tomar en cuenta para el análisis de inestabilidad[ref].

## 4.3 Análisis del Modelado de Elementos en Redes Eléctricas

### 4.3.1 Modelos utilizados

Para observar el efecto del modelado de la carga en una red eléctrica de potencia, se empleó el simulador de sistemas eléctricos: -“Positive Sequence Loadflow” (PSLF) de General Electric [33]. Para este análisis se utilizan los siguientes modelos incluidos en el programa:

- ❖ LTC1
- ❖ MOTORW
- ❖ OEL1
- ❖ WLWSCC
- ❖ SECLD2

#### A. LTC1: Modelo de Transformador con cambiador de Tap's

Los parámetros requeridos para este modelo son:

Voltaje en el nodo, p.u.

Tdelay: Tiempo de retardo para iniciar el ajuste de tap's , sec.

Tmotion: Tiempo de ajuste del tap, sec.

El transformador con cambio de taps debe estar dado de alta en el archivo de flujos. Todos los datos de control y voltaje por tap's deben considerarse en este archivo. El transformador actuará para regular voltaje en el nodo.

Cuando el voltaje está fuera de sus límites, comienza un contador de tiempo del movimiento del tap. Si el voltaje permanece fuera de los límites un tiempo mayor a Tdelay, el cambio de tap se iniciara. Si el voltaje vuelve dentro de límites antes de Tdelay, se reajusta el contador. El tap toma algunos segundos para cambiar de posición tmotion. Si el voltaje todavía está fuera de los límites, otro paso será iniciado.

## **B. MOTORW: Modelo de la Máquina de Inducción con flujo transitorio en el rotor**

Los parámetros requeridos para este modelo son:

Pu1: Porción de la carga de potencia constante representada en este modelo de motor (entre 1.0 y 0.0)

Ls: Reactancia Síncrona

Lp: Reactancia Transitoria

Ra: Resistencia del estator, pu.

Tpo: Constante de tiempo del transitorio del rotor

H: Constante de inercia, sec.

D: Factor de Amortiguamiento

Vt: Umbral de Voltaje para disparo (default = 0),pu.

Tv: Tiempo de disparo (default =999), sec.

Tbkr: Tiempo de operación del circuito de apertura (default =999), sec.

Acc: Factor de aceleración

Este modelo se emplea para representar motores de inducción, en este modelo no se considera la saturación magnética.

- A. Este modelo se utiliza para representar una fracción de carga ordinaria como "motor de inducción". Esto permite que carga ordinariamente se representa mediante el modelo de potencia constante en el estudio de flujos de potencia se pueda representar por un motor de inducción genérico característico en la simulación dinámica. El modelado del motor de inducción emplea los fundamentos siguientes: Motorw representa la máquina de inducción mediante sus impedancias síncronas y transitorias, reconoce los cambios que presenta el flujo del rotor de acuerdo a su constante de tiempo. Se modela solamente la "jaula" en el rotor y no se modela la saturación magnética. Este modelo es, por lo tanto, apropiado para la representación con fines generales de los motores en nodos donde no se cuenta con información de motores individuales. Observe que este modelo incluye la fuente del thevenin asociada al de flujo del rotor del motor motorw y por lo tanto representa la

contribución del motor a la corriente de falla cuando una contingencia se aplica en la simulación.

- B. La demanda de la energía reactiva del motor se calcula en función de voltaje en el nodo de carga inicial. Esta demanda de energía reactiva del motor puede ser menor o mayor que la componente inicial Q de carga. Para mantener la Q constante cuando se incorpora el modelo del motor se coloca un capacitor en la terminal del motor para mantener la potencia reactiva con el mismo valor inicial.
- C. Si se manda una señal de disparo por bajo voltaje salen de operación el motor y el capacitor.
- D. La constante de tiempo  $T_{po}$  y la constante de inercia H deben ser diferentes a cero.
- E. Ambos reactancias deben ser especificadas.
- F. D tiene las dimensiones delta P/velocidad del delta.
- G. Los parámetros  $V_t$  y  $T_v$  definen la lógica de disparo por bajo voltaje. Se inicia un contador de tiempo si el voltaje terminal esta por debajo de  $V_t$  en por unidad y continúa funcionando hasta que el voltaje se recupera a un valor mayor de  $V_t$ . Si el voltaje no se recupera sobre  $V_t$  cuando el contador de tiempo alcanza  $T_v$  el motor se dispara inmediatamente.

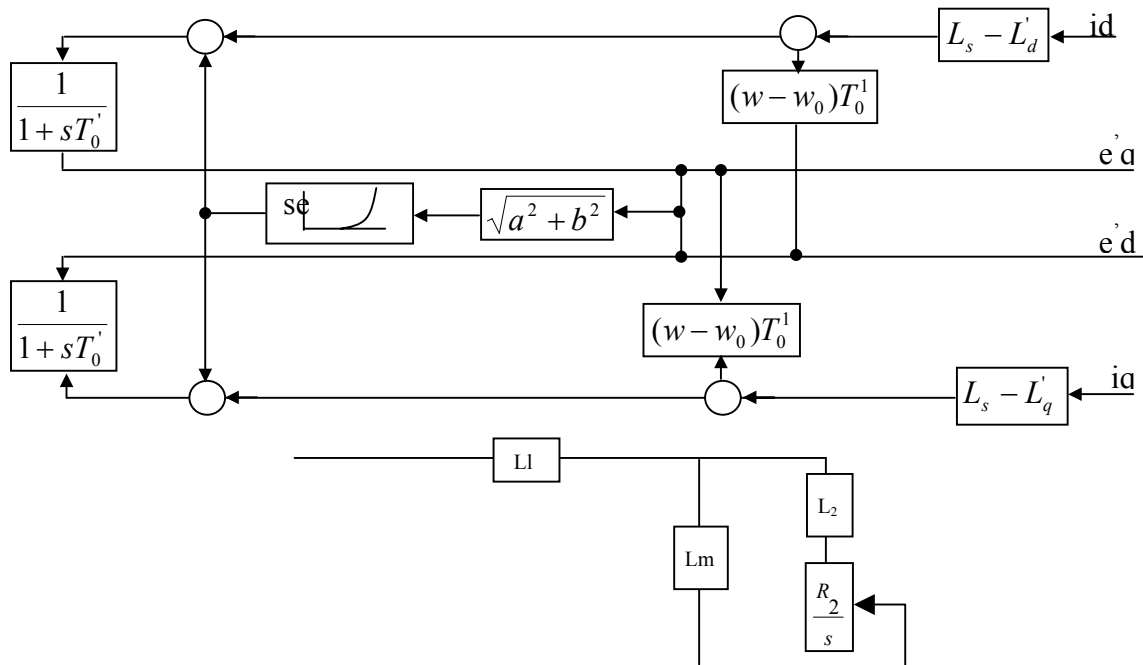


Figura No 4.2. Modelo Dinámico del Motor de Inducción

### C. OEL1: Modelo del Limitador de Sobreexcitación para máquinas síncronas en sistemas de excitación.

Los parámetros requeridos para este modelo son:

Ifdset: Limite de excitación dependiente del tiempo, p.u.

Ifdmaxt: Limite de excitación máximo, p.u.

Tpickup: Tiempo de respuesta del limitador de sobreexcitación

Tmax: Tiempo de retardo para el disparo del generador cuando la corriente de campo excede Ifdmax

Tset: Tiempo de retardo para el disparo del generador cuando la corriente de campo excede Ifdset

Ifcont: Máxima corriente de campo continua, p.u.

Vfdflag: 0 para corriente de campo, 1 para voltaje de campo

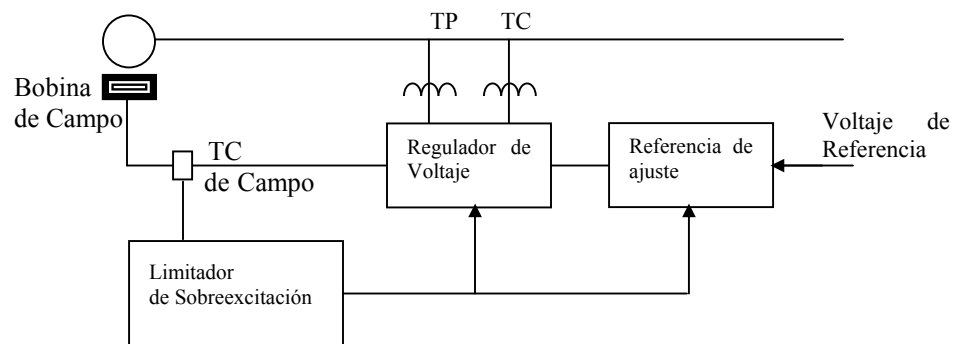


Figura No 4.3 Modelo Dinámico del Limitador de Sobreexcitación

- A. Este limitador se emplea para representar el comportamiento genérico de una amplia gama de limitadores de excitación. No es una representación exacta de ningún tipo o modelo específico de limitadores de excitación, es capaz de representar el efecto de múltiples unidades. Este modelo se puede utilizar con los

modelos de excitación siguientes: exacl exacla exac2 exbas exbbc exdclexdcl  
exdc2 excdc2a exsrl rexs

- B. Oe11 incluyen tres elementos separados: 1. Un elemento dependiente del tiempo puede ser un contador de tiempo que inicia cuando el nivel de la excitación excede a Ifdset, puede tener un tiempo inverso o una característica definida de tiempo. Cuando este elemento mide un excedente envía una señal al regulador de voltaje. Este elemento puede detectar la corriente de campo o el voltaje del campo según lo especificado por el parámetro Vfdflag.
- C. Un limitador instantáneo que actúa cuando la corriente de campo principal del generador alcanza Ifdmax. Cuando este elemento funciona el limitador envía una señal al sistema de excitación para ser utilizado como límite superior del el voltaje del campo. Este elemento detecta siempre la corriente de campo y actúa siempre para limitar voltaje del campo.
- D. Dispositivos de disparo para el generador si su corriente de campo excede Ifdmax por un tiempo definido Tmax o si excede Ifdset por un tiempo definido Tset.
- E. Los niveles de corriente de campo en por unidad base es la corriente de campo requerida para proporcionar un voltaje en el estator en por unidad en circuito abierto con ausencia de saturación
- F. El parámetro Ifdset es la corriente de campo o el voltaje del campo que determinan la operación de los contadores. Este valor debe ser igual a o levemente mayor que el valor continuo permitido máximo de la corriente de campo, en por unidad. La corriente típica de excitación a carga completa de un generador es de entre 1,8 por unidad y 2,8 por unidad.
- G. El parámetro Ifdmax es la corriente de campo que determina la operación del instantáneo que toma y asume el control para la limitarla excitación. Este valor se debe fijar normalmente a la corriente de campo permitida máxima por unidad. Ifdmax debe ser mayor que o el igual a Ifdset. Oe11 deja normalmente que nivel de la excitación exceda Ifdset por un período de tiempo determinado por Tpickup pero actúa inmediatamente para limitar el voltaje de campo si el nivel de la excitación alcanza Ifdmax.
- H. La señal de entrada a detectar esta en función del parámetro señalado para Vfdflag como sigue: Vfdflag = 0 corrientes de campo; Vfdflag = 1 voltaje de campo, el valor de preestablecido es 0.
- I. Si (Tpickup > 0) el contador de tiempo del limitador de corriente de campo tiene una característica inversa. Tpickup retrasa la operación del limitador para una entrada constante de 1 por unidad (es decir la corriente de campo excede Ifdset por 1 por unidad). Si (Tpickup < 0) el contador de tiempo del límite de la corriente de campo hace que opera la característica de tiempo. Tpickup es el tiempo durante el cual la corriente de campo debe permanecer sobre Ifdset para que el limitador



funcione. Ambos tipos de contador de tiempo reajustan instantáneamente si la corriente de campo cae debajo de  $I_{fdset}$  antes de que el contador de tiempo finalice su operación.

#### D. WLWSCC: Modelo de carga dependiente del voltaje y la frecuencia.

Los parámetros requeridos para este modelo son:

$p_1$  y  $q_1$ : Porción de la carga de impedancia constante, p.u

$p_2$  y  $q_2$ : Porción de la carga de corriente constante, p.u

$p_3$  y  $q_3$ : Porción de la carga de potencia constante, p.u

$p_4$  y  $q_4$ : Porción de la carga dependiente de la frecuencia, p.u

APD: Índice de la frecuencia de la potencia real

Lpq: Índice de la frecuencia de la potencia reactiva.

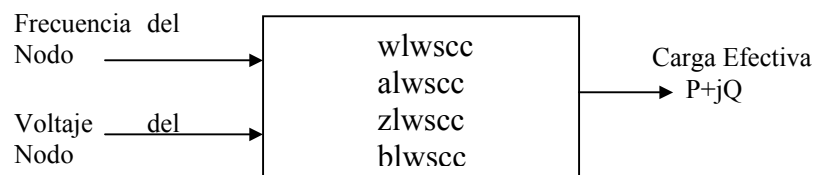


Figura No. 4.4 Modelo Dinámico de Carga

Este modelo implementa cualquiera de los siguientes modelos:

Si  $p_4$  o  $q_4$  es diferente de cero

$$P = P_o (p_1 v^2 + p_2 v + p_3 + p_4 (1 + l_{pd} f)) \quad (4.2)$$

$$Q = Q_o (q_1 v^2 + q_2 v + q_3 + q_4 (1 + l_{qd} f)) \quad (4.3)$$

Si  $p_4$  y  $q_4$  son cero:

$$P = P_o (p_1 v^2 + p_2 v + p_3) (1 + l_{pd} f) \quad (4.4)$$

$$Q = Q_o (q_1 v^2 + q_2 v + q_3) (1 + l_{qd} f) \quad (4.5)$$

En todos los casos se debe cumplir lo siguiente:

$$p_1 + p_2 + p_3 + p_4 = 1 \quad (4.6)$$

$$q_1 + q_2 + q_3 + q_4 = 1 \quad (4.7)$$

El modelo wlvsc implementa la característica de carga que se defina en todos los nodos de la red.

### E. SECLD2: Modelo de carga secundaria dependiente del cambio de tap's

Los parámetros requeridos para este modelo son:

Req: Resistencia efectiva del transformador, p.u

Xeq. Reactancia efectiva del transformador, p.u.

Vsmin: Voltaje secundario mínimo, p.u.

Vsmax: Voltaje secundario máximo, p.u.

pz y qz: Porción de la carga de impedancia constante, pu

pi y qi: Porción de la carga de corriente constante, p.u

pm y qm: Porción de la carga de potencia constante, p.u

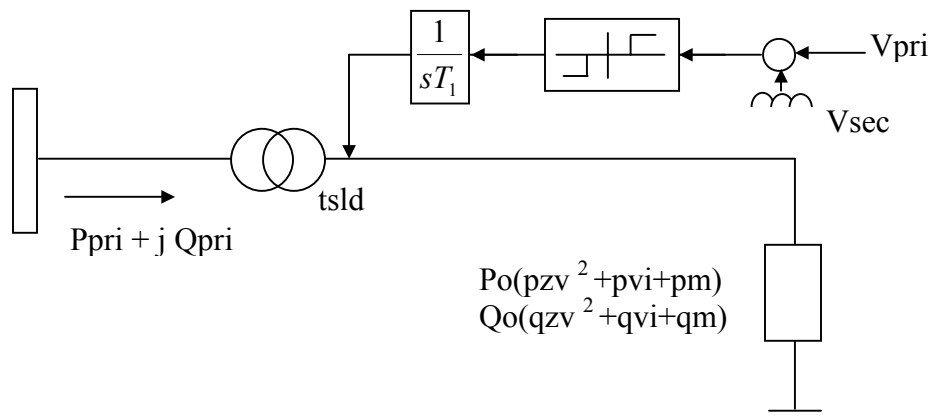


Figura No.4.5 Modelo Dinámico de Carga Dependiente del Cambiador de Taps.

El modelo SeclD2 representa la carga completa, según lo mostrado en el diagrama esquemático, como suma de tres componentes de carga en el lado secundario de un

transformador de voltaje regulado. La dependencia del voltaje de la carga considerada por la red de la transmisión es determinada por el ajuste del cociente del transformador y por las constantes características de la carga especificadas para el modelo. El cociente del transformador se ajusta para llevar al voltaje secundario del transformador a valor inicial. La impedancia equivalente del transformador se especifica en por unidad con respecto a la base MVA del transformador. La base del transformador en MVA es igual a la carga inicial en MVA. El cociente del transformador tiene una gama del más y menos diez por ciento se inicializa conforme a los límites, para poner el voltaje secundario inicial entre el  $v_{smin}$  y el  $v_{smax}$ . Si el nodo primario tiene una carga en derivación el modelo `secl2` la mantiene.

#### 4.4 Características de la Red Analizada

Para observar el efecto de los dispositivos anteriores así como el modelado de la carga, se empleó la red eléctrica de la figura 4.6[31].

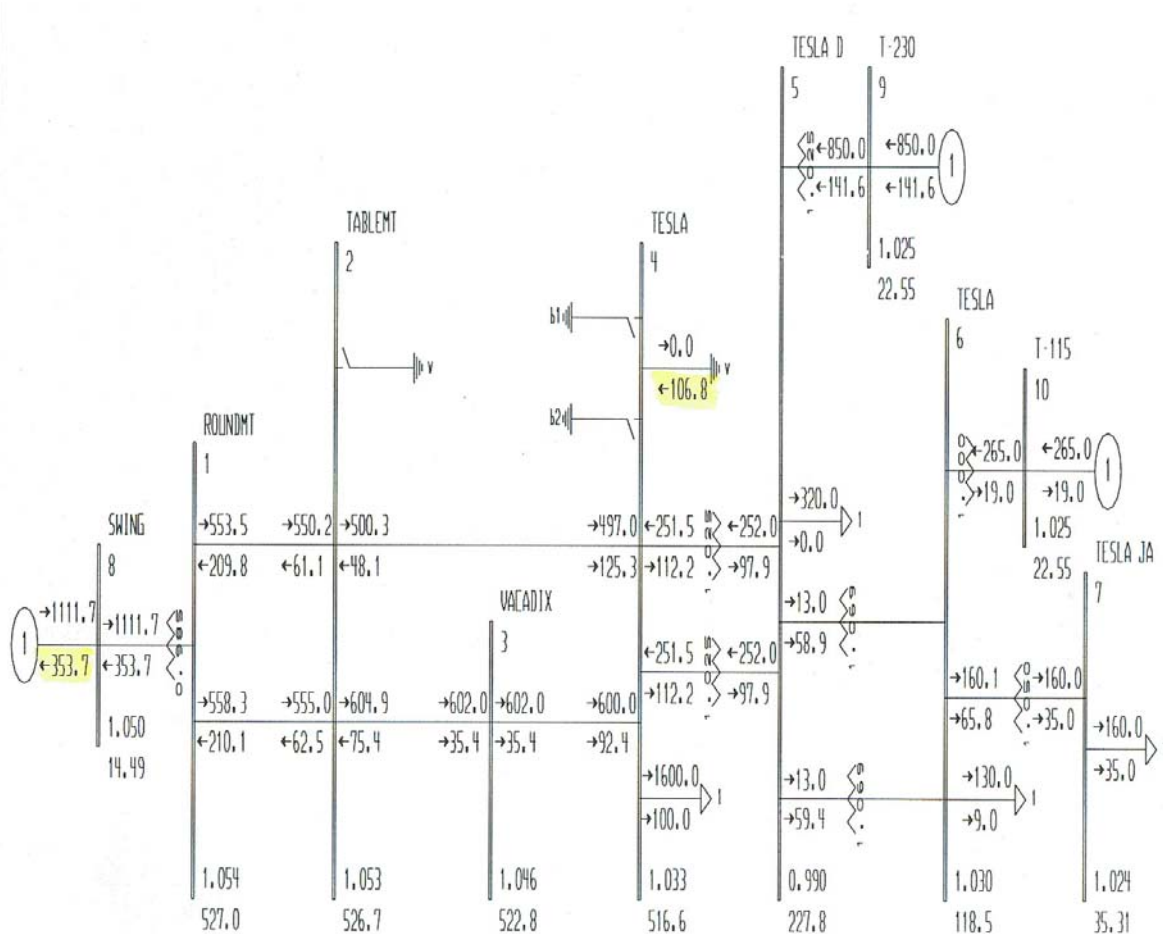


Figura No. 4.6 Red Eléctrica Utiliza en las Simulaciones

Los principales parámetros de esta red se presentan en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Datos de la Red Eléctrica de Prueba							
<i>Generadores</i>	<i>Nodo</i>	<i>kV</i>	<i>MVA</i>	<i>Pgen(MW)</i>	<i>Q<sub>gen</sub>(MVar)</i>	<i>Q<sub>min</sub>(MVar)</i>	<i>Q<sub>máx</sub>(MVar)</i>
<i>Slack</i>	8	13.8	5000.0	1113.4	-486.0		
	9	22.0	900.0	850.0	173.2	-121.0	173.2
	10	13.8	308.0	265.0	13.9	-80.0	120.0
<i>Líneas</i>	<i>Nodo Envío</i>	<i>Nodo Recp.</i>	<i>ID</i>	<i>R</i>	<i>Z</i>	<i>Y</i>	
	1	2	1	0.00111	0.006	1.5085	
	1	2	2	0.00110	0.006	1.4997	
	2	4	1	0.00140	0.012	2.3183	
	2	3	1	0.00086	0.007	1.4295	
	3	4	1	0.00590	0.004	0.9781	
<i>Cargas</i>	<i>Nodo</i>		<i>MW</i>		<i>MVar</i>		
	4		1600		100		
	5		320		0		
	6		130		9		
	7		160		35		

#### 4.5 Estabilidad de Voltaje: Dinámica de Largo Plazo y Dinámica de Corto Plazo

Con la finalidad de estudiar el efecto que tiene el modelado de carga en los estudios de estabilidad se crearon dos archivos dinámicos:

El primero (que para propósitos de identificación se denomina *básico*) modela la carga del nodo 7, como un motor de inducción, el resto de las cargas se modelan como impedancia constante.

En el segundo archivo (que para propósitos de identificación se denomina *dinámica a largo plazo*), la carga del nodo 7 se modela también como motor de inducción, mientras que las cargas de los nodos 4,5 y 6 utilizan un modelo de carga secundario con ajuste de tap's en los transformadores que las alimentan (SECLD2 que se describió anteriormente).

El modelo de carga secundario considera el 100% de la potencia reactiva como impedancia constante y el 100% de la potencia activa como corriente constante. Se activan los TCAT que se encuentran entre los nodos 6-5 y 6-7, y se modela el LSE del generador 9, con los parámetros indicados en la figura 4.7.

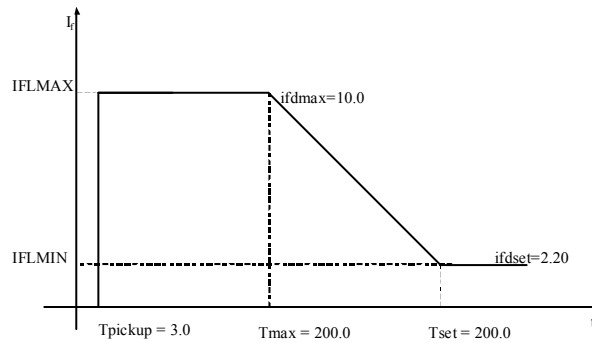


Figura 4.7. Curva de operación LSE

Para observar el efecto de la falta de soporte de potencia reactiva de la red, se llevaron a cabo dos simulaciones: La primera en la cuál el banco de capacitores en el nodo 4 se encuentra conectado al sistema, y la segunda simulación con este desconectado.

#### 4.5.1 Caso #1. Dinámica Básica con Soporte de Potencia Reactiva

La red de prueba se trata de un sistema de dos áreas representativo del comportamiento de un sistema eléctrico de potencia, como se puede observar de las dos líneas de enlace entre áreas la línea entre los nodos 2-4 es la que tiene una mayor cantidad de flujo de potencia, por lo cuál es la contingencia crítica del sistema. Se simuló la falla trifásica en la Línea 2-4, con el archivo dinámico "básico" (dinámica de corto plazo) y con el banco de capacitores conectado. La gráfica de la figura 4.8 muestra el comportamiento del voltaje en las terminales de los generadores (nodos 8, 9 y 10) y en el motor (nodo 7).

Se observa que los voltajes en las terminales de los generadores después del transitorio se restablecen a su nivel de tensión previa al disturbio (1.050, 1.025, 1.024 p.u. respectivamente). En el caso del motor se observa una pequeña disminución en su nivel de tensión ya que previo a la falla se encuentra operando a una tensión de 1.025 p.u. y después del disturbio la tensión se restablece a 1.008 p.u. Todos los valores de voltaje se encuentran dentro de los rangos permisibles por lo cuál no se observa ningún tipo de inestabilidad de voltaje.

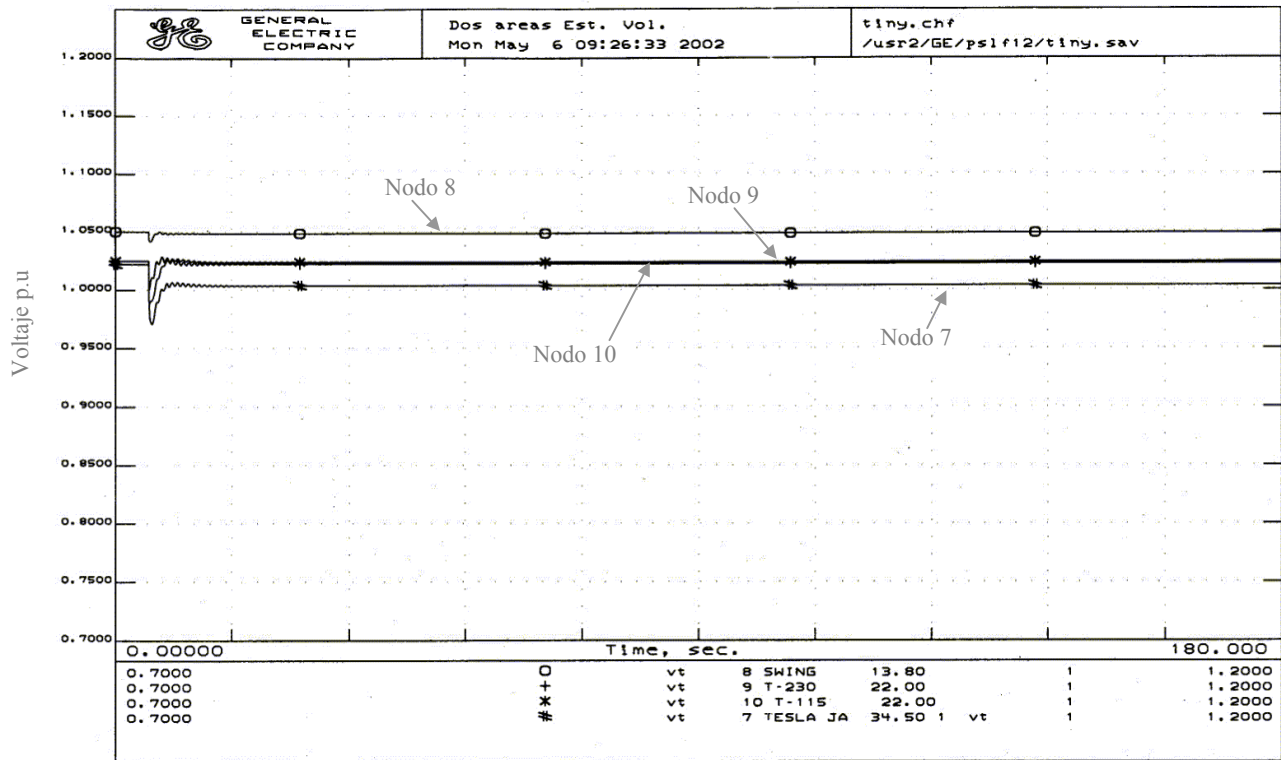


Figura No. 4.8 Dinámica Básica con Banco de Capacitores

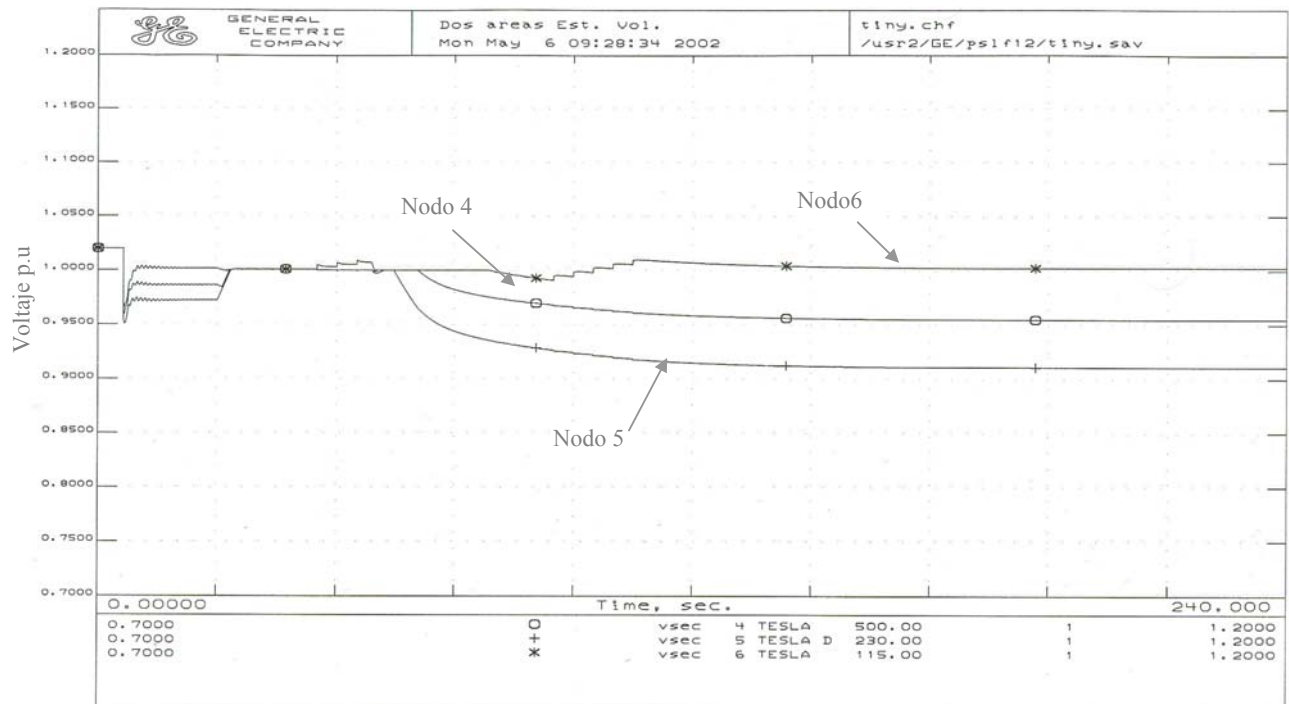


Figura No. 4.9 Dinámico a Largo Plazo con Banco de Capacitores

#### 4.5.2 Caso #2. Dinámica a Largo Plazo con Soporte de Potencia Reactiva

Se simuló la falla trifásica en la Línea 2-4, con el archivo "dinámica a largo plazo" y con el banco de capacitores conectado. En la gráfica 4.9 se muestran los voltajes en las cargas ubicadas en los nodos 4,5 y 6. Se observa en la figura 4.9 el efecto de la salida de la línea con su respectivo abatimiento de voltaje. Al quedar fuera la línea, el voltaje permanece con un valor por debajo de lo establecido para la operación del TCAT, por lo cual entran en operación los tap's a los 21 segundos. Se observa en las gráficas la operación de los tap's, que en forma escalonada incrementan el nivel de tensión. Con la operación de los cambiadores de tap's, se evita una inestabilidad de voltaje.

Quince segundos después opera el LSE (la curva de operación del LSE se muestra en la figura 4.7) y la tensión empieza a decrecer nuevamente. Es la repetida operación de los TCAT que restablece las tensiones a valores aceptables, más no iguales a los del caso #1.

En este caso las tres cargas operaban a un nivel de tensión de 1.015 p.u. en prefalla. Posterior al disturbio y a la operación de los dispositivos, el restablecimiento de la tensión es diferente para cada nodo de carga: en el nodo 4 el nivel de voltaje se restablece a 0.96 p.u., en el nodo 5 se tiene 0.92 p.u. y en el nodo 6 se logra un nivel de 1.001 p.u. Todos estos valores se encuentran dentro de los rangos permisibles, **pero a diferencia del caso #1, es posible observar el impacto en el perfil de tensión tanto de los TCAT, como el LSE.**

#### 4.5.3 Caso #3. Dinámica Básica sin Soporte de Potencia Reactiva

Se simuló la falla trifásica en la Línea 2-4, con el archivo dinámico "básico" y con el banco desconectado. En la gráfica de la figura 4.10 se presenta el comportamiento del voltaje en las terminales de los generadores (nodos 8, 9 y 10) y en el motor (nodo 7). Al interpretar la gráfica se observa que los voltajes en las terminales de los generadores después del transitorio, se restablecen a su nivel de tensión previa al disturbio (1.050, 1.025, 1.024 p.u. respectivamente).

En el caso del motor se observa una disminución en su nivel de tensión ya que previo a la falla se encuentra operando a una tensión de 1.020 p.u. y después del disturbio la tensión se restablece a 0.99 p.u. En el resto de las gráficas obtenidas para esta condición de operación no se observa ningún tipo de inestabilidad de voltaje. Por otro lado, **el modelo de carga utilizado no permite observar el beneficio del banco en derivación pues los valores de voltaje post- falla son prácticamente iguales a cuando el capacitor está conectado (caso #1).**

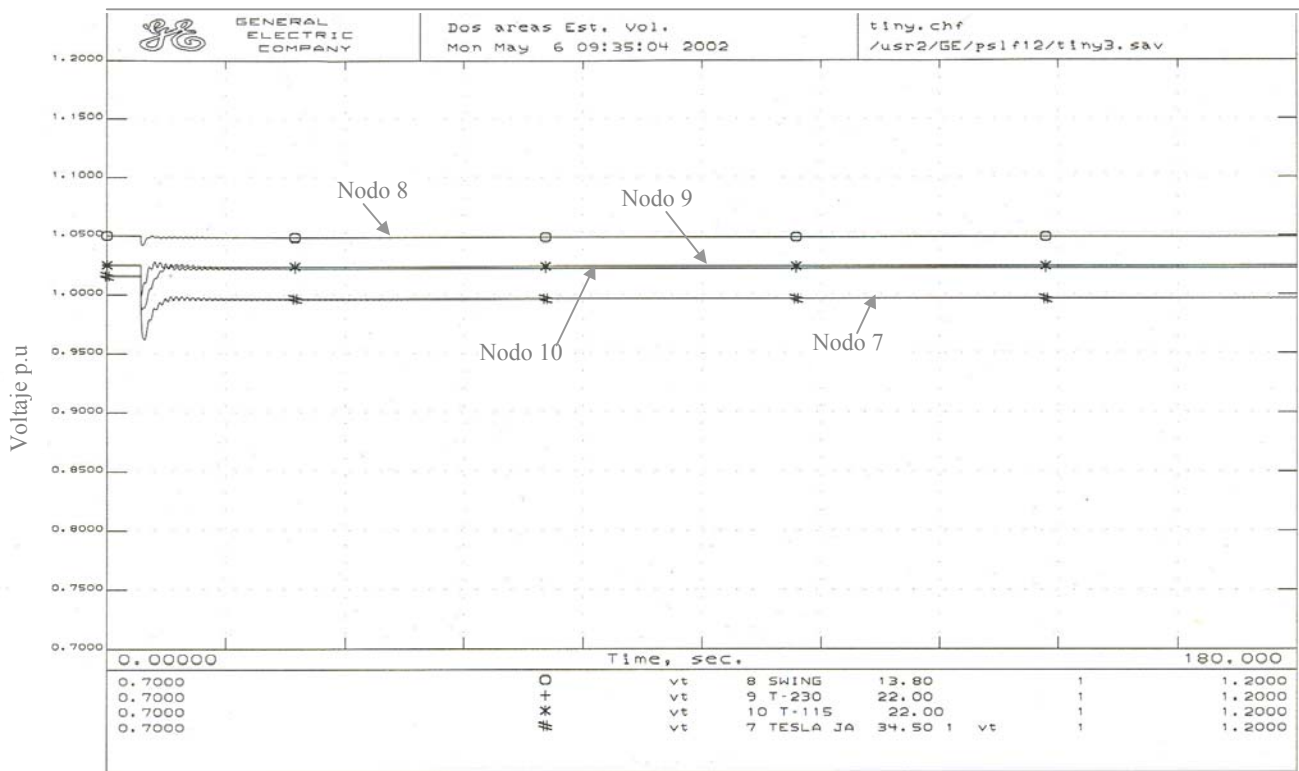


Figura No. 4.10 Dinámica Básica con Banco de Capacitores

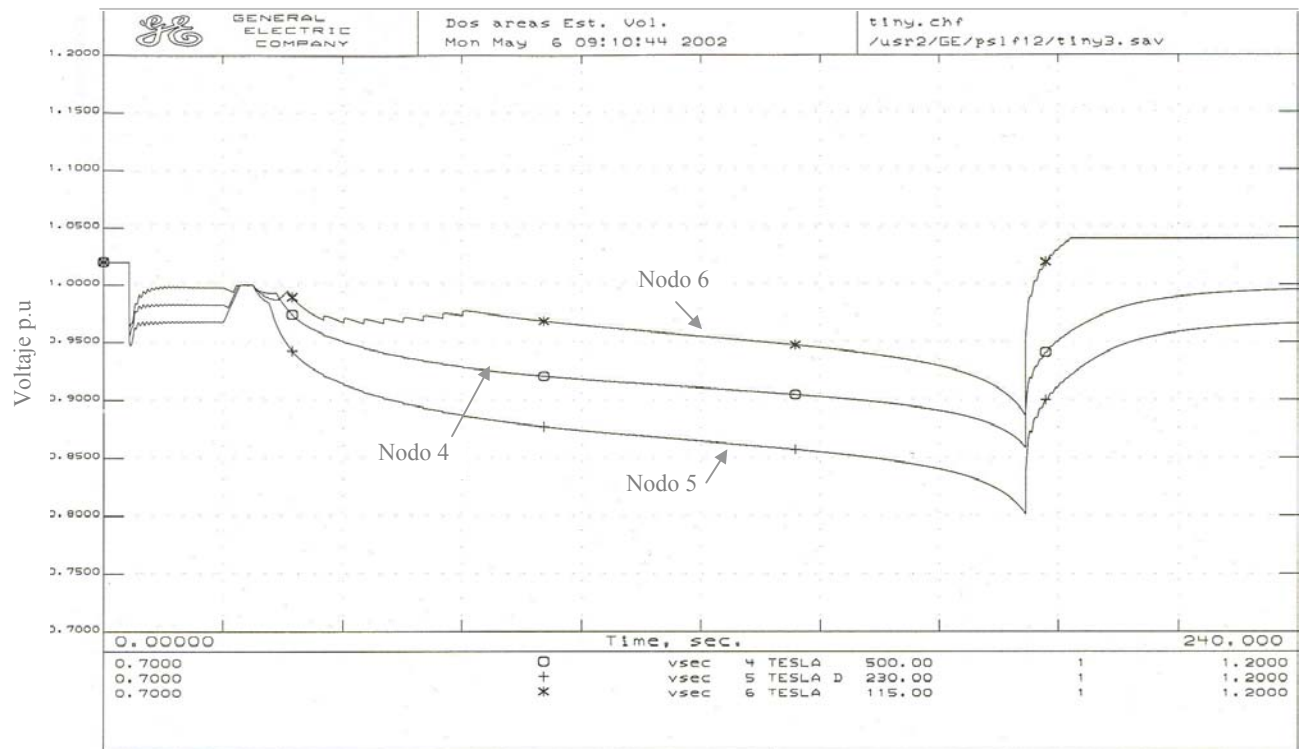


Figura No. 4.11 Dinámica Básica sin Banco de Capacitores



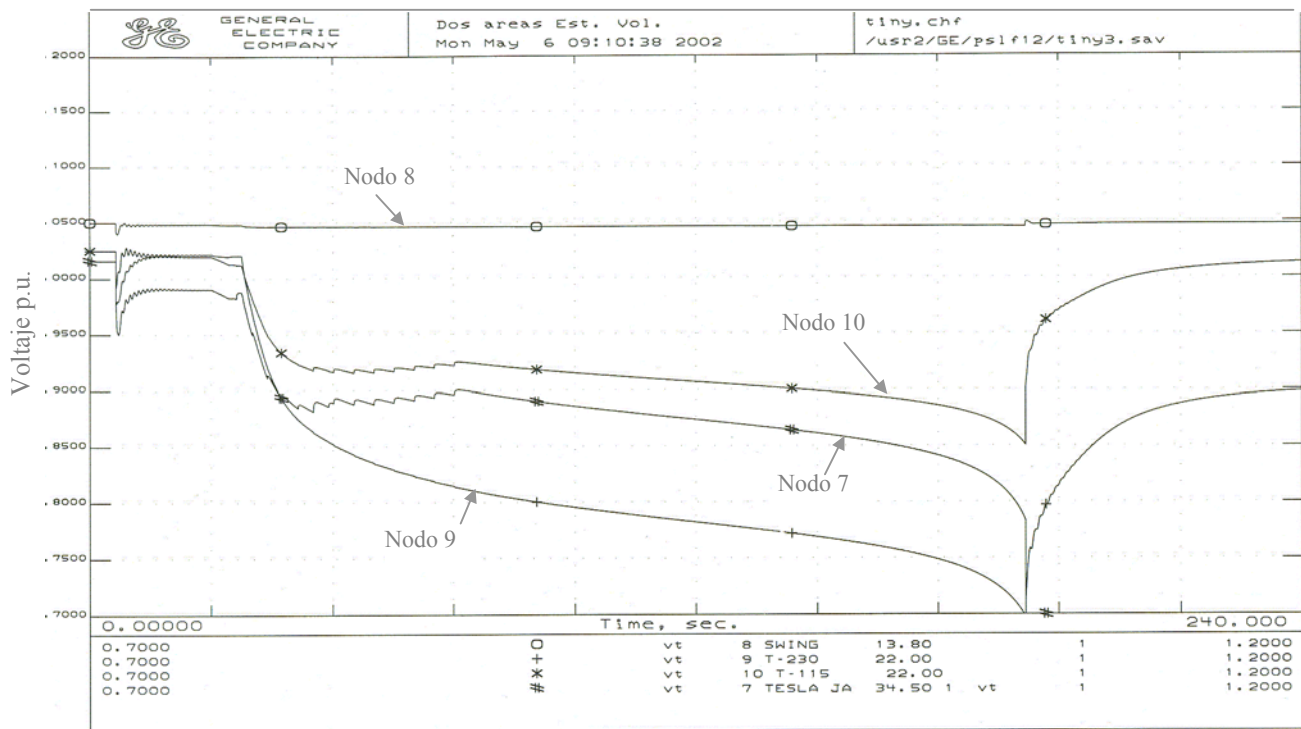


Figura No. 4.12 Dinámica a largo Plazo sin Banco de Capacitores (Colapso Nodo No. 7)

#### 4.5.4 Caso #4. Dinámica a Largo Plazo sin Soporte de Potencia Reactiva

Se simuló la falla trifásica en la Línea 2-4, con el archivo "dinámica a largo plazo" y banco desconectado. Se observa la salida de la línea (ver figura 4.11) que produce una caída de voltaje, lo que ocasiona la operación del TCAT, a los 21 segundos. Quince segundos después opera el LSE. *Aún con la operación de ambos dispositivos el nivel de tensión en la red sigue reduciéndose.*

Sin embargo, a los 210 segundos existe una recuperación en el nivel de voltaje por lo que las cargas que inicialmente operaban a un nivel de tensión de 1.015 p.u., se recuperan y quedan operando a los siguientes niveles de tensión: en el nodo 4 el nivel de voltaje se restablece a 0.99 p.u., en el nodo 5 se tiene 0.96 p.u. y en el nodo 6 se logra un nivel por arriba del inicial de 1.04 p.u. ***Esta recuperación del nivel de tensión se debe a la salida del motor,*** como se describe a continuación.

En este caso se observa en la gráfica en la que se monitorean los voltajes en las terminales de los generadores y en las del motor (figura 4.12), que después del transitorio y con la operación del LSE y de los TCAT, el nivel de tensión no logra restablecerse por lo cuál continua decreciendo hasta que el voltaje en el nodo 7 colapsa, sacando de operación al motor aproximadamente a los 210 segundos. La salida del motor permite el restablecimiento de la tensión en las cargas restantes. Es decir con el modelo de carga utilizado se evidencia el beneficio del capacitor, pues sin el soporte de voltaje proporcionado por este dispositivo, el motor sufre una salida, mientras que el caso # 2 esto no es posible observarlo.

## 4.6 Estabilidad de Voltaje: Caracterización de los nodos de carga

Una vez observado el efecto del modelado de la carga en los sistemas eléctricos de potencia, se desea observar el efecto en la estabilidad de voltaje, al desagregar los nodos de carga en nodos de distribución con diferentes tipos de carga. como se muestra en la siguiente figura 4.13.

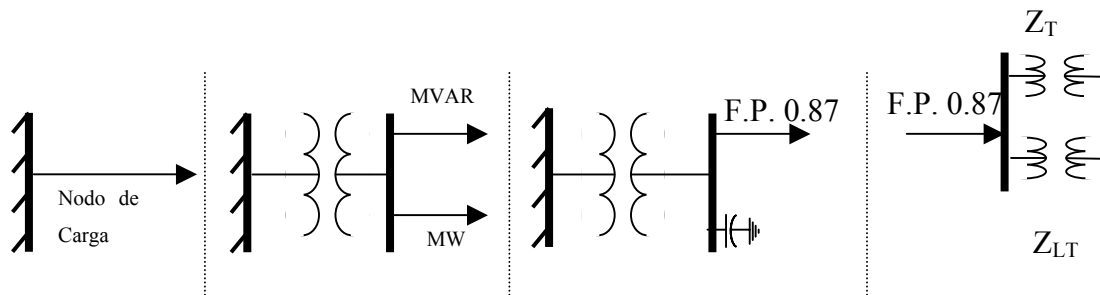


Figura No. 4.13. Desagregación de nodos de carga

Es importante en la caracterización del nodo de distribución, modelar en forma independiente la carga y los capacitores instalados en distribución, con objeto de observar en forma realista su comportamiento, debido a que la potencia reactiva suministrada por los capacitores está en función del cuadrado del voltaje aplicado.

Al agregar un nodo de distribución, se incluye una reactancia equivalente para el transformador y otra para el alimentador de distribución. Es importante verificar, una vez concluida esta desagregación de la red de distribución, que se tenga la misma carga en el nodo de transmisión o subtransmisión previo a esta desagregación.

Para el análisis de esta caracterización, se emplean archivos epcl contenidos en el programa PSLF. En este caso se emplean dos archivos; el primero "complex" permite modelar diferentes tipos de motores: motor de ventilador, motor de bomba, y carga estática.

También es posible modelar capacitores, en caso de ser requeridos. En el otro archivo, denominado "discharge", se modela la carga como motor de ventilador, motor de bomba, lámparas de descarga y la carga estática se modela con el modelo ZIP.

### 4.6.1 Caso #5. Dinámica a Largo Plazo con Soporte de Potencia Reactiva

Se simuló la falla trifásica en la Línea 2-4, con el archivo "dinámica a largo plazo" y con banco conectado. Se observa en la figura 4.14 el efecto de la salida de la línea con su respectivo abatimiento de voltaje. El nodo 7 se encuentra operando en un nivel de voltaje de 1.0 p.u., cuando queda fuera la línea y después del transitorio, el voltaje permanece con un valor por debajo de lo establecido para la operación del TCAT, por lo cual entran en operación los taps a los 21 segundos.

*Se observa en las gráficas la operación de los tap's, que en forma escalonada incrementan el nivel de tensión. Con la operación de los tap's se evita una inestabilidad de voltaje, restableciendo el nivel de operación post- contingencia a 0.99 p.u.. En la figura 4.14 se muestran los parámetros del nodo 7, que servirá como punto de comparación con los modelos de caracterización de carga en casos posteriores.*

#### **4.6.2 Caso #6. Dinámica a Largo Plazo con Soporte de Potencia Reactiva y Modelo de Carga Complex**

En la figura 4.15, se muestra el mismo escenario base (caso #5, al cuál se le adicionan nodos de distribución con el programa epcl “complex”, como se ha descrito anteriormente. En este caso se observa que en el nodo 7 en condición inicial se encuentra operando a un nivel de 1.025 p.u, después de la falla entran en operación los tap's, restableciendo el nodo a un nivel de operación mayor al de pre-contingencia, 1.03 p.u.

#### **4.6.3 Caso #7. Dinámica a Largo Plazo con Soporte de Potencia Reactiva y Modelo de Carga Discharge**

En la figura 4.16, se muestra el mismo escenario base, al cuál se le adicionan nodos de distribución y carga de iluminación con el programa epcl “discharge”. En este caso se observa que en la condición inicial el nodo 7 operando a un nivel de 1.0 p.u, después de la falla entran en operación los tap's, restableciendo el sistema a un nivel de operación de 0.96 p.u.

#### **4.6.4 Caso #8. Dinámica Básica con Soporte de Potencia Reactiva y Modelo de Carga Complex**

En los dos casos anteriores se sustituyó la dinámica a largo plazo, por el archivo de dinámica básica. En la figura 4.17, se muestra el caso donde se utilizó el modelado “complex”. Se observa que el nodo 7 se encuentra operando a un nivel de 1.0 p.u, después del disturbio se recupera el nivel de tensión a un valor de 0.98 p.u.

#### **4.6.5 Caso #9. Dinámica Básica con Soporte de Potencia Reactiva y Modelo de Carga Discharge**

Utilizando el archivo de dinámica básica y el modelado discharge, en la figura 4.18, se observa que el nodo 7 está operando a un nivel de tensión de 1.0 p.u; en la condición de post-contingencia el nivel de tensión se reduce a 0.92 p.u.

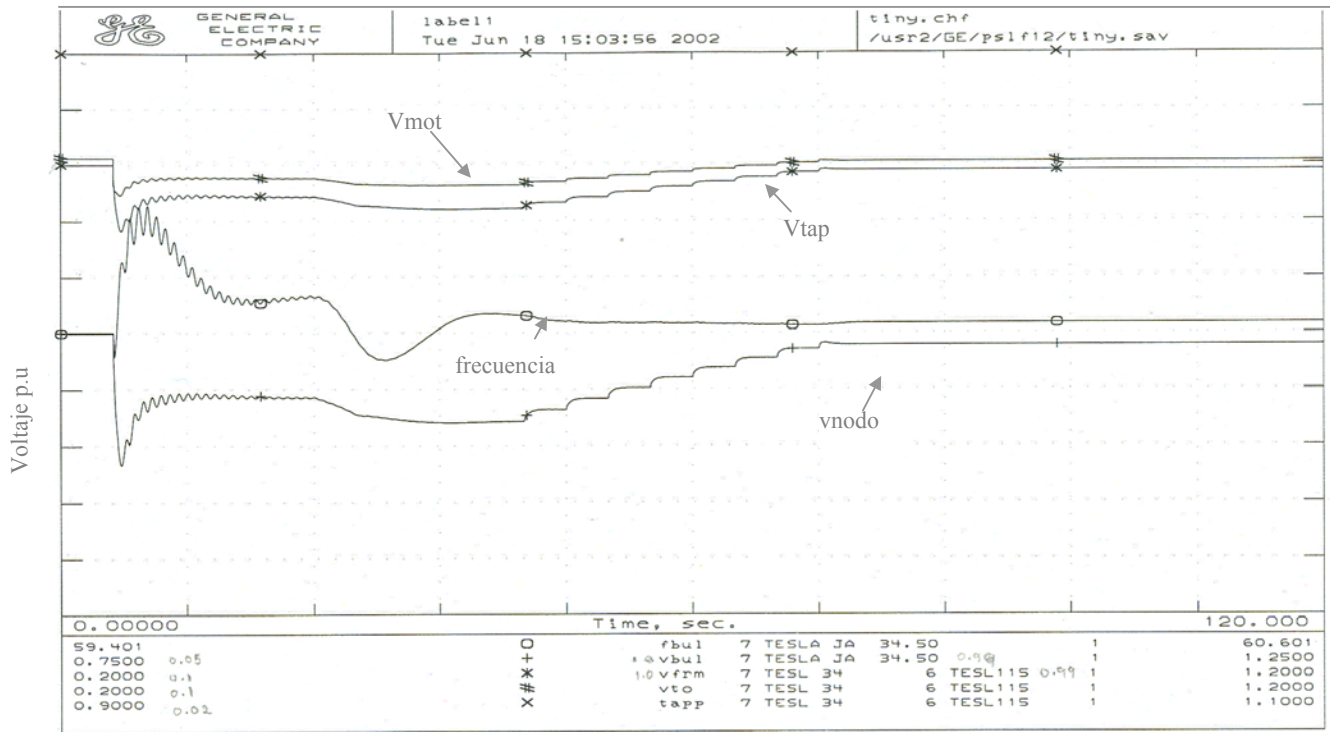


Figura No. 4.14 Dinámica a Largo Plazo con Banco de Capacitores

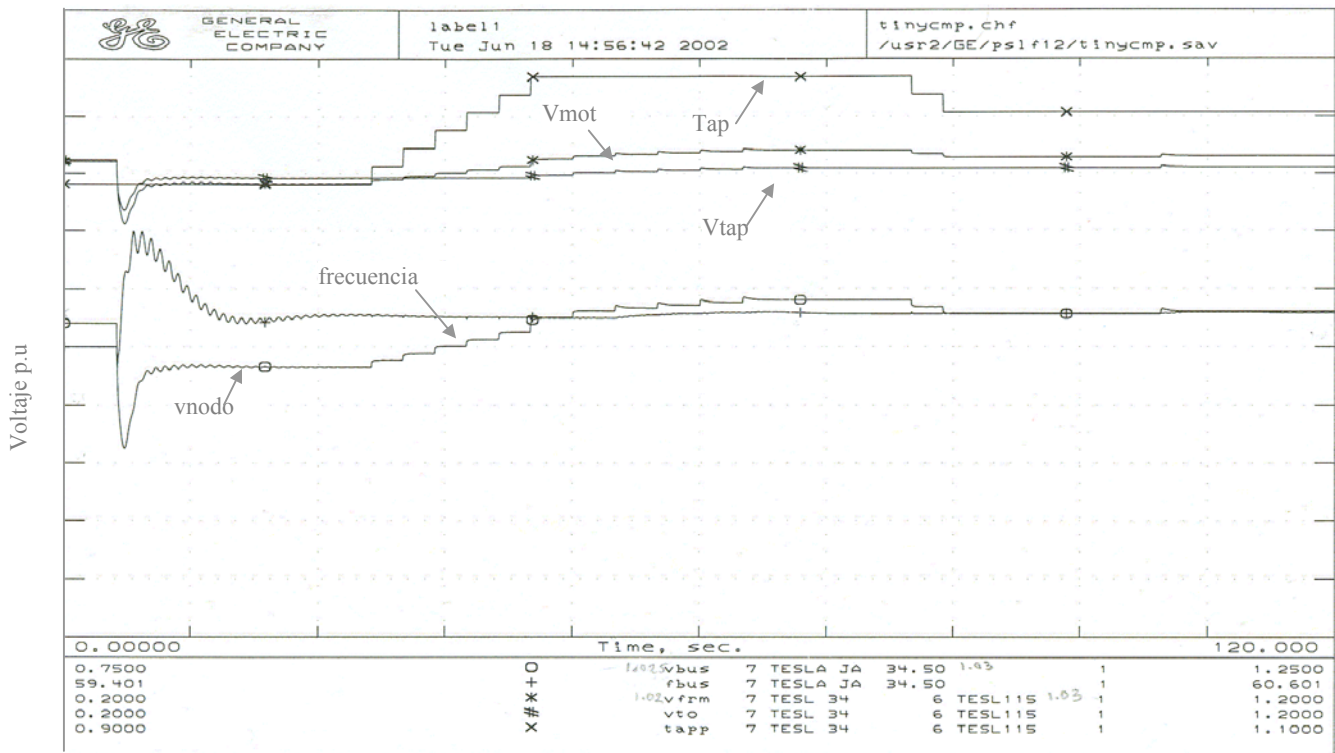


Figura No. 4.15 Dinámica a Largo Plazo con Banco de Capacitores y Modelo de Carga Complej

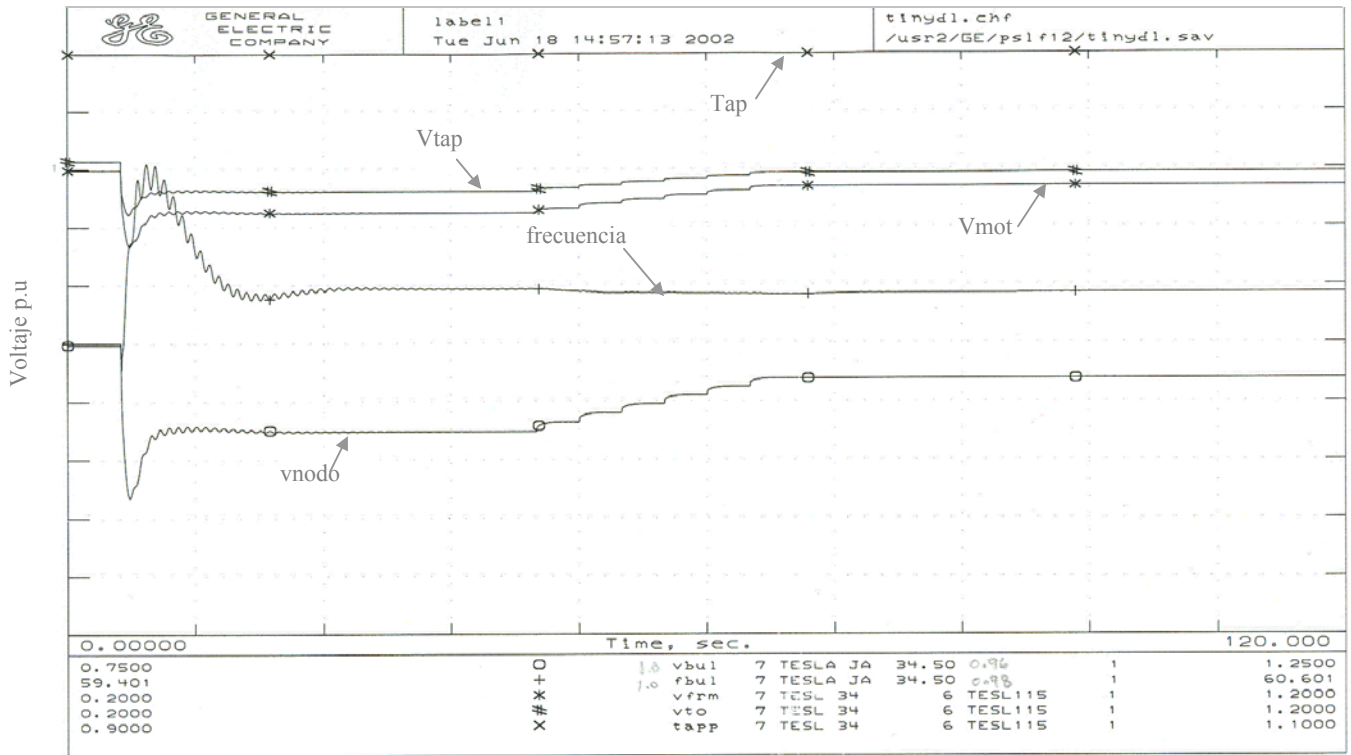


Figura No. 4.16 Dinámica a Largo Plazo con Banco de Capacitores y Modelo de Carga Discharge

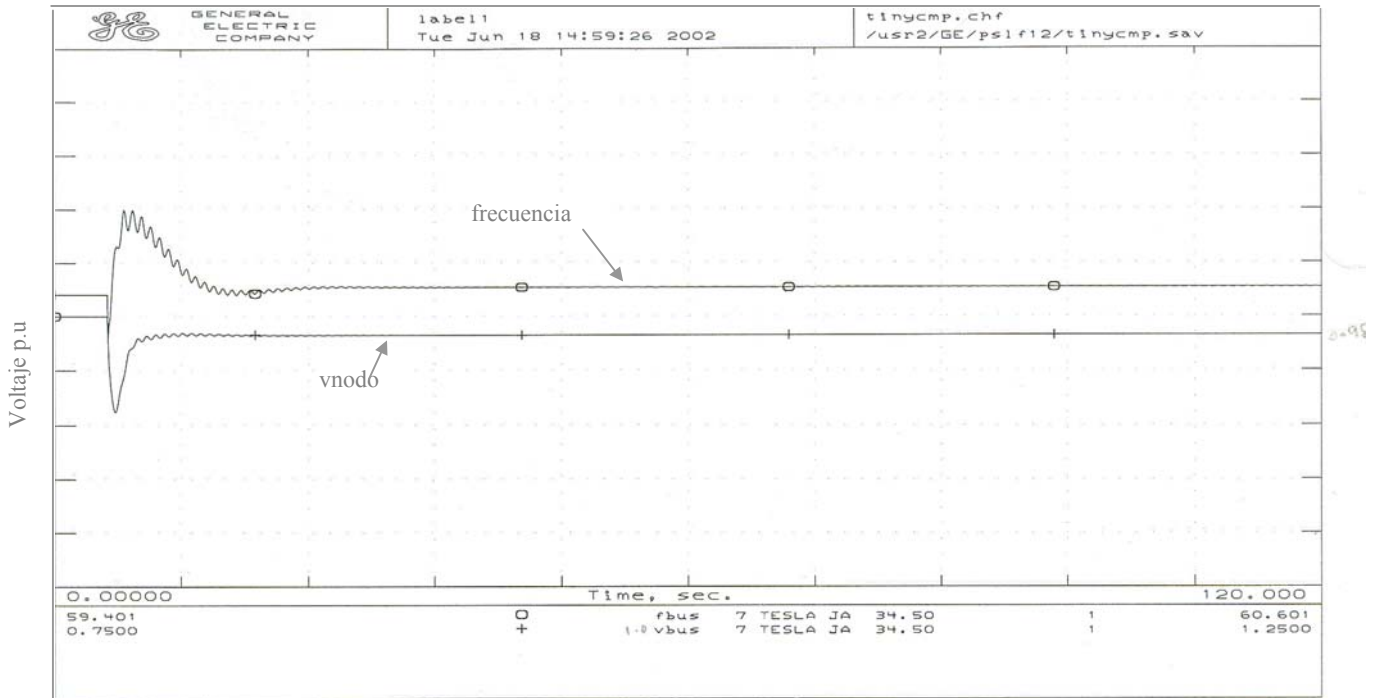
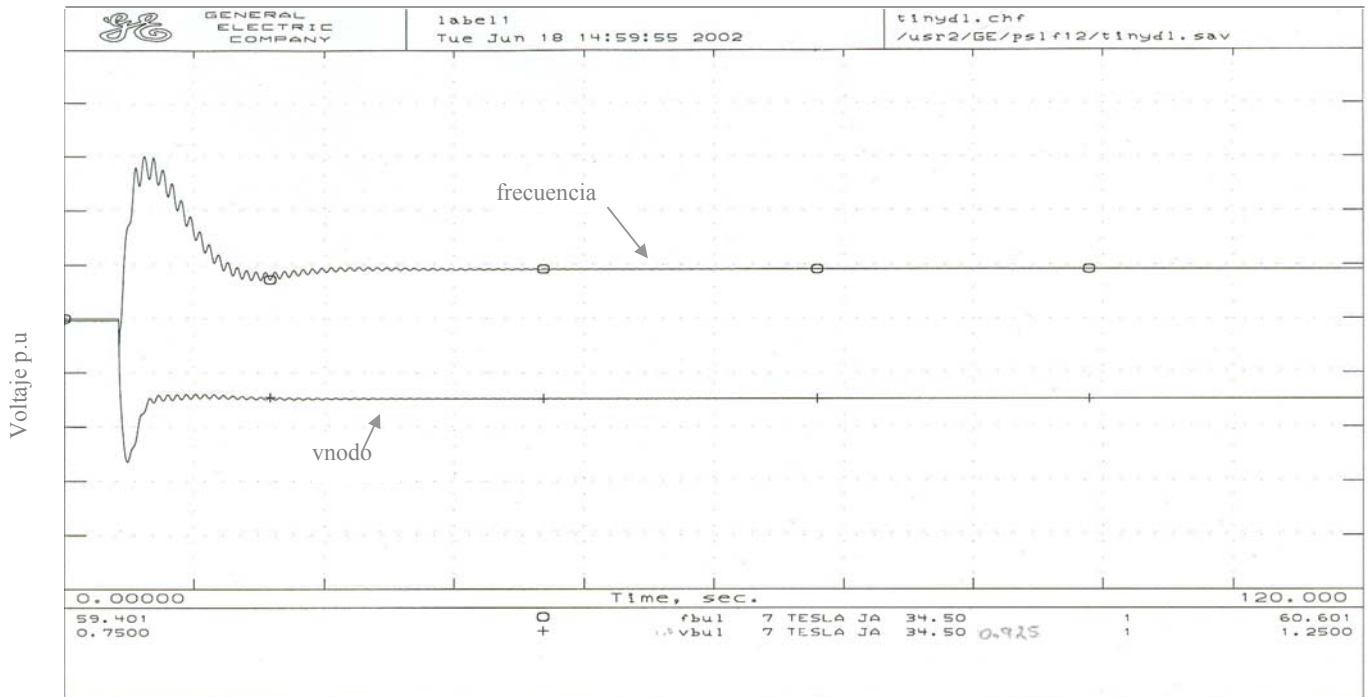


Figura No. 4.17 Dinámica Básica con Banco de Capacitores y Modelo de Carga Complex



ica Básica con Banco de Capacitores y Modelo de Carga Discharge

#### 4.7 Observaciones

Se consideró como caso base la red de prueba que utiliza el modelo de carga tipo ZIP e incluye la operación de un motor de inducción, así como la conexión de un banco de capacitores para el soporte de potencia reactiva. Con la finalidad de observar la importancia del modelado del transformador con cambiador automático de tap's, el limitador de sobreexcitación del generador y de la carga dependiente del voltaje se incluyó el modelado de estos dispositivos en la red de prueba. Al realizar la comparación del perfil de voltaje entre ambos escenarios se obtienen las siguientes conclusiones:

- ❖ El emplear un modelo de carga tipo ZIP en el caso base el perfil de voltaje post-falla se recupera alcanzando el valor de operación de pre-falla.
- ❖ Al incluir una carga dependiente del voltaje en el caso modificado se observa que la caída de voltaje post-falla se incrementa.
- ❖ Al incluir la operación del transformador con cambiador de tap's se observa que al presentarse una disminución en el nivel de voltaje post-falla este dispositivo realiza el ajuste de tap's con la finalidad de restablecer el perfil de voltaje lo más cercano al nivel de pre-falla.
- ❖ Al operar el transformador con cambiador de tap's la potencia reactiva de los generadores a través del sistema se incrementa por lo cuál el limitador de sobreexcitación del generador conectado en el nodo #9 opera.
- ❖ El caso modificado presenta un perfil de voltaje final menor que el caso base.

Como resultado de lo anterior se eliminó el soporte de potencia reactiva en el caso base y en el caso modificado para observar el comportamiento de la red sin el banco de capacitores, al realizar la comparación se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- ❖ El perfil de voltaje del caso base sin soporte de reactivos presenta una respuesta similar al caso base con banco de capacitores conectado
- ❖ El transformador con cambiador de tap's actúa nuevamente sin embargo en este caso no logra incrementar el nivel de voltaje a valores cercanos a la condición de pre-falla.
- ❖ Debido a la demanda de potencia reactiva ocasionada por el TCAT, el limitador de sobreexcitación del generador del nodo #9 opera.
- ❖ Ante la deficiencia de potencia reactiva el voltaje de las cargas decrece hasta los 210 segundos, en donde la protección de bajo voltaje del motor de inducción lo dispara, una vez desconectado el motor de inducción de la red, el resto de las cargas tienden a restablecer su voltaje aunque el perfil de voltaje final se encuentra por debajo del voltaje inicial.

**Con lo anterior se demuestra que la omisión del modelado de los elementos de la red y el uso de un modelo generalizado de carga en los estudios de estabilidad de voltaje evitan conocer la respuesta real del perfil de voltaje de la red bajo estudio.**

Para observar la importancia del modelado de carga en la estabilidad de voltaje, se sustituyó el modelo de carga dependiente del voltaje, por el modelo de carga "complex" (motor de inducción, diferentes modelos de motor, bancos de capacitores y carga estática) y el modelo de carga "discharge" (motor de ventilador, motor de bomba, lámparas de descarga bancos de capacitores y la carga estática se modela con el modelo ZIP) con lo que se llegó a las siguientes conclusiones:

- ❖ El modelo de carga dependiente del voltaje se obtiene resultados conservadores con respecto al modelado detallado de la carga.
- ❖ El modelo que considera la operación de los motores y los capacitores en el nivel de distribución representa el comportamiento dinámico de los dispositivos modelados.
- ❖ La inclusión de la carga de iluminación origina una recuperación del voltaje post-falla menor.

# CAPÍTULO 5

## **ANÁLISIS DEL EFECTO DE LOS CONTROLADORES FACTS PARA SOPORTE DE VOLTAJE: SMES Y STATCOM EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE**

### **5.1 INTRODUCCIÓN**

Se considera que un sistema eléctrico de potencia presenta una estabilidad de voltaje si es capaz de mantener su nivel de tensión dentro de una franja de operación permitida para las condiciones de pre-falla, falla y post-falla.

La capacidad del sistema para mantener el perfil de voltaje para estas condiciones de operación está en función del requerimiento de potencia reactiva del sistema, por lo que es importante considerar los dispositivos que puedan inyectar o absorber dicha potencia.

Considerando la nueva tecnología FACTS (Flexible AC Transmission Systems), se tiene que una de las principales aplicaciones de estos controladores es el mejorar el comportamiento dinámico y transitorio de la estabilidad en el sistema. Una de las líneas de desarrollo de estos dispositivos es el control de voltaje; otorgando un soporte dinámico al voltaje de la red mediante dispositivos como: Compensador Estático Síncrono (STATCOM) y los sistemas de Almacenamiento Superconductor de Energía Magnética (SMES)[25,34,35,36,37].

En este capítulo se describe el comportamiento de una red eléctrica tomada de la literatura, ante los modelos del SMES y del STATCOM.

Primeramente se describirán algunos conceptos básicos de la operación del SMES y del STATCOM, para posteriormente mostrar los resultados de simulaciones en el dominio del tiempo, que muestran la respuesta de una red eléctrica ante la conexión de los equipos para soporte de voltaje.



## 5.2 CONCEPTOS BÁSICOS DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO SUPERCONDUCTOR DE ENERGÍA MAGNÉTICA (SMES).

### 5.2.1 Definición

Los sistemas de Almacenamiento Superconductor de Energía Magnética (Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES) se basan en la tecnología de almacenaje de la energía eléctrica, que utilizan bobinas superconductoras. Cuando una corriente directa atraviesa las bobinas superconductoras, la energía eléctrica se almacena en forma de energía magnética. Además de su potencial como medios eficientes de almacenaje de la potencia eléctrica, los sistemas SMES son capaces de controlar con alta velocidad la potencia activa  $P$  y la potencia reactiva  $Q$  del sistema de potencia eléctrica.

El sistema de corriente alterna y la bobina superconductora están conectados por medio de un convertidor de AC/DC, que puede alcanzar un alto control de la velocidad de conmutación. Manteniendo un intercambio conveniente de  $P$  y  $Q$  entre el sistema de potencia eléctrico y el sistema SMES, es posible reducir y restringir el impacto de los disturbios[25,38]

### 5.2.2 Introducción

Debido a la eficacia de este tipo de almacenaje de energía eléctrica, los sistemas SMES se utilizan para nivelar la carga. Además, la absorción y la emisión de la potencia activa y reactiva de los SMES reduce la fluctuación de voltaje, la fluctuación de la carga, la fluctuación de la frecuencia y permite la restricción temprana de oscilaciones de potencia del generador, evitando la salida de éstos generadores.

#### A. Características del SMES:

***Compensación de la Carga Variante:*** La  $P$  del sistema del SMES es controlada en respuesta a la fluctuación de la carga para entregar una cantidad determinada de potencia eléctrica.

***Mejorar la Estabilidad Transitoria del generador:*** Después de liberar una falla, el SMES absorbe  $P$  y restringe la aceleración del generador para prevenir que este se desconecte.

***Mejorar la estabilidad dinámica del generador:*** La  $P$  del SMES se controla en respuesta a la primera oscilación de potencia del generador.

***Compensación de frecuencias fluctuantes:*** La  $P$  del SMES se controla en respuesta a las variaciones de frecuencia del sistema con la finalidad de mantenerla constante.

**Compensación de variaciones de voltaje:** La Q del SMES controla la respuesta ante las variaciones de voltaje con la finalidad de mantener un nivel de voltaje constante.

**Mejora en la estabilidad de voltaje:** La Q del SMES es controlada para prevenir un colapso de voltaje.

**Reducción instantánea de caídas de voltaje**

## B. Principio de Operación del SMES

El sistema consiste en un imán superconductor, que consiste en una bobina superconductora contenida en un creóstato, un convertidor de AC/DC, y un sistema de control.

A continuación se describe el principio de funcionamiento del sistema del SMES:

Una bobina superconductora con una inductancia  $L$  (H) por la que circula una corriente directa  $I_d$  (A) almacena energía  $E$  (J):

$$E = \frac{L(I_d^2)}{2} \quad (5.1)$$

Debido a que la resistencia eléctrica tiende a cero no se tienen pérdidas en la bobina superconductora, ni atenuación en la corriente. En otras palabras, no ocurre la atenuación en el almacenaje de potencia.

La estructura básica del SMES se muestra en la siguiente figura 5.1. Cuando el almacenamiento es trifásico de corriente alterna, la bobina superconductora se conecta al sistema eléctrico de potencia mediante un convertidor AC/DC.

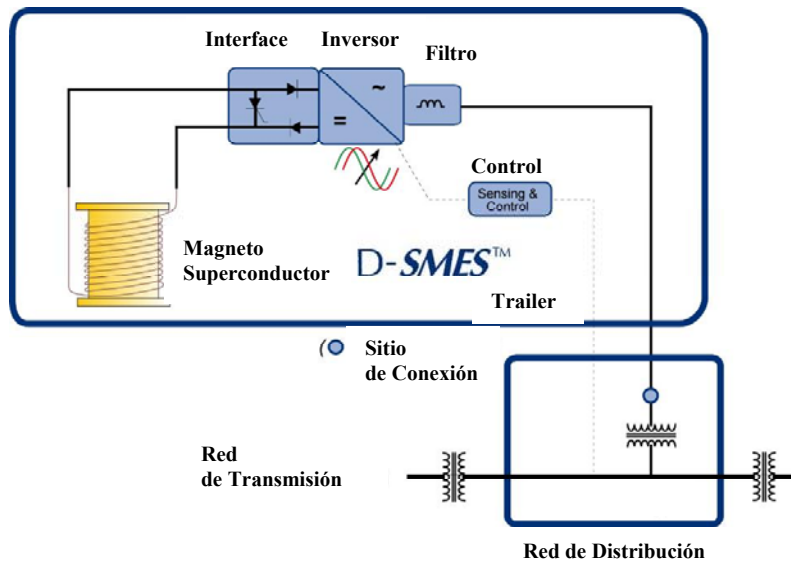


Figura No.5.1. Diagrama Simplificado del SMES

La siguiente ecuación muestra la relación existente entre el voltaje (V) obtenido en las terminales de la bobina superconductor y la corriente ( $I_d$ ) que circula a través de ella;

$$V = L \frac{dI_d}{dt} \quad (5.2)$$

La Potencia Activa PS (W), que fluye de la bobina al convertidor es:

$$P = VI_d \quad (5.3)$$

Si las pérdidas en el convertidor AC/DC son ignoradas, la potencia entregada al sistema es la misma que la producida por el SMES.

Cuando  $V > 0$ , la corriente  $I_d$  de la bobina y el almacenamiento de energía E se incrementan. El SMES absorbe potencia activa P del sistema eléctrico de potencia.

Cuando  $V = 0$ , la corriente  $I_d$  de la bobina y el almacenamiento de energía E se mantienen constantes y  $P = 0$ .

Cuando  $V < 0$ , la corriente  $I_d$  de la bobina y el almacenamiento de energía E disminuyen. El SMES entrega potencia activa P al sistema eléctrico de potencia.

El voltaje  $V$  en las terminales de la bobina es el voltaje en el lado de corriente directa del convertidor AC/DC; con lo cual se puede controlar la polaridad de  $V$  y la absorción o emisión de potencia activa del SMES, como se observa en la figura 5.2. La velocidad de procesamiento del sistema de control y la velocidad de respuesta del convertidor de AC/DC determinan la velocidad de respuesta del SMES.

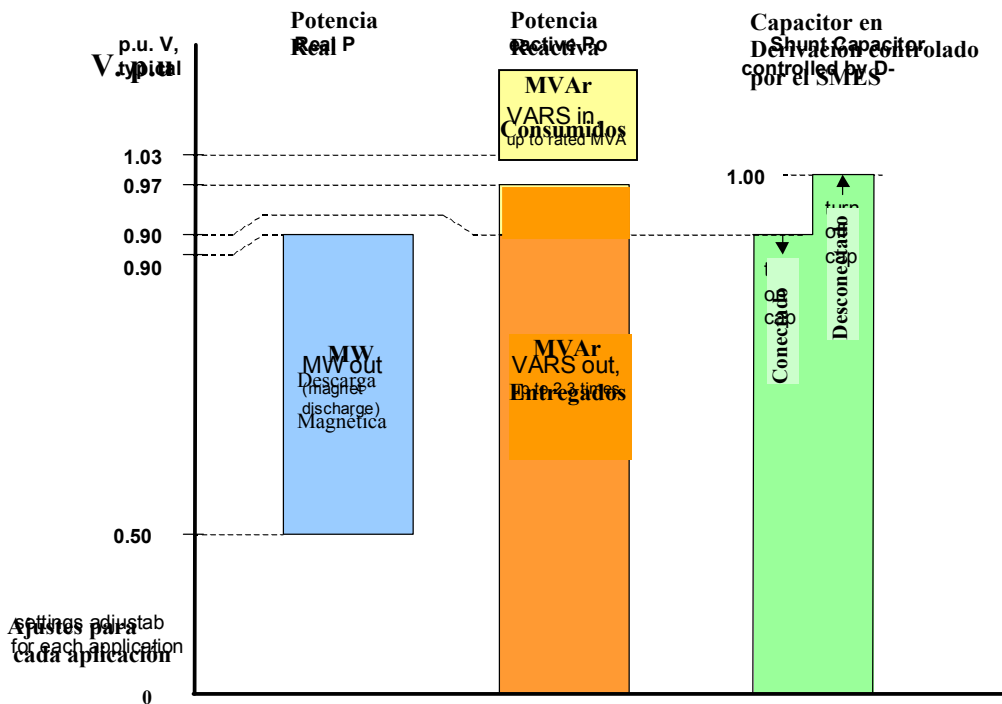


Figura No. 5.2. Comportamiento de las Potencias Activa y Reactiva en función del voltaje en el SMES

### C. Beneficios Esperados con la Instalación del SMES

Al instalar un SMES en un sistema eléctrico de potencia se obtienen los siguientes beneficios:

**Reducción de las variaciones de voltaje:** Al igual que los reguladores de voltaje, los capacitores de potencia, los reactores en derivación y otros métodos, el SMES está diseñado para ajustar la potencia reactiva. Las fluctuaciones en el voltaje pueden filtrarse controlando la potencia reactiva  $Q$  del SMES en respuesta a las variaciones de voltaje con respecto a un voltaje de referencia específico. Una fluctuación de voltaje generada en el punto de instalación del SMES debida a la entrada y salida de carga reactiva se mide y sirve para determinar el valor de  $Q$  necesario para reducir la caída de voltaje.

**Reducción Instantánea de Caídas de Voltaje:** Cuando ocurre una falla de corto circuito en el sistema eléctrico de potencia, se requiere de un tiempo corto para liberar la falla, lo cuál puede ocasionar caídas de voltaje significativas. Controlando la potencia reactiva  $Q$  del SMES se reducen dichas caídas.

**Mejora de la Estabilidad de Voltaje:** En líneas interurbanas de transmisión con carga pesada, hay casos en donde un aumento rápido en la impedancia de la línea causa cambios en el sistema de energía o la desconexión de una línea en circuitos paralelos ocasionan una caída de voltaje abrupta en las terminales de la carga. Además, cuando la carga tiene características de potencia constante, el sistema procurará compensar la reducción en la potencia activa causada por la caída de voltaje aumentando la corriente eléctrica, incitando a una mayor caída de voltaje y conduciendo a un colapso de voltaje. Incluso en este caso, el control de la energía reactiva  $QS$  del SMES en respuesta a la caída de voltaje mantiene el voltaje en las terminales de la carga y previene un colapso de voltaje. El efecto de la mejora de la inestabilidad del voltaje del SMES es un efecto de mejora en la nariz de la curva (características de  $P - V$ ).

### 5.3 MODELO DEL SMES

#### 5.3.1 Diagrama de Bloques

El SMES se modela como un generador y un banco de capacitores desconectable. A continuación se muestra el diagrama de bloques del esquema de control que conecta ambos elementos a la red. Este es el modelo empleado en las simulaciones realizadas con el programa PSLF(Positive Sequence LoadFlow)[33,38].

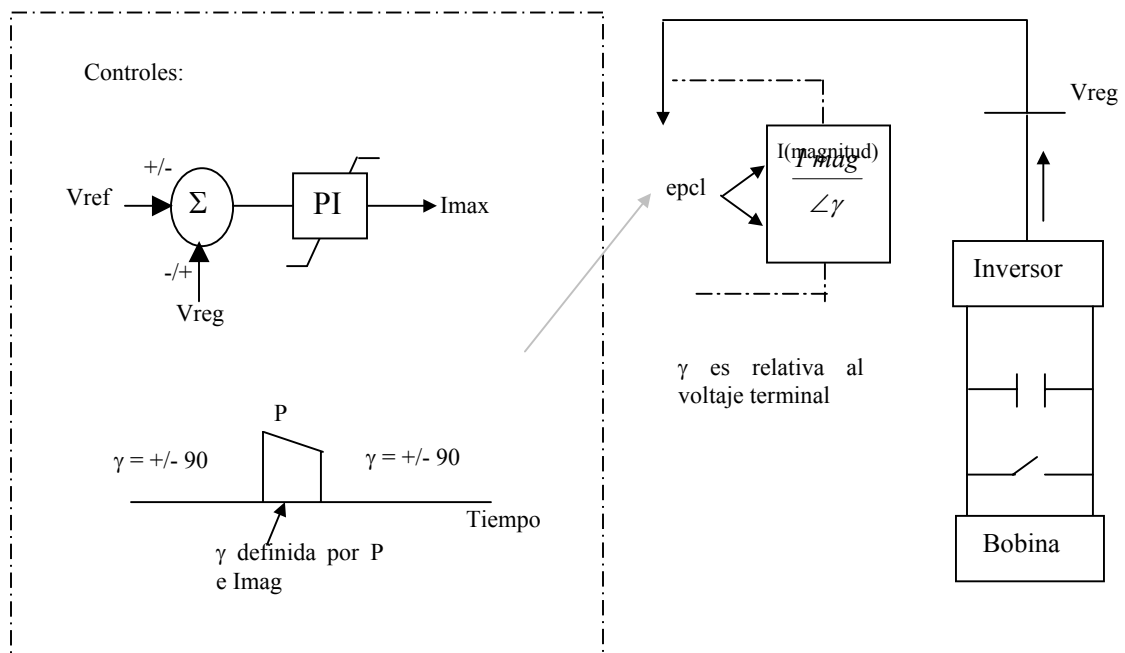


Figura No 5.3. Diagrama de Bloques del SMES

### 5.3.2 Datos Empleados

Para sintonizar los controles del SMES se emplearon los valores mostrados en la Tabla 5.1. Estos valores son típicos para la aplicación del modelo en estudios de estabilidad.

<b>Tabla 5.1. Datos Empleados en la Operación del SMES</b>		
<b>Variable</b>	<b>Valor Típico</b>	<b>Descripción</b>
MVA	8	Capacidad del SMES
kp_i	1.0	Ganancia Proporcional del control PI de voltaje
ki_i	100	Ganancia Integral del control PI de voltaje
tdelay_Ipk	999	Retardo de tiempo antes de aplicar "ImPk" otra vez, sec
tdelay_p	999	Retardo de tiempo antes de aplicar la descarga magnética otra vez sec
Vthr_Ipk	0.9	Límite de voltaje para activar la corriente pico "ImPk"
Imin	0.0	Corriente Mínima
Imax	1.0	Corriente Máxima
ImPk	2.3	Corriente Pico Máxima
T_ImPk	1.0	Tiempo de duración cuando la corriente máxima es ImPk
T_Im_rmp	1.0	Duración de la rampa de corriente máxima
V_hg_p 0.9	0.9	Voltaje debajo del cuál se efectúa la descarga magnética
V_lw_p 0.5	0.5	Voltaje arriba del cuál se puede efectuar la descarga magnética
pk_mw 3.	3.0	MW pico de descarga magnética
rate_p 3.	3.0	Capacidad de descarga magnética, mw/sec
tdisc 0.6	0.6	Período de tiempo de la descarga magnética ,sec.
delay_c 0.05	0.05	Tiempo de Retardo para la conexión del capacitor
B_cap 0.08	0.08	Admitancia en p.u del capacitor en derivación.
V_cap_off 1.00	1.00	Voltaje sobre el cuál el capacitor de desconecta.
vref_lw 0.97	0.97	Límite menor del voltaje nominal
vref_hg 1.03	1.03	Límite mayor del voltaje nominal
accel 0.5	0.5	Factor de aceleración

## **5.4 CONCEPTOS BÁSICOS DEL COMPENSADOR ESTÁTICO SÍNCRONO (STATCOM)**

### **5.4.1 Definición**

El compensador estático síncrono (conocido anteriormente como Condensador Estático Síncrono, STATCON), genera potencia reactiva del tipo capacitivo o inductivo usando convertidores autoconmutables [37].

### **5.4.2 Introducción**

El Compensador Estático Síncrono (Static Synchronous Compensator, STATCOM) es un equipo de compensación de potencia reactiva en derivación, capaz de generar o absorber potencia reactiva, cuya salida puede ajustar o mantener parámetros específicos del sistema eléctrico de potencia (SEP).

El término estático se emplea para indicar que el dispositivo se basa en electrónica de potencia de estado sólido, sin componentes rotativos o con movimiento. El STATCOM típicamente consiste de un convertidor DC/AC empleando interruptores de electrónica de estado sólido (GTO's, IGBT's) y controles que varían su salida para ajustar o mantener parámetros específicos del SEP.

El STATCOM puede proporcionar corriente capacitiva o inductiva arriba de la máxima corriente inductiva o capacitiva sobrecarga, independientemente del voltaje del sistema. Lo anterior en contraste con el SVC cuya corriente de salida que disminuye linealmente con el decrecimiento del voltaje del sistema, según lo determinado por la entrada capacitiva equivalente máxima.

El STATCOM, dependiendo de sus especificaciones y las características de los componentes electrónicos empleados, incrementa el límite transitorio en ambas regiones operativas (capacitiva e inductiva). El SVC convencional no puede proveer incrementos en la corriente capacitiva debido a que esta corriente se determina por la admitancia capacitiva y la magnitud de voltaje del sistema. El SVC convencional solo puede incrementar el límite transitorio en su componente inductiva.

El comportamiento característico del STATCOM es equivalente a una fuente de voltaje con una reactancia cuya magnitud se puede controlar de una manera rápida. Esto es intrínsecamente diferente de las características de un SVC cuyo comportamiento es equivalente a una susceptancia en derivación controlada por voltaje en el mismo punto, dependiente del voltaje del sistema en el punto de la conexión.

Mientras que la corriente del STATCOM es sustancialmente independiente del voltaje del sistema de potencia y de la impedancia equivalente en el punto de conexión, la corriente en el SVC es altamente dependiente del voltaje y la impedancia del sistema en el mismo punto.

## A. Características del STATCOM

El esquema básico de un convertidor de voltaje, para generación de potencia reactiva se muestra en la figura 5.4. Consiste de una fuente de voltaje de entrada de C.D., con la que se carga el condensador C. El convertidor produce un sistema trifásico de voltajes (E) controlable a la frecuencia fundamental del sistema de corriente alterna. Cada voltaje de salida por fase se conecta a la fase correspondiente del sistema de CA (V) vía una reactancia relativamente pequeña (0.1-0.15pu), representada por la inductancia de fase del transformador acoplador.

Es decir, si la amplitud E del fasor de voltaje de la salida (E) se incrementa sobre la amplitud V del fasor del voltaje del sistema de CA (V), entonces el fasor de corriente adelanta al fasor de voltaje y la corriente fluye del convertidor al sistema de la CA y el convertidor genera (o alimenta) potencia reactiva capacitiva al sistema de la CA.

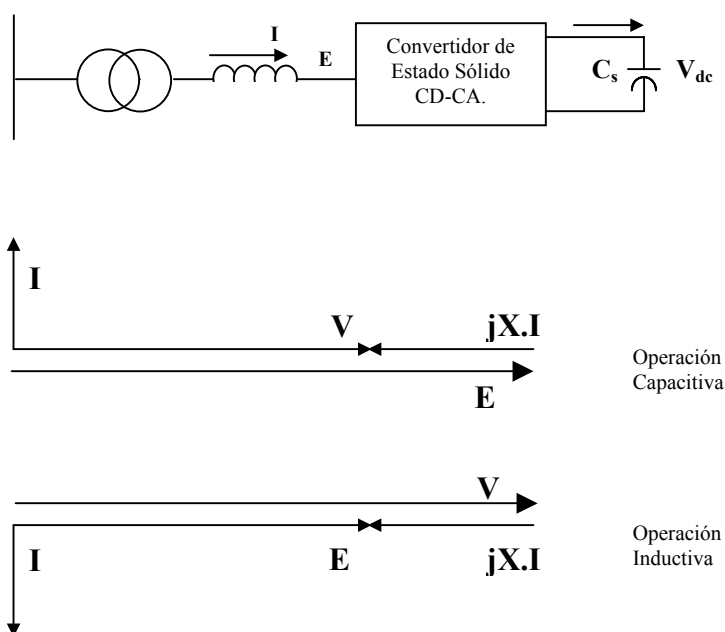


Figura No 5.4. Esquema de un convertidor de voltaje



## B. Características de operación del STATCOM

El STATCOM es esencialmente una fuente del voltaje alterno detrás de una reactancia acopladora con las características de V-I y V-Q mostradas en la figura 5.5 respectivamente. Se observa que el STATCOM puede proporcionar su corriente máxima para niveles bajos de voltaje, teóricamente a cero volts del sistema.

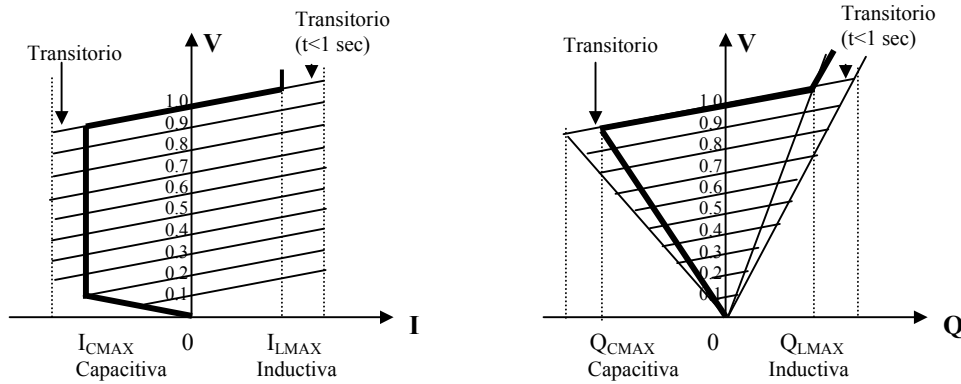


Figura No 5.5. Características V-I, V-Q del STATCOM

La compensación con un voltaje del sistema de cero volts se puede mantener solamente con una fuente externa de potencia que mantenga alimentadas las pérdidas del STATCOM. Se puede alimentar mediante un banco de capacitores el nivel de voltaje requerido.

Sin la fuente externa el STATCOM puede operar a corriente plena al voltaje del sistema, en el cual la potencia real necesaria se puede absorber del sistema de la CA para mantener el condensador de almacenaje cargado, sin exceder el rango de corriente del convertidor. En la práctica el mínimo valor de voltaje esta típicamente entre 0.2-0.4 p.u, significativamente por debajo del valor necesario para realizar una correcta compensación.

En otras palabras, la máxima corriente capacitiva o inductiva entregada por el STATCOM puede mantenerse independientemente del voltaje del sistema de c.a, y la máxima generación o absorción de vars cambia linealmente con el voltaje del sistema de CA.

En contraste con el STATCOM, el SVC se compone por un conjunto de TCSs (Capacitores controlados por tiristores) y de TCRs (Reactores controlados por tiristores), los cuales se comportan como una impedancia fija inmediatamente más allá de la gama del control. Así, la corriente máxima de compensación del SVC disminuye linealmente con el voltaje del sistema de CA, y la salida de potencia reactiva máxima disminuye como el cuadrado de este voltaje, similar al comportamiento de un capacitor fijo.

### C. Impacto del STATCOM en la Estabilidad de Voltaje

**Regulación de la Estabilidad de Voltaje vs. impedancia del sistema:** El lazo de regulación de voltaje del STATCOM como se muestra en la figura 5.6, incluye la medición del voltaje y circuitos procesadores, el controlador de voltaje y los circuitos convertidores de potencia con su control interno se muestran en la siguiente figura.

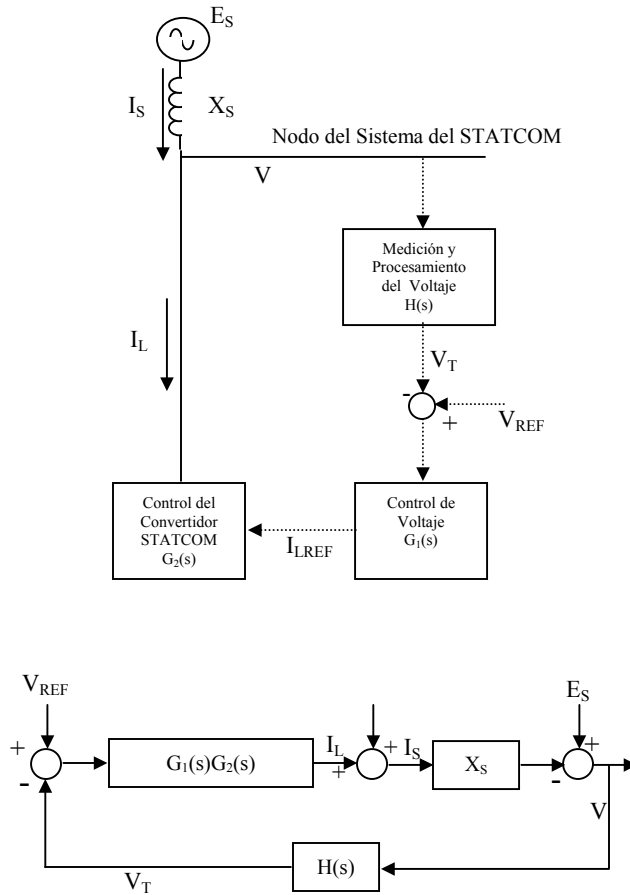


Figura No 5.6. Diagrama de Bloques Básico del Sistema de Regulación de Voltaje del STATCOM

El tiempo de respuesta alcanzable y la función de transferencia característica del lazo cerrado del STATCOM, es significativamente diferente a la del SVC. La fórmula para la regulación del voltaje en el lazo cerrado se puede obtener, considerando la respuesta del voltaje terminal  $V$  del sistema a la fuente de voltaje  $E_s$  de la barra infinita del sistema, se asume que otras corrientes reactivas del sistema son constantes:

$$\frac{\Delta V}{\Delta E_s} = \frac{1}{1 + G_1(s)G_2(s)H(s)X_s} \quad (5.4)$$

Donde:

$$G_1(s) = \frac{K_D}{1 + T_1 s} \quad (5.5)$$

$$G_2(s) = e^{-T_2 s} \quad (5.6)$$

$$H(s) = \frac{1}{1 + T_H s} \quad (5.7)$$

Donde:

$K_D$ : es el recíproco de la pendiente de regulación ( $=\Delta V/I$ )  
 $T_1$ : es la constante de tiempo del controlador del sistema de potencia  
 $T_2$ : es la constante de tiempo del control del STATCOM  
 $T_H$ : es la constante de tiempo del circuito de medición de voltaje  
 $X_s$ : es la parte reactiva de la impedancia de corto circuito del sistema.

Aunque esta fórmula se aplica para el SVC y el STATCOM, la constante de tiempo  $T_2$  en la función de transferencia  $G_2(s)$  presenta valores característicos son ***para el STATCOM entre 200  $\mu$ s y 500  $\mu$ s, para el SVC sus valores varían entre 2.5ms y 5.5ms.***

***Impacto en el margen de Estabilidad de Voltaje:*** La mayoría de los problemas de voltaje del SEP están relacionados con la transmisión de potencia reactiva sobre una impedancia de magnitud alta resultante de diferencias grandes de voltaje.

La potencia reactiva no se puede transmitir a larga distancia y/o en grandes cantidades debido a su influencia en la magnitud del voltaje. La variación de voltaje en cualquier punto del sistema de potencia se puede expresar mediante:

$$V = E_s \left(1 - \frac{Q}{S_c}\right) \quad (5.8)$$

Donde

$V$ : Voltaje en el nodo de carga  
 $E_s$ : Voltaje en el nodo infinito (slack)  
 $Q$ : Potencia reactiva de la carga o compensación reactiva en el nodo de carga  
 $S_c$ : MVA de corto circuito en el nodo de carga  
 $X_s$ : Es la reactancia equivalente del sistema ( $X_s \approx Z_s = 1/S_c$ )

De acuerdo a la teoría clásica, el voltaje en el nodo de carga tiende a un colapso de voltaje para incrementos importantes de la potencia reactiva demandada por la carga, si no se aplica compensación de potencia reactiva. Inversamente, el voltaje en el nodo de carga tiende a elevar su magnitud para decrementos importantes de la potencia reactiva demandada por la carga.

Un SEP se opera con un voltaje estable si los voltajes de las cargas o los voltajes de los nodos cercanos a las cargas tienden a equilibrar sus valores después de un disturbio del sistema. Un disturbio del sistema puede ser el decremento o incremento de cargas o variaciones en la transferencia del sistema.

El mecanismo de estabilidad de voltaje se puede dividir en tres franjas de tiempo:

- A. Franja de tiempo transitoria: Comprende de cero a 10 segundos, la mayor participación es debida a cambios rápidos de las cargas rotatorias y no - lineales.
- B. Franja de tiempo de mediano plazo: Comprende de 10 segundos hasta varios minutos en donde la estabilidad de voltaje está condicionada a la sensibilidad de las cargas ante la variación de voltaje, restauración de carga o la operación de transformadores con cambiadores automáticos de taps.
- C. Franja de tiempo de largo plazo: Comprende de varios minutos, a largos periodos de tiempo donde se redistribuye la carga y/o se aplica alguna acción correctiva por medio de compensación reactiva

Cualquiera que sea la franja de la estabilidad de voltaje, está es dependiente en forma crítica de:

- A. La característica de voltaje de la carga (por ejemplo la variación de la carga con el voltaje)
- B. La robustez de la potencia reactiva desarrollada por fuentes de potencia reactiva incluyendo los equipos de compensación.

**Capacidad Para Intercambiar Potencia Real:** Los intercambios de potencia real y reactiva entre el STATCOM y el SEP pueden controlarse de forma independiente mediante la combinación de generación/absorción de potencia real con la generación/absorción de potencia reactiva.

Así, si se equipa al STATCOM con un dispositivo almacenador de energía de capacidad adecuada, se mejora el control de la modulación de la potencia real y reactiva entregada por el STATCOM, mejorando la estabilidad dinámica y transitoria del sistema.

## D. Ventajas del STATCOM

Las ventajas de aplicar el STATCOM en los SEP se resumen a continuación:

- ❖ Un STATCOM es capaz de desarrollar su capacidad de corriente independiente del voltaje del sistema (o por encima del voltaje máximo) y puede responder a cambios rápidos en el voltaje del sistema de potencia.
- ❖ El STATCOM desarrolla la misma capacidad de corriente tanto capacitiva como inductiva y puede soportar sobrecargas transitorias en los límites capacitivo e inductivo.
- ❖ Un STATCOM más pequeño que otros tipos de compensadores de potencia reactiva en derivación puede tener el mismo efecto en la carga del sistema o en la transferencia de potencia. Por ejemplo:
  - Un STATCOM 15-30% más pequeño que un SVC logra el mismo nivel de carga del sistema en estado estacionario.
  - 25-30% más pequeño que el SVC proporciona el mismo nivel de soporte de voltaje transitorio para nodos con cargas tipo motor.
  - 30-35% más pequeño que un SVC permite obtener el mismo nivel de estabilidad transitoria para plantas de generación remotas.
- ❖ Un STATCOM proporciona un mejor amortiguamiento de oscilaciones que un SVC equivalente.
- ❖ Un STATCOM requiere menor espacio, así como un menor peso y un menor impacto electromagnético en la atmósfera que un SVC.
- ❖ Un STATCOM no:
  - Contribuye a resonancias en el sistema.
  - Introduce resonancias al sistema.
  - Sufre por problemas de oscilaciones electromecánicas.
- ❖ Un STATCOM puede utilizarse con otros dispositivos de compensación reactiva en derivación.
- ❖ Un STATCOM es capaz de actuar con una fuente de voltaje mediante equipos convertidores.

## 5.5 MODELO DEL STATCOM

### 5.5.1 Diagrama De Bloques

A continuación se muestra el diagrama de bloques que representa el funcionamiento del STATCOM, este es el modelo empleado en las simulaciones realizadas con el programa PSLF(Positive Sequence LoadFlow)[33].

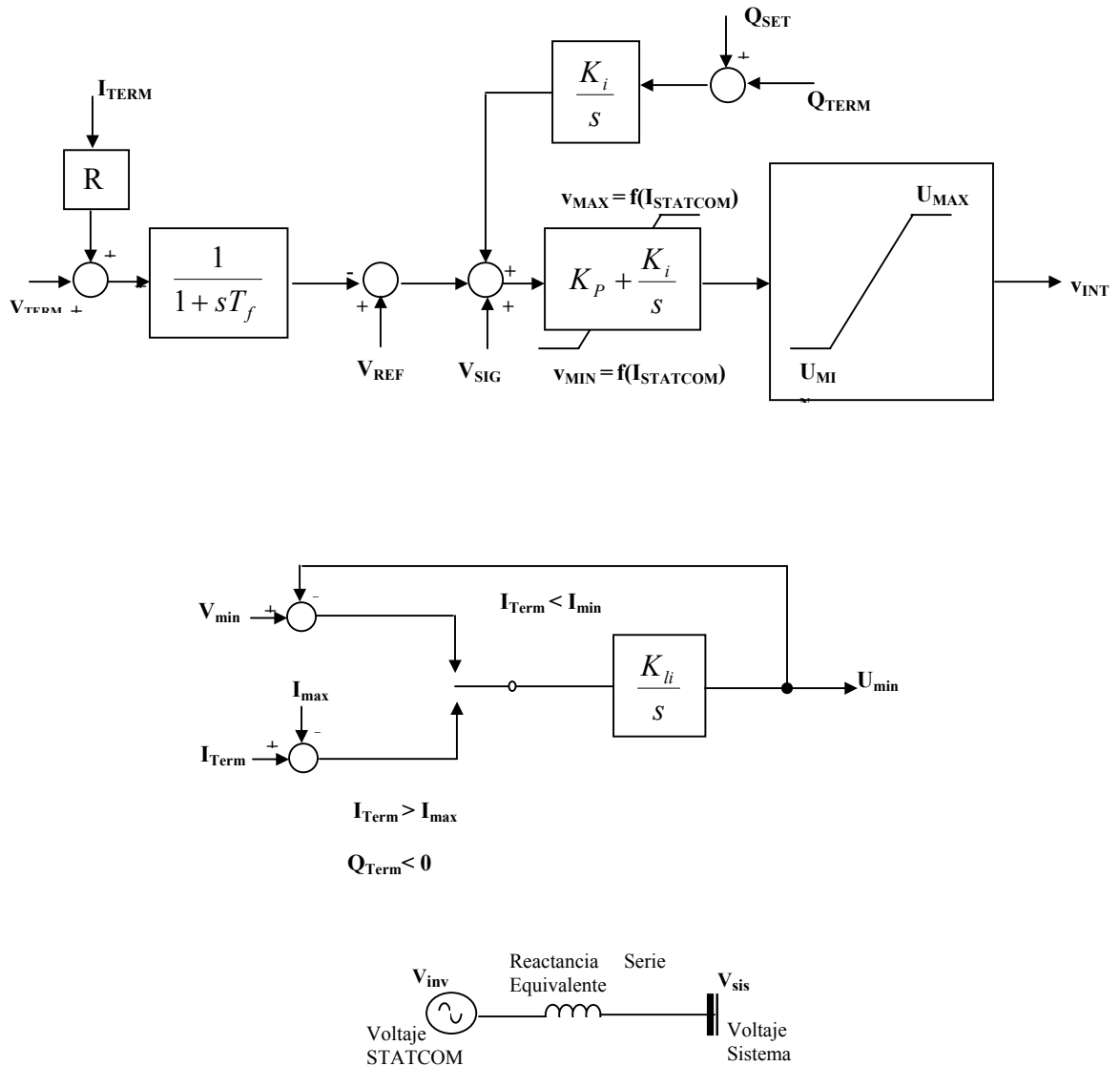


Figura No 5.7. Diagrama de Bloques del STATCOM

## 5.5.2 Datos Empleados

Para sintonizar los controles del STATCOM se emplearon los valores mostrados en la Tabla 5.2. Estos valores son típicos para la aplicación del modelo en estudios de estabilidad.

Tabla 5.2 Datos Empleados en la Operación del STATCOM		
Variable	Valor Típico	Descripción
R	0.02	Caída de Corriente, p.u.
$t_f$	0.02	Constante de Tiempo del Transductor de Voltaje, sec
$k_p$	5 a 20	Ganancia Proporcional
$k_i$	10 a 40	Ganancia de restablecimiento
$x_t$	0.08 a 0.12	Reactancia del transformador, p.u. en $mva_{Base}$
$V_{min}$	-0.5	Voltaje inverso mínimo, p.u.
$V_{max}$	1.2	Voltaje inverso máxima, p.u.
$k_{il}$	5 a 20	Ganancia del limitador de corriente
$i_{max}$	1.25	Corriente Límite, p.u

## 5.6 SISTEMA ELÉCTRICO DE PRUEBA

Con objeto de estudiar el comportamiento de los controladores FACTS para soporte dinámico de voltaje (SMES y STATCOM), se utilizó la red eléctrica de prueba, tomada de la literatura técnica[31], que se empleo para el análisis del modelado de elementos del sistema eléctrico de potencia.

## 5.7 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SMES EN LA RED ELÉCTRICA DE PRUEBA

Con la finalidad de estudiar el efecto del sistema de almacenamiento superconductor de energía magnética se crearon dos archivos dinámicos:

- ❖ El primero (que para propósitos de identificación se denomina *dinámica a largo plazo*) modela la carga del nodo 7, como un motor de inducción, mientras que las cargas de los nodos 4,5 y 6 utilizan un modelo de carga en el secundario, con ajuste de tap's en los transformadores que las alimentan. En el archivo dinámico se incluye un SMES de 8 MVA a 34.5 kV en el nodo 7, que posteriormente a la inclusión del SMES se identifica como el nodo 12345.
- ❖ En el segundo archivo (que para propósitos de identificación se denomina *dinámica a largo plazo / carga detallada*), la carga del nodo 7 se modela también como motor de inducción, mientras que las cargas de los nodos 4,5 y 6 utilizan la representación de carga mediante motores pequeños y grandes, alumbrado fluorescente, una parte de la carga mediante potencia constante y el resto de los nodos utiliza un modelo de potencia constante. En este caso también se adiciona un SMES de 8 MVA a 34.5 kV en el nodo 7, el cuál se identifica como nodo 112345.

Para observar el efecto de la conexión del SMES se efectuaran simulaciones con el dispositivo conectado y desconectado. A continuación se describen los resultados obtenidos.

## **5.8 Casos Simulados: Dinámica de Largo Plazo con SMES**

### **5.8.1 Caso #1. Red de Prueba sin SMES**

Se simuló la falla en la Línea 2-4 (línea de transmisión de 500 KV), con el archivo dinámico a largo plazo y sin el SMES. La gráfica de la figura 5.8 muestra el comportamiento del voltaje en los nodos de carga (nodos 4, 5 y 6) y en el motor (nodo 7).

Se observa que los voltajes en las cargas después del transitorio en la primera oscilación por debajo de 0.95 p.u y 0.90 p.u, lo cuál provoca que los transformadores con cambiador automático de tap's entren en operación a los 19 seg de ocurrida la falla. Después de la contingencia y de la primera operación de los tap's, se observa a los 37 seg. La operación del transformador con cambiador automático de tap's (TCAT) del nodo 6 que restablece los niveles de voltaje de las cargas 4,6 y del motor por arriba de 0.95 p.u. El nodo 5 presenta un nivel final de 0.94 p.u.

### **5.8.2 Caso #2. Red de Prueba con SMES**

En este caso se repite la contingencia en la línea de 500 kV (nodo 2-4), pero se conecta el SMES de 8 MVA en el nodo 7 a 34.5 kV. En la figura 5.9 se observa que la caída de voltaje en la primera oscilación en los nodos de carga es menor que en el caso anterior. El voltaje tiende a estabilizarse a un valor mayor a 0.95 p.u., con lo cuál se evita la operación del cambiador de tap's.

## **5.9 Casos Simulados: Dinámica de Largo Plazo/Carga Detallada con SMES.**

### **5.9.1 Caso #3. Red de Prueba sin SMES con Carga Detallada**

Se simuló la falla en la Línea 2-4, con el archivo dinámico a largo plazo / carga detallada y el SMES desconectado. En la gráfica de la figura 5.10 se presenta el comportamiento del voltaje en las cargas (nodos 4, 5 y 6) y en el motor (nodo 7). Al interpretar la gráfica se observa que el voltaje del motor de inducción (nodo 7) cae a 0.75 p.u en la primera oscilación, aun cuando el sistema tiende a estabilizarse, presentando un nivel de voltaje terminal en los nodos de 0.92, 0.935, 0.97,0.93 p.u. respectivamente.

La inclusión de la carga de iluminación y la desagregación de los diferentes tipos de motor, incrementan la caída de tensión en los nodos de carga, y permiten observar una tensión de restablecimiento menor a la obtenida en el modelo de carga sin detallar. Se observa que en el nodo 7 de carga (renombrado como 112345) el voltaje cae a un valor de 0.75 p.u en la primera oscilación, lo que representa un potencial colapso de voltaje, ya que se recomienda que durante la primera oscilación post-disturbio, el voltaje mantenga un valor mínimo de 0.8 p.u, así como una duración máxima de 20 ciclos.



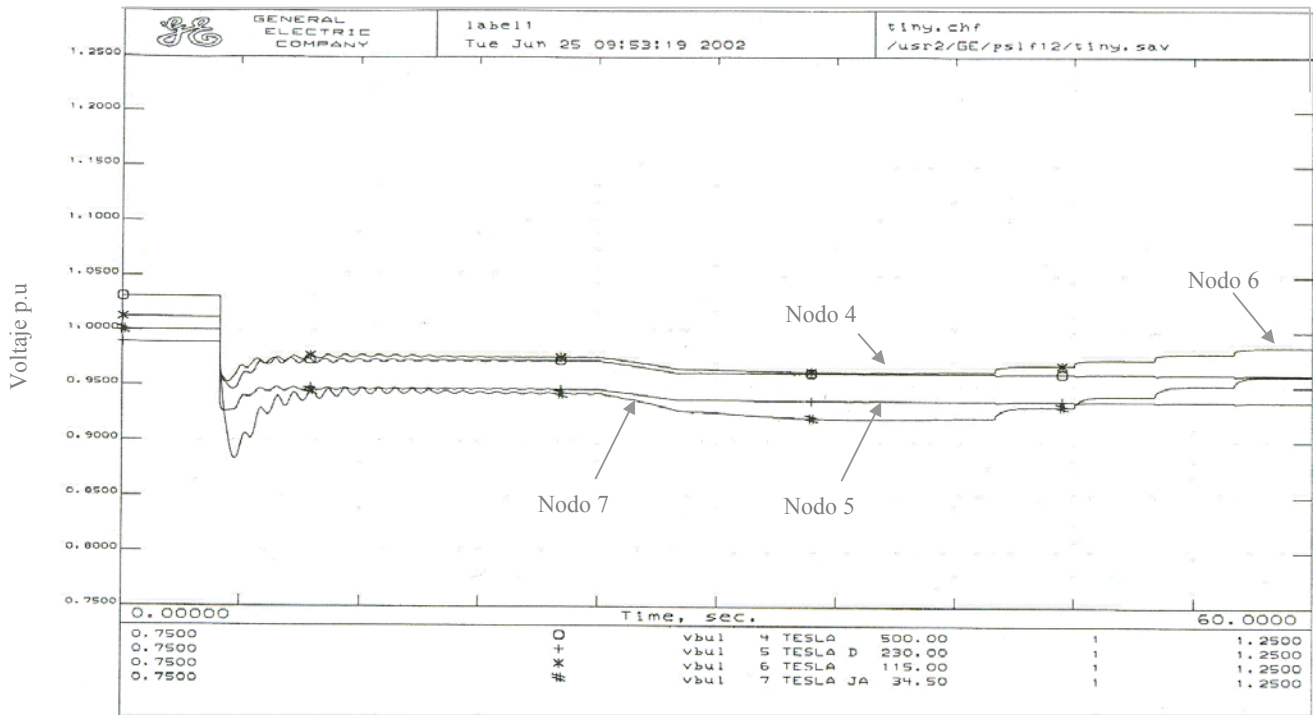


Figura No. 5.8 Voltajes en los nodos de carga sin SMES

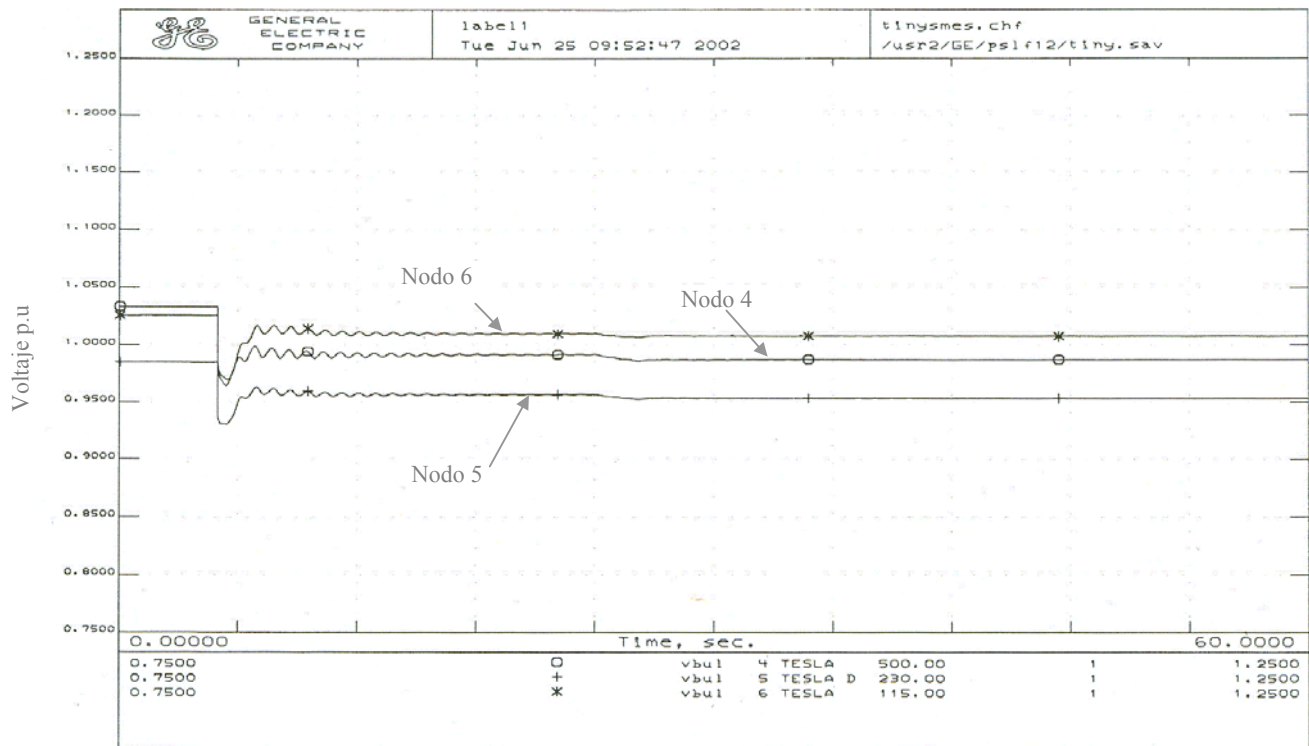


Figura No. 5.9 Voltajes en los nodos de carga con SMES

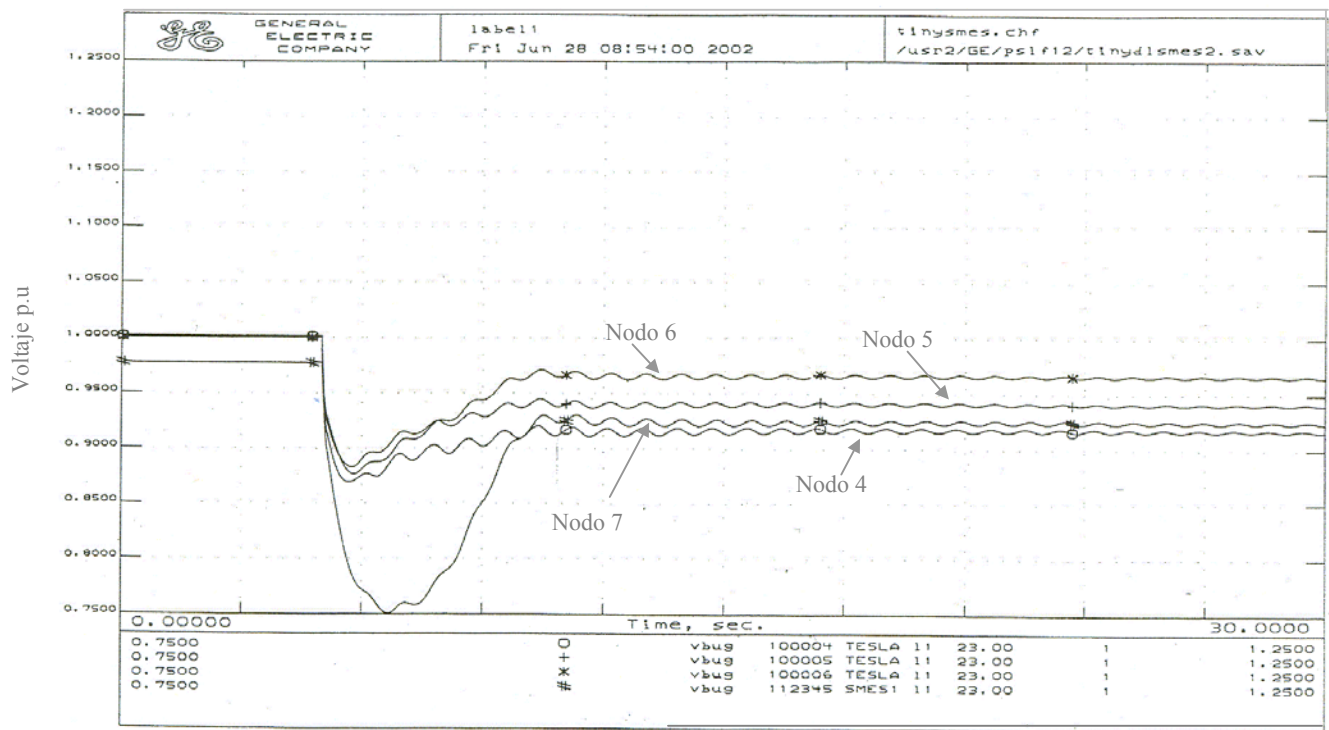


Figura No. 5.10 Voltajes en los nodos con carga detallada sin SMES.

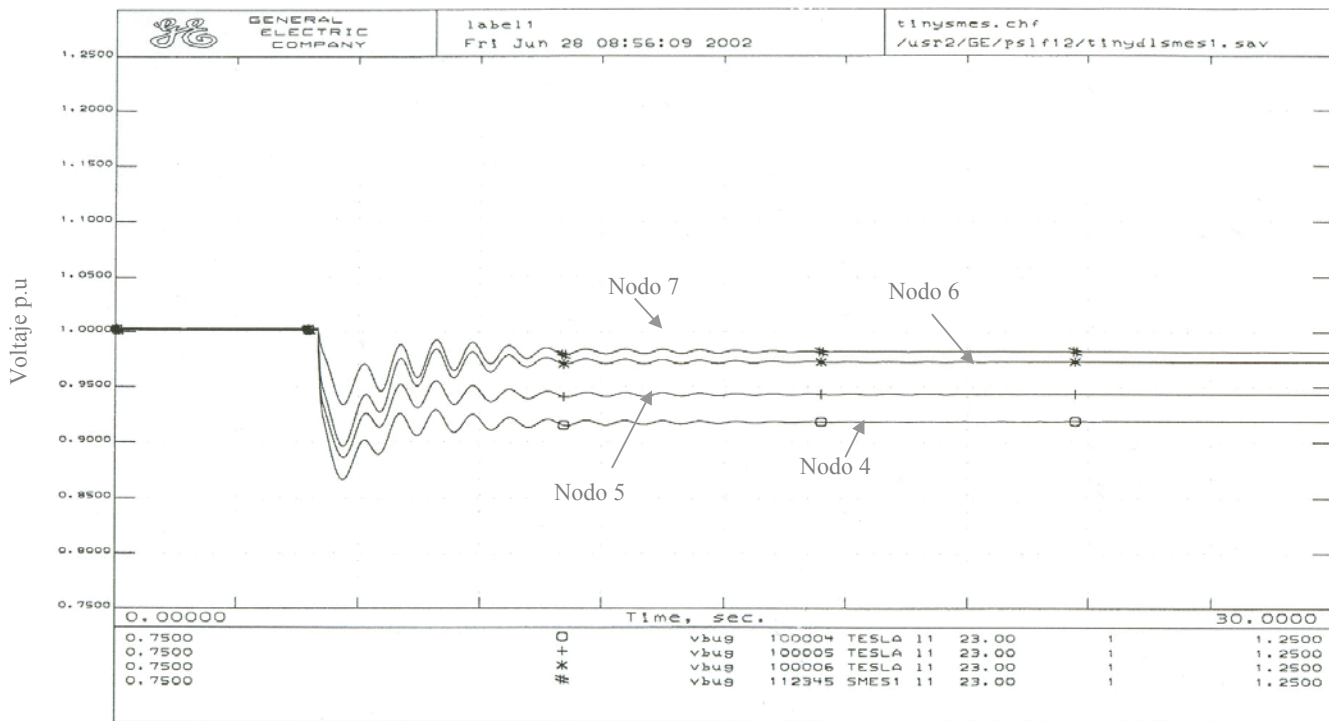


Figura No 5.11. Voltajes en los nodos de carga detallada con SMES

## 5.9.2 Caso #4. Red de Prueba con SMES con Carga Detallada

Se simuló la falla en la Línea 2-4, con el archivo *dinámica a largo plazo / carga detallada y el SMES conectado*. En este caso, durante la primera oscilación, la máxima reducción en el nivel de voltaje queda por arriba de 0.86pu. y la tensión de restablecimiento en los nodos de carga queda por arriba del 0.92 del caso anterior (0.93, 0.948, 0.975, 0.98 p.u. respectivamente), *por lo que se evita cualquier posible condición de inestabilidad de voltaje*.

Se puede observar que con la conexión de un SMES se mejora el perfil de voltaje en el sistema bajo prueba, en este caso se logra incluso estabilizar el motor de inducción conectado en el nodo 7 (renombrado como 112345), logrando un nivel adecuado de voltaje en condiciones de post-contingencia. También se observa un amortiguamiento en las oscilaciones del sistema.

## 5.10 ANÁLISIS DEL EFECTO DEL STATCOM EN LA RED ELÉCTRICA DE PRUEBA

Con la finalidad de estudiar el efecto del Compensador Estático Síncrono se creó un archivo dinámico:

El archivo (que para propósitos de identificación se denomina *dinámica a largo plazo*) modela la carga del nodo 7, como un motor de inducción, mientras que las cargas de los nodos 4,5 y 6 utilizan un modelo de carga secundario con ajuste de tap's en los transformadores que las alimentan, en el archivo dinámico se incluye en funcionamiento del STATCOM en el nodo 7, que posteriormente a la inclusión del STATCOM se identifica como el nodo 12345.

### 5.10.1 Caso #5. Red de Prueba sin STATCOM

Se simuló la falla en la línea 2-4, con el archivo "dinámica a largo plazo" y con el STATCOM desconectado. Se observa en la figura 5.12 el efecto de la salida de la línea con su respectivo abatimiento de voltaje.

El nodo 7 se encuentra operando en un nivel de voltaje de 1.02 p.u., cuando queda fuera la línea y después del transitorio, el voltaje permanece con un valor por debajo de lo establecido para la operación del TCAT(0.95pu), por lo cual entran en operación los tap's a los 21 segundos. *Se observa en las gráficas la operación de los tap's, que en forma escalonada incrementan el nivel de tensión*. Con la operación de los tap's se evita una inestabilidad de voltaje, restableciendo el nivel de operación post- contingencia a un nivel ligeramente mayor de 0.98 p.u.

### 5.10.2 Caso #6. Red de Prueba con STATCOM

En la figura 5.13, se muestra el mismo escenario con el STATCOM conectado. En este caso se observa en los nodos de carga que la tensión de restablecimiento de post-contingencia mantiene los valores de 1.02 p.u aproximadamente y se elimina la primera oscilación, con lo cual se obtiene un restablecimiento de la tensión a sus valores iniciales.

De la gráfica se desprende que muy probablemente un STATCOM de menor capacidad (< 100 MVAR) también evitaría condiciones potenciales de inestabilidad de voltaje.

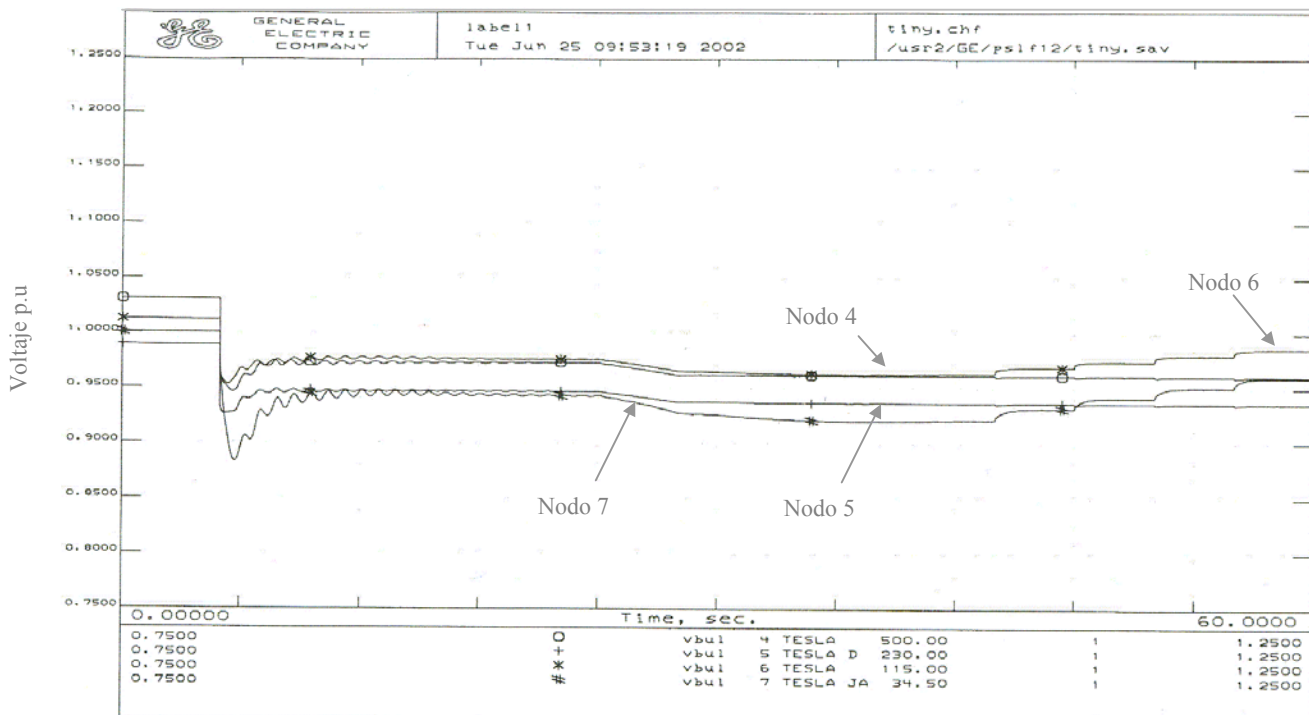


Figura No. 5.12 Voltajes en los nodos de carga sin STATCOM

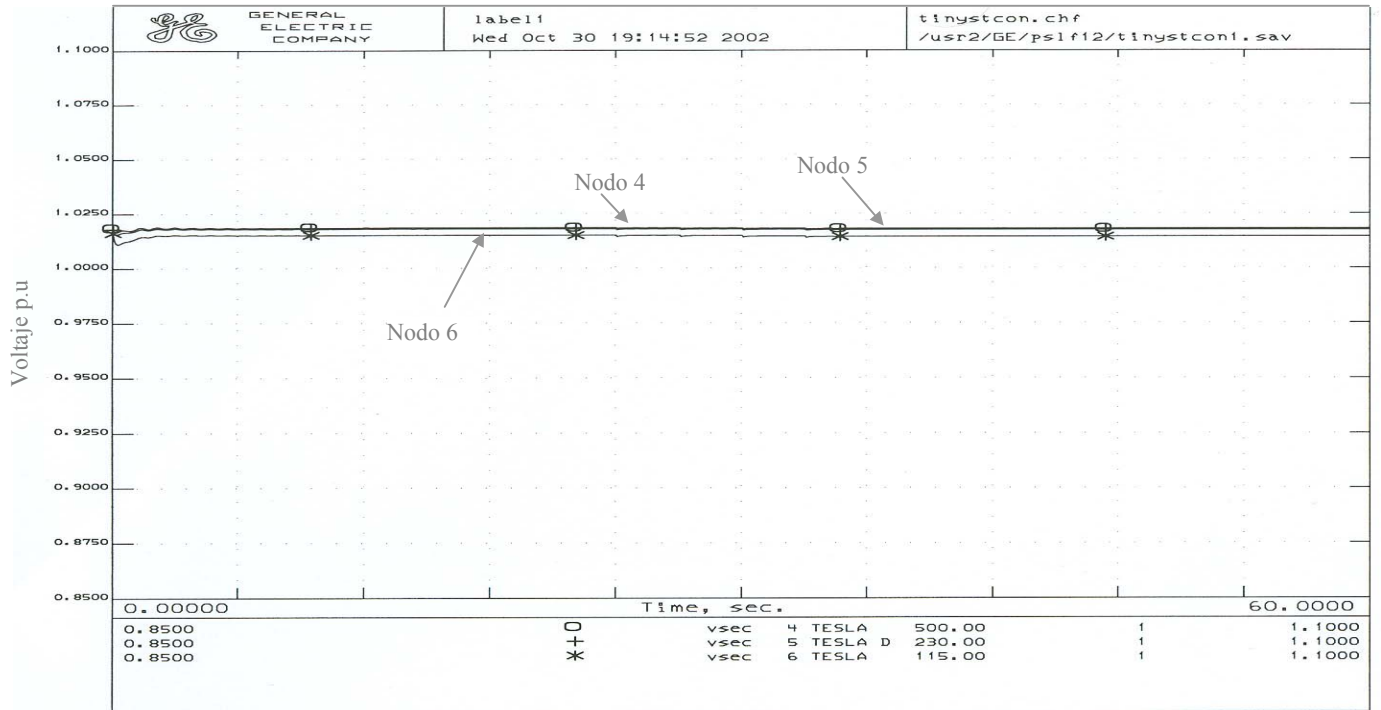


Figura No. 5.13 Voltajes en los nodos de carga con STATCOM

## 5.11 OBSERVACIONES

Con los resultados obtenidos en las simulaciones anteriores se tienen las siguientes conclusiones:

- ❖ Debido al soporte de potencia reactiva del STATCOM la pérdida de la línea de enlace es amortiguada.
- ❖ El SMES mejora el perfil de voltaje de red, reduce las oscilaciones post-transitorio y evita la operación del TCAT y el LSE.
- ❖ Con el modelo de carga detallado se tiene una caída de voltaje durante la primera oscilación menor a 0.80p.u. con lo cuál se viola el criterio de estabilidad de voltaje.
- ❖ La instalación de un SMES evita esta violación.



# CAPÍTULO 6

## APLICACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS FACTS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

### 6.1 INTRODUCCIÓN

Uno de los objetivos principales del presente proyecto es evaluar la viabilidad técnica de los controladores FACTS para soporte dinámico de voltaje en el Área Central del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Como trabajo preliminar a la evaluación de dichos controladores, se han realizado las actividades que secuencialmente se presentan en el diagrama siguiente.

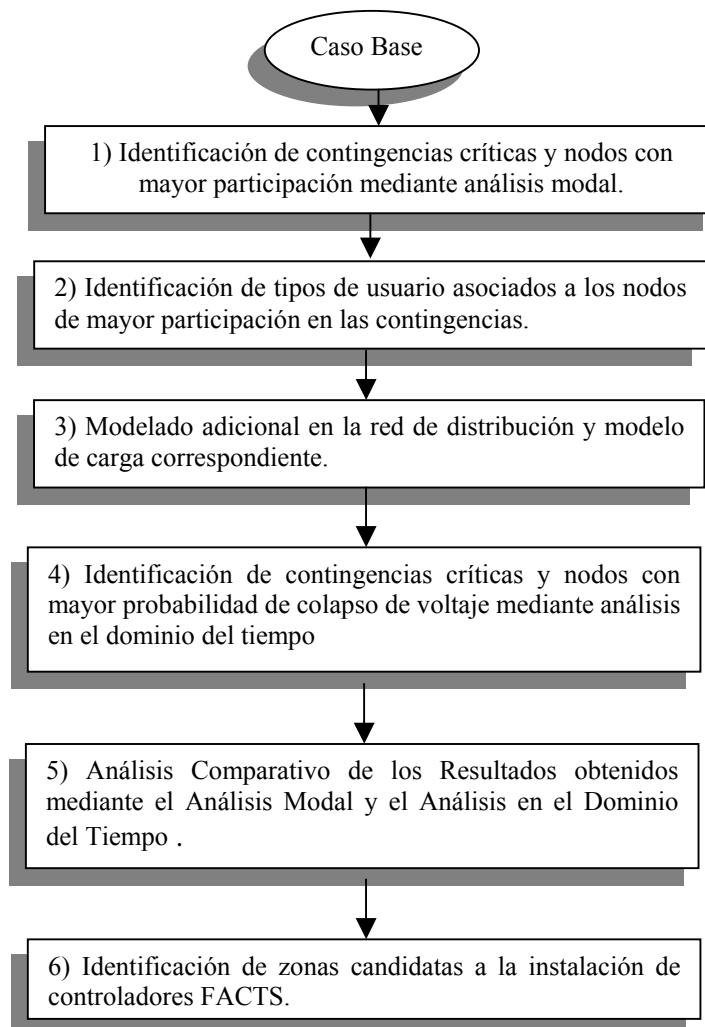


Figura No.6.1 Procedimiento para la ubicación de controladores FACTS

Para la identificación de contingencias críticas que inciden en la estabilidad de voltaje del SEN, se utilizaron dos escenarios proporcionados por la Gerencia de Programación de LFC, correspondientes a los años 2003 y 2005 en su condición de demanda máxima.

La herramienta digital para análisis modal de la estabilidad de voltaje permite identificar las principales contingencias críticas y los nodos con mayor participación en dichas contingencias. La herramienta computacional utilizada es el software “Voltage Stability Analysis Tool (VSAT)” de la compañía Powertech Labs en Canadá [39].

Uno de los objetivos de este capítulo es realizar un análisis comparativo entre los resultados obtenidos en el dominio del tiempo y los obtenidos con el análisis modal. Debido a la gran cantidad de información obtenida en el estudio de análisis modal y en el dominio del tiempo, solo se presentan los resultados más relevantes de la investigación.

Inicialmente se sometieron a un estudio de análisis modal los escenarios del 2003 y 2005 con la finalidad de obtener las contingencias críticas para ambos escenarios y la participación de nodos asociados a dichas contingencias, principalmente los pertenecientes al Área Central. Una vez identificadas contingencias y participación, se procedió a realizar el estudio en el dominio del tiempo.

Es importante mencionar que el estudio en el dominio del tiempo solo se realizó con el escenario de demanda máxima del 2005 (las características de este escenario se incluyen en el anexo A), ya que este escenario refleja en forma realista el SEN, a diferencia del escenario del 2003, que cuenta con equivalentes de red en varios nodos del sistema eléctrico.

Como una meta en el estudio de estabilidad de voltaje en el Área Central y con objeto de analizar el comportamiento de los controladores FACTS diseñados para soporte dinámico de voltaje, se contempla aplicar modelos de carga que reflejen condiciones de operación realistas y así facilitar la identificación de posibles puntos de inestabilidad de voltaje.

En la literatura técnica [16] se recomienda que para una mejor identificación de subestaciones susceptibles a inestabilidades de voltaje, se incluya el modelado del transformador y alimentador de distribución, se asigne un porcentaje de carga representativo de motores de carga, dependiente del voltaje y se modele por separado la compensación de potencia reactiva capacitiva existente en cada alimentador.

Debido a que llevar a cabo lo anterior no es práctico para grandes redes eléctricas, como es el caso del SEN, se decidió aplicar dicho detalle de modelado solamente los nodos correspondientes al Área Central.



## 6.2 CONTINGENCIAS CRÍTICAS OBTENIDAS CON EL ANÁLISIS MODAL.

### 6.2.1 Contingencias Críticas en el Escenario del 2003

Actualmente la metodología empleada para los estudios de estabilidad de voltaje tiene como base el análisis modal, dentro de este tipo de estudio se omite la parte dinámica de la red, el análisis se basa en el Jacobiano del Sistema el cual ubica las contingencias críticas del sistema bajo estudio, así como los nodos que presentan una alta participación[40]. Mediante el uso del programa VSAT es posible obtener un listado de contingencias críticas; es decir, aquellas contingencias que cumplen con alguno de los siguientes criterios:

- ❖ Ocasionan una inestabilidad de voltaje.
- ❖ Reducen la reserva de potencia reactiva por debajo de un margen definido.
- ❖ Resultan en sobrecargas en líneas adyacentes, mayores que la permitida.

Se llevó a cabo un análisis de todas las contingencias posibles en los niveles de tensión de 400, 230 y 85kV para el escenario del 2003. Como resultado se identificaron las siguientes contingencias críticas, en cuanto a su inestabilidad de voltaje:

En 400 kV:

- ❖ *Salamanca-Atequiza (SLM-ATQ)*
- ❖ *Mazamitla-Acatlán (MTA-ATN)*

En 230 kV:

- ❖ *Atequiza-Ocotlán (ATQ-OCN)*
- ❖ *Jamaica-Merced (JAM-MER)*

En 85 kV:

- ❖ *Magdalena-Sn. Andrés (MAG-ANS)*
- ❖ *Apasco-Juando (APA-JUA)*
- ❖ *Pantitlán- Magdalena (PNT-MAG)*

El siguiente paso es llevar a cabo un análisis modal para las contingencias críticas listadas anteriormente. Este análisis se lleva a cabo en el último punto de transferencia segura de demanda (antes del último punto en donde no hay convergencia). Como resultado del análisis modal se determinan los nodos con mayor participación para el primer modo (primer valor propio o característico).

Es importante hacer la observación que dentro de la participación de nodos, obtenida a partir del vector derecho, aparecen varios nodos de 6 kV con una alta participación. **Debido a que este nivel de tensión tiende a desaparecer, se descartaron estos nodos, ajustándose la participación de los nodos restantes.**

## 6.2.2 Nodos con Mayor Participación en el escenario 2003

En la siguiente tabla aparecen los nodos del Área Central con mayor participación en las contingencias críticas. Debido a que varios nodos se repiten en todas las contingencias, únicamente se identifica el nodo y la zona a la cuál pertenece. Los factores de participación se muestran en el anexo.

<b>Tabla 6.1 Nodos con Mayor Participación 2003</b>		
<b>NODOS CON MAYOR PARTICIPACIÓN</b>	<b>IDENTIFICACIÓN DEL NODO</b>	<b>ZONA</b>
<b>85kV.</b>		
TAXCO	TXO-85	242
IGUALA	IGUA-85	242
NARVARTE	NAR-85	120
ENLACE PARQUE INDUSTRIAL REFORMA	EPIR-85	122
PANTITLAN	PNT-85	119
<b>23kV</b>		
TAXQUEÑA	TAX-23	120
TAXCO	TXO-23	242
MAGDALENA	MAG-23	119
IGUALA	IGUA-23	242
ZAPATA	ZAP-23	243
CUERNAVACA	CUE-23	124
ATOTONILCO	ANL-23	122
PARQUE INDUSTRIAL REFORMA	PIR-23	122
JUANDO	JUA-23	122
APASCO	APA-23	122
PACHUCA	PAC-23	122

Como ejemplo, la figura 6.2 muestra las participaciones de los nodos del área central para la contingencia de Magdalena-Pantitlán 85kV.

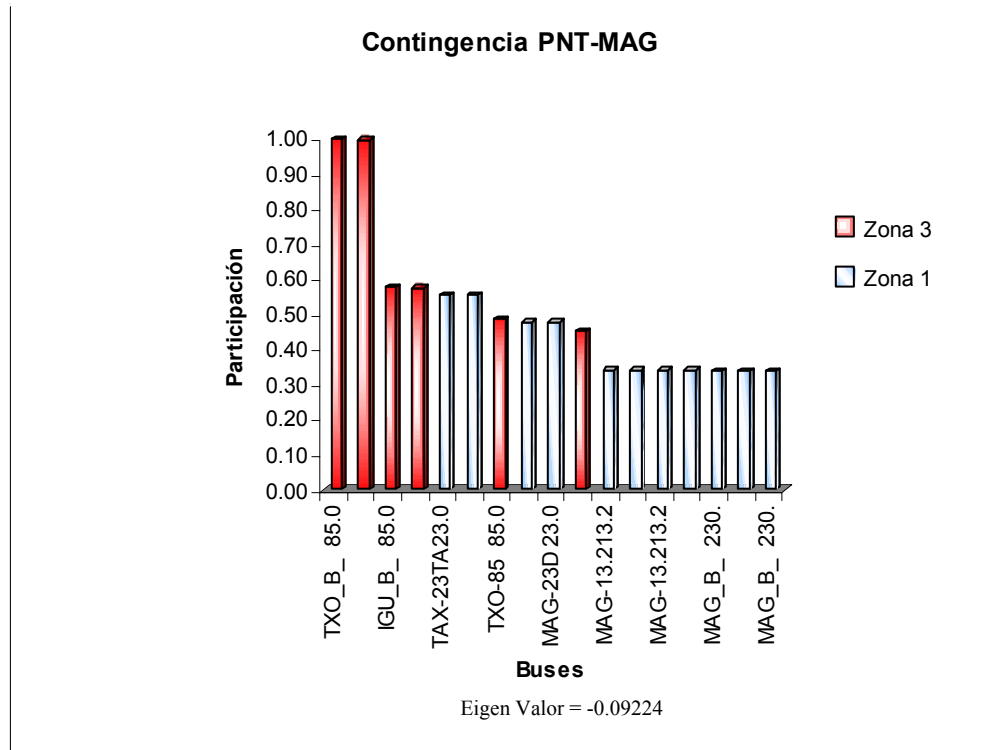


Figura No.6.2 . Nodos de Mayor Participación Contingencia Pantitlán- Magdalena

### 6.2.3 Contingencias Críticas en el Escenario del 2005

Se llevó a cabo un análisis de todas las contingencias posibles en los diferentes niveles de tensión de transmisión y subtransmisión (400,230,115 y 69kV) para la demanda máxima del 2005. Como resultado se identificaron las siguientes contingencias críticas, en cuanto a su inestabilidad de voltaje:

En 400 kV:

- ❖ *L.T Juile - Temascal (JUI-JUIF)*

En 230 kV:

- ❖ *Transf. Merida - Merida (MED-MED)*
- ❖ *Transf. Nochistongo - Nochistongo (NOC-NOC)*

En 115kV:

- ❖ *L.T Dos Bocas- Veracruz (DBC-VRD)*

En 69kv:

- ❖ *Transf. Santa Rosa- Santa Rosa (SRO-SRO)*

Se observa que tres de las contingencias críticas corresponden a transformadores de potencia. En el caso de las líneas de transmisión se trata de enlaces importantes de transferencia al área central.

#### 6.2.4 Nodos con Mayor Participación en el escenario 2005

Aplicando el análisis modal se obtuvo una importante participación de los nodos que aparecen en la siguiente tabla. Se presentan los nodos del Área Central con mayor participación en las contingencias mencionadas anteriormente, únicamente se identifica el nodo y la zona a la cuál pertenece, los factores de participación se muestran en el anexo.

<b>Tabla 6.2 Nodos con Mayor Participación 2005</b>				
<b>NODOS CON PARTICIPACIÓN</b>	<b>MAYOR</b>	<b>IDENTIFICACIÓN NODO</b>	<b>DEL</b>	<b>ZONA</b>
<b>115KV</b>				
REFINERÍA TULA		RTL-115		113
NOCHISTONGO		NOC-115		117
<b>85KV</b>				
PANTITLAN		PNT-85		119
<b>23KV</b>				
PANTITLAN		PNT-23		119
SAN ANDRES		ANS-23		119
AGUA VIVA		AVI-23		119
MAGDALENA		MAG-23		119
JUCHITEPEC		JUC-23		119
TOLUCA		TOL-F861		123
KILÓMETRO 42		KCD-23		118
ZICTEPEC		ZIC-23		123
IXTLAHUACA		ITH-23		123
TENANGO		TNG-23		123
ALZATE		ALZ-23		123
NARVARTE		NAR-23		120
HILADOS Y TEJIDOS		HYT-23		122
TEPEJI		TEP-23		122
JILOTEPEC		JTP-23		111

Como ejemplo, la figura 6.3 muestra las participaciones de los nodos del Área Central para la contingencia de Dos Bocas – Veracruz Dos.

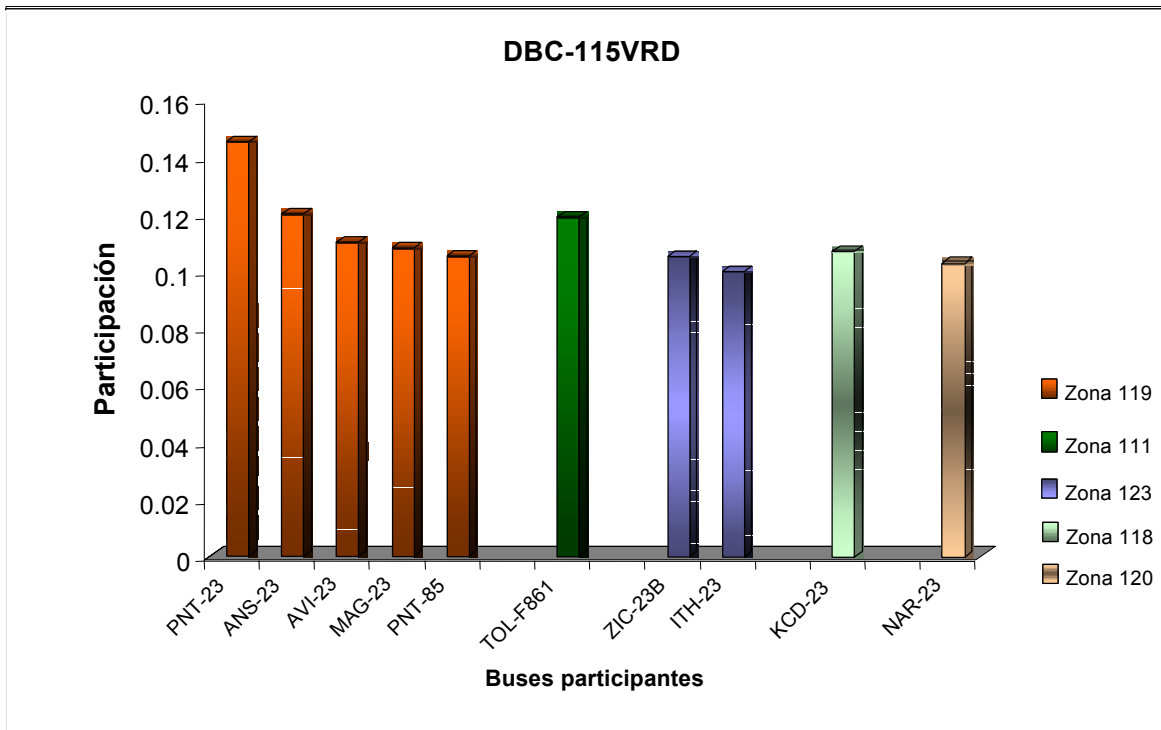


Figura No.6.3. Nodos de Mayor Participación Contingencia Dos Bocas-Veracruz

Con objeto de visualizar las zonas problemáticas en el Área Central[41], en figura 6.4 se muestra la ubicación geográfica de algunos de los nodos identificados con alta participación en las contingencias críticas. Dichos nodos aparecen resaltados con color fluorescente.

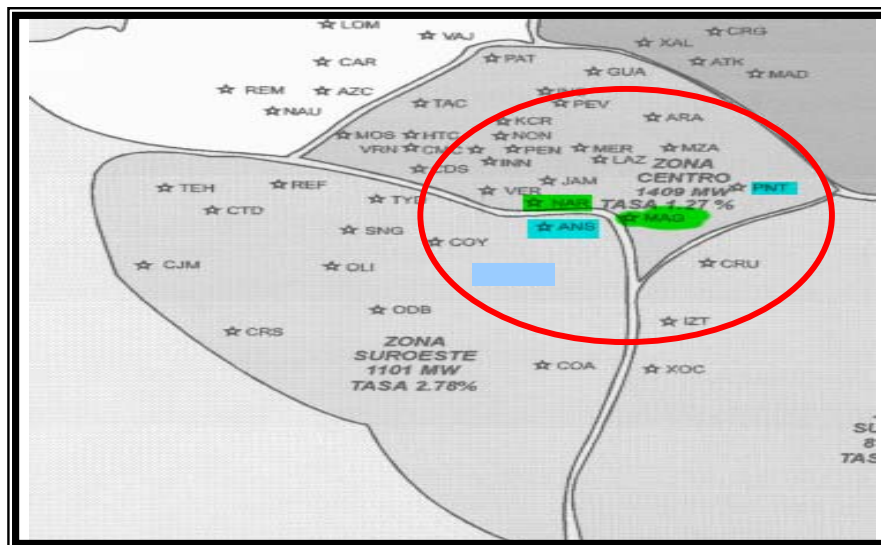


Figura No. 6.4 Ubicación Geográfica de Nodos del Área Central con Alta Participación

### 6.2.5 Comparación de resultados entre los escenarios del 2003 y del 2005.

La diferencia entre los escenarios analizados para los años del 2003 y del 2005 está en que en este último se incluye la mayor parte del sistema eléctrico nacional (SEN), mientras que en el escenario del 2003 sólo se incluyen las áreas del SEN con mayor relevancia para el Área Central, como lo son las Áreas Oriental y Occidental. Para el resto de las áreas, se utilizan equivalentes. Por esta razón, las contingencias identificadas como críticas no coinciden, aunque en la participación de los nodos sí se presentan similitudes como se muestra en este inciso.

En el año 2005, se tiene una participación importante de la *SE Pantitlán*, tanto en 85 kV, como en 23 kV. Aunque esta subestación no tiene participaciones importantes en este último nivel de tensión en las contingencias analizadas para el 2003, si forma parte de una contingencia crítica: la salida de la línea de Pantitlán a Magdalena. **Cabe mencionar que esta contingencia es la única que en el 2003 resulta en un valor propio negativo.**

Se concluye que la *subestación Magdalena*, y en particular la barra de 23 kV es de gran relevancia para la estabilidad de voltaje en el Área Central, **ya que tiene altas participaciones en ambos escenarios estudiados.**

Las subestaciones Juchitepec (JUC) y Agua Viva(AVI) tiene participaciones en las contingencias críticas del 2005 y participan en una contingencia crítica identificada en el 2003: Juchitepec-Agua Viva en 85 kV. La subestación Narvarte también aparece con participaciones altas en ambos escenarios.

En la siguiente relación se indican las áreas del SEN en las cuales impactan las contingencias obtenidas como críticas en los escenarios del 2003 y 2005 desde el punto de vista de estabilidad de voltaje.

Tabla 6.3 Áreas Propensas a la Inestabilidad de Voltaje	
ÁREA AFECTADA	CONTINGENCIAS
ÁREA 1	JAM-MER, PNT-MAG, NOC-NOC, MAG-ANS, APA-JUA
ÁREA 2	JUI-JUIF, DBC-VRD
ÁREA 3	ATQ-SLM, ATN-MTA, ATQ-OCN, SRO-SRO
ÁREA 7	MED-MED

## 6.3 CONSIDERACIONES PARA LAS SIMULACIONES EN EL DOMINIO DEL TIEMPO

### 6.3.1 Modelado de Carga

En cuanto a la decisión del modelado de carga a utilizar, se consideró la opinión de ingenieros que realizan estudios de estabilidad de voltaje en la compañía American Superconductor así como la información proporcionada por la Gerencia de Programación de LFC respecto a la distribución de carga del área central. Con la Información proporcionada se utiliza el modelo de carga siguiente para toda el Área Central:

Motores pequeños:	40%
Motores grandes:	10%
Potencia constante:	5%
Carga restante:	45%

Esta carga restante se modela de la siguiente manera:

Parte real: Con un exponente de 1.5, haciéndola parte corriente (I) constante y parte impedancia (Z) constante

Parte reactiva: Con un exponente de 2: impedancia constante.

Cabe hacer la aclaración que en los EUA se utiliza un 60 o 65% de la carga total como motores. En nuestro estudio se tomará inicialmente el 50% y posteriormente se evaluará el comportamiento de nodos críticos con un incremento del 10% en la carga de motores.

### 6.3.2 Tiempos de Liberación de Falla

Para el análisis en el dominio del tiempo, se consideraron los siguientes tiempos para la liberación de la falla trifásica:

- ❖ Para el nivel de tensión de **400 kV** se utilizó un tiempo de liberación de **4 ciclos**
- ❖ Para el nivel de tensión de **230 kV** se utilizó un tiempo liberación de **4.5 ciclos**
- ❖ Para los niveles de tensión de **115kV** o menores se utilizó un tiempo de liberación de **6 ciclos**.

## 6.4 CONTINGENCIAS CRÍTICAS EN EL DOMINIO DEL TIEMPO.

### A. Criterio utilizado para estabilidad de voltaje

Para el análisis en el dominio del tiempo, se consideran los criterios ilustrados en la figura 6.5 [42,43]:

❖ Después de la liberación de la falla, la caída de voltaje transitoria no debe caer por debajo de 80% del voltaje nominal y la duración de estas oscilaciones transitorias no debe ser mayor a 20 ciclos.

❖ Una vez recuperado el voltaje post-transitorio, su magnitud no deberá caer por debajo de 0.9 p.u.; ya que los motores tienden a atascarse(demandando mayor potencia reactiva), se pierden cargas y se tiene una condición próxima a una inestabilidad de voltaje.

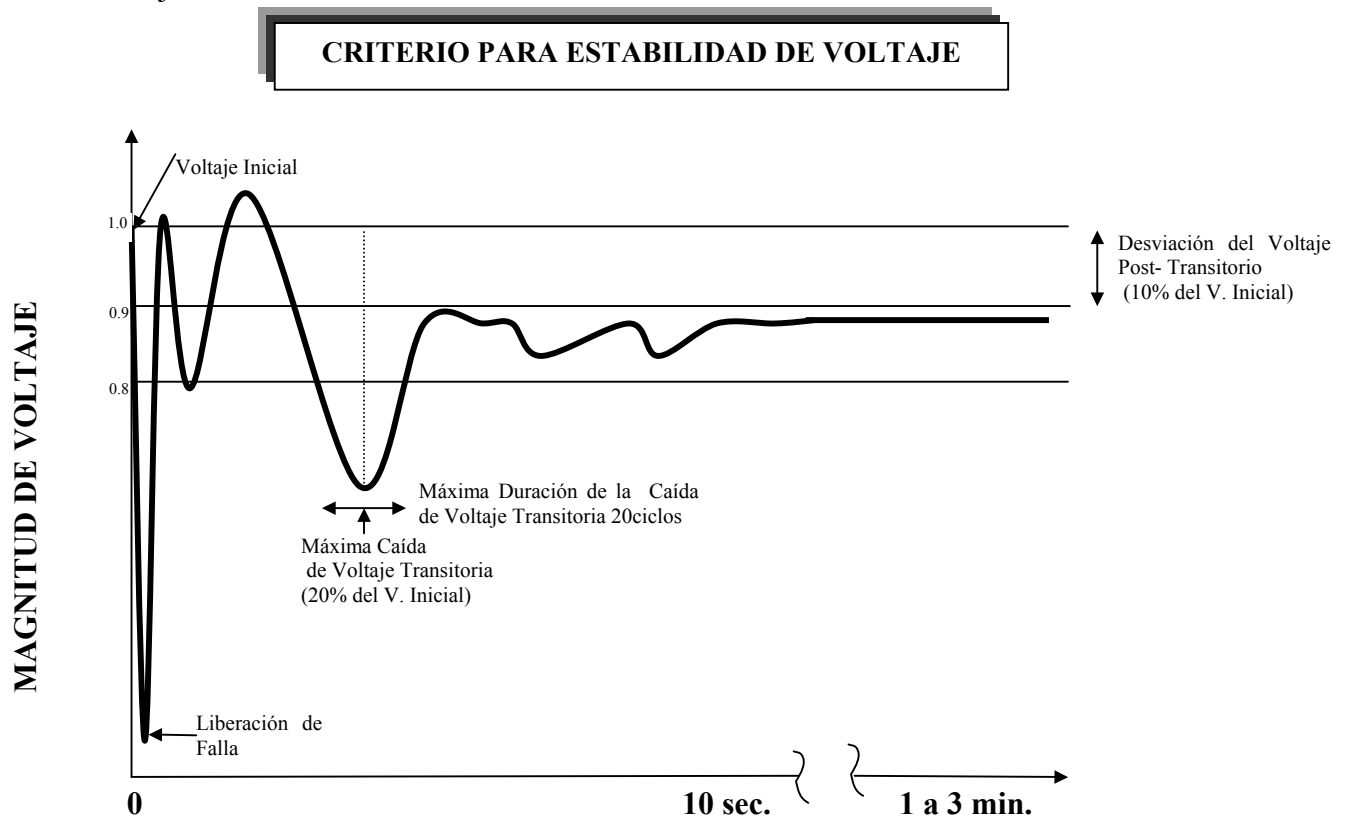


Figura No. 6.5 Criterio de Estabilidad de Voltaje



### 6.4.1 Contingencias Críticas en el Escenario del 2005

Mediante el uso del programa Positive Sequence Loadflow (PSLF)[32] de General Electric (GE) se realizaron simulaciones dinámicas con la finalidad de observar el comportamiento del voltaje en los diferentes nodos del SEN, principalmente los del Área Central. Estas simulaciones dinámicas consistieron en aplicar una falla trifásica a líneas y transformadores en los niveles de tensión de 400, 230, 115, 85 y 69 kV.

Como resultado del análisis de contingencias se identificaron las siguientes contingencias críticas, que presentan nodos (de acuerdo al criterio de estabilidad de voltaje definido):

- ❖ En los que el nivel de voltaje a los 3 segundos permanece por debajo de 0.9 p.u.,
- ❖ Que la oscilación observada presenta magnitudes por debajo de 0.8 p.u., o
- ❖ Con oscilaciones cuya duración sea mayor a 20 ciclos :

En 400 kV:

- ❖ *L.T Salamanca-Atequiza (SLM-ATQ) ✓*
- ❖ *L.T Mazamitla-Acatlán (MTA-ATN) ✓*
- ❖ *L.T Amomolulco- (AMU-AMY)*
- ❖ *L.T Teotihuacan-Tres Estrellas (TEO-TRT)*
- ❖ *L.T Texcoco-San Lorenzo Potencia (TEX-LRP)*
- ❖ *L.T Texcoco-Tuxpan Vapor (TEX-TUV)*
- ❖ *L.T Texcoco-La Paz (TEX-PAZ)*
- ❖ *L.T Temascal Dos-Juile (TMD-JUI)*

En 230 kV:

- ❖ *L.T Atequiza-Ocotlán (ATQ-OCN) ✓*
- ❖ *L.T Jamaica-Merced (JAM-MER) ✓*
- ❖ *L.T Poza Rica Dos-Poza Rica Uno (PRD-PRI)*
- ❖ *L.T Temascal Dos-Oaxaca Potencia (TMD-OMP)*
- ❖ *L.T Temascal Dos-Temascal Hidro (TMD-TMH)*
- ❖ *L.T Cárdenas II -Peñitas (CDD-PEA)*
- ❖ *L.T Juile-Temascal (JUI-JUIF) ✓*
- ❖ *Trans. Merida-Merida (MED-MED) ✓*

En 115 kV:

- ❖ *L.T Amomolulco - Amomolulco Tap (AMU-AMU TAP)*
- ❖ *L.T Actopan -Donato Guerra (ANM-DOG)*
- ❖ *L.T Atlacomulco-Amomolulco (ATU-AMU TAP)*
- ❖ *L.T -Donato Guerra (EIB-DOG)*
- ❖ *L.T Nochistongo-Tepeji (NOC-TEP)*

- ❖ *L.T Hilados y Tejidos-Tepeji (HYT TAP-TEP)*
- ❖ *L.T Dos Bocas- Veracruz Dos (DBC-VRD) ✓*
- ❖ *L.T Temascal Uno- (TMU-CSL)*
- ❖ *L.T Cuatla-Yautepec (CUA-YAU)*
- ❖ *Transf. Amomolulco-Amomolulco (AMU-AMUF)*
- ❖ *Transf. Angostura-Angostura(ANG-ANGF)*
- ❖ *Transf. Ixtapa Potencia (ITP-ITPF)*
- ❖ *Transf. Manuel Moreno Torres-Manuel Moreno Torres (MMT-MMT)*
- ❖ *Transf. Tecali-Tecali(TCL-TCL)*
- ❖ *Transf. Nochistongo-Nochistongo(NOC-NOC) ✓*

En 85 kV:

- ❖ *L.T Magdalena-Sn. Andrés (MAG-ANS) ✓*
- ❖ *L.T Apasco-Juando (APA-JUA) ✓*
- ❖ *L.T Pantitlán- Magdalena (PNT-MAG) ✓*
- ❖ *L.T Alzate-Toluca (ALZ-TOL)*
- ❖ *L.T Zapata-Taxco (ZAP-TXO)*
- ❖ *L.T Iguala-Taxco (IGU-TXO)*
- ❖ *L.T Iguala-Zapata (IGU-ZAP)*
- ❖ *Trans. Zapata-Zapata ( ZAP-ZAP)*

En 69 kV:

- ❖ *Trans. Sta. Rosa-Sta. Rosa (SRO-SRO) ✓*

✓Estas contingencias críticas también se obtuvieron mediante el análisis modal.

Al realizar el análisis en el dominio del tiempo se observó que **todas** las contingencias identificadas mediante el análisis modal resultan críticas también en el dominio del tiempo. Es importante recordar que el estudio de medidas correctivas se limita al área central, debido a esto algunas contingencias obtenidas en el análisis modal no se consideran para la implementación de los dispositivos FACTS debido a que la inestabilidad de voltaje se presenta fuera del área central.

En la figura 6.6 se identifican (marcadas en color verde) las contingencias que ocasionan problemas en el área central( áreas 1 y 2).Las Zonas propensas a la inestabilidad de voltaje se identifican mediante un círculo rojo.

### AREA CENTRAL AÑO 2005

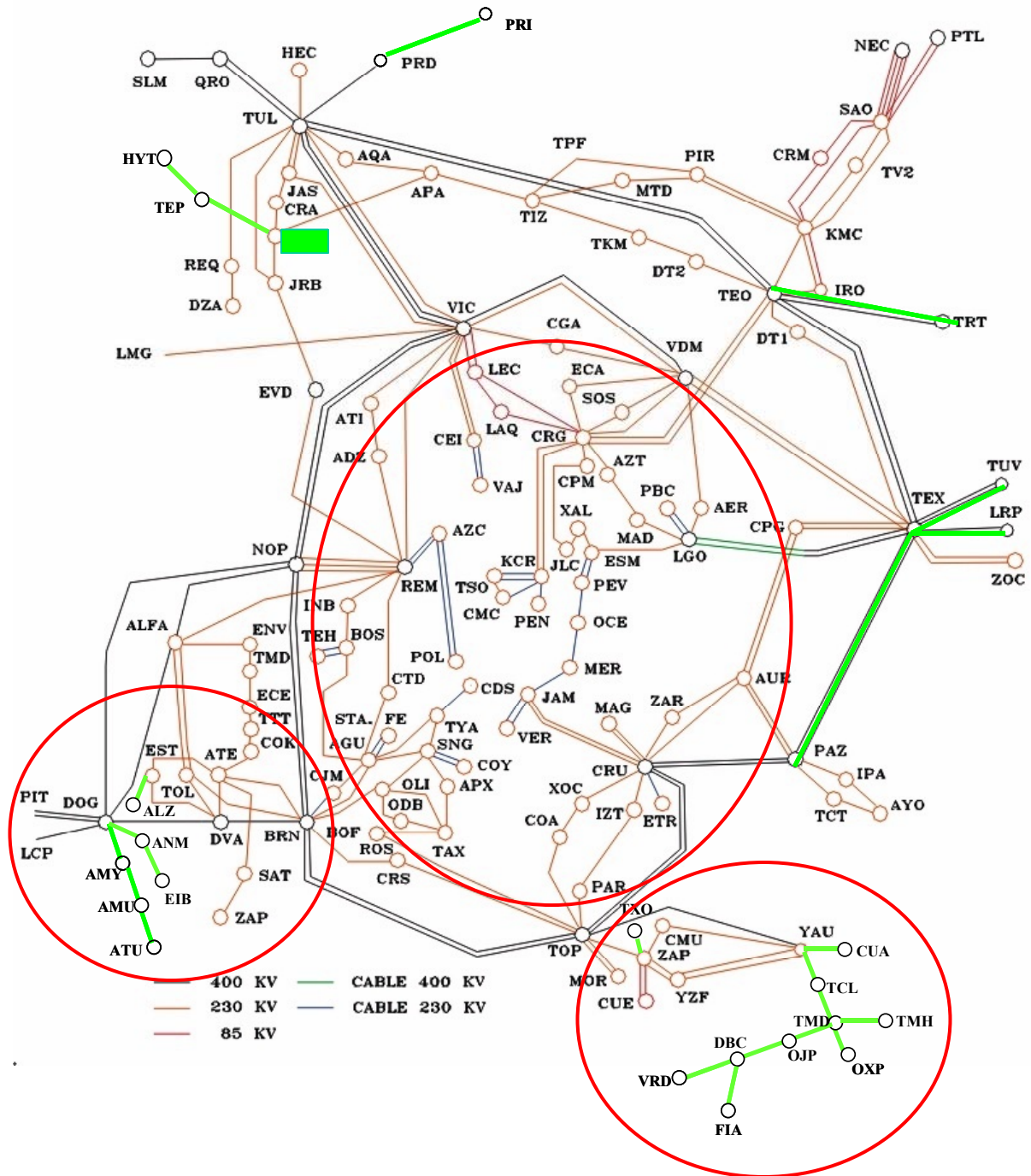


Figura No. 6.6 Contingencias Críticas Escenario 2005 y Zonas Propensas a la Inestabilidad de Voltaje

La siguiente relación se muestran aquellos nodos en los niveles de tensión de 400, 230, 115 y 85 kV que no cumplen con el criterio de voltaje establecido:

Tabla 6.4. Buses de Alta Tensión que Violan el Criterio de Estabilidad de Voltaje							
Nodo	Bus	#<0.9	Zona	Nodo	Bus	#<0.9	Zona
10001	AMU-400	5	111	17503	ATU-115	5	111
10003	DOG-400	3	111	17512	EIB-115	2	111
10008	AMY-400	3	111	17518	IXS-115	2	111
10403	TEO-400	3	118	17520	JTP-115	3	111
10404	TEX-400	3	118	17521	TET-TAP	2	111
11002	DOG-F411	3	111	17525	SMT-115	2	111
11003	DOG-F412	3	111	17528	TET-115	2	111
11008	TOL-F861	2	111	17532	TZA-115	2	111
11009	TOL-F862	2	111	17555	AMU-TAP	5	111
11010	AMU-F411	4	111	17851	HYT-115	3	122
14002	ANM-13.8	3	111	17852	HYT-TAP	3	122
14003	ATU-13.8	4	111	17853	TEP-115	3	122
14013	JTP-13.8	3	111	20004	TRT-400	3	211
14015	SMT-13.8	2	111	20152	TMD-CS1	6	215
14018	TET-13.8	2	111	20401	LRP-400	2	231
14019	TJP-13.8	3	111	21051	JDN-F211	2	212
14020	EIB-13.8	2	111	21201	TMD-F421	6	215
15001	AMU-23	5	111	21202	TMD-F422	6	215
15002	ATU-23A	5	111	22091	TMH-U1	6	215
15006	IXS-23	2	111	22092	TMH-U2	6	215
15007	JTP-23	3	111	22362	DBC-U2	6	212
15010	SMT-23	2	111	22365	DBC-U5	6	212
15015	TZA-23A	2	111	27040	DBC-115	6	212
15016	TZA-23B	2	111	27044	FIA-115	3	212
15017	ATU-23B	5	111	27087	OME-115	3	213
15608	HYT-23A	3	122	27162	CSL-115	3	216
15628	TEP-23	3	122	27373	OSP-115	4	222
15635	HYT-23B	3	122	27374	OXT-115	4	222
15701	ALZ-23	2	123	27403	JUC-115	3	223
15702	AMO-23A	4	123	27404	JUD-115	3	223
15703	AMO-23B	4	123	27476	ANG-115	3	225
15704	AMO-23C	4	123	27861	ARI-115	2	244
15708	ITH-23	2	123	27901	ITP-115	3	245
15709	LER-23	5	123	29053	JDN-230	3	212
17217	PNT-85	8	119	29202	TMH-230	6	215
17352	ALZ-85	2	123	29403	OSP-230	6	222
17501	AMU-115	5	111	29404	OXT-230	6	222
15804	CUE-23D	4	124	20601	YAU-400	4	243
17401	CUE-85	4	124	17451	ZAP-85	4	243
21852	YAU-F421	4	243	21852	YAU-F422	4	243
27067	TXO-85	3	242	27086	OJP-115	6	213

En la tercera y séptima columnas se indica el número de veces en las que el nodo en particular viola el criterio de estabilidad de voltaje. Por ejemplo, el nodo AMU-400 no satisface dicho criterio en cinco (5) de las contingencias analizadas.

En la siguiente relación se muestran aquellos nodos que presentan bajos voltajes en el nivel de tensión de 23 kv:

<b>Tabla 6.5. Buses de Baja Tensión que Violan el Criterio de Estabilidad de Voltaje</b>							
<b>Nodo</b>	<b>Bus</b>	<b>#&lt;0.9</b>	<b>Zona</b>	<b>Nodo</b>	<b>Bus</b>	<b>#&lt;0.9</b>	<b>Zona</b>
111431	MER	3	119	113355	GMC	1	123
111438	NET	1	119	111536	IZT	1	120
111442	PNT	15	119	111646	ZIN	1	120
111446	RES	1	119	111701	ALZ	2	123
111452	TCT	1	119	111592	TDM	1	120
111455	VER	2	119	111401	ANS	3	119
111458	ZAR	1	119	111427	MAG	6	119
111464	JUC	1	119	111577	TYA	2	120
111487	ROS	1	120	113528	FIS	1	120
111496	NAR	3	120	113304	CEA	2	122
111523	CRS	1	120	113105	CHE	1	117
115527	OCEF	1	119	113101	ACN	1	117
111312	CPG	1	118	111616	JUA	2	122
111503	ATE	5	120	113154	AUM	1	118
111502	COY	1	120	111326	GUA	1	118
111549	ODB	1	120	115453	JLC	1	118
111552	OLI	2	120	115457	AER	1	118
111564	SNG	1	120	115422	VAE	1	118
111571	TAX	5	120	115324	DZA	1	117
111648	TTT	1	120	113339	XIP	1	122
111702	AMO	4	123	111357	XAL	1	118
115660	APX	1	120	111610	IRO	2	122
111604	CRM	1	122	115412	PBC	1	118
111620	NTG	1	122	111350	PEV	2	118
111627	SAO	1	122	111347	PEN	2	118
113339	XIP	1	122	111338	MAD	1	118
113344	ENP	1	122	111320	ECA	2	118
111002	ATU	4	111	111407	AVI	2	119
111333	KCD	1	118	111415	CHA	1	119
111711	TOL	1	111	111464	JUC	1	119
111445	INS	1	118	113223	PSR	1	119
111800	AZC	2	120	111523	REM	2	120

En los siguientes diagramas de barras se muestra la distribución por zonas de los nodos que presentan niveles de voltaje inferior a 0.9 p.u. en condiciones de post-contingencia.

### Número de Buses por Zona que violan el criterio de Estabilidad de voltaje en A.T ( 400,230,115 y 85kV)

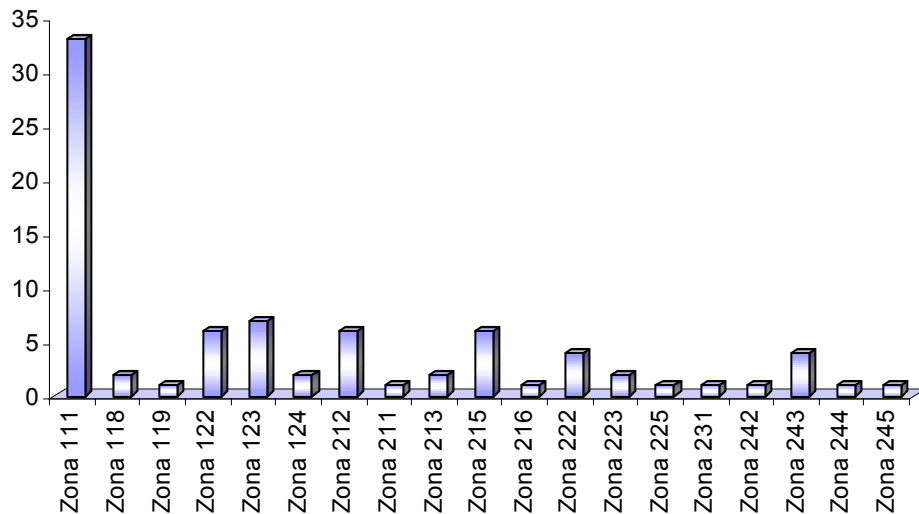


Figura No. 6.7 Nodos por Zona que violan el criterio de estabilidad de Voltaje en Alta Tensión

En el diagrama de barras de la figura 6.7 se muestra la participación de nodos por zona que violan el criterio de estabilidad de voltaje para las tensiones de transmisión y subtransmisión. Por ejemplo en la zona 111 existen 33 (nodos diferentes) que no satisfacen dicho criterio.

Es clara la participación mayoritaria de la zona 111, las medidas correctivas con la tecnología FACTS en los niveles de transmisión deben concentrarse en nodos de esta zona.

### Número de Buses por Zona que violan el criterio de Estabilidad de voltaje en B.T (23kV)

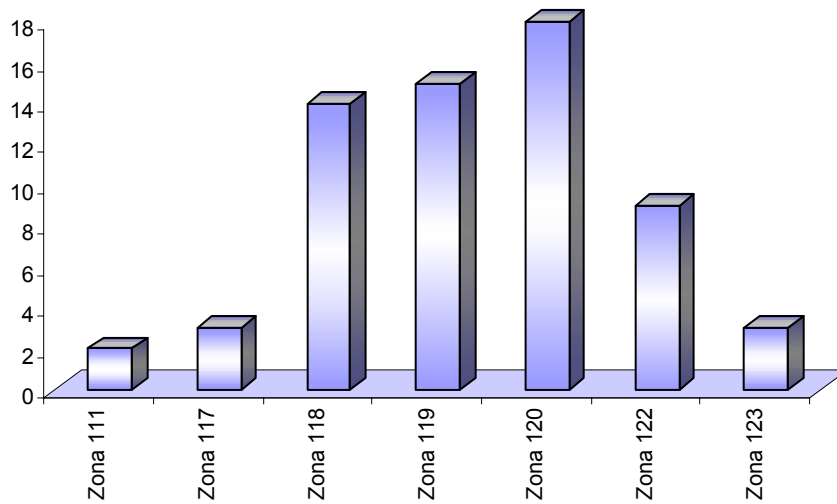


Figura No. 6.8 Nodos por Zona que violan el criterio de estabilidad de Voltaje en Baja Tensión

En el diagrama de barras de la figura 6.8, para los nodos de 23kv es notoria la participación de los nodos en las zonas 118,119 y 120. Las medidas correctivas con tecnología FACTS en niveles de distribución deben concentrarse en nodos de estas zonas.

### Buses con Mayor Incidencia en la Inestabilidad de Voltaje

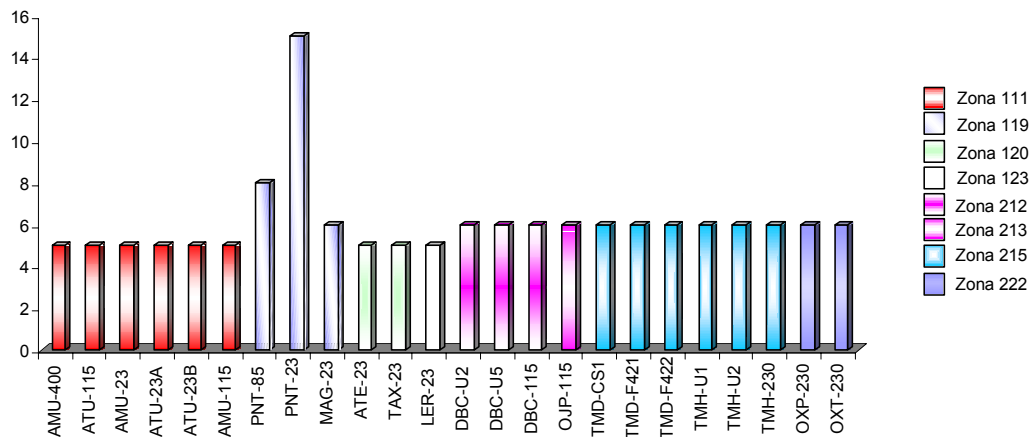


Figura No. 6.9 Nodos con Mayor Incidencia en la Inestabilidad de Voltaje

De acuerdo a la figura 6.9 se muestran los nodos con una incidencia de 5 o más a la inestabilidad de voltaje. Se puede observar que los nodos que presentan una posible inestabilidad de voltaje se encuentran ubicados en los puntos de inyección de Topilejo y San Bernabé y en la parte central del área metropolitana, lo anterior permite localizar posibles puntos de instalación de los dispositivos FACTS con la finalidad de observar su efecto en estos nodos con bajo voltaje.

## 6.5 Gráficas Típicas

En las siguientes gráficas se identifican los diferentes comportamientos que presentan los nodos de la red analizada, se observan diferentes violaciones al criterio de estabilidad de Voltaje.

### 6.5.1 Caso #1. Violación por Oscilaciones Post-Disturbio

En la figura 6.10 se muestra la respuesta del nodo 27162 CSL-115 ante la contingencia de Dos Bocas – Veracruz (DBC-VRD), se observa que las oscilaciones post-disturbio tienen una caída de voltaje mayor al 20% del voltaje inicial así como una duración mayor a los 20 ciclos.

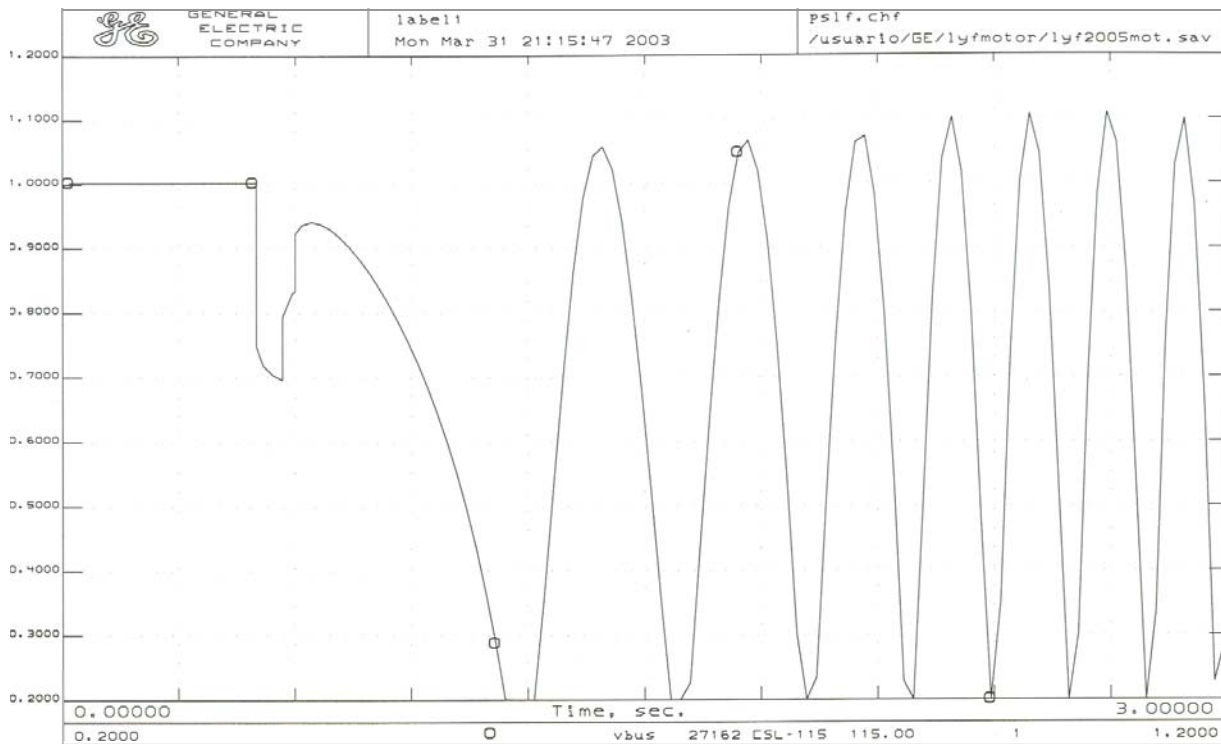


Figura No. 6.10. Violación del criterio de estabilidad de oscilaciones post-transitorio con duración mayor a 20 ciclos.



### 6.5.2 Caso #2. Violación por Caída de Tensión Mayor al 10% $V_{nominal}$

En la figura 6.11 se muestra la respuesta del nodo 113555 AMU-Tal1 ante la contingencia de Amomolulco- (AMU-AMY), se observa que después de liberada la falla el voltaje del nodo tiende a recuperarse de una lenta, pero debido a que su valor final se encuentra en 0.8pu, viola el criterio de que el voltaje final debe tener una desviación máxima del 10% con respecto al voltaje inicial.

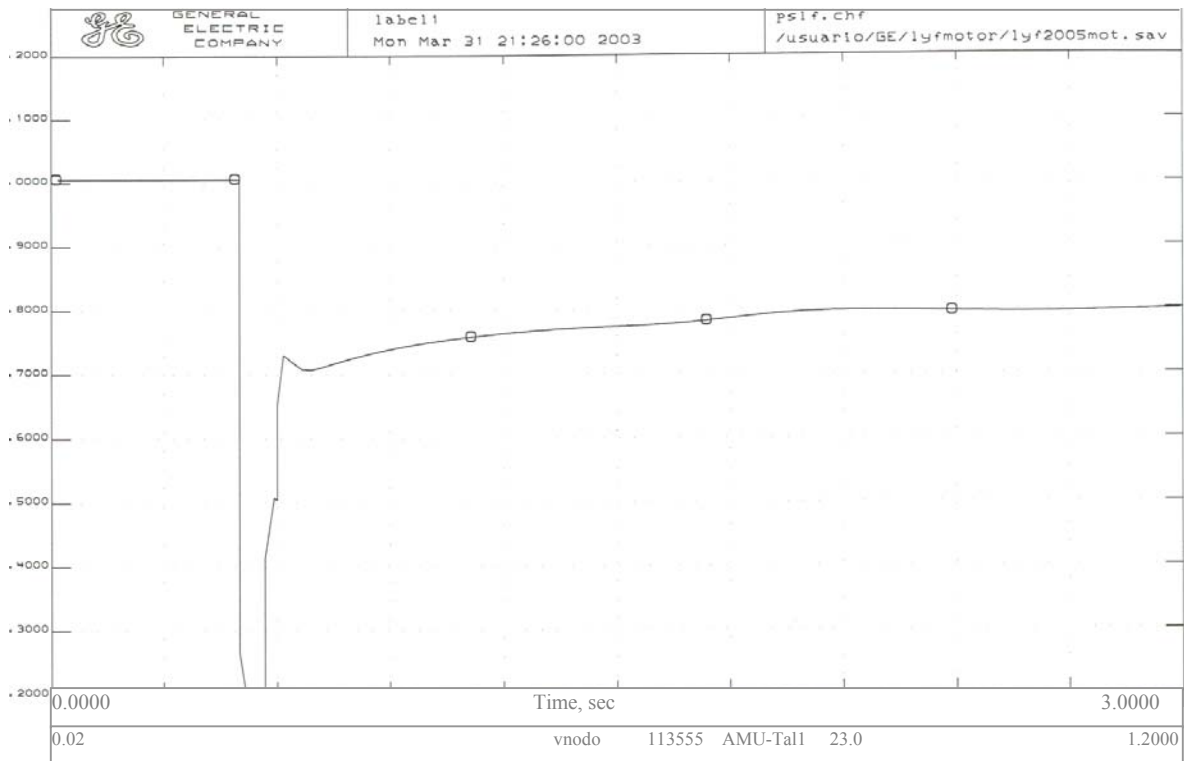


Figura No. 6.11. Violación del criterio de estabilidad. Caída de voltaje final mayor al 10% del voltaje inicial.

### 6.5.3 Caso #3. Sistema Aislado

En la figura 6.12 se muestra la respuesta del nodo 111442 PNT-2311 ante la contingencia PNT-MAG( contingencia que en el análisis modal presenta un eigenvalor menor negativo), en donde se observa que aunque la falla se libera el voltaje no presenta ninguna recuperación, manteniendo un nivel de tensión menor a 0.2pu. en consecuencia se violan todos los criterios de estabilidad de voltaje.

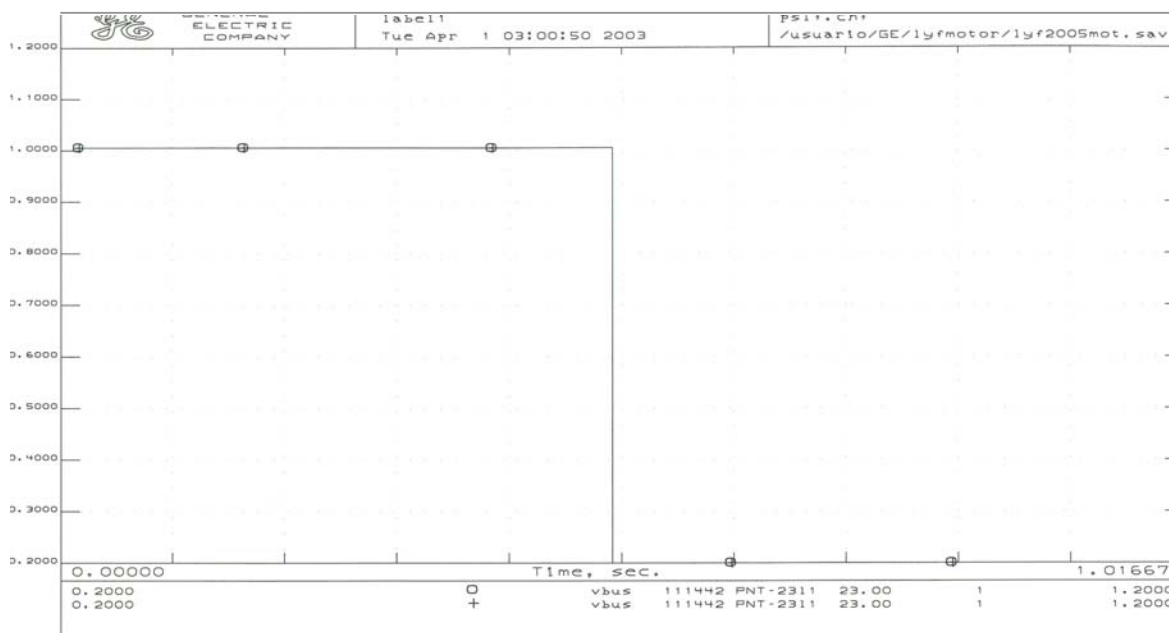


Figura No. 6.12. Violación del criterio de estabilidad. Caída de voltaje post-transitorio mayor al 20% del voltaje inicial y Caída de voltaje final mayor al 10% del voltaje inicial.

## 6.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Con objeto de observar la sensibilidad de algunos nodos considerados críticos en el Área Central, se modificaron parámetros utilizados en las simulaciones anteriores quedando de la siguiente manera:

### 6.6.1 Modelado de Carga

En el segundo modelo de carga, se utiliza el modelo de carga siguiente para toda el Área Central:

Motores pequeños: 50%  
 Motores grandes: 20%  
 Potencia constante: 5%  
 Carga restante: 25%

Esta carga restante se modela de la siguiente manera:

Parte real: Con un exponente de 1.5, haciéndola parte corriente (I) constante y parte impedancia (Z) constante

Parte reactiva: Con un exponente de 2: impedancia constante.

En el tercer modelo de carga, se utiliza el modelo de carga siguiente para toda el Área Central:

Motores pequeños: 40%

Motores grandes:	10%
Carga de Iluminación:	25%
Potencia constante:	5%
Carga restante:	20%

Esta carga restante se modela de la siguiente manera:

Parte real: Con un exponente de 1.5, haciéndola parte corriente (I) constante y parte impedancia (Z) constante

Parte reactiva: Con un exponente de 2: impedancia constante.

### **6.6.2 Tiempos de Liberación de Falla**

Para el análisis en el dominio del tiempo, se consideraron los siguientes tiempos para la liberación de la falla trifásica:

Para el nivel de tensión de **400 kV** se utilizó un tiempo de duración de falla de **6 ciclos**.

Para el nivel de tensión de **230 kV** se utilizó un tiempo de duración de falla de **7 ciclos**

Para los niveles de tensión de **115kV** o menores se utilizó un tiempo de duración de falla de **8 ciclos**.

## **6.7 Análisis del Efecto del tiempo de Liberación de Falla en la Estabilidad de Voltaje del Sistema Eléctrico Nacional**

En las siguientes gráficas se muestran los resultados de estas simulaciones. Es importante mencionar que se mantiene la observación en los nodos AMU-Tall, CSL-115 y PNT-23. La diferencia para el nodo de PNT-23 es que debido a que con la contingencia PNT-MAG se aísla la alimentación a esta zona de nodos para observar el efecto en el modelado de carga y el tiempo de liberación de falla en dicho nodo se aplica la contingencia TEX-PAZ.

### **6.7.1 Caso #4. Impacto del Tiempo de Falla en el nodo AMU-Tall**

En la gráfica 6.13 se muestra el efecto en el nodo AMU-Tall ante los tiempos de liberación de 4 ciclos y de 6 ciclos para la falla de AMU-AMY, en este caso se observa que para una mayor tiempo de liberación de falla el voltaje empieza a disminuir, en determinado momento el sistema no puede soportar estas variaciones y diverge.

### **6.7.2 Caso #5. Impacto del Tiempo de Falla en el nodo PNT-23**

En la gráfica 6.14 se muestra el efecto en el nodo de PNT-23 de diferentes tiempos de liberación de la contingencia TEX-PAZ, se observa un comportamiento similar al del nodo AMU-Tall.

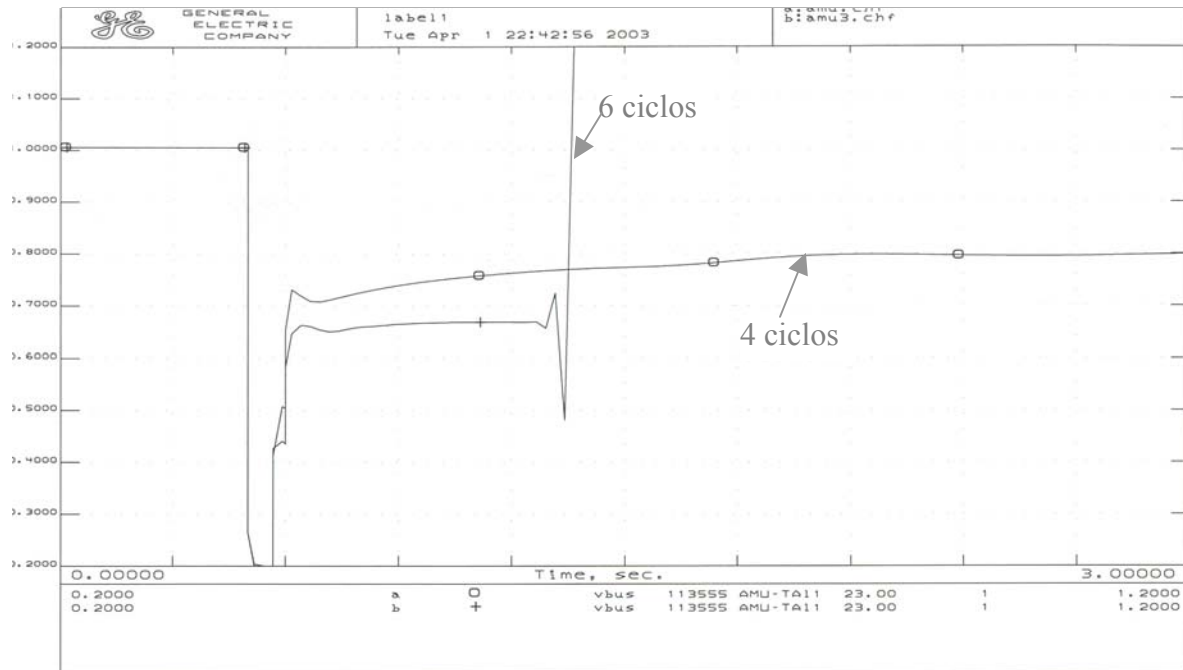


Figura No. 6.13. Efecto del tiempo de liberación en el perfil de voltaje del nodo AMU-Tall1 ante la contingencia AMU-AMY.

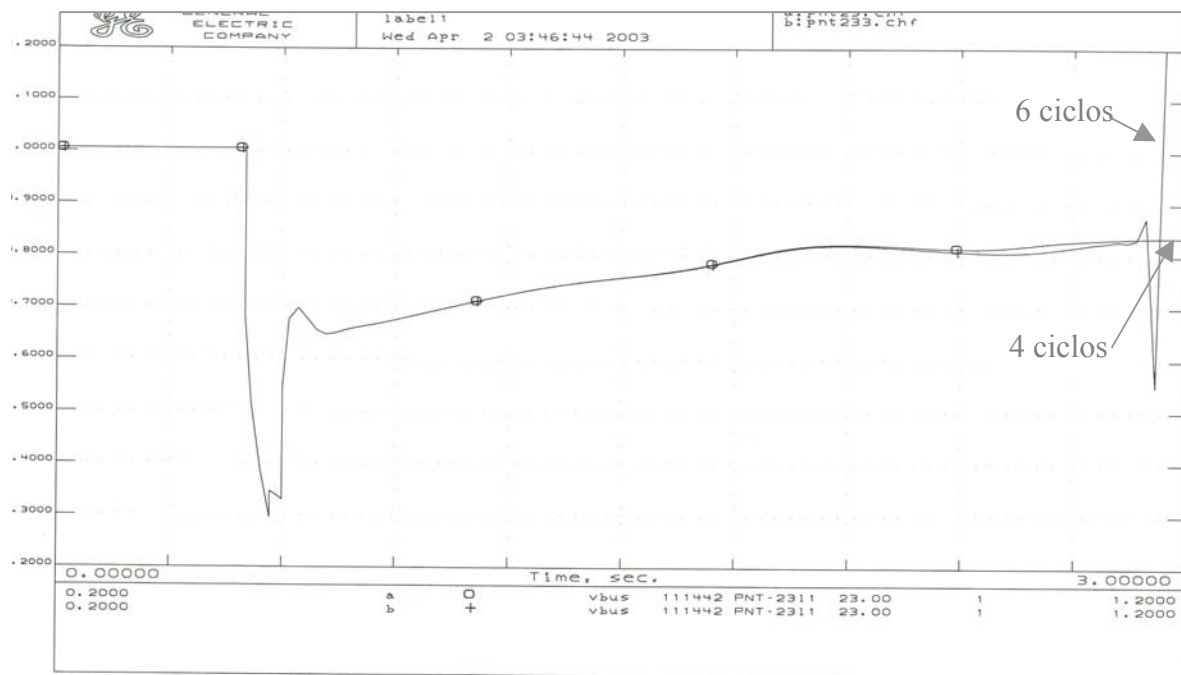


Figura No. 6.14. Efecto del tiempo de liberación en el perfil de voltaje del nodo PNT-2311 ante la contingencia TEX-PAZ.

### 6.7.3 Caso #6. Impacto del Tiempo de Falla en el nodo CSL-115

En la gráfica 6.15 se muestra el efecto en el nodo CSL-115 ante los tiempos de liberación de 6 ciclos y 8 ciclos para la falla de DBC-VRD, en este caso no se observa una gran diferencia entre ambas respuestas ya que el comportamiento oscilatorio se mantiene en ambos casos.

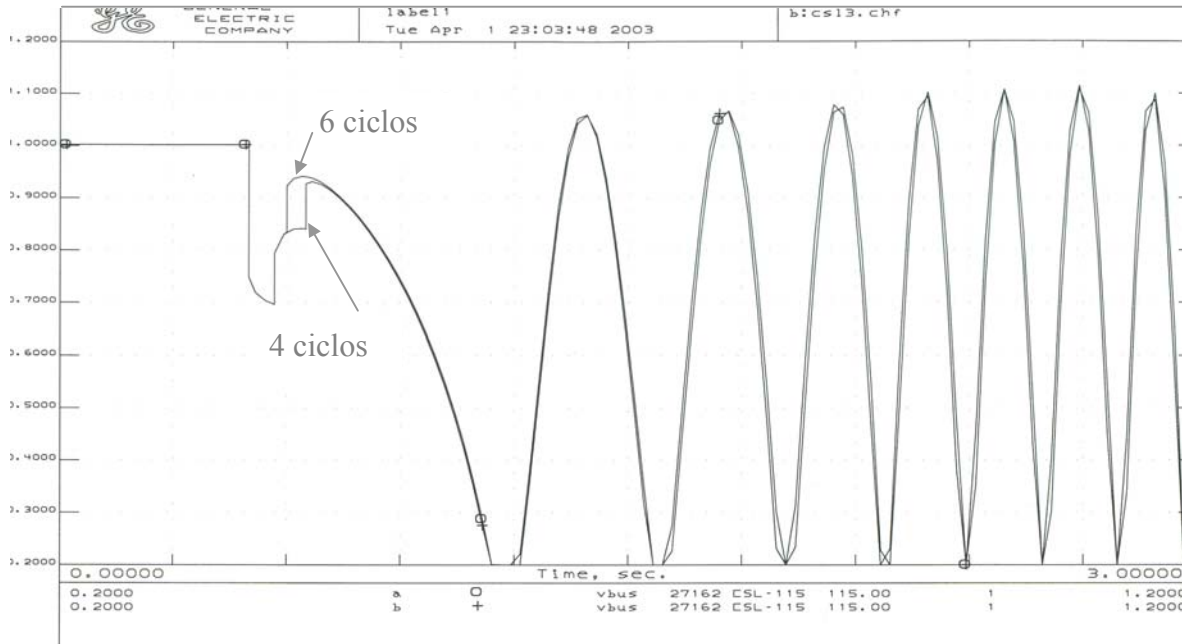


Figura No. 6.15. Efecto del tiempo de liberación en el perfil de voltaje del nodo CSL-115 ante la contingencia DBC-VRD.

## 6.8 Análisis del Efecto del Modelado de Carga en la Estabilidad de Voltaje del Sistema Eléctrico Nacional.

En las siguientes figuras se muestra el efecto del modelado de carga en el SEN, el modelo de carga con 50% de motores se identifica con °, el modelado que incluye 70% de motores se identifica con + finalmente el modelado de 50% de motores + 25% de iluminación se identifica con \*.

### 6.8.1 Casos # 7 y 8. Efecto del Modelo de Carga Nodos AMU-Tal1 y PNT-23

En la gráfica 6.16 se muestra el efecto en el nodo AMU-Tal1 ante los diferentes componentes de carga, se observa que el incremento de motores o la inclusión de la iluminación originan que el sistema se colapse. En la figura 6.17 se muestran el mismo efecto para el nodo PNT-23.

### 6.8.2 Caso #9 Efecto del Modelo de Carga Nodos CSL-115

En la gráfica 6.18 se muestra el efecto en el nodo CSL-115 ante los diferentes componentes de cargas, se observa que el comportamiento oscilatorio se mantiene independientemente de la composición de carga.

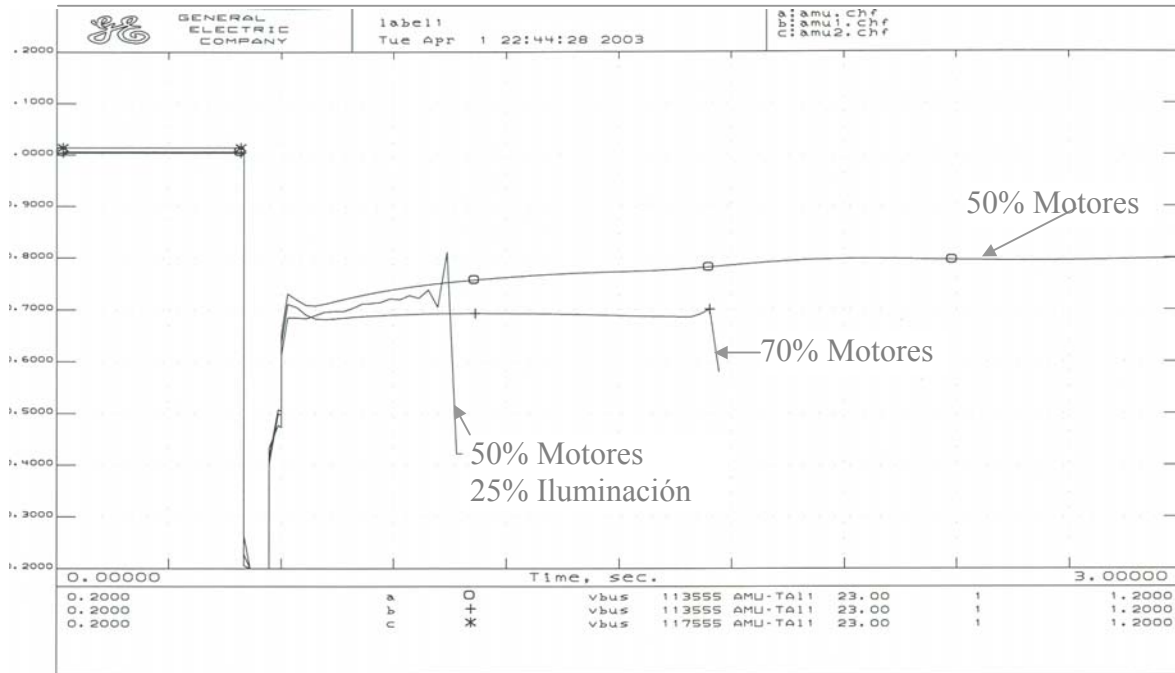


Figura No. 6.16. Efecto del modelado de carga en el perfil de voltaje del nodo AMU-Tall1 ante la contingencia AMU-AMY

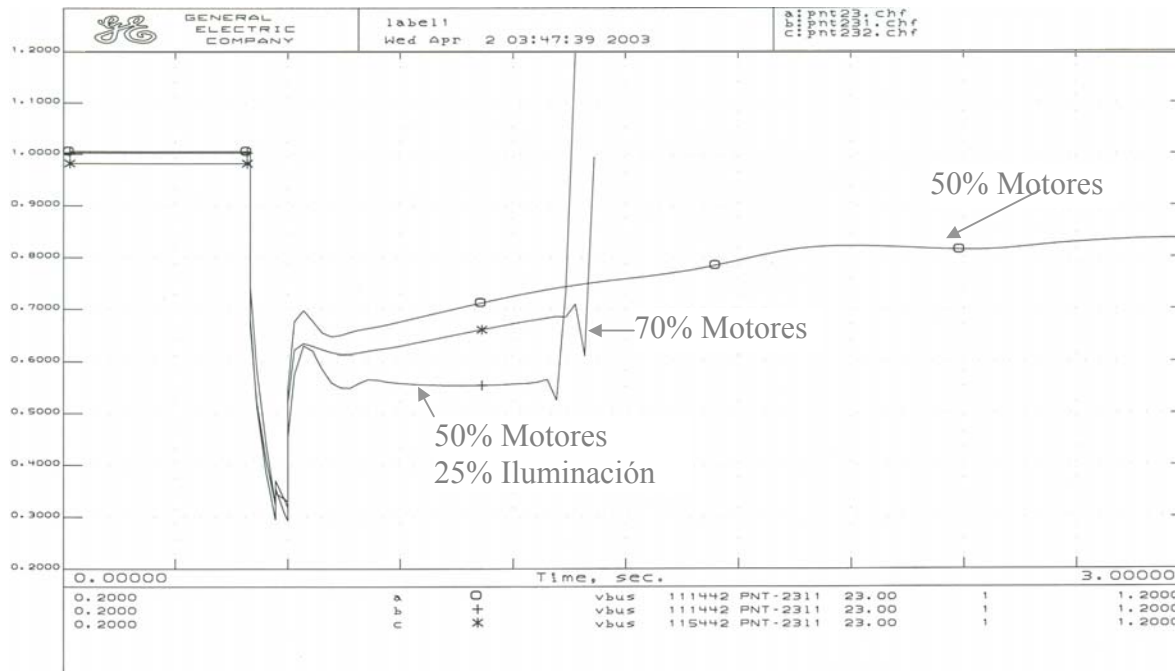


Figura No. 6.17. Efecto del modelado de carga en el perfil de voltaje del nodo PNT-2311 ante la contingencia TEX-PAZ

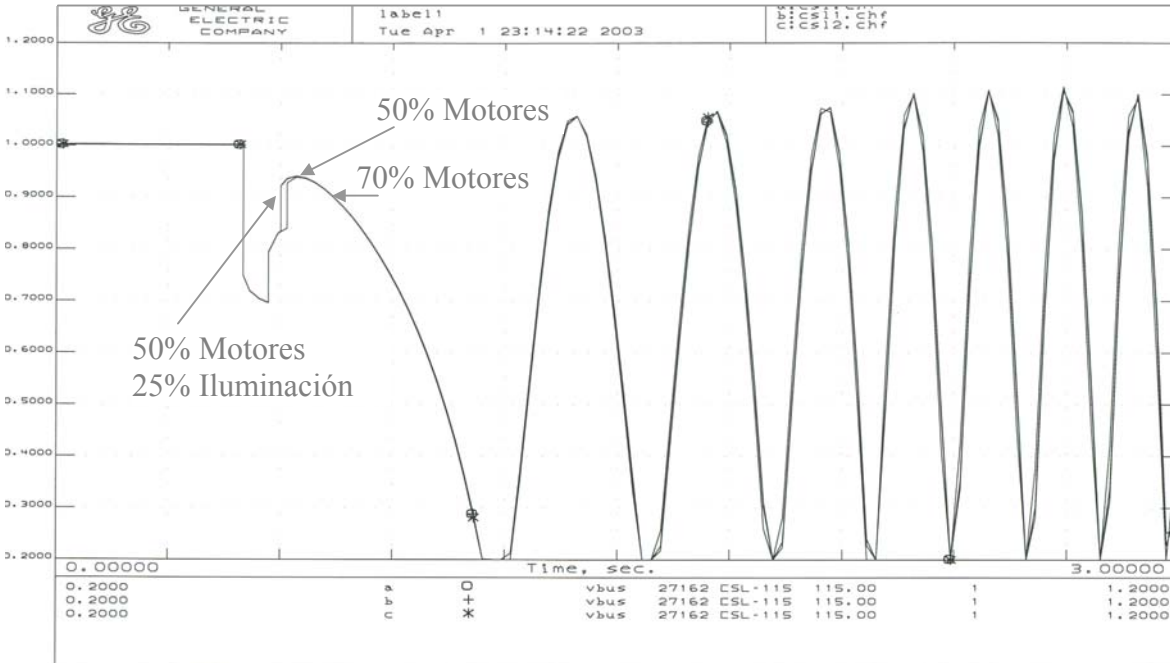


Figura No. 6.18. Efecto del modelado de carga en el perfil de voltaje del nodo CSL-115 ante la contingencia DBC-VRD.

## 6.9 Análisis del Efecto de los Controladores FACTS en la Estabilidad de Voltaje.

Con la identificación de zonas propensas a la inestabilidad de voltaje la conexión de los controladores SMES y STATCOM se centro en estas zonas. Para determinar la ubicación de estos controladores, se probó su ubicación en diferentes puntos de las zonas afectadas, considerando el mejor punto de instalación aquel que solucionará el criterio de voltaje para el mayor número de contingencias críticas. Los resultados obtenidos para cada tipo de controlador se muestran a continuación.

## 6.10 Análisis del Efecto del STATCOM en la Estabilidad de Voltaje.

Como resultado de las simulaciones realizadas con el controlador STATCOM es necesaria la instalación de dos STATCOM de 300 y 100 MVar respectivamente, a continuación se indican los puntos de instalación y las contingencias que soluciona cada controlador. En la figura 6.19 se indican las zonas en las que se eliminan las inestabilidades con la instalación de estos dispositivos.

La mejor ubicación para el STATCOM 1, es el nodo no. 17503 Atlacomulco (ATU-115), en un nivel de tensión de 115kV. La capacidad de este dispositivos es de 300MVar.

<b>Tabla 6.6 Contingencias Solucionadas por el STATCOM 1</b>	
<i>L.T Amomolulco-</i>	<i>(AMU-AMY)</i>
<i>L.T Teotihuacan-Tres Estrellas (TEO-TRT)</i>	
<i>L.T Texcoco-San Lorenzo Potencia (TEX-LRP)</i>	
<i>L.T Texcoco-Tuxpan Vapor (TEX-TUV)</i>	
<i>L.T Texcoco-La Paz (TEX-PAZ)</i>	
<i>L.T Temascal Dos-Juile (TMD-JUI)</i>	
<i>L.T Poza Rica Dos-Poza Rica Uno (PRD-PRI)</i>	
<i>L.T Temascal Dos-Oaxaca Potencia (TMD-OMP)</i>	
<i>L.T Cárdenas II -Peñitas (CDD-PEA)</i>	
<i>L.T Juile-Temascal (JUI-JUIF)</i>	
<i>L.T Amomolulco - Amomolulco Tap (AMU-AMU TAP)</i>	
<i>L.T Actopan -Donato Guerra (ANM-DOG)</i>	
<i>L.T Atlacomulco-Amomolulco (ATU-AMU TAP)</i>	
<i>L.T</i>	<i>-Donato Guerra (EIB-DOG)</i>
<i>L.T Nochistongo-Tepeji (NOC-TEP)</i>	
<i>L.T Hilados y Tejidos-Tepeji (HYT TAP-TEP)</i>	
<i>L.T Cuatla-Yautepec (CUA-YAU)</i>	
<i>Transf. Amomolulco-Amomolulco (AMU-AMUF)</i>	
<i>Transf. Angostura-Angostura(ANG-ANGF)</i>	
<i>Transf. Ixtapa Potencia (ITP-ITPF)</i>	
<i>Transf. Manuel Moreno Torres-Manuel Moreno Torres (MMT-MMT)</i>	
<i>Transf. Tecali-Tecali(TCL-TCL)</i>	
<i>Transf. Nochistongo-Nochistongo(NOC-NOC)</i>	
<i>L.T Zapata-Taxco (ZAP-TXO)</i>	
<i>L.T Iguala-Taxco (IGU-TXO)</i>	
<i>L.T Iguala-Zapata (IGU-ZAP)</i>	
<i>Trans. Zapata-Zapata ( ZAP-ZAP)</i>	



La mejor ubicación para el STATCOM 2, es el nodo no. 19511 Magdalena (MAG-230), en un nivel de tensión de 230kV. La capacidad de este dispositivos es de 100MVar.

<b>Tabla 6.7 Contingencias Solucionadas por el STATCOM 2</b>
<i>L.T Jamaica-Merced (JAM-MER)</i>
<i>Transf. Nochistongo-Nochistongo(NOC-NOC)</i>
<i>L.T Magdalena-Sn. Andrés (MAG-ANS)</i>
<i>L.T Apasco-Juando (APA-JUA)</i>
<i>L.T Pantitlán- Magdalena (PNT-MAG)</i>
<i>L.T Alzate-Toluca (ALZ-TOL)</i>

Se realizo la colocación de un STATCOM en la zona 222, con la finalidad de solucionar las contingencias mencionadas en la tabla 6.8. El soporte de potencia reactiva no soluciona los problemas de oscilación ocasionados por estas contingencias. Debido a lo anterior se monitoreo el ángulo de las máquinas involucradas en dichas contingencias, éstas simulaciones arrojaron un problema de inestabilidad angular, la cuál ocasiona la inestabilidad de voltaje.

<b>Tabla 6.8Contingencias No Solucionadas</b>
<i>L.T Temascal Dos-Oaxaca Potencia (TMD-OMP)</i>
<i>L.T Temascal Dos-Temascal Hidro (TMD-TMH)</i>
<i>L.T Temascal Uno- (TMU-CSL)</i>

# AREA CENTRAL AÑO 2005

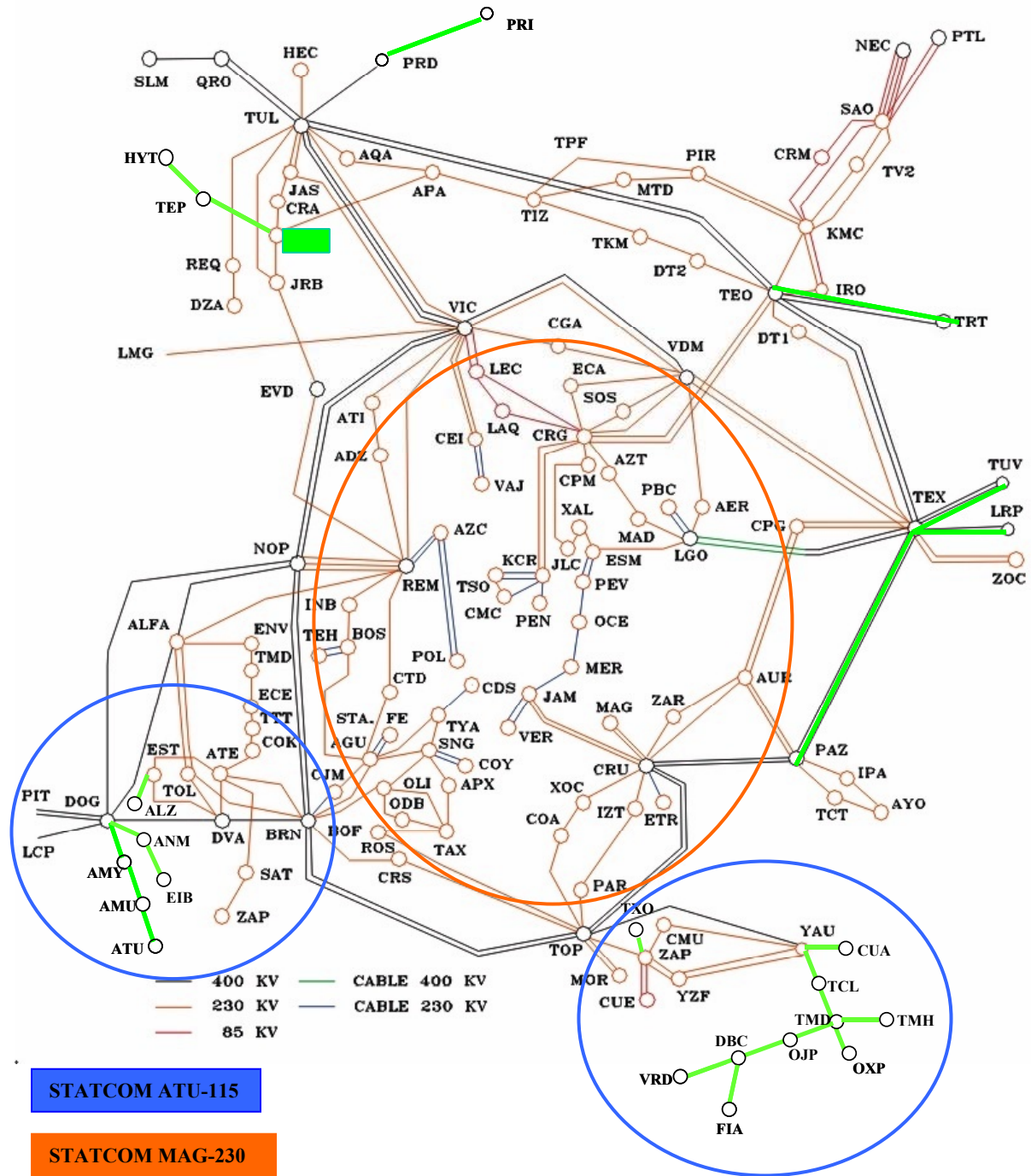


Figura No.6.19 Zonas de Influencia de dos STATCOM's que resuelven la Inestabilidad de Voltaje.

### 6.10.1 Caso #10. Influencia del STATCOM 1

Con la finalidad de mostrar el beneficio de la instalación del STATCOM en el nodo 17503 ATU-115, en el perfil de voltaje del sistema en la figura 6.20 se muestra el comportamiento del nodo AMY-Tal1 ante la contingencia de AMU-AMY. El nivel de voltaje final del nodo AMY-Tal1 ante esta contingencia sin la conexión del STATCOM es de 0.8 pu, como se puede observar en la figura 6.13. Con la instalación del STATCOM el nivel de voltaje final es de 0.92 pu.

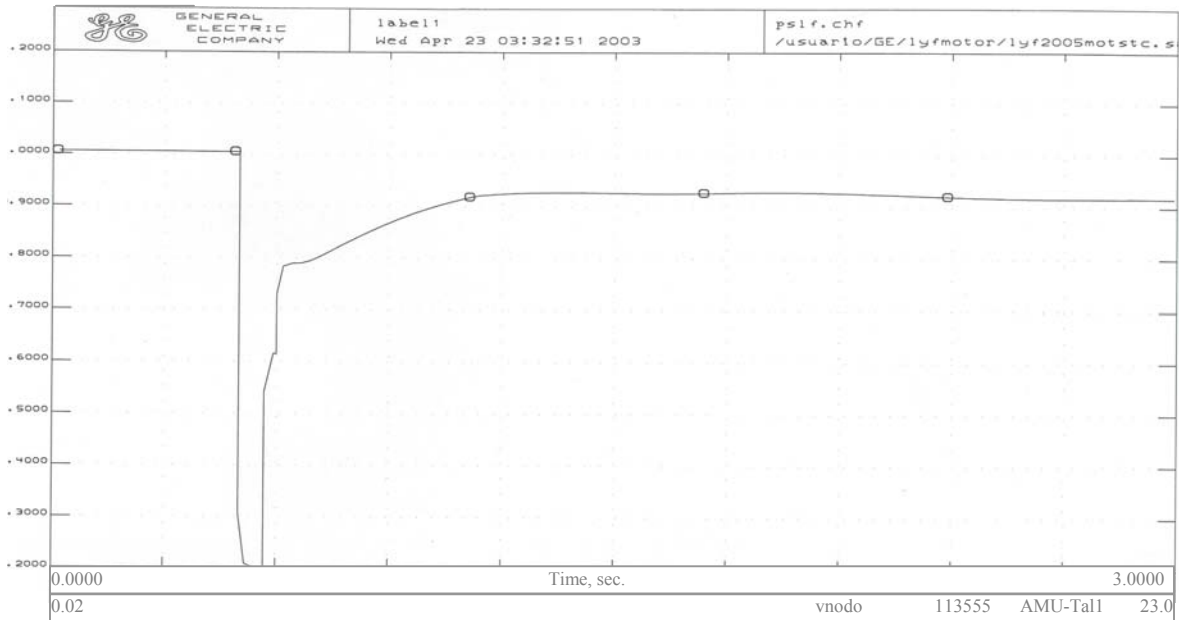


Figura No. 6.20. Efecto del STATCOM 1 en el perfil de voltaje del nodo AMU-Tal1 ante la contingencia AMU-AMY

### 6.10.2 Caso #11. Influencia del STATCOM 2

Con la finalidad de mostrar el beneficio de la instalación del STATCOM en el nodo 19511 MAG-230, en el perfil de voltaje del sistema, en la figura 6.21 se muestra el comportamiento del nodo PNT-2311 ante la contingencia de TEX-PAZ. El nivel de voltaje final del nodo PNT-2311 ante esta contingencia sin la conexión del STATCOM es de 0.84 pu, como se puede observar en la figura 6.14 Con la instalación del STATCOM el nivel de voltaje final es de 1.05 pu.

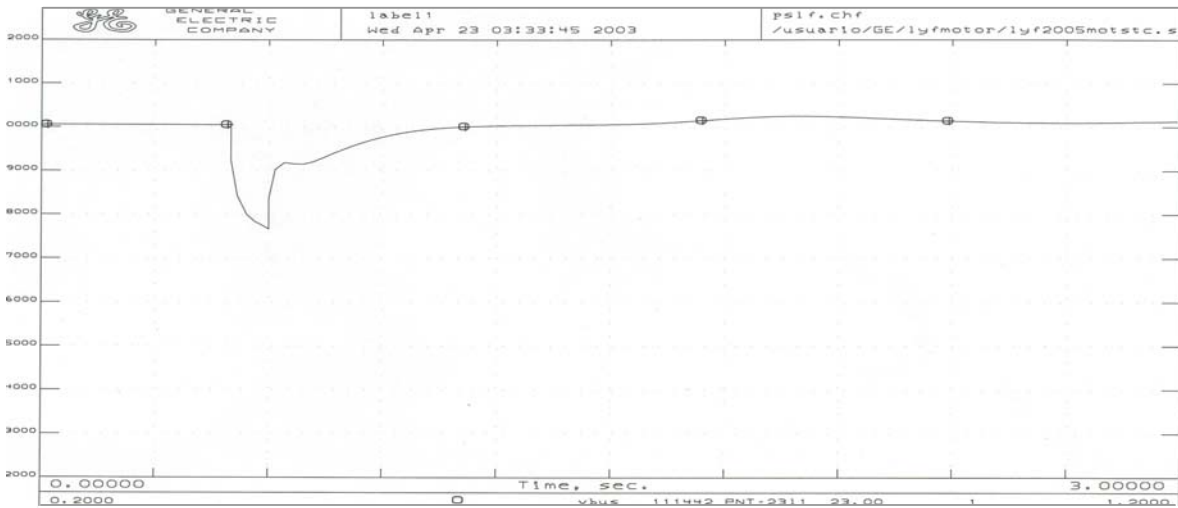


Figura No. 6.21. Efecto del STATCOM 2 en el perfil de voltaje del nodo PNT-2311 ante la contingencia TEX-PAZ

### 6.10.3 Caso #12. Inestabilidad Angular

Existen tres contingencias que no se resuelven con la instalación de los STATCOM's, debido a esto se monitoreo el ángulo de las máquinas involucradas en dichas contingencias, éstas simulaciones arrojaron un problema de inestabilidad angular, la cuál ocasiona la inestabilidad de voltaje. El problema se presenta por la pérdida de sincronismo de las unidades dos y cinco de la central de Dos Bocas, esto se observa en la figura 6.22

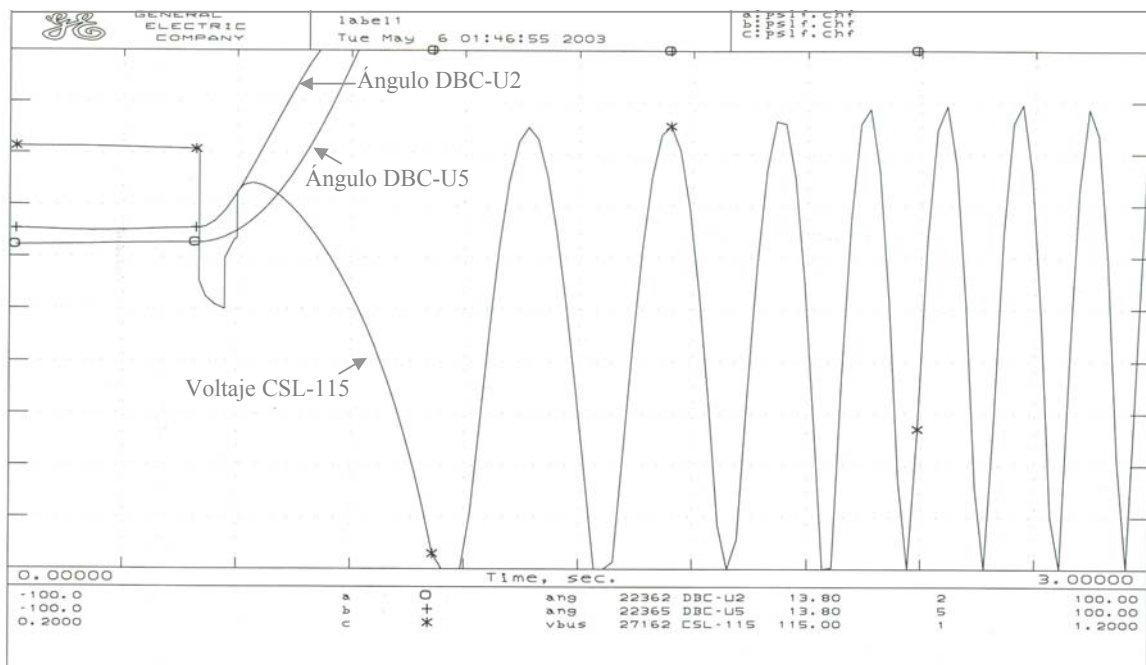


Figura No. 6.22 Inestabilidad de Voltaje debido a la Pérdida de Estabilidad

## 6.11 Análisis del Efecto del SMES en la Estabilidad de Voltaje.

Como resultado de las simulaciones realizadas con el controlador SMES se obtuvieron los siguientes resultados. Se conectaron seis SMES de 8 MVAr cada uno en los siguientes nodos:

- ❖ 15001 AMU-23
- ❖ 15017 ATU-23
- ❖ 15404 ANS-23
- ❖ 15429 MAG-23
- ❖ 15442 PNT-23
- ❖ 15802 CUE-23B

Los SMES conectados en los nodos 15001,15017 y 15802 incrementan el perfil de voltaje en los nodos del sistema para las contingencias de la tabla 6.9, sin embargo la mayoría de los nodos permanecen por abajo del 10% del voltaje inicial.

<b>Tabla 6.9 Contingencias Mejoradas por los SMES ubicados en: AMU-23, ATU-23 y CUE-23</b>
<i>L.T Amomolulco- (AMU-AMY)</i>
<i>L.T Teotihuacan-Tres Estrellas (TEO-TRT)</i>
<i>L.T Temascal Dos-Juile (TMD-JUI)</i>
<i>L.T Poza Rica Dos-Poza Rica Uno (PRD-PRI)</i>
<i>L.T Temascal Dos-Oaxaca Potencia (TMD-OMP)</i>
<i>L.T Cárdenas II -Peñitas (CDD-PEA)</i>
<i>L.T Juile-Temascal (JUI-JUIF)</i>
<i>L.T Amomolulco - Amomolulco Tap (AMU-AMU TAP)</i>
<i>L.T Actopan -Donato Guerra (ANM-DOG)</i>
<i>L.T Atlacomulco-Amomolulco (ATU-AMU TAP)</i>
<i>L.T -Donato Guerra (EIB-DOG)</i>
<i>L.T Nochistongo-Tepeji (NOC-TEP)</i>
<i>L.T Hilados y Tejidos-Tepeji (HYT TAP-TEP)</i>
<i>L.T Cuatla-Yautepec (CUA-YAU)</i>
<i>Transf. Amomolulco-Amomolulco (AMU-AMUF)</i>
<i>Transf. Angostura-Angostura(ANG-ANGF)</i>
<i>Transf. Ixtapa Potencia (ITP-ITPF)</i>
<i>Transf. Manuel Moreno Torres-Manuel Moreno Torres (MMT-MMT)</i>
<i>Transf. Tecali-Tecali(TCL-TCL)</i>
<i>L.T Zapata-Taxco (ZAP-TXO)</i>
<i>L.T Iguala-Taxco (IGU-TXO)</i>
<i>L.T Iguala-Zapata (IGU-ZAP)</i>
<i>Trans. Zapata-Zapata ( ZAP-ZAP)</i>

Los SMES conectados en los nodos 15404,15429 y 15442 solucionan las siguientes contingencias:

<b>Tabla 6.10 Contingencias Solucionadas por los SMES ubicados en: ANS-23D, MAG-23C y PNT-23A</b>
<i>L.T Jamaica-Merced (JAM-MER)</i>
<i>Transf. Nochistongo-Nochistongo(NOC-NOC)</i>
<i>L.T Magdalena-Sn. Andrés (MAG-ANS)</i>
<i>L.T Apasco-Juando (APA-JUA)</i>
<i>Transf. Nochistongo-Nochistongo(NOC-NOC)</i>
<i>L.T Texcoco-San Lorenzo Potencia (TEX-LRP)</i>
<i>L.T Texcoco-Tuxpan Vapor (TEX-TUV)</i>
<i>L.T Pantitlán- Magdalena (PNT-MAG)</i>
<i>L.T Texcoco-La Paz (TEX-PAZ)</i>
<i>L.T Nochistongo-Tepeji (NOC-TEP)</i>
<i>L.T Hilados y Tejidos-Tepeji (HYT TAP-TEP)</i>
<i>L.T Alzate-Toluca (ALZ-TOL)</i>

La conexión de un dispositivo SMES en el nodo de Pantitlán 15442, evita que se aíslen los nodos de área central cuando se presenta la contingencia MAG-PNT. La conexión de los SMES en Pantitlán, Magdalena y San Andres permiten solucionar un número importante de contingencias de área central.

La contingencias que se producen debido a la pérdida de sincronismo de las dos unidades generadoras de Dos Bocas se mantienen con la instalación de los dispositivos SMES. En la figura 6.23 se indican las zonas en las que se eliminan las inestabilidades con la instalación de estos dispositivos y las zonas en las que se mejora el perfil de voltaje.

# AREA CENTRAL AÑO 2005

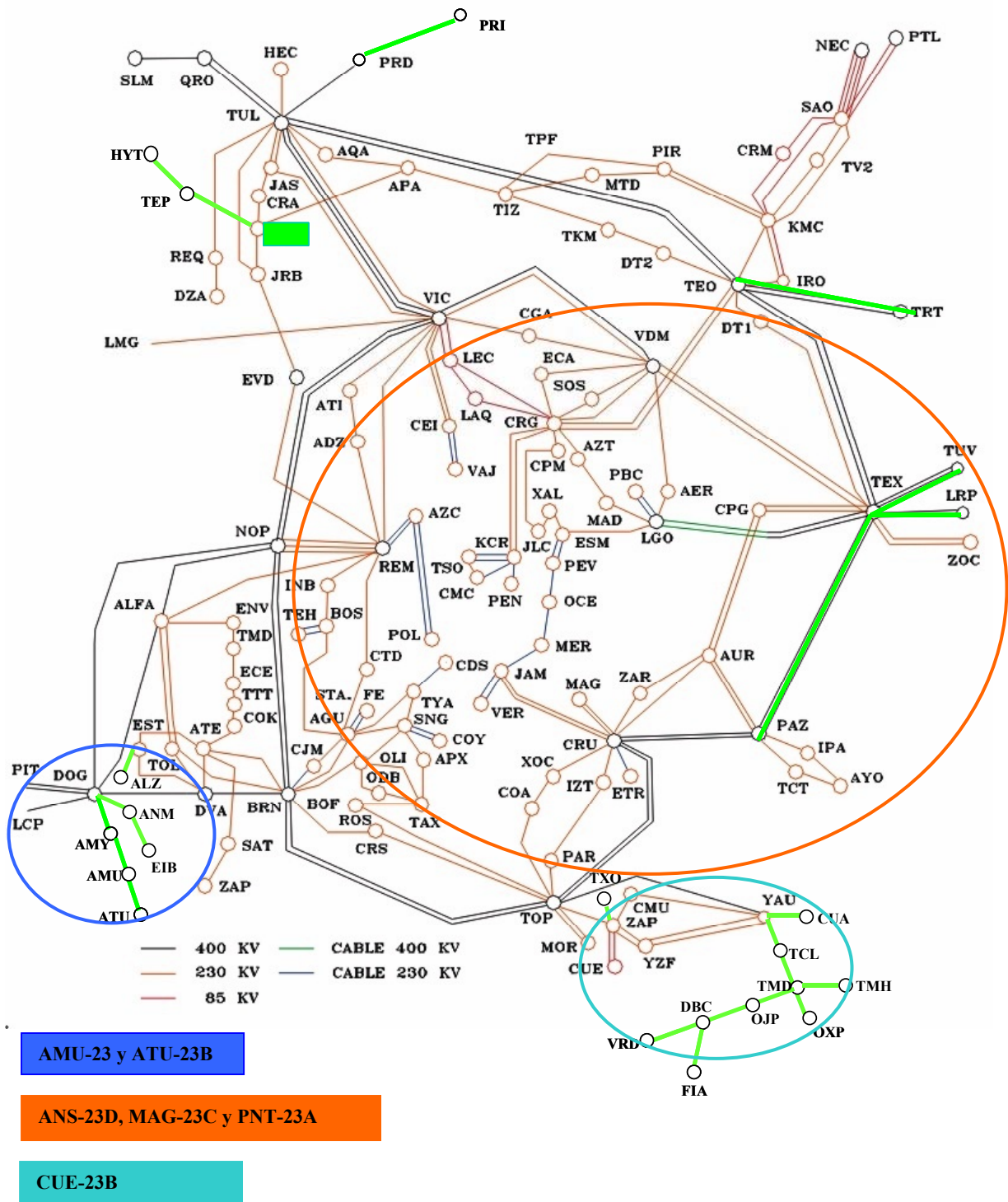


Figura No. 6.23 Zonas de Influencia de seis SMES que resuelven o mejoran la Inestabilidad de Voltaie.

### 6.11.1 Caso #13. Influencia de los SMES instalados en AMU, ATU y CUE

Con la finalidad de mostrar el beneficio de la instalación de dos SMES en los nodos AMU-23 y ATU-23B, en el perfil de voltaje del sistema en la figura 6.24 se muestra el comportamiento del nodo AMY-Tal1 ante la contingencia de AMU-AMY. El nivel de voltaje final del nodo AMY-Tal1 ante esta contingencia sin la conexión del SMES es de 0.8 pu, como se puede observar en la figura 6.13. Con la instalación del SMES el nivel de voltaje final es de 0.86 pu. Por lo tanto la violación al criterio de estabilidad de voltaje se mantiene.



Figura No. 6.24. Efecto los SMES conectados en AMU-23 y ATU-23 en el perfil de voltaje del nodo AMU-Tal1 ante la contingencia AMU-AMY



### 6.11.2 Caso #14 Influencia de los SMES instalados en ANS, MAG y ANS

Con la finalidad de mostrar el beneficio de la instalación de los tres SMES en los nodos ANS-23, MAG-23 y PNT-23<sup>a</sup>, en el perfil de voltaje del sistema, en la figura 6.25 se muestra el comportamiento del nodo PNT-2311 ante la contingencia de TEX-PAZ. El nivel de voltaje final del nodo PNT-2311 ante esta contingencia sin la conexión del SMES es de 0.84 pu, como se puede observar en la figura 6.14. Con la instalación de los SMES el nivel de voltaje final es de 1.05 pu.

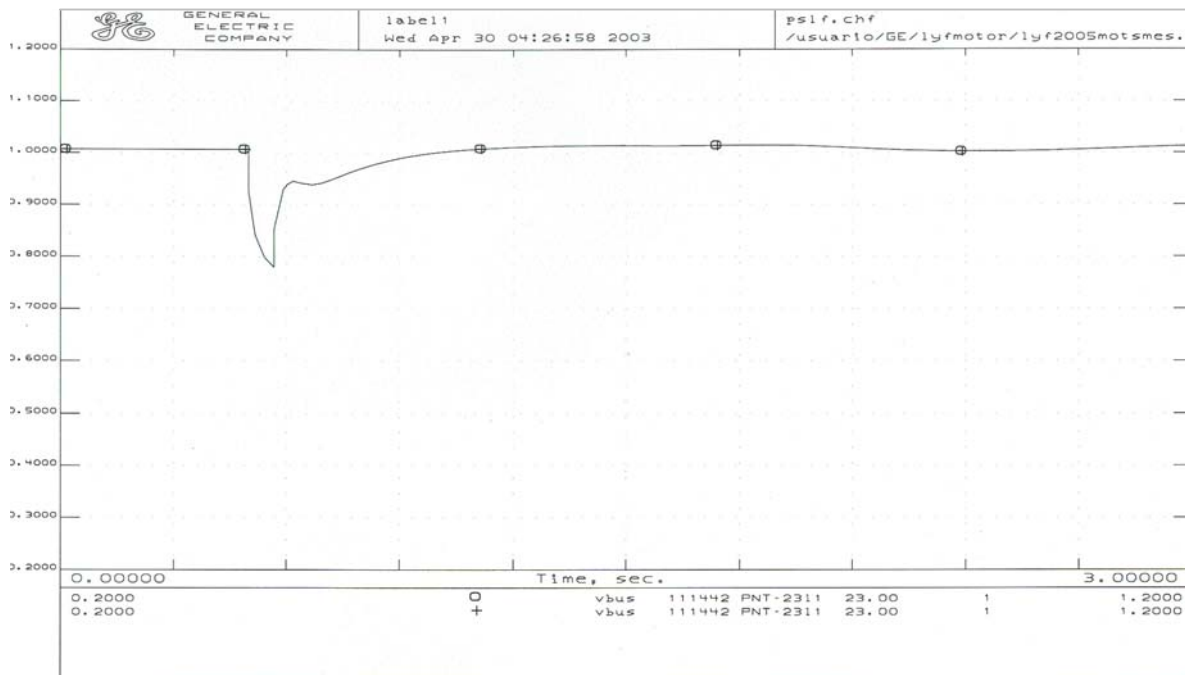


Figura No.6.25. Efecto de los SMES conectados en PNT-23A, ANS-23D y MAG-23C en el perfil de voltaje del nodo PNT-2311 ante la contingencia TEX-PAZ

### 6.12 Análisis del Efecto del SMES y STATCOM en la Estabilidad de Voltaje.

En las simulaciones anteriores se analizó el beneficio obtenido con la instalación de ambos dispositivos por separado. Se observa que el efecto de un STATCOM en la subestación Magdalena produce un beneficio similar a la instalación de tres SMES en los nodos de Magdalena, San Andres y Pantitlán.

Si consideramos que la capacidad de los tres SMES(24MVA<sub>r</sub>) es menor que la del STATCOM se considerará mejor solución la producida por los SMES. Debido a que el STATCOM ubicado en ATU-115 soluciona la mayoría de las contingencias se realizan las ultimas simulaciones considerando este dispositivo conectado y los tres SMES mencionados anteriormente.

### 6.12.1 Caso #15 Influencia de los Controladores en el Nodo AMU-TA11

Con la finalidad de mostrar el beneficio de la instalación del STATCOM en el nodo 19511 MAG-230 y la instalación de los tres SMES en los nodos ANS-23, MAG-23 y PNT-23<sup>a</sup>, en el perfil de voltaje del sistema, en la figura 6.26 se muestra el comportamiento del nodo AMU-TA11 ante la contingencia de AMU-AMY. El nivel de voltaje final del nodo AMU-TA11 ante esta contingencia sin la conexión de los controladores es de 0.80 pu, como se puede observar en la figura 6.13. Con la instalación e los controladores el nivel de voltaje final es de 0.92 pu.

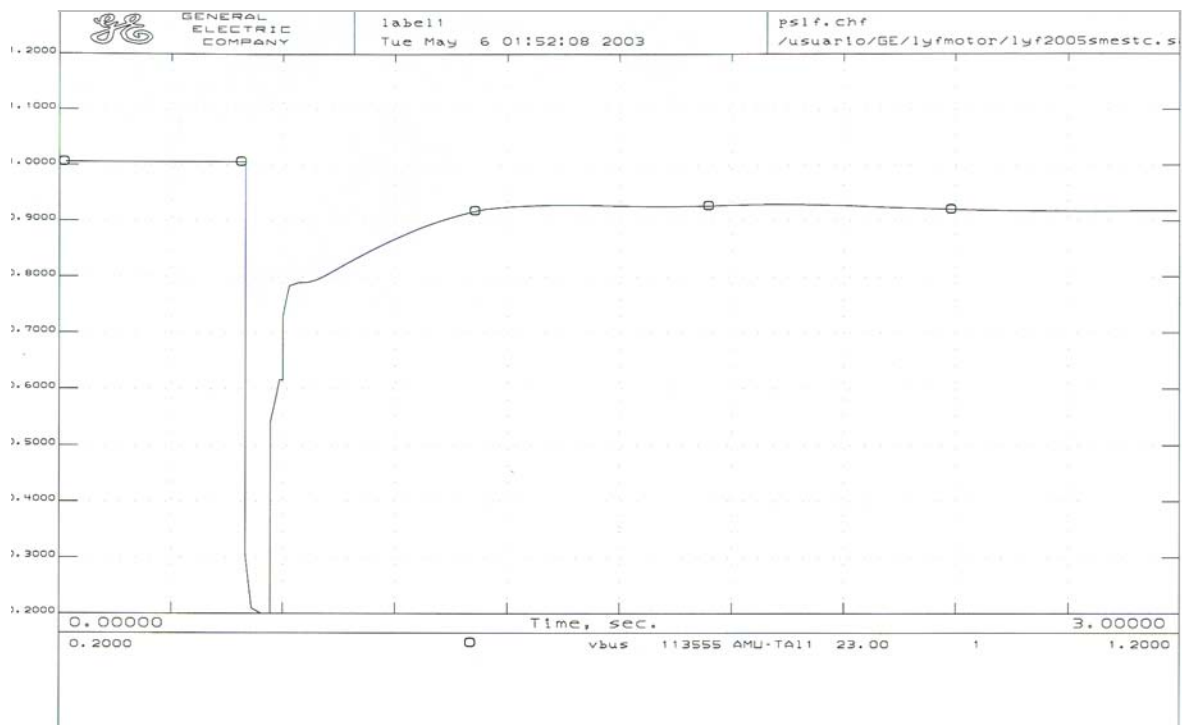


Figura No. 6.26 Efecto del STATCOM conectado en ATU-115 y de los SMES conectados en PNT-23A, ANS-23D y MAG-23C en el perfil de voltaje del nodo AMU-TA11 ante la contingencia AMU-AMY

### 6.12.2 Caso #16 Influencia de los Controladores en el Nodo PNT-2311

Con la finalidad de mostrar el beneficio de la instalación del STATCOM en el nodo ATU-115 y de los tres SMES en los nodos ANS-23, MAG-23 y PNT-23<sup>a</sup>, en el perfil de voltaje del sistema, en la figura 6.27 se muestra el comportamiento del nodo PNT-2311 ante la contingencia de TEX-PAZ. El nivel de voltaje final del nodo PNT-2311 ante esta contingencia sin la conexión de los controladores es de 0.84 pu, como se puede observar en la figura 6.14. Con la instalación de los dispositivos el nivel de voltaje final es de 1.05 pu.

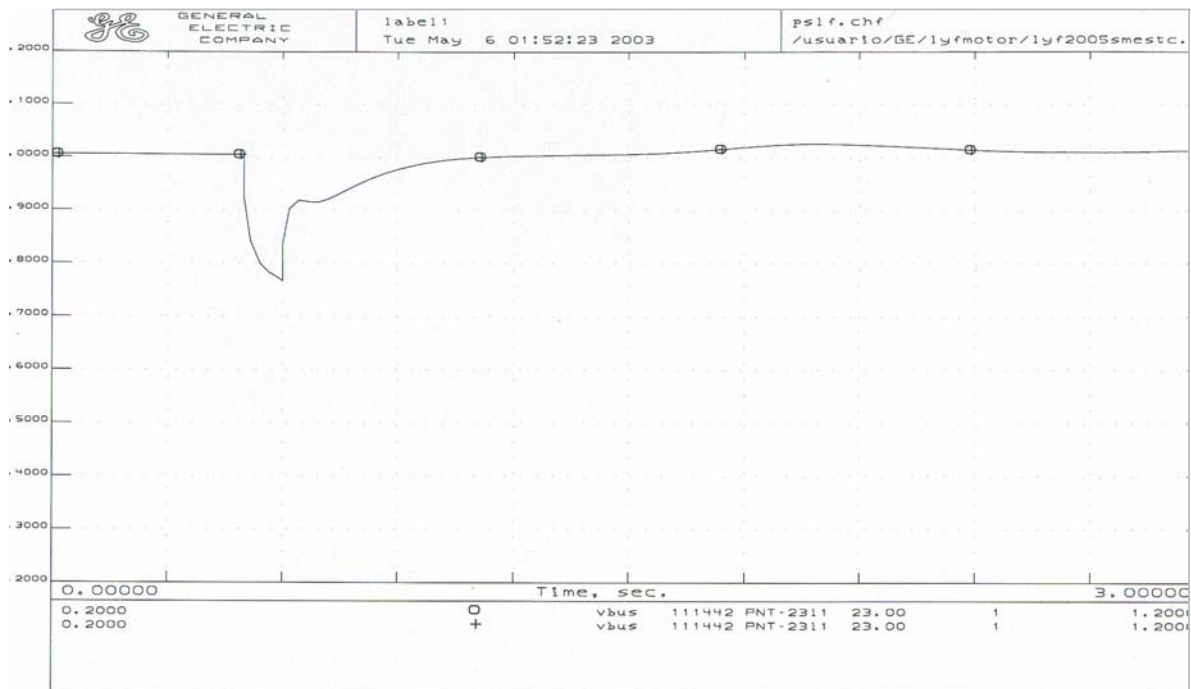


Figura No. 6.27 Efecto del STATCOM conectado en ATU-115 y de los SMES conectados en PNT-23A, ANS-23D y MAG-23C en el perfil de voltaje del nodo PNT-2311 ante la contingencia AMU-AMY



# CAPÍTULO 7

## CONCLUSIONES, CONTRIBUCIONES Y RECOMENDACIONES

### 7.1 Conclusiones

Con las simulaciones realizadas en el capítulo cuatro se demuestra que la omisión del modelado detallado de los elementos de la red y el uso de un modelo generalizado de carga en los estudios de estabilidad de voltaje, evitan conocer la respuesta real del perfil de voltaje de la red bajo estudio ante disturbios.

Se comprueba que la respuesta post-disturbio de la red eléctrica varía en función del modelo de carga empleado, al comparar el modelo de carga ZIP con el modelo de carga desagregado (motor de inducción, bombas, bancos de capacitores y lámparas de descarga). Se concluye que la inclusión del modelo del motor de inducción y la iluminación ocasionan una menor recuperación en el perfil de voltaje del sistema en comparación con el modelo de carga convencional, que arroja resultados más conservadores[44,45].

En el capítulo cinco se realizaron simulaciones en una red de prueba sin soporte de potencia reactiva para comprobar el impacto de los dispositivos FACTS: SMES y STATCOM en la estabilidad de voltaje. La operación de un SMES de 8 MVAR reduce la magnitud de la primera oscilación con lo cual se elimina la acción del transformador con cambiador automático de tap's (TCAT) y del limitador de sobreexcitación del generador (LSE). El SMES reduce las oscilaciones post-falla y mejora el nivel de voltaje final.

El beneficio del STATCOM se comprobó al conectar un dispositivo de 100 MVAR en la red de prueba. En este caso el dispositivo amortigua por completo la falla en la línea de enlace, evitando con esto la operación del TCAT y del LSE, por lo cuál el perfil de voltaje post-falla se mantiene igual al nivel de pre-falla. En el capítulo seis se analizó un escenario de demanda máxima del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con la finalidad de identificar problemas de estabilidad de voltaje, los cuales se solucionan con la conexión del SMES y el STATCOM, como se explica más adelante.

Para validar la identificación de zonas con tendencia a la inestabilidad de voltaje, se emplearon las técnicas de análisis modal y análisis dinámico. Al comparar los resultados obtenidos por ambas metodologías se concluye, que es conveniente para estudios de estabilidad de voltaje realizar primero el análisis modal para una rápida identificación de los nodos con tendencia a la inestabilidad de voltaje y posteriormente aplicar el estudio en el dominio del tiempo para analizar el perfil de voltaje dinámico en dichos nodos, determinar la causa de la inestabilidad de voltaje y comprobar el beneficio de las medidas correctivas aplicadas.

Con las simulaciones efectuadas con el escenario del Sistema Eléctrico Nacional se comprobó la sensibilidad al modelo de carga y al tiempo de liberación de falla, concluyéndose que para un mayor tiempo de liberación de falla, una mayor concentración de motores y la inclusión de carga de iluminación los nodos incrementan su tendencia al colapso de voltaje.

Con la finalidad de analizar el beneficio técnico de la conexión de los dispositivos SMES y STATCOM para soporte de voltaje en el Área Central del SEN, una vez identificadas las zonas críticas, se analizó la respuesta de la red ante la conexión de dichos dispositivos de forma independiente.

Con la conexión de dos STATCOM de 300 y 100 MVar en los nodos de Atlacomulco y Magdalena se resuelven todas las contingencias críticas que provocan una inestabilidad de voltaje. La conexión de seis SMES solo soluciona 12 de las xx contingencias críticas.

Debido a que los tres SMES conectados en los nodos de Pantitlán, Magdalena y San Andrés respectivamente corrigen un número mayor de contingencias críticas que el STATCOM conectado en Magdalena, se decidió que los SMES son una mejor solución para estas zonas. Se considera que desde el punto de la capacidad nominal de los controladores FACTS, resulta más económico la instalación de tres SMES de 8MVar c/u contra un STATCOM de 100MVar.

En el caso de los tres SMES conectados en los nodos de Atlacomulco, Amomolulco y Cuernavaca (no resuelven solo mejoran) tal vez convenga revisar la redacción, ya que te puedenpreguntar que se entiende por 'resolver' y por 'mejorar' las 23 contingencias críticas, mientras que el STATCOM conectado en Atlacomulco resuelve todas las contingencias críticas de estas zonas, por lo tanto se concluye que la mejor solución es la conexión del STATCOM de 300 MVar. En resumen, la mejor solución para el problema de estabilidad de voltaje en el área central es una combinación de ambos tipos de dispositivos, la conexión de un STATCOM en el nodo de Atlacomulco y tres SMES en los nodos de Pantitlán, Magdalena y San Andres.

## 7.2 Contribuciones

- ❖ Actualmente se cuenta con diferentes herramientas para determinar la estabilidad de voltaje de los sistemas de Potencia. Sin embargo en la mayoría de las simulaciones se emplea un modelo ZIP para la representación de carga, por lo cuál la respuesta de la carga ante las variaciones del voltaje está en función de los exponentes de dicho modelos. **En el presente trabajo se incluye una carga detallada considerando el efecto de motores grandes, motores pequeños, iluminación y un porcentaje de carga ZIP. Mediante las simulaciones efectuadas se demostró la importancia de representar la carga de forma detallada e incluir el modelado detallado de los elementos de la red, con lo esto se obtiene una respuesta mucho más realista del comportamiento de un SEP en la estabilidad de voltaje.**
- ❖ En el SEN actualmente se tienen en operación varios CEV's, los cuales se consideran como dispositivos FACTS. Mediante las simulaciones efectuadas se observa beneficio de considerar la conexión de los dispositivos FACTS del tipo: SMES y STATCOM. **Se concluye que el tiempo de respuesta y el rango de operación de estos dos dispositivos mejoran la operación de un CEV, aunado a la ventaja de poder suministra durante algunos ciclos potencia activa al sistema.**
- ❖ Con las simulaciones realizadas se comprueba el beneficio producido por la instalación de los controladores, **ambos controladores solucionan un número específico de contingencias críticas de forma independiente, sin embargo se concluyó que la mejor solución al problema de estabilidad de voltaje para el área central es la operación conjunta de un STATCOM y tres SMES.**
- ❖ En los estudios de estabilidad de voltaje se emplean las técnicas del análisis modal o las curvas V-P, Q-V generalmente. **En esta tesis se validan los resultados obtenidos mediante análisis modal con los resultados obtenidos en el dominio del tiempo con lo cuál se identificaron los puntos susceptibles a una inestabilidad de voltaje, así como los nodos candidatos a la aplicación de acciones remediales. Por lo cuál se considera como contribución importante la identificación de zonas con tendencia a la inestabilidad de voltaje en las Áreas Occidental, Peninsular y Central.**

### 7.3 Recomendaciones y Trabajos Futuros

- ❖ En este trabajo se emplea el modelo de carga detallada para el área central del SEN con la finalidad de obtener un comportamiento de la estabilidad de voltaje lo más apegado posible a la realidad. Con las simulaciones efectuadas se concluye que el modelo de carga impacta de forma importante a la estabilidad de voltaje del sistema, por lo tanto, la representación de carga debe ser lo más cercano a la realidad para mejorar el análisis efectuado. Por lo que se recomienda como trabajo futuro *realizar una investigación sobre la tipificación de la carga en los centros de demanda más importantes del Sistema Eléctrico Nacional, con objeto de contar con modelos de carga característicos de nuestro país.*
- ❖ Generalmente los estudios de estabilidad de voltaje se realizan en estado estable mediante la técnica de análisis modal, en este trabajo se analizó la estabilidad de voltaje del escenario bajo prueba mediante esta técnica pero se realizó la validación de los resultados obtenidos mediante el estudio en el dominio del tiempo, *se recomienda el uso de ambas metodologías con la finalidad de validar y corroborar los resultados obtenidos.*
- ❖ Con la finalidad de solucionar los problemas de estabilidad de voltaje mediante el control de la potencia reactiva, esta tesis se concentró en los controladores FACTS para soporte de voltaje SMES y STATCOM, sin embargo la aplicación de los dispositivos FACTS tiene un campo aplicación mucho mayor, *por lo cuál trabajos futuros pueden probar la aplicabilidad de otros controladores FACTS en el Sistema Eléctrico Mexicano. Particularmente aquellos cuya madurez tecnológica los convierte en productos comerciales*
- ❖ Debido a lo complejo del escenario del Sistema Eléctrico Nacional y el tiempo de realización de esta tesis, se concentró el soporte de voltaje al Área Central, *sin embargo como trabajos futuros se puede plantear el soporte de voltaje para el Área Peninsular y el Área Occidental (Regiones identificadas en este trabajo con inestabilidades de voltaje)*
- ❖ Ante la creciente demanda de energía eléctrica, actualmente existe la necesidad de un mejor aprovechamiento de la infraestructura existente en la transmisión de energía eléctrica, por lo cuál la tecnología FACTS incrementa su aplicación a nivel internacional. La familiarización con estos dispositivos (funcionamiento, modelado, controles), *permitirá la implementación física de estos dispositivos en el Sistema eléctrico Nacional obteniéndose mejoras en la estabilidad de voltaje, estabilidad angular y operación dinámica de la red.*



# REFERENCIAS

- [1] Pinto H, Martins N. ***“Modal Analysis for Voltage Stability: Application at Base Case and Point of Collapse”*** CEPEL Repor
- [2] R. Austria, X, Xu, M. Power. ***“Voltage Stability Assessment of the National Grid System Using Modern Analytical Tools”***, IEEE 0-7803-7287-5/01
- [3] P.Kundur, B. Gao ***“Practical Application of Modal Analysis for Increasing Voltage Stability Margins”***, APT-15 373, Athens , Greece, Sep. 1993.
- [4] W. Xu, Y. Mansour ***“Voltage Stability Analysis Using Generic Dynamic Load Models”***, IEEE Transactions on Power Systems Vol. 9 No. 1 Feb. 1994
- [5] Borghetti A, Caldon R. ***“On Dynamic Load Models for Voltage Stability Studies”***, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, Feb. 1997
- [6] ***“Voltaje Stability Analysis Using Static and dynamic Approaches.”*** IEEE Transactions on Power Systems Vol. 8 No. 3 Aug. 1993
- [7] R. Koessler, J. Feltes ***“Voltage Collapse Investigations with time-domain simulation”***, IEEE/NTVA Athens Power Conference. Sep, 1993
- [8] Ruiz D. Olguin D. ***“Obtención de los parámetros de la carga de un sistema de potencia experimental para el modelo estático exponencial dependiente del voltaje y la frecuencia a partir de mediciones de prueba”***,RVP 96-SIS-01, Acapulco, Guerrero,1996
- [9] M. Ross, M. Borodulin ***“Using D-SMES Devices to Improve the Voltege Stability of a Transmisión system”***, Transmition and Distribution Conference and Expocition, 2001, IEEE/PES Vol.2

- [10] M. Baicer, D. Gemmell, C. Horwill, **“STATCOM Helps to Guarantee a Stable System”**, Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001, IEEE/PES Vol.2
- [11] E. Uzunovic, B. Fardanesh, L. Hopkin **“NYPA Convertible Static Compensator (CSC) Application Phase I STATCOM”**. Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001, IEEE/PES Vol.2
- [12] Y. Mansour, F. Alvarado. **“SVC Placement using Critical Modes of Voltage Instability”**. .” IEEE Transactions on Power Systems Vol. 8 No. 2 May. 1994
- [13] CIGRE **“Task Force 38.02.10 Modeling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena”**, 1993
- [14] IEEE Special Publication 90<sup>th</sup>0358-2PWR, **“Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical tools and Industry Experience”**, Prepared by the Working Group on Voltage Stability.
- [15] P. Kundur **“Power System Stability and Control”**, Mc. Graw Hill, 1993
- [16] C.W. Taylor **“Power System Stability”**, Mc Graw Hill, 1994
- [17] Van Cutsem T. **“Voltage Collapse Mechanism: A Case Study”**,  
 Proceedings of Bulk Power System Voltage Phenomena-Voltage  
 Stability and security Aug. 1991
- [18] N.G. Hingorani, L. Gyugyi, **“Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems”**, IEEE PC5713, 1999
- [19] J.A Casazza, D.J. Lekang, **“New FACTS Technology: It’s Potencial Impact on Transmission System Utilization”**, EPRI Conference Flexible AC Transmission System, Cincinnati OH, Nov. 1990

- [20] S. Mungai, “Evaluación de Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna Tipo serie en el Despacho Económico Restringido, Utilizando Algoritmos Genéticos”, Tesis de Maestría, ESIME-IPN, 2002.
- [21] C.A. Canizares, “*Análisis of SVC and TCSC in Voltaje Collapse*”, IEEE PES 1998, Summer Meeting San Diego, CA, July 1998
- [22] K.R. Padiyar, K.U. Rao, “*Discrete Control of TCSC for Stability Improvement in Power Systems*”, Proceeding IEEE Fourth Conference on Control Applications, Albany N.Y, Sep. 1995
- [23] C.F. Lu, C.C. Liu, “*Dynamic Modeling of Battery Energy Storage System and Application to Power System Stability*”, IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution, Vol. 142, No. 4, July 1995
- [24] J. Brochu, P. Pelletier, “*The Interphase Power Controller, A New Concept for Managing Power Flow within AC Networks*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, April, 1994
- [25] Hiroshi O, “*Superconducting Magnetic storage (SMES) System Prototype and Tests of Application Effects*”, IERE Council R-9211, Japan Dec. 1992
- [26] D. Ruiz, D. Olguin, “*Obtención de los parámetros de la carga de un sistema de potencia experimental para el modelo estático exponencial dependiente del voltaje y la frecuencia a partir de mediciones de prueba*”, RVP-96-SIS-01, Jul. 1996
- [27] M.K. Pal, “*Voltaje Stability Conditions Considering Load Characteristics*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, Feb. 1992
- [28] Borghetti A, Caldon R. “*On Dynamic Load Models for Voltage Stability Studies*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, Feb. 1997
- [29] W. xu, Y. Mansour, “*Voltaje Syability Análisis Using Generic Dynamic Load Models*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, Feb. 1994

- [30] C.W. Taylor, “*Review of Modeling Requirements for Voltage Stability Analysis*”
- [31] La Red de prueba se obtuvo del sitio; [www.gepower.com](http://www.gepower.com),  
[www.psec.com](http://www.psec.com).
- [32] CIGRE “*Task Force 38.02.05 Load Modeling and Dynamics*”,K-0685
- [33] Manual PSLF version 13.0, General Electric,  
[www.gepower.com/energyconsulting/en\\_us/pdf/pslf\\_manual.pdf](http://www.gepower.com/energyconsulting/en_us/pdf/pslf_manual.pdf)
- [34] S.D. Feak, “***Superconducting Magnetic Energy Storage(SMES): Utility Application Studies***”, IEEE PES 1996 Summer Meeting Denver, PWRS- 472-1, July. 1996
- [35] M.Y. Uranaka, K. Tsuj, “***Power System Stabilization by Superconducting Magnetic Energy Storage with Solid State Phase Shifter***”, IEEE Transactions on Power System Vol. 10, No. 3, Aug. 1995
- [36] C. Rehtanz, “***Systemic Use of Multifunctional SMES In Electric Power Systems***”, IEEE PES 1999, Winter Meeting n.y. PWRS-1998-10, Jan,1999
- [37] I.A. Erinmez, A.M Foss, “***Static Synchronous Compensator (STATCOM)***”, Working Group14.19 CIGRE. Document 144, Aug. 1999
- [38] Diaz de León J. “***smes1\_model\_parameter\_guide2.pdf***”, American Superconductor
- [39] Manual Voltaje Security Assessment Tool (VSAT), Power Tech Lab, 2000
- [40] Sarmiento H.,Naude J. “***P-TD-103 Procedimiento para el Análisis de Estabilidad de Voltaje en Sistemas Eléctricos( A. Modal y Curvas Q-V, P-V), IIE, Mayo 1999***”

- [41] Carpeta No. 1. *Subdirección de Planeación Estratégica, Gerencia de Programación, Estudio Eléctrico para la expansión del sector eléctrico, Luz y Fuerza del Centro, 2000*
- [42] “*Western Systems Coordinating Council(WSCC)*”, Bot Special Meeting, Aug. 2001
- [43] “*AIES Transmission Development Plan 2001-2010*”, WSCC\_2000\_Development\_Plan\_Appendix\_C.pdf
- [44] G. Pampin, H. Samiento, “*Efecto del Modelado de la Red Eléctrica en Estudios Dinámicos de Estabilidad de Voltaje*”, RVP-AI/02-SIS-12, Julio 7-13 , 2002, Acapulco, Guerrero.
- [45] G. Pampin, H. Sarmiento, “*Efecto del Modelado de la Carga de la Red Eléctrica para Estudios Dinámicos de Estabilidad de Voltaje*”, ELEC017, 3<sup>er</sup> Congreso Internacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas, Noviembre 25-29,2002, México, D.F.
- [46] G.K Morison, B.Gao, P.Kundur “*Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8 No.3, Aug. 1993
- [47] D. León “*Evaluación de la Estabilidad de Voltaje ante Disturbios Pequeños Mediante la Técnica de Análisis Modal*”, Tesis de Maestría, ESIME-IPN,2000.
- [48] G.K Morison, B.Gao, P.Kundur “*Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7 No.4, Nov. 1992
- [49] Van Ctsem T. “*A Method to Compute Reactive Power Margins with Respect to Voltaje Collapse*” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6 No.2, Feb. 1991
- [50] IEEE Working Group on Voltage Stability, “*Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools and Industry Experience*”, IEEE Publications 90<sup>TH</sup>0358-2 PWR, 1990

- [51] Van Cutsem, “***Voltage Collapse Mechanisms: A Case Study***”, Proceedings of Bulk Power System Voltage Phenomena-Voltage Stability and Security, Aug. 1991
- [52] EPRI, “***Load Modeling for Power Flow and Transient Stability Computer Studies***”, EPRI Final Report, E1-5003
- [53] G.J. Roger, J. Di Manni, “***An Aggregate Induction Motor Model for Industrial Plants***”, IEEE Trans. PAS-103, No. 4, April, 1984
- [54] Ohyama, Watanabe, Nishimura, Tsuruto, “***Voltage Dependence on Composite Loads***”, IEEE Trans. PAS-104 No. 11, pp. 3065-73, Nov. 1985
- [55] Frants T., Gentile T., “***Load Behavior Observed in LILCO and RG&E Systems***” IEEE Trans. PAS-103 No. 4, April 1984
- [56] IEEE Task Force, “***Load Representation for Dynamic Performance Analysis***”, IEEE Trans. PWRS-8 No. 2, May 1993
- [57] Welfonder, Weber, Hall, “***Investigations of the Frequency and Voltage Dependence of Load Part Systems Using a Digital Self-Acting Measuring and Identification System***”, IEEE Trans. PWRS-4 No. 1, Feb. 1989
- [58] Lin, Chen, Chiang, “***Dynamic Load Models in Power Systems Using the Measurement Approach***”, IEEE Trans. PWRS-8 No. 1, Feb. 1993
- [59] Hill; “***Nonlinear Dynamic Load Models with Recovery for Voltage Stability Studies***”, IEEE Trans. PWRS-8 No. 1, Feb 1993
- [60] Delfino, Invernizzi, Morini, “***Considerations on Modelling and Behavior of Some Typical Industrial Loads Following large Variations of Frequency and Voltage***”, III Sym. Of Specialists in Elec. Oper. And exp. Plan, 1992

# **ANEXO A**

**“CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL ESCENARIO  
DE DEMANDA MÁXIMA DEL AÑO 2005”**

1. - La descripción en el archivo de flujos ( versión 26 de PTI) del caso base del escenario del 2005 de LYF, es la siguiente:

<b>TABLA A.1 DESCRIPCIÓN DEL CASO</b>
CB: DEMANDA 7526 MW Y CON DESPACHO DEL 001207
CONDICIONES DE RED DEL 001207 (+ R DE TRANSF'S-CEL)

2. - Las áreas en las que se encuentran divididos los buses del sistema son siete:

- ❖ Central
- ❖ Oriental
- ❖ Occidental
- ❖ Noroeste
- ❖ Norte
- ❖ Noreste
- ❖ Peninsular

3. - La carga total de la central es de 9,904.7 MW y 3213.2 MVAR. Las principales zonas en las que se ubica la carga de la metropolitana son:

- a) VICTORIA (117) : 1253.7 MW/ 415.6 MVAR
- b) TEXCOCO (118) : 1833.8 / 610.0
- c) STA. CRUZ (119) : 1473.3 / 423.8
- d) BRN-TOP (120): 2781.9 / 858.5

4. - La carga del área Central ubicada fuera del área metropolitana, se encuentra en las siguientes zonas:

- a) TOL-CFE (111): 663.6 MW / 222.4 MVAR
- b) IXMIQ (113): 368.3 / 138.5
- c) L. CARD (114): 1451.6 / 514.9
- D) PACHUCA (122) : 790.8 / 280.5
- e) TOL-CLFC (123) : 552.5 / 196.6
- f) CUERNAV (124) : 62.4 / 21.6

5. - La generación considerada como parte del área Central es de 3016.3 MW, el resto de su demanda lo recibe del área: Oriental (5480 MW. El área Occidental es deficitaria 958.7 MW.

6. - En la parte correspondiente a carga existen 31 que están fuera de servicio.



7. - El inventario del sistema es el siguiente:

TABLA A.2 ELEMENTOS DE LA RED ELÉCTRICA					
ELEMENTOS	I/S	O/S	ELEMENTOS	I/S	O/S
1 NODO:	2802	246	11 TCAT DEFASADOR :	0	1
2 NODOS SWING:	8		12-COMPENSACIÓN SERIE FIJA :	0	0
3 GENERADORES:	335	113	13 COMPENSACIÓN SERIE VARIABLE:	0	0
4 CARGAS:	1302		14 T.C./PH.SH. :	0	0
5 COMPENSACIÓN FIJA:	553		15 TRANSFORMADOR CON TERCERIO:	0	0
6 COMPENSACIÓN DESCONECTABLE:	4	0	16 INTERFASES:	0	
7 LINEAS:	2141	512	17 DC:	0	
8 TRANSFORMADOR FIJO:	1245	125	18 AREAS:	7	
9-TRANSFORMADOR DEFASADOR:	0	0	19 ZONAS:	111	
10 TCAT:	358	35	20 PROPIETARIOS:	1	

8. - Las 20 líneas sobrecargadas (8 críticas pero localizadas en el área Noroeste) desde el archivo base son:

TABLA A.3 20 RAMAS SOBRECARGADAS							
<----- FROM BUS ----->				<----- TO BUS ----->			
Número	Nombre	Número	Nombre	ID	Carga	Rating	Sobrecarga
47606	ILM-115 115.	47611	LMU-115 115.	2	224.	40.	558.3
49003	NRI-230 230.	49501	FUD-230 230.	1	83.	37.	223.9
49206	LCD-230 230.	49503	LXI-230 230.	1	46.	25.	184.0
47606	ILM-115 115.	47610	LMT-115 115.	1	129.	70.	183.0
47607	LMC-115 115.	47610	LMT-115 115.	1	84.	50.	167.4
47604	EFU-115 115.	47605	HRS-115 115.	1	58.	35.	164.6
47805	CUC-115 115.	47814	PCL-115 115.	2	124.	80.	155.9
19004	SAT-230 230.	19902	ZAP-230 230.	1	384.	264.	145.8
60452	ANH-400 400.	61506	ANH-F421	1	681.	541.	125.9
47407	FMA-115 115.	47414	SGU-115 115.	1	61.	50.	121.5
47401	CDP-115 115.	47410	MLA-115 115.	1	59.	50.	117.5
31030	ZPJ-F421	39064	ZPJ-230 230.	1	1085.	941.	115.2
71602	NIZ-F211	77814	NIZ-115 115.	1	575.	502.	114.4
10101	TUL-400 400.	20001	PRD-400 400.	1	1068.	938.	113.8
47401	CDP-115 115.	47405	EPM-115 115.	1	91.	80.	113.3
17259	HTC-85 85.0	17292	VRN3-85 85.0	1	744.	679.	109.5

9. - Las violaciones en los parámetros de control de transformadores de 85 a 23 kV con control de voltaje:

TABLA A.4 VIOLACIÓN DE CONTROL DE PARÁMETROS									
5 TRANSFORMADORES (85:23kV) CONTROL DE VOLTAJE									
> TAPPED BUS			TO BUS						
NUM	NAME		NUM	NAME		CKT	VOLT	MAX V	MIN V
17104	CTT-85	85.0	15209	CTT-23B	23.0	1	0.9812	0.9813	0.9812
17104	CTT-85	85.0	15208	CTT-23A	23.0	1	0.9812	0.9813	0.9812
17104	CTT-85	85.0	15212	CTT-23E	23.0	1	0.9812	0.9813	0.9812
17163	KCD-85	85.0	15333	KCD-23A	23.0	1	0.9999	1.0000	0.9999
17163	KCD-85	85.0	15334	KCD-23B	23.0	1	0.9999	1.0000	0.9999

No se incluye el total de violaciones de control de voltaje en transformadores; pero la mayoría corresponde a transformadores del área de estudio ( la Metropolitana). Son en la mayoría de los casos transformadores reductores de 85/23 kV, aunque también se trata de una de las ramas utilizadas para el modelo de transformadores con terciario. Este es el caso de los transformadores de 230 kV, donde se presentan violaciones en la banda de voltaje que deben controlar, la rama va de 230 kV al punto común de la estrella del modelo de este transformador.

10 - En los generadores en la entrega de potencia reactiva se presenta 15 violaciones pero sólo las primeras 3 representan un limitante real en condiciones de máxima demanda:

TABLA A.5 VIOLACIONES EN GENERADORES									
15 VIOLACIONES AL CRITERIO DE VOLTAJE									
NUM	NAME	TYPE	I/S	O/S	MW	MVAR	QMAX	QMIN	
T 12091	TCC-U1 13.8	2	1	0	61.00	40.00	40.00	-30.00	
H 12272	VAE-U2 15.0	2	1	0	124.00	70.00	70.00	-60.00	
H 12273	VAE-U3 15.0	2	1	0	122.00	70.00	70.00	-60.00	
L 12321	PTL-U1 10.5	2	1	0	15.00	-3.00	3.00	-3.00	

11. - Los altos y bajos voltajes que se muestran a continuación son relativos, puesto que el sistema presenta un despacho sobresaliente en el sentido de que los diferentes niveles de voltaje tienen valores muy cercanos al nominal y también que todas las unidades de generación tienen valores de factores de potencia muy altos (superiores a 85%). Se presentan a continuación los buses que tienen voltajes superiores a 1.05 o inferiores a 0.95 p.u.

TABLA A.6 SOLUCIÓN DE FLUJOS							
27 BUSES CON V > 1.050							
<----- BUS ----->				<-- VOLTAGE -->			
Número	Nombre	Tipo	KV Base	MAG	ANG	Área	Zona
11439	NON-F863	1	0.00	1.0501	-58.13	1	118
12191	JOL-U1 11.5	2	11.50	1.0500	-53.42	1	117
12321	PTL-U1 10.5	2	10.50	1.0566	-46.72	1	122
12421	TOP-CEV 17.5	2	17.50	1.0864	-50.00	1	120
13001	INS-6 6.00	1	6.00	1.0500	-57.61	1	118
13002	NON-6 6.00	1	6.00	1.0500	-58.15	1	118
14512	ATE-13.513.5	1	13.50	1.0517	-61.04	1	120
14533	ROS-13.513.5	1	13.50	1.0624	-55.00	1	120
15407	AVI-23A 23.0	1	23.00	1.0684	-70.24	1	119
15498	ROS-23C 23.0	1	23.00	1.0613	-55.02	1	120
15590	ATE-23C 23.0	1	23.00	1.0502	-60.93	1	120
17202	AUR-85 85.0	1	85.00	1.0627	-57.14	1	119
17204	AYO-85 85.0	1	85.00	1.0572	-58.57	1	119
17205	CHA-85 85.0	1	85.00	1.0515	-61.23	1	119
17214	NET-85 85.0	1	85.00	1.0557	-57.98	1	119
17218	RES-85 85.0	1	85.00	1.0586	-58.12	1	119
5 BUSES CON V < 0.950							
12363	LER-U3 10.5	2	10.50	0.9350	-56.65	1	123
12391	NEC-UA 4.20	2	4.20	0.9301	-54.42	1	122
12392	NEC-UB 4.20	2	4.20	0.9301	-54.42	1	122
12393	NEC-UC 4.20	2	4.20	0.9317	-54.42	1	122
12394	NEC-UD 4.20	2	4.20	0.9317	-54.42	1	122

12.- A continuación se presenta un primer detalle de la solución de flujos, aunque se soluciona en una sola iteración, el error absoluto que se reporta es relativamente alto en el caso del bus MER-230 de 230 kV.

TABLA A.7 SOLUCIÓN DE FLUJOS			
BUS CON MAYOR ERROR		SUMA	
P (P.U. MW)	-0.000827 (19504 CRU-230A230.)	0	0.0247
V (RADIANS)	0.000010 (17291 VRN2-85 85.0)	0	0.0125
Q (P.U. MVAR)	0.006752 (19512 MER-230 230.)	0	0.1353
*** SE RESUELVE FLUJOS EN 1 ITERACION ***			

El resumen de buses con los errores más grandes es el siguiente:

TABLA A.8 BUSES CON MAYOR MISMATCHES				
NOMBRE	NÚMERO	MW	MVAR	MVA
CRU-230A230.	19504	0.02	0.41	0.41
OMA-115 115.	47318	0.01	-0.32	0.32
NET-85 85.0	17214	-0.02	-0.31	0.31
VIC-230B230.	19312	0.04	-0.30	0.30
CRU-230B230.	19503	-0.01	0.29	0.29
RIB-230 230.	69405	0.00	-0.28	0.28
NON-85 85.0	17166	0.04	0.28	0.28
XOC-230 230.	19634	0.01	0.26	0.26

MERF-PEV230.	19515	-0.01	0.25	0.25
RIB-230B230.	69406	0.00	0.24	0.24
CRUF-ETR230.	19523	0.00	0.24	0.24
CRG-85B 85.0	17156	-0.03	-0.23	0.23
CRE-13.813.8	74602	0.00	-0.23	0.23
JAMF-MER230.	19510	0.00	0.21	0.21
MERF-PEN230.	19514	0.00	0.20	0.20

13. - En la siguiente tabla se indican algunos de los principales generadores y compensadores estáticos de voltaje. Se observan el voltaje que soportan y en conjunto son representativos de la condición de las demás unidades de la planta en la que se encuentran. Los CEV's se incluyen para contar con la referencia de la posición en la que se encuentran en el caso base.

TABLA A.9 REPORTE 286 MÁQUINAS							
NUM	NOMBRE	ID	MW	MVAR	ETERM	CORRIENTE	PF
12363	LER-U3 10.5	3	20.00	10.41	0.9350	24.1	0.887
12421	TOP-CEV 17.5	1	0.00	-113.48	1.0864	104.5	0.000
12401	CRG-CEV 13.5	1	0.00	8.25	1.0162	8.1	0.000
12411	TEX-CEV 17.5	1	0.00	-200.13	1.0456	191.4	0.000
22031	TUV-U1 20.0	1	350.00	88.36	1.0400	347.1	0.969
22032	TUV-U2 20.0	2	350.00	88.36	1.0400	347.1	0.969
22205	ANG-U5 13.8	5	165.00	-13.48	1.0200	162.3	0.996
22221	MMT-U1 17.0	1	300.39	43.20	1.0000	303.5	0.989
22231	MPS-U1 15.0	1	160.00	11.35	1.0150	158.0	0.997
22241	PEA-U1 13.8	1	100.00	13.69	1.0300	98.0	0.990
22341	CRL-U1 16.0	1	190.00	34.00	1.0000	193.0	0.984
22361	DBC-U1 13.8	1	60.00	12.80	1.0200	60.1	0.978
32011	PEO-U1 20.0	1	340.00	65.74	1.0150	341.2	0.981
32101	AGM-U1 20.0	1	190.00	-66.66	1.0000	201.4	0.943
32233	LAI-CEV 11.6	1	0.00	-187.53	1.0300	182.1	0.000
32261	SLM-U1 15.0	1	150.00	35.24	1.0100	152.6	0.973
32330	KDA-CEV 11.6	1	0.00	-348.99	1.0000	349.0	0.000
32441	MND-U1 20.0	5	350.00	4.68	1.0100	346.6	0.999
32451	MNZ-U1 20.0	1	300.0	2.96	1.0100	297.0	1.000
32461	SAU-U1 13.8	1	45.00	7.02	1.0250	44.4	0.988
32491	ATN-CEV 14.5	1	0.00	-24.00	1.0150	23.6	0.000
42001	SCN-CEV	1	0.00	-80.00	1.0299	77.7	0.000
42030	STA-CEV	1	0.00	17.09	1.0000	17.1	0.000

**TABLA A.10 UNIDADES REPRESENTATIVAS DEL ÁREA CENTRAL POR SU AJUSTE  
VOLTAJE Y ENTREGA DE REACTIVOS**

BUS #	NOMBRE	ID	ST	Tipo	BASKV	PGEN	QGEN	BUS #	ID	QMAX	QMIN	PMAX	PMIN	MBASE	R	X
12393	NEC-UC 4.20	C	0	2	4.2	19.00	5.00	12393	C	5.00	-4.00	9999.00	-9999.00	33.7	0.0030	0.3000
12394	NEC-UD 4.20	D	0	2	4.2	19.00	5.00	12394	D	5.00	-4.00	9999.00	-9999.00	33.7	0.0030	0.3000
12401	CRG-CEV 13.5	1	1	2	13.5	0.00	7.90	12401	1	300.00	-75.00	0.00	0.00	600.0	999.00	999.0000
12411	TEX-CEV 17.5	1	1	2	17.5	0.00	-200.21	12411	1	0.00	-300.00	0.00	0.00	300.0	0.0000	*****
12421	TOP-CEV 17.5	1	1	2	17.5	0.00	-113.59	12421	1	0.00	-300.00	0.00	0.00	300.0	999.00	999.0000
22011	MZT-U1 13.8	1	1	2	13.8	55.00	7.50	22011	1	25.00	-22.00	55.00	11.00	58.0	0.0030	0.1230
22012	MZT-U2 13.8	2	1	2	13.8	55.00	7.50	22012	2	25.00	-22.00	55.00	11.00	58.0	0.0030	0.1230
22013	MZT-U3 13.8	3	1	2	13.8	55.00	7.50	22013	3	25.00	-22.00	55.00	11.00	58.0	0.0030	0.1230
22014	MZT-U4 13.8	4	1	2	13.8	55.00	7.50	22014	4	25.00	-22.00	55.00	11.00	58.0	0.0030	0.1230
22021	PRI-U1 13.8	1	0	4	13.8	18.00	6.53	22021	1	18.00	-15.00	39.00	7.80	41.0	0.0000	0.3000
22022	PRI-U2 13.8	1	0	4	13.8	33.00	7.43	22022	1	18.00	-15.00	39.00	7.80	41.0	0.0000	0.3000
22023	PRI-U3 13.8	1	0	4	13.8	18.00	6.53	22023	1	18.00	-15.00	39.00	7.80	41.0	0.0000	0.3000
22031	TUV-U1 20.0	1	1	2	20.0	350.00	88.36	22031	1	122.00	-105.00	390.00	70.00	450.0	0.0030	0.1810
22032	TUV-U2 20.0	2	1	2	20.0	350.00	88.36	22032	2	122.00	-105.00	390.00	70.00	450.0	0.0030	0.1810
22033	TUV-U3 20.0	3	1	2	20.0	350.00	88.36	22033	3	122.00	-105.00	390.00	70.00	450.0	0.0030	0.1810
22034	TUV-U4 20.0	4	1	2	20.0	350.00	88.36	22034	4	122.00	-105.00	390.00	70.00	450.0	0.0030	0.1810
22035	TUV-U5 20.0	5	1	2	20.0	350.00	88.36	22035	5	122.00	-105.00	390.00	70.00	450.0	0.0030	0.1810
22036	TUV-U6 20.0	6	1	2	20.0	350.00	88.36	22036	6	122.00	-105.00	390.00	70.00	450.0	0.0030	0.1810
22061	LAV-U1 15.0	1	1	2	15.0	650.00	79.56	22061	1	229.00	-196.00	650.00	130.00	750.0	0.0030	0.2620
22062	LAV-U2 15.0	2	1	2	15.0	650.00	79.56	22062	2	229.00	-196.00	650.00	130.00	750.0	0.0030	0.2620
22063	TRT-UG1 13.8	1	1	2	13.8	150.00	33.03	22063	1	70.00	-70.00	150.00	-60.00	167.0	0.0000	0.2280
22064	TRT-UG2 13.8	2	1	2	13.8	150.00	33.03	22064	2	70.00	-70.00	150.00	-60.00	167.0	0.0000	0.2280
22065	TRT-UV1 13.8	1	1	2	13.8	150.00	-1.48	22065	1	70.00	-70.00	150.00	-60.00	167.0	0.0000	0.2280
22066	TRT-UG3 13.8	1	1	2	13.8	150.00	33.03	22066	1	70.00	-70.00	150.00	-60.00	167.0	0.0000	0.2280
22067	TRT-UG4 13.8	2	1	2	13.8	150.00	33.03	22067	2	70.00	-70.00	150.00	-60.00	167.0	0.0000	0.2280
22068	TRT-UV2 13.8	1	1	2	13.8	150.00	-1.48	22068	1	70.00	-70.00	150.00	-60.00	167.0	0.0000	0.2280
22074	TRT-UG5 13.8	1	1	2	13.8	150.00	33.03	22074	1	70.00	-70.00	150.00	-60.00	167.0	0.0000	0.2280
22075	TRT-UG6 13.8	2	1	2	13.8	150.00	33.03	22075	2	70.00	-70.00	150.00	-60.00	167.0	0.0000	0.2280
22076	TRT-UV3 13.8	1	1	2	13.8	150.00	-1.48	22076	1	70.00	-70.00	150.00	-60.00	167.0	0.0000	0.2280
22077	TRT-UG7 13.8	1	1	2	13.8	165.00	34.37	22077	1	70.00	-70.00	150.00	-60.00	167.0	0.0000	0.2280
22078	TRT-UG8 13.8	2	1	2	13.8	165.00	34.37	22078	2	70.00	-70.00	150.00	-60.00	167.0	0.0000	0.2280
22079	TRT-UV4 13.8	1	1	2	13.8	165.00	-0.11	22079	1	70.00	-70.00	150.00	-60.00	167.0	0.0000	0.2280

**TABLA A.11 UNIDADES REPRESENTATIVAS DEL ÁREA ORIENTAL POR  
SU AJUSTE VOLTAJE Y LÍMITES DE POTENCIAS**

BUS #	NOMBRE	ID	ST	Tipo	BASKV	PGEN	QGEN	BUS #	ID	QMAX	QMIN	PMAX	PMIN	MBASE	R	X
22091	TMH-U1 20.0	1	1	2	20.0	90.00	-48.97	22091	1	80.00	-60.00	100.00	50.00	122.0	0.0000	0.2000
22092	TMH-U2 20.0	1	1	2	20.0	90.00	-49.12	22092	1	80.00	-60.00	100.00	50.00	122.0	0.0000	0.2000
22101	TMU-U1 13.8	1	1	2	13.8	39.00	11.76	22101	1	15.00	-10.00	38.50	19.25	42.8	0.0000	0.3800
22102	TMU-U2 13.8	2	1	2	13.8	39.00	11.76	22102	2	15.00	-10.00	38.50	19.25	42.8	0.0000	0.3800
22103	TMU-U3 13.8	1	1	2	13.8	39.00	14.27	22103	1	15.00	-10.00	38.50	19.25	42.8	0.0000	0.2000
22104	TMU-U4 13.8	1	1	2	13.8	39.00	14.27	22104	1	15.00	-10.00	38.50	19.25	42.8	0.0000	0.2000
22201	ANG-U1 13.8	1	1	2	13.8	165.00	-13.48	22201	1	80.00	-60.00	180.00	90.00	225.0	0.0030	0.1700
22202	ANG-U2 13.8	2	1	2	13.8	165.00	-13.48	22202	2	80.00	-60.00	180.00	90.00	225.0	0.0030	0.1700
22203	ANG-U3 13.8	3	1	2	13.8	165.00	-13.48	22203	3	80.00	-60.00	180.00	90.00	225.0	0.0030	0.1700
22204	ANG-U4 13.8	4	1	2	13.8	165.00	-13.48	22204	4	80.00	-60.00	180.00	90.00	225.0	0.0030	0.1700
22205	ANG-U5 13.8	5	1	2	13.8	165.00	-13.48	22205	5	80.00	-60.00	180.00	90.00	225.0	0.0030	0.1700
22221	MMT-U1 17.0	1	1	3	17.0	300.39	43.21	22221	1	105.00	-90.00	300.00	150.00	345.0	0.0030	0.1800
22222	MMT-U2 17.0	2	1	3	17.0	300.39	43.21	22222	2	105.00	-90.00	300.00	150.00	345.0	0.0030	0.1800
22223	MMT-U3 17.0	3	1	3	17.0	300.39	43.21	22223	3	105.00	-90.00	300.00	150.00	345.0	0.0030	0.1800
22224	MMT-U4 17.0	4	1	3	17.0	300.39	43.21	22224	4	105.00	-90.00	300.00	150.00	345.0	0.0030	0.1800
22225	MMT-U5 17.0	5	1	3	17.0	300.39	43.21	22225	5	105.00	-90.00	300.00	150.00	345.0	0.0030	0.1800
22226	MMT-U6 17.0	6	1	3	17.0	300.39	43.21	22226	6	105.00	-90.00	300.00	0.00	345.0	0.0030	0.1800
22227	MMT-U7 17.0	7	1	3	17.0	300.39	43.21	22227	7	105.00	-90.00	300.00	0.00	345.0	0.0030	0.1800
22228	MMT-U8 17.0	8	1	3	17.0	300.39	43.21	22228	8	105.00	-90.00	300.00	0.00	345.0	0.0030	0.1800
22231	MPS-U1 15.0	1	1	2	15.0	160.00	11.36	22231	1	105.00	-90.00	180.00	90.00	225.0	0.0030	0.1800
22232	MPS-U2 15.0	2	1	2	15.0	160.00	11.36	22232	2	70.00	-54.00	180.00	90.00	225.0	0.0030	0.1800
22233	MPS-U3 15.0	3	1	2	15.0	160.00	11.36	22233	3	70.00	-54.00	180.00	90.00	225.0	0.0030	0.1800
22234	MPS-U4 15.0	4	1	2	15.0	160.00	11.36	22234	4	70.00	-54.00	180.00	90.00	225.0	0.0030	0.1800
22235	MPS-U5 15.0	5	1	2	15.0	160.00	11.36	22235	5	70.00	-54.00	180.00	90.00	225.0	0.0030	0.1800
22236	MPS-U6 15.0	6	0	2	15.0	160.00	-22.58	22236	6	105.00	-90.00	180.00	90.00	225.0	0.0030	0.1800
22241	PEA-U1 13.8	1	1	2	13.8	100.00	13.70	22241	1	48.00	-33.00	105.00	52.50	110.1	0.0030	0.2000
22242	PEA-U2 13.8	2	1	2	13.8	100.00	13.70	22242	2	48.00	-33.00	105.00	52.50	110.1	0.0030	0.2000
22243	PEA-U3 13.8	3	1	2	13.8	100.00	13.70	22243	3	48.00	-33.00	105.00	52.50	110.1	0.0030	0.2000
22244	PEA-U4 13.8	4	1	2	13.8	100.00	13.70	22244	4	48.00	-33.00	105.00	52.50	110.1	0.0030	0.2000
22341	CRL-U1 16.0	1	1	2	16.0	190.00	34.02	22341	1	70.00	-60.00	210.00	100.00	250.0	0.0030	0.1890
22342	CRL-U2 16.0	2	1	2	16.0	190.00	34.02	22342	2	70.00	-60.00	210.00	100.00	250.0	0.0030	0.1890
22343	CRL-U3 16.0	3	1	2	16.0	190.00	34.02	22343	3	70.00	-60.00	210.00	100.00	250.0	0.0030	0.1890

14.- Al comparar las unidades del área Central y del área Oriental notamos que la disponibilidad de potencia real y reactiva se ha modelado considerando el área Central como la principal fuente. Es conveniente analizar las ventajas del presente escenario; pero también considerar las principales transferencias de potencia que se deben considerar y las fuentes de generación a partir de las que se podrán efectuar los incrementos adicionales de demanda.

15. - En la siguiente tabla se presentan las ramas que enlazan las áreas oriental con la central

TABLA A.12 ENLACES ÁREA 1- ÁREA 2					
DEL ÁREA: 2 ORIENTAL		AL ÁREA: 1 CENTRAL			
DE	A	ID	MW	MVAR	
19902 ZAP-230 230.	19630 TOP-230 230.	1	85.51	-48.64	
19609 CMZ-230230.	19630 TOP-230 230.	1	75.85	-47.91	
29752 ZOC-230 230.	19419 TEX-230 230.	2	99.78	-16.15	
29752 ZOC-230 230.	19419 TEX-230 230.	1	95.59	-14.06	
19902 ZAP-230 230.	19004 SAT-230 230.	1	147.82	-33.85	
27570 PON-115 115.	17752 PDC-115 115.	1	3.01	0.69	
17451 ZAP-85 85.0	17401 CUE-85 85.0	2	31.30	3.92	
17451 ZAP-85 85.0	17401 CUE-85 85.0	1	31.30	3.92	
20601 YAU-400 400.	10603 TOP-400 400.	1	523.64	-147.39	
20501 MPT-400 400.	10404 TEX-400 400.	1	546.49	-93.57	
20401 LRP-400 400.	10404 TEX-400 400.	1	389.96	-54.15	
20002 TUV-400 400.	10404 TEX-400 400.	3	616.53	-55.23	
20002 TUV-400 400.	10404 TEX-400 400.	2	575.76	-49.07	
20002 TUV-400 400.	10404 TEX-400 400.	1	582.55	-51.64	
20004 TRT-400 400.	10403 TEO-400 400.	2	781.47	-120.16	
20004 TRT-400 400.	10403 TEO-400 400.	1	781.47	-120.16	
20001 PRD-400 400.	10101 TUL-400 400.	1	724.15	-188.16	
Flujo Total			6092.21	-1031.62	

# **ANEXO B**

## **PARTICIPACIONES DE BUS OBTENIDO MEDIANTE EL ANÁLISIS MODAL**



Tabla B.1 Contingency DBC-115V in Base point (1)						
Mode No. 2: EigenValue = 0.156526 0.000000						
No.	No. Bus	Nombre	Área No.	Nombre	Zona	Participación
4	15442	PNT-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.14477
5	15445	PNT-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.14414
6	15443	PNT-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.14113
7	15444	PNT-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.13906
8	15403	ANS-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.12237
9	15404	ANS-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.12064
10	11008	TOL-F861	1	CENTRAL	111	0.1195
11	15401	ANS-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.11872
12	15402	ANS-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.11872
13	13401	TOL-6 6.00	1	CENTRAL	123	0.11836
14	15408	AVI-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.10955
15	15407	AVI-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.10903
16	15428	MAG-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.10811
17	15333	KCD-23A 23.0	1	CENTRAL	118	0.10689
18	15334	KCD-23B 23.0	1	CENTRAL	118	0.10605
19	15714	ZIC-23B 23.0	1	CENTRAL	123	0.10496
20	17217	PNT-85 85.0	1	CENTRAL	119	0.10495
21	15713	ZIC-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.10407
22	15545	NAR-23 23.0	1	CENTRAL	120	0.10264
23	15496	NAR-23A 23.0	1	CENTRAL	120	0.10264
26	15708	ITH-23 23.0	1	CENTRAL	123	0.1012
27	15429	MAG-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.185
28	15430	MAG-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.185
29	15427	MAG-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.177
30	15465	JUC-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.09564
31	15464	JUC-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.09564
32	11519	MAG-F284	1	CENTRAL	119	0.09418
33	11517	MAG-F282	1	CENTRAL	119	0.09335
34	11516	MAG-F281	1	CENTRAL	119	0.09335
35	11518	MAG-F283	1	CENTRAL	119	0.09256
36	15720	TNG-23B 23.0	1	CENTRAL	123	0.09046
37	15718	TNG-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.09046
38	15701	ALZ-23 23.0	1	CENTRAL	123	0.08972
40	15415	CHA-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.08636
41	15418	CHA-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.0856
42	11701	CUE-F861	1	CENTRAL	124	0.0854
44	15416	CHA-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.08525
45	13501	CUE-6A 6.00	1	CENTRAL	124	0.08481
46	15702	AMO-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.08454
47	15704	AMO-23C 23.0	1	CENTRAL	123	0.08454
48	15417	CHA-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.08421
49	15703	AMO-23B 23.0	1	CENTRAL	123	0.084
50	17223	PSR-85 85.0	1	CENTRAL	119	0.08312

Tabla B.2 Contingency SRO-69SR in Base point (1)						
Mode No. 2: EigenValue = 0.156526 0.000000						
No.	No. Bus	Nombre	Área No.	Nombre	Zona	Participación
2	15442	PNT-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.19546
3	15445	PNT-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.19461
4	15443	PNT-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.19058
6	15444	PNT-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.1878
7	11008	TOL-F861	1	CENTRAL	111	0.16606
8	15403	ANS-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.1654
9	13401	TOL-6 6.00	1	CENTRAL	123	0.16448
10	15404	ANS-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.16308
11	15402	ANS-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.16051
12	15401	ANS-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.16051
14	15333	KCD-23A 23.0	1	CENTRAL	118	0.14967
15	15334	KCD-23B 23.0	1	CENTRAL	118	0.14851
16	15408	AVI-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.14805
17	15407	AVI-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.14736
18	15428	MAG-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.14626
19	15714	ZIC-23B 23.0	1	CENTRAL	123	0.14558
20	15713	ZIC-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.14434
21	17217	PNT-85 85.0	1	CENTRAL	119	0.14195
22	15708	ITH-23 23.0	1	CENTRAL	123	0.1412
23	15496	NAR-23A 23.0	1	CENTRAL	120	0.13896
24	15545	NAR-23 23.0	1	CENTRAL	120	0.13896
25	15430	MAG-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.13651
26	15429	MAG-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.13651
27	15427	MAG-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.13639
28	15465	JUC-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.12938
29	15464	JUC-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.12938
30	11519	MAG-F284	1	CENTRAL	119	0.12754
31	11517	MAG-F282	1	CENTRAL	119	0.12642
32	11516	MAG-F281	1	CENTRAL	119	0.12641
33	15720	TNG-23B 23.0	1	CENTRAL	123	0.12542
34	15718	TNG-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.12542
35	11518	MAG-F283	1	CENTRAL	119	0.12535
36	15701	ALZ-23 23.0	1	CENTRAL	123	0.125
37	15702	AMO-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.1171
38	15704	AMO-23C 23.0	1	CENTRAL	123	0.1171
39	15415	CHA-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.11694
40	15703	AMO-23B 23.0	1	CENTRAL	123	0.11635
41	15418	CHA-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.11591
42	17163	KCD-85 85.0	1	CENTRAL	118	0.11548
43	15416	CHA-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.11543
44	15629	TLG-23A 23.0	1	CENTRAL	122	0.11491
45	15630	TLG-23B 23.0	1	CENTRAL	122	0.11491
46	15417	CHA-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.11405
47	17003	KCO-85B 85.0	1	CENTRAL	111	0.11387

Tabla B.3 Contingency JUI-400J in Base point (1)						
Mode No. 3: EigenValue = 0.159664 0.000000						
No.	No. Bus	Nombre	Área No.	Nombre	Zona	Participación
1	15442	PNT-23A 23.0	1	CENTRAL	119	1
2	15445	PNT-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.99565
3	15443	PNT-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.9749
4	15444	PNT-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.9606
5	11008	TOL-F861	1	CENTRAL	111	0.8495
6	15403	ANS-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.8452
7	13401	TOL-6 6.00	1	CENTRAL	123	0.84135
8	15404	ANS-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.83334
9	15401	ANS-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.82009
10	15402	ANS-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.82009
11	15333	KCD-23A 23.0	1	CENTRAL	118	0.76631
12	15334	KCD-23B 23.0	1	CENTRAL	118	0.76032
13	15408	AVI-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.75444
14	15407	AVI-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.7509
15	15428	MAG-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.74695
16	15714	ZIC-23B 23.0	1	CENTRAL	123	0.7435
17	15713	ZIC-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.73716
18	17217	PNT-85 85.0	1	CENTRAL	119	0.72507
19	15708	ITH-23 23.0	1	CENTRAL	123	0.72262
20	15496	NAR-23A 23.0	1	CENTRAL	120	0.70964
21	15545	NAR-23 23.0	1	CENTRAL	120	0.70964
22	15430	MAG-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.69693
23	15429	MAG-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.69692
24	15427	MAG-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.69633
25	15464	JUC-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.65886
26	15465	JUC-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.65886
27	11519	MAG-F284	1	CENTRAL	119	0.65092
28	11517	MAG-F282	1	CENTRAL	119	0.6453
29	11516	MAG-F281	1	CENTRAL	119	0.64527
30	15718	TNG-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.64003
31	15720	TNG-23B 23.0	1	CENTRAL	123	0.64003
32	11518	MAG-F283	1	CENTRAL	119	0.63992
33	15701	ALZ-23 23.0	1	CENTRAL	123	0.63913
34	15704	AMO-23C 23.0	1	CENTRAL	123	0.597
35	15702	AMO-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.597
36	15415	CHA-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.59517
37	15703	AMO-23B 23.0	1	CENTRAL	123	0.59315
38	17163	KCD-85 85.0	1	CENTRAL	118	0.59065
39	15418	CHA-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.58991
40	15629	TLG-23A 23.0	1	CENTRAL	122	0.58753
41	15630	TLG-23B 23.0	1	CENTRAL	122	0.58753
42	15416	CHA-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.58748
43	17003	KCO-85B 85.0	1	CENTRAL	111	0.58231
44	15631	TLG-23C 23.0	1	CENTRAL	122	0.58136
45	11701	CUE-F861	1	CENTRAL	124	0.58057
46	15417	CHA-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.58042
47	13501	CUE-6A 6.00	1	CENTRAL	124	0.57652
48	17223	PSR-85 85.0	1	CENTRAL	119	0.57272
49	17201	ANS-85 85.0	1	CENTRAL	119	0.57232
50	15599	TTC-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.56699

Tabla B.4 Contingency MED-230M in Base point (1)						
Mode No. 1: EigenValue = 0.160805 0.000000						
No.	No. Bus	Nombre	Área No.	Nombre	Zona	Participación
2	15442	PNT-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.25479
3	15445	PNT-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.25369
4	15443	PNT-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.24841
5	15444	PNT-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.24479
6	11008	TOL-F861	1	CENTRAL	111	0.22033
7	13401	TOL-6 6.00	1	CENTRAL	123	0.21822
8	15403	ANS-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.21564
9	15404	ANS-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.21263
10	15402	ANS-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.20926
11	15401	ANS-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.20926
12	15333	KCD-23A 23.0	1	CENTRAL	118	0.20029
13	15334	KCD-23B 23.0	1	CENTRAL	118	0.19871
15	15714	ZIC-23B 23.0	1	CENTRAL	123	0.19283
16	15408	AVI-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.1928
17	15407	AVI-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.19192
18	15713	ZIC-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.19117
19	15428	MAG-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.19075
20	15708	ITH-23 23.0	1	CENTRAL	123	0.18786
21	17217	PNT-85 85.0	1	CENTRAL	119	0.18506
22	15496	NAR-23A 23.0	1	CENTRAL	120	0.1813
23	15545	NAR-23 23.0	1	CENTRAL	120	0.1813
24	15430	MAG-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.17806
25	15429	MAG-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.17806
26	15427	MAG-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.17791
28	15464	JUC-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.16854
29	15465	JUC-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.16854
30	11519	MAG-F284	1	CENTRAL	119	0.16637
31	15718	TNG-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.166
32	15720	TNG-23B 23.0	1	CENTRAL	123	0.166
33	15701	ALZ-23 23.0	1	CENTRAL	123	0.166
34	11517	MAG-F282	1	CENTRAL	119	0.1649
35	11516	MAG-F281	1	CENTRAL	119	0.16489
36	11518	MAG-F283	1	CENTRAL	119	0.16351
37	15702	AMO-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.15483
38	15704	AMO-23C 23.0	1	CENTRAL	123	0.15482
39	17163	KCD-85 85.0	1	CENTRAL	118	0.1544
40	15703	AMO-23B 23.0	1	CENTRAL	123	0.15382
41	15629	TLG-23A 23.0	1	CENTRAL	122	0.15371
42	15630	TLG-23B 23.0	1	CENTRAL	122	0.15371
43	15415	CHA-23A 23.0	1	CENTRAL	119	0.15238
44	15631	TLG-23C 23.0	1	CENTRAL	122	0.15208
45	17003	KCO-85B 85.0	1	CENTRAL	111	0.15142
46	15418	CHA-23D 23.0	1	CENTRAL	119	0.15103
47	15416	CHA-23B 23.0	1	CENTRAL	119	0.15041
48	11701	CUE-F861	1	CENTRAL	124	0.14871
49	15417	CHA-23C 23.0	1	CENTRAL	119	0.14861
50	13501	CUE-6A 6.00	1	CENTRAL	124	0.14767

Tabla B.5 Contingency NOC-230N in Base point (1)						
Mode No. 1: EigenValue = 0.061508 0.000000						
No.	No. Bus	Nombre	Área No.	Nombre	Zona	Participación
1	15635	HYT-23B 23.0	1	CENTRAL	122	1
2	17602	RTL-115 115.	1	CENTRAL	113	0.94647
3	15007	JTP-23 23.0	1	CENTRAL	111	0.89388
4	15628	TEP-23 23.0	1	CENTRAL	122	0.88931
5	15608	HYT-23A 23.0	1	CENTRAL	122	0.87646
6	17701	NOC-115 115.	1	CENTRAL	117	0.86705
7	17853	TEP-115 115.	1	CENTRAL	122	0.84567
8	14013	JTP-13.813.8	1	CENTRAL	111	0.81953
9	17851	HYT-115 115.	1	CENTRAL	122	0.79715
10	17852	HYT-TAP 115.	1	CENTRAL	122	0.75892
11	17520	JTP-115 115.	1	CENTRAL	111	0.65606
12	15017	ATU-23B 23.0	1	CENTRAL	111	0.17063
13	15002	ATU-23A 23.0	1	CENTRAL	111	0.16475
14	14003	ATU-13.813.8	1	CENTRAL	111	0.16409
15	17503	ATU-115 115.	1	CENTRAL	111	0.13133
16	15001	AMU-23 23.0	1	CENTRAL	111	0.01159
17	17555	AMU-TAP 115.	1	CENTRAL	111	0.01092
18	17501	AMU-115 115.	1	CENTRAL	111	0.00903
19	14014	PLZ-13.813.8	1	CENTRAL	111	0.00518
20	17523	PLZ-115 115.	1	CENTRAL	111	0.0043
21	11010	AMU-F411	1	CENTRAL	111	0.00281
22	15006	IXS-23 23.0	1	CENTRAL	111	0.00215
23	10001	AMU-400 400.	1	CENTRAL	111	0.00214
24	27861	ARI-115 115.	1	CENTRAL	244	0.00169
25	14019	TJP-13.813.8	1	CENTRAL	111	0.00168
26	15016	TZA-23B 23.0	1	CENTRAL	111	0.00157
27	15015	TZA-23A 23.0	1	CENTRAL	111	0.00157
28	17518	IXS-115 115.	1	CENTRAL	111	0.00153
29	14015	SMT-13.813.8	1	CENTRAL	111	0.00147
30	14018	TET-13.813.8	1	CENTRAL	111	0.00147
31	15010	SMT-23 23.0	1	CENTRAL	111	0.00142
32	17530	TJP-115 115.	1	CENTRAL	111	0.00125
33	14020	EIB-13.813.8	1	CENTRAL	111	0.00113
34	17532	TZA-115 115.	1	CENTRAL	111	0.00111
35	17528	TET-115 115.	1	CENTRAL	111	0.0011
36	17521	TET-TAP 115.	1	CENTRAL	111	0.0011
37	14002	ANM-13.813.8	1	CENTRAL	111	0.00107
38	10006	DOG-CS3 400.	1	CENTRAL	111	0.00105
39	17512	EIB-115 115.	1	CENTRAL	111	0.00104
40	17525	SMT-115 115.	1	CENTRAL	111	0.00102
41	14012	EUB-13.813.8	1	CENTRAL	111	0.00093
42	15714	ZIC-23B 23.0	1	CENTRAL	123	0.00089
43	11008	TOL-F861	1	CENTRAL	111	0.00089
44	27863	HTM-115 115.	1	CENTRAL	244	0.00088
45	15713	ZIC-23A 23.0	1	CENTRAL	123	0.00088
46	13401	TOL-6 6.00	1	CENTRAL	123	0.00088
47	14008	EDB-13.813.8	1	CENTRAL	111	0.00086

# **ANEXO C**

**“METODOLOGÍAS PARA EL ESTUDIO  
DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE,  
MODELADO CARGA Y  
DISPOSITIVOS FACTS.”**

## C.1 Principales Metodologías del Análisis de Estabilidad de Voltaje

Existen diferentes metodologías para determinar la estabilidad, inestabilidad o colapso de voltajes en un sistema eléctrico de potencia [15, 46]. El tipo de análisis que se efectúan se divide en dos tipos:

### C.1.1 Análisis Dinámico

La estructura general para modelar el sistema en una análisis de estabilidad de voltaje como se muestra en la figura C.1, se basa en los siguientes elementos:

- ❖ Generadores Síncronos, así como los sistemas de excitación y primo-motores asociados.
- ❖ Las interconexiones de la red de transmisión incluyendo las cargas estáticas.
- ❖ Motores síncronos y de inducción.
- ❖ Otros dispositivos como: CEV's o convertidores HVDC.

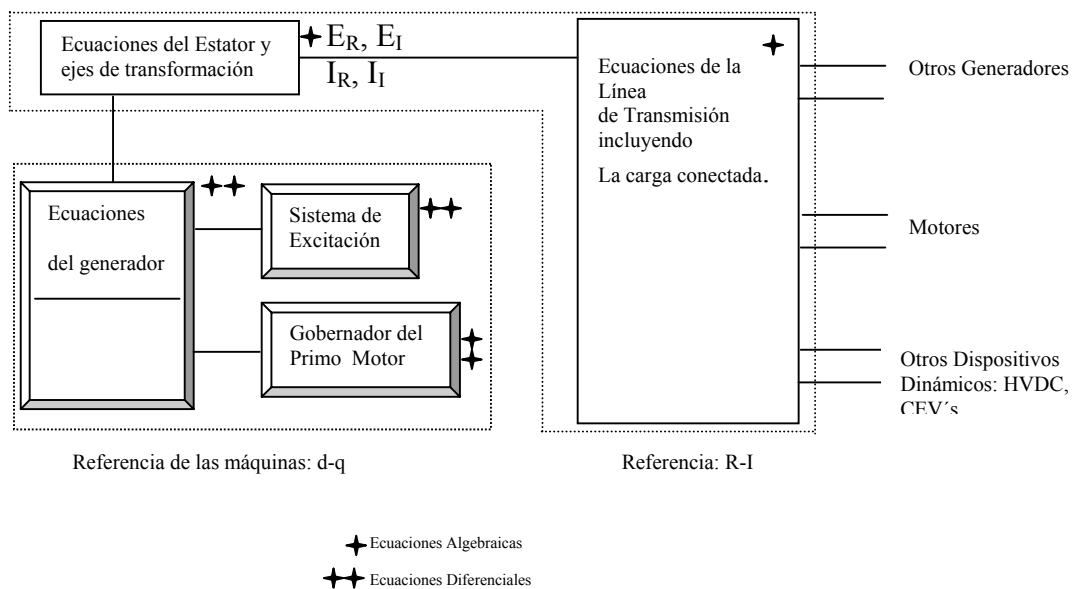


Figura No. C. 1. Elementos a modelar para un análisis de estabilidad de voltaje.

De acuerdo al modelo empleado para cada uno de los dispositivos anteriores se obtiene dos grupos de ecuaciones: algebraicas y diferenciales las cuales pueden representarse mediante la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \dot{X} &= f(x, V) \\ I(x, V) &= Y_N V \end{aligned} \tag{C.1}$$

En donde:

$x$  = Vector de estado del Sistema.

$V$  = Vector de Voltajes de bus.

$I$  = Vector de Inyección de Corriente.

$Y_N$  = Matriz de Admitancia de Nodos de Red.

Si se incluye el transformador con cambiador automático de tap's, los elementos de  $Y_N$  cambian en función de los voltajes de bus y del tiempo. El vector  $I$  de corrientes es función del vector de estado y del vector de voltajes de bus. Si los dispositivos dependen del tiempo para operar (generadores, motores, cargas) la relación entre  $I$  y  $x$  es función del tiempo.

El análisis en el dominio del tiempo emplea la solución de flujos de potencia de la red, así como métodos de integración para resolver las ecuaciones diferenciales de los elementos de la red. En este tipo de estudios se emplean tiempos del orden de segundos a minutos.

### **C.1.2 Análisis Estático**

Para el análisis estático se considera un instante en el tiempo; en donde la derivada de las variables de estado es cero, por lo cual el sistema de ecuaciones diferenciales y algebraicas se reducen únicamente a ecuaciones algebraicas las cuales se pueden resolver mediante técnicas de análisis estático[47,48,49].

#### **A. Curvas VP-QV**

La curva V-P se forma con la variación de carga en el sistema eléctrico de potencia graficando la carga contra voltaje. Si realizamos el estudio bajo diferentes condiciones de operación y ante diferentes tipos de contingencias, el análisis de dichas curvas nos indicará la condición de falla más severa para el sistema. La nariz de la curva P-V determina el último punto de transferencia de potencia activa segura para el sistema.



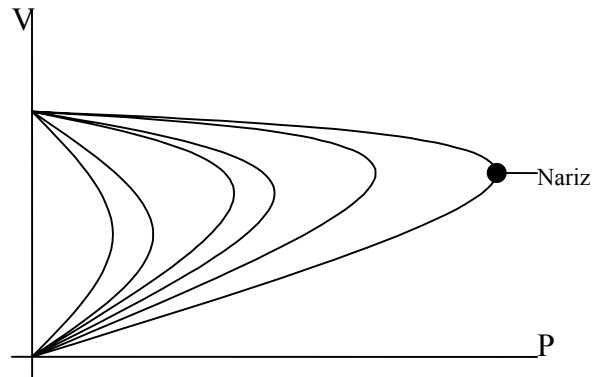


Figura No C. 2 Curvas V-P

La curva Q-V se obtiene manteniendo un valor fijo de P, el sistema es estable en la región donde la derivada  $dQ/dV$  es positiva, el limite de estabilidad (punto de operación crítico) es el punto donde la derivada es igual a cero. En una operación estable cuando la derivada  $dQ/dV$  es negativa se debe a la compensación de potencia reactiva. Se muestra una curva Q-V en la figura C.3

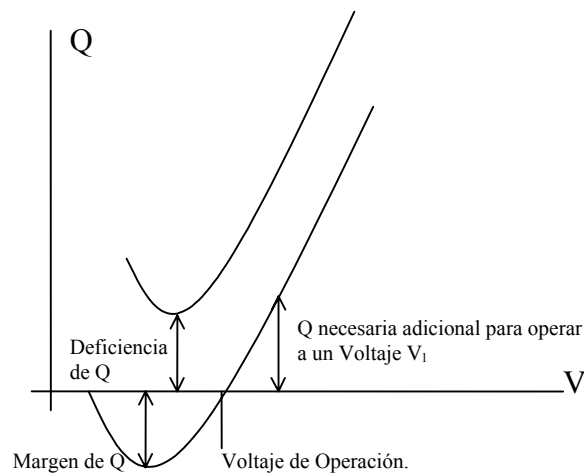


Figura No. C. 3 Curva Q-V

## B. Análisis de Sensibilidad V-Q

El sistema de potencia puede presentarse de forma linealizada mediante la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (C.2)$$

En donde:

$\Delta P$  = Incremento en la potencia activa del bus.

$\Delta Q$  = Incremento en la inyección de potencia reactiva del bus.

$\Delta \theta$  = Incremento en el ángulo del voltaje de bus.

$\Delta V$  = Incremento en la magnitud del voltaje de bus.

Los elementos de la matriz Jacobiana muestran la relación entre el flujo de potencia y los cambios en el voltaje. Si consideramos que en la siguiente expresión su derivada es igual a cero tenemos:

$$\dot{X} = f(x, V) = 0 \quad (C.3)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_d \\ \Delta Q_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_d \\ \Delta \theta_d \end{bmatrix} \quad (C.4)$$

La estabilidad de voltaje del sistema es afectada por la potencia activa y reactiva del sistema, sin embargo para cada punto de operación se mantiene constante P para observar la estabilidad de voltaje en función a la relación entre V y Q. sobre la base de esto se puede considerar  $\Delta P = 0$ , entonces:

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (C.5)$$

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}] \quad (C.6)$$

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (C.7)$$

La matriz  $J_R^{-1}$  es el Jacobiano V-Q reducido. Los elementos de la diagonal representan la sensibilidad del bus  $i$ . La sensibilidad V-Q de cada bus representa la cuesta de la curva Q-V en un punto de operación. Una sensibilidad positiva V-Q es indicativa de una operación estable, cuanto más pequeña es la sensibilidad es más estable el sistema. Si la estabilidad disminuye, la magnitud de la sensibilidad aumenta, llegando a ser infinita en el límite de la estabilidad.

Inversamente, una sensibilidad negativa V-Q es indicativa de la operación inestable. Una sensibilidad negativa pequeña representa una operación muy inestable. Debido a la naturaleza no lineal de las relaciones V-Q, las magnitudes de las sensibilidades para diversas condiciones de sistema no proporcionan una medida directa del grado relativo de la estabilidad del sistema.

### C. Análisis Modal

Las características de estabilidad de voltaje de un sistema se puede identificar mediante la obtención de los eigenvalores y los eigenvectores del Jacobiano reducido  $J_R^{-1}$  se considera:

$$J_R = \xi \Lambda \eta \quad (C.8)$$

Donde:

$\xi$ = Matriz de eigenvectores derecha

$\eta$ = Matriz de eigenvectores izquierdos

$\Lambda$ = Matriz diagonal de eigenvalores

Sustituyendo se tiene:

$$J_R^{-1} = \xi \Lambda^{-1} \eta \quad (C.9)$$

$$\Delta V = \xi \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (C.10)$$

$$\Delta V = \sum_i \frac{\xi_i \eta_i}{\lambda_i} \Delta Q \quad (C.11)$$

Donde  $\xi_i$  es la  $i^{\text{th}}$  columna del eigenvector derecho y  $\eta_i$  la  $i^{\text{th}}$  fila del eigenvector izquierdo de  $J_R$ , cada eigenvalor  $\lambda_i$  y los correspondientes eigenvectores derecho e izquierdo  $\xi_i$  y  $\eta_i$  definen el  $i^{\text{th}}$  modo de respuesta Q-V.

Considerando:

$$\xi^{-1} = \eta \quad (C.12)$$

Tenemos:

$$\eta \Delta V = \Lambda^{-1} \eta \Delta Q \quad (\text{C.13})$$

$$v = \Lambda^{-1} q \quad (\text{C.14})$$

Donde  $v = \eta \Delta V$  es el vector de variaciones de voltaje modal y  $q = \eta \Delta Q$  es el vector de variaciones de la potencia reactiva modal. Cada modo queda expresado por:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (\text{C.15})$$

Si, las variaciones del  $i^{\text{th}}$  voltaje modal y del  $i^{\text{th}}$  potencia reactiva modal siguen la misma dirección indicando que el sistema es estable. Si, las variaciones del  $i^{\text{th}}$  voltaje modal y del  $i^{\text{th}}$  potencia reactiva modal siguen direcciones opuestas indicando que el sistema es inestable.

La magnitud de cada voltaje modal es igual al inverso del eigenvalor multiplicado por la magnitud modal de la potencia reactiva, por lo que la magnitud del eigenvalor determina el grado de estabilidad del sistema. Cuando el  $\lambda_i = 0$  se considera que el voltaje colapsa debido a que ningún cambio en la potencia reactiva puede ocasionar una variación infinita en el voltaje.

#### **D. Factores de participación de Bus.**

La participación de un bus “k” en el modo “i” esta dado por el factor de participación de bus:

$$P_{ki} = \xi_{ki} \eta_{ki} \quad (\text{C.16})$$

La participación de buses determina las áreas asociadas a cada modo, la suma de todas las participaciones de bus para cada modo es igual a la unidad debido a que los vectores izquierdo y derecho se encuentran normalizados. Generalmente existen dos tipos de modos, el primero se caracteriza por pocos buses con una gran participación indicando que el modo esta localizado en un área específica, el segundo incluye muchos buses con participaciones similares lo cual indica un modo no localizado es decir que el problema se extiende en diferentes áreas del sistema [50,51].

## C.2 Modelos Matemáticos para Cargas Estáticas y Dinámicas

### C.2.1 Modelos Estáticos

#### E. Modelo 1

Aplicación para carga residencial, comercial e industrial. Se programa el disparo de motores con tensión nominal de 2300 a 4000V cuando se encuentre el nivel de voltaje por debajo de 0.65 y 0.75 p.u. respectivamente. Para motores de 460V el disparo es por debajo de 0.55 pu [52].

$$P = P_0 \left\{ P_{a1} \left( \frac{V}{V_0} \right)^{K_{pv1}} [1 + K_{pf1} (f - f_0)] + (1 - P_{a1}) \left( \frac{V}{V_0} \right)^{K_{pv2}} \right\} \quad (C.17)$$

$$Q = P_0 \left\{ Q_{a1} \left( \frac{V}{V_0} \right)^{K_{qv1}} [1 + K_{qf1} (f - f_0)] + \left( \frac{Q_0}{P_0 - Q_{a1}} \right) \left( \frac{V}{V_0} \right)^{K_{qv2}} [1 + K_{qf2} (f - f_0)] \right\} \quad (C.18)$$

Donde:

$P_{a1}$  = Fracción de la carga activa dependiente de la frecuencia.

$Q_{a1}$  = Coeficiente de carga reactiva, cociente de la potencia reactiva no compensada y la potencia activa de la carga.

$K_{pv1}$  = Exponente del voltaje dependiente de la frecuencia de la potencia activa.

$K_{pv2}$  = Exponente del voltaje no dependiente de la frecuencia de la potencia activa.

$K_{qv1}$  = Exponente del voltaje dependiente de la frecuencia de la potencia reactiva no compensada.

$K_{qv2}$  = Exponente del voltaje dependiente de la frecuencia de la potencia compensada.

$K_{pf1}$  = Coeficiente de Sensitividad a la frecuencia de la carga activa.

$K_{qf1}$  = Coeficiente de Sensitividad a la frecuencia de la carga reactiva sin compensar.

$K_{qf2}$  = Coeficiente de Sensitividad a la frecuencia de la carga reactiva con compensación.

$V$  = Voltaje del bus

$P_0$  = Consumo de Potencia activa inicial

$Q_0$  = Consumo de Potencia reactiva inicial

## F. Modelo 2

Aplicación para carga residencial, comercial e industrial [53].

$$P = P_0 V^\alpha \quad (C.19)$$

$$Q = Q_0 V^\beta \quad (C.20)$$

Donde:

$\alpha$  = Exponente de la potencia activa

$\beta$  = Exponente de la potencia reactiva

$P_0$  = Potencia activa en el punto de operación.

$Q_0$  = Potencia reactiva en el punto de operación.

## G. Modelo 3

Para carga residencial, comercial, industrial y cargas en edificios [54].

$$P = KV^{np} \quad (C.21)$$

$$Q = K_0 + K_n V^{nq} \quad (C.22)$$

$$np = \frac{\left(\frac{\Delta P}{P_0}\right)}{\left(\frac{\Delta V}{V_0}\right)} \quad (C.23)$$

$$nq = \frac{\left(\frac{\Delta Q}{Q_0}\right)}{\left(\frac{\Delta V}{V_0}\right)} \quad (C.24)$$

Donde:

np: exponente del voltaje para potencia activa

nq: exponente del voltaje para potencia reactiva

$K_0$  = Potencia inicial

$K_n$  = Ganancia dependiente del voltaje

Tabla C.1 Valores Típicos		
Residencial/Comercial	Industrial	Edificios
$1.3 \leq np \leq 2.0$	$0.2 \leq np \leq 0.5$	$1.1 \leq np \leq 1.6$
$1.0 \leq nq \leq 2.0$	$0.4 \leq nq \leq 0.9$	$0.2 \leq nq \leq 2.5$

#### H. Modelo 4

Para carga residencial [55].

$$P = P_0(1 + p_1\Delta V) \quad (C.25)$$

$$Q = 0.5P_0 \{1 + q_1\Delta V + q_2(\Delta V)^2\} + (Q_0 - 0.5P_0) \{1 + 2\Delta V + (\Delta V)^2\} \quad (C.26)$$

Donde:

$P_0$  = Potencia Activa al voltaje base

$Q_0$  = Potencia Reactiva al voltaje base

$\Delta V$  = Variación en el voltaje base en p.u.

$p_1$  = Exponente de la Potencia activa dependiente del voltaje

$q_1$  = Exponente de la Potencia reactiva dependiente del voltaje

$q_2$  = Coeficiente de segundo orden

Tabla C.2. Valores Típicos		
$0.8 \leq p_1 \leq 1.3$	$3.6 \leq q_1 \leq 4.7$	$15 \leq q_2 \leq 24$

#### I. Modelo 5

Para carga residencial, comercial e industrial [56].

$$P = P_0 \left\{ \left( \frac{V}{V_0} \right)^{K_{pv}} [1 + K_{pf1} (f - f_0)] \right\} \quad (C.27)$$

$$Q = Q_0 \left\{ \left( \frac{V}{V_0} \right)^{K_{qv}} [1 + K_{qf} (f - f_0)] \right\} \quad (C.28)$$

Donde:

$K_{pv}$  = Exponente del voltaje dependiente de la frecuencia de la potencia activa.

$K_{qv}$  = Exponente del voltaje dependiente de la frecuencia de la potencia reactiva no compensada.

$K_{pf}$  = Coeficiente de Sensitividad a la frecuencia de la carga activa.

$K_{qf}$  = Coeficiente de Sensitividad a la frecuencia de la carga reactiva sin compensar.

## C.2.2 Modelos Dinámicos

### A. Modelo 1

Modelo Dinámico de primer orden para carga industrial [57].

$$\Delta P(s) = \frac{k_{pf} + T_{pf}s}{1 + T_1s} \Delta f(s) + \frac{k_{pu} + T_{pu}s}{1 + T_1s} \Delta V(s) \quad (C.29)$$

$$\Delta Q(s) = \frac{k_{qf} + T_{qf}s}{1 + T_1s} \Delta f(s) + \frac{k_{qu} + T_{qu}s}{1 + T_1s} \Delta V(s) \quad (C.30)$$

Donde:

*Las  $T$ 's son constantes de tiempo, las  $K$ 's son constantes de ganancia.*

### B. Modelo 2

Modelo Dinámico de segundo orden para carga industrial [58].

$$\frac{\Delta P(s)}{\Delta V(s)} = \frac{K_{pv}(1 + T_{3p}s)}{(1 + T_{1p}s)(1 + T_{2p}s)} \quad (C.31)$$



$$\frac{\Delta Q(s)}{\Delta V(s)} = \frac{K_{qv}(1 + T_{3q}s)}{(1 + T_{1q}s)(1 + T_{2q}s)} \quad (\text{C.32})$$

Donde: Las  $T$ 's son constantes de tiempo, las  $K$ 's son constantes de ganancia.

### C. Modelo 3

Modelo Dinámico del cambiador automático de tap's [59]

$$Ta = V^0 - aV \quad (\text{C.33})$$

$$P_d = P(aV) \quad (\text{C.34})$$

Donde:

$V^0$  = Voltaje en el punto de operación

$T$  = Velocidad del cambio de tap's

$a$  = Rango del tap

$P_d$  = Potencia Demandada

### D. Modelo 4

Modelo dinámico del motor de inducción [60].

$$V_{ds} = R_s i_{ds} - \Omega_s \phi_{qs} \quad (\text{C.35})$$

$$V_{qs} = R_s i_{qs} - \Omega_s \phi_{ds} \quad (\text{C.36})$$

$$0 = R_r i_{dr} + (\Omega_b)^{-1} p \phi_{dr} - (\Omega_s - \Omega_r) \phi_{qr} \quad (\text{C.37})$$

$$0 = R_r i_{qr} + (\Omega_b)^{-1} p \phi_{qr} - (\Omega_s - \Omega_r) \phi_{dr} \quad (\text{C.38})$$

Donde:

$V_{ds}$  = Voltaje del estator de eje directo

$V_{qs}$  = Voltaje del estator de eje en cuadratura

$i_{ds}$  = Corriente del estator de eje directo

$i_{qs}$  = Corriente del estator de eje en cuadratura

$\Omega_s$  = Frecuencia Angular del estator

$\Omega_r$  = Frecuencia Angular del rotor

$\phi_{qs}$  = Flujo del estator de eje en cuadratura

$\phi_{ds}$  = Flujo del estator de eje directo

$\phi_{qr}$  = Flujo del rotor de eje en cuadratura

$\phi_{dr}$  = Flujo del rotor de eje directo

$R_s$  = Resistencia del estator

$R_r$  = Resistencia del rotor

### C.3 Descripción y Definición de los dispositivos FACTS

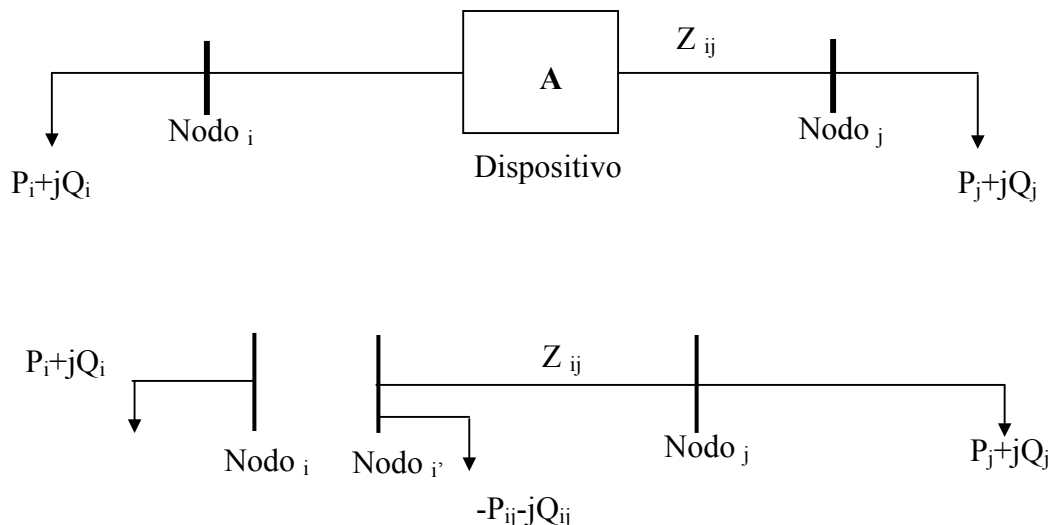
#### C.3.1 Tipos de Dispositivos FACTS

De acuerdo a su operación los dispositivos FACTS pueden dividirse en tres tipos[20]:

##### A. Tipo A

Estos dispositivos son capaces de controlar el flujo de potencia activa y reactiva en la línea de transmisión. El ángulo de fase del nodo y la magnitud del voltaje no están especificados y son independientes del estado del flujo de potencia.

Los FACTS de este tipo se pueden modelar como se muestra en la figura C.4. En este modelo se introduce un nodo ficticio para forzar un consumo equivalente a la potencia que fluye por la línea deseada. Los principales defectos del modelo son que ignora las pérdidas del dispositivo. Un ejemplo de este tipo de FACTS es el Controlador Unificado de Flujo de Potencia (UPFC).



## B. Tipo B

En este tipo de dispositivos, solo la potencia activa de la línea es controlada. El modelo utilizado se muestra en la figura C.5, donde el flujo de potencia activa se modela usando un nodo ficticio de forma similar al anterior. No se consideran las pérdidas en el dispositivo y el control de otros voltajes y corrientes. Un ejemplo de este tipo de dispositivos es el Capacitor Serie controlado por Tiristores(TCSC).

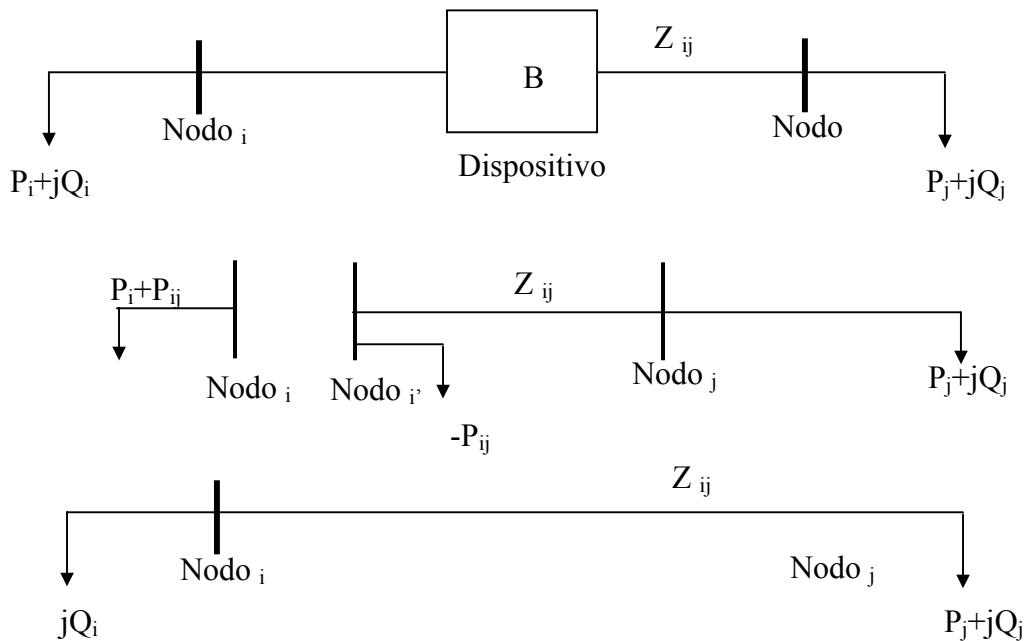


Figura No C.5. Diagrama Esquemático y Modelo de Inyección del dispositivo tipo B

## C. Tipo C

Este tipo de controlador se encarga de los reactivos en el nodo y ajusta la inyección de potencia reactiva para controlar la magnitud de voltaje de dicho nodo. En la siguiente figura se muestra el modelo del dispositivo, en donde el nodo i es un nodo PV con  $P=0$ . Estos dispositivos son utilizados principalmente en aplicaciones de estabilidad de voltaje. Un ejemplo de estos dispositivos el Compensador Estático de Vars (SVC).

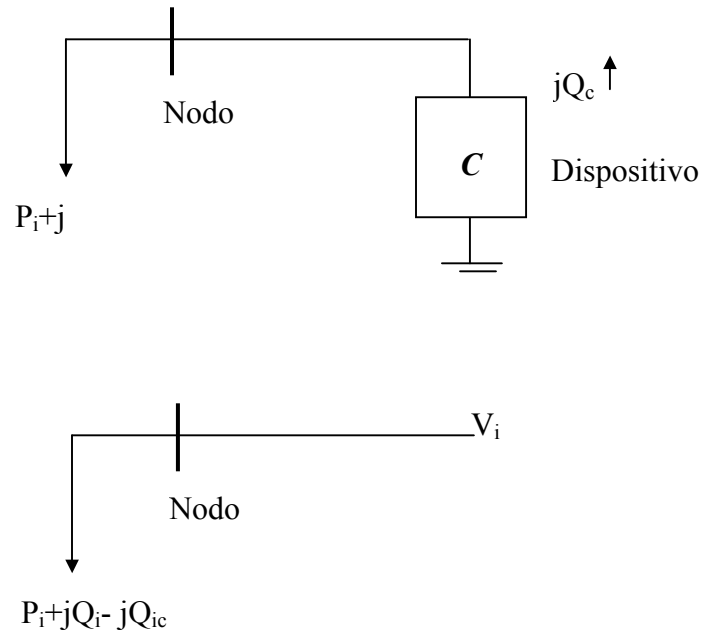


Figura No.C.6 Diagrama Esquemático y Modelo de Inyección del dispositivo tipo C

### C.3.2 Tipos de Control de los FACTS

En general los controladores FACTS se pueden dividir en cuatro categorías[18]:

- ❖ Controladores Serie
- ❖ Controladores en derivación
- ❖ Controladores Combinados Serie - Serie
- ❖ Controladores Combinados Serie – Paralelo

**Controlador Serie:** El controlador serie podría ser una impedancia variable, tal como un capacitor, un reactor, o dispositivos electrónicos de potencia basado en fuentes variables. La frecuencia fundamental, a la frecuencia subsíncronas y frecuencias armónicas(o la combinación) sirven para que los controladores serie inyectan voltaje en serie con la línea. Incluso una impedancia variable multiplicada por el flujo de corriente a través de ella, representa un voltaje inyectado en serie con la línea. Mientras el voltaje está en cuadratura de fase con la corriente de la línea, el controlador serie provee o consume solamente potencia reactiva variable. Cualquier otra relación de la fase implicará la dirección de la potencia real.

**Controlador en derivación:** El controlador en derivación puede ser de impedancia variable, fuente variable o una combinación de éstos. En principio todos los controladores en derivación inyectan corriente al sistema en el punto de conexión. Incluso una impedancia variable en derivación conectada con el voltaje de línea causa un flujo variable de corriente y por lo tanto representa la inyección de corriente en la línea. Las corrientes inyectadas están en cuadratura de fase con el voltaje de la línea, el controlador en derivación solamente provee o consume potencia reactiva variable. Cualquier otra relación de la fase implicará la dirección de la potencia real también.

**Controladores combinados serie – serie.** Estos podrían ser una combinación de controladores serie separados que se controlan de una manera coordinada, en un sistema de la transmisión multilínea. O podría ser un controlador unificado, en el cual los controladores serie proporcionan la compensación reactiva independiente para cada línea pero también transfiere potencia activa entre las líneas vía acoplamiento de potencia. La capacidad de transferencia de potencia activa del controlador unificado serie - serie, esta referida al controlador de flujo interlínea, el cuál permite balancear el flujo de potencia activa y reactiva en las líneas y de tal modo maximizar la utilización del sistema de la transmisión. El término unificado indica que las terminales de dc de los convertidores de los controladores son conectados para la transferencia de potencia real.

**Controladores combinados serie – paralelo:** Estos podrían ser una combinación de los controladores en derivación y en serie, que se controlan de una manera coordinada o de un controlador unificado de flujo de potencia con elementos en serie y en derivación. En principio, la combinación de los controladores en derivación y en serie inyectan corriente en el sistema con la parte en derivación del controlador y voltaje en serie en la línea con la parte serie del controlador. Sin embargo, cuando los controladores en derivación y serie son unificados, puede haber un intercambio de potencia activa entre los controladores serie y en derivación mediante el acoplamiento de potencia.

## A. Controladores Serie

### A. Compensador Síncrono Estático Serie (SSSC)

Un generador síncrono estático operado sin una fuente externa de energía es un compensador serie cuyo voltaje de salida esta en cuadratura con la corriente de línea con el propósito de incrementar o decrementar la caída de tensión reactiva a través de la línea y controlar la potencia eléctrica transmitida. El SSSC puede incluir dispositivos de almacenamiento de energía para adicionar compensación de potencia activa, para incrementar o decrementar momentáneamente la caída de tensión activa en la línea.

### B. Controlador de Flujo de Potencia Interlínea (IPFC)

La combinación de dos o más SSSC con un acoplamiento vía un enlace de DC facilita el flujo bi - direccional de potencia activa entre las terminales de AC de los SSSCs, y son controlados por una compensación reactiva independiente para el ajuste del flujo de potencia real en cada línea y mantener la distribución deseada del flujo de potencia reactiva en las líneas.

### *C. Capacitor Serie Controlado por Tiristores (TCSC)*

Un compensador con reactancia capacitiva que consiste de capacitores en serie con la línea y en paralelo un controlador de tiristores que permite variar la reactancia serie capacitiva [21,22].

### *D. Capacitor Serie Con Interruptor de Tiristores(TSSC)*

Un compensador con reactancia capacitiva que consiste de capacitores en serie con la línea y en paralelo un interruptor de tiristores que permite conectar o desconectar la reactancia serie capacitiva.

### *E. Reactor Serie Controlado por Tiristores (TCSR)*

Un compensador con reactancia inductiva que consiste de reactores en serie con la línea y en paralelo un controlador de tiristores que permite variar la reactancia serie inductiva.

### *F. Reactor Serie Con Interruptor de Tiristores(TSSR)*

Un compensador con reactancia inductiva que consiste en reactores en serie con la línea y en paralelo un interruptor de tiristores que permite conectar o desconectar la reactancia serie inductiva.

## **B. Controladores en Derivación**

### *A. Compensador Estático Síncrono (STATCOM)*

Un generador síncrono estático que es operado como un compensador estático de vars cuya corriente capacitiva o inductiva puede controlarse independientemente del voltaje del sistema de corriente alterna.

### *B. Generador Estático Síncrono (SSG)*

Un convertidor estático de potencia autoconmutado que proporciona una fuente de energía ajustable a diferentes niveles de voltaje, que se conecta en derivación al sistema de AC, con el propósito de controlar la potencia real y reactiva del sistema.

### *C. Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS)*

Es un sistema de almacenamiento de energía en baterías, el cuál se conecta en derivación estos convertidores se ajustan rápidamente para suministrar la cantidad necesaria al sistema de corriente alterna [23].

### *D. Almacenamiento de Energía Magnética Superconductora( SMES)*

Dispositivo almacenador de energía magnética superconductor, este dispositivo contiene convertidores electrónicos que rápidamente inyectan o absorben potencia activa y reactiva, o permite controlar de forma dinámica el flujo de potencia en el sistema de AC.

#### *E. Compensador Estático de Vars(SVC)*

Es un generador estático de vars conectado en derivación, el cuál realiza un intercambio de corrientes capacitivas o inductivas para mantener el control en parámetros específicos del sistema de potencia(generalmente el voltaje del bus)

#### *F. Reactor Controlado por Tiristores ( TCR)*

Se trata de un reactor controlado por tiristores conectado en derivación, cuya reactancia efectiva es variable, esta variación se realiza mediante el control de la conducción de los tiristores.

#### *G. Reactor con Interruptor de Tiristores (TSR)*

Es un inductor con un interruptor de tiristores colocado en derivación con el sistema de AC, su reactancia efectiva es variada por un cambio en la conducción o no-conducción de los tiristores

#### *H. Capacitor con Interruptor de Tiristores (TSC)*

Es un capacitor con un interruptor de tiristores colocado en derivación con el sistema de AC, su reactancia efectiva es variada por un cambio en la conducción o no conducción de los tiristores

#### *I. Generador Estático de Vars ( SVG)*

Es un dispositivo estático eléctrico, equipo ó sistema capaz de controlar la corriente inductiva o capacitiva en un sistema de potencia, y es capaz de generar o absorber potencia reactiva. Generalmente consiste en un TCR o TSC conectados en paralelo.

### **C. Controladores Combinados**

#### *A. Controlador de Flujo de potencia Unificado(UPFC)*

Es una combinación de un compensador estático síncrono y un compensador estático serie, que se encuentran acoplados mediante un enlace de dc, permite un flujo bidireccional de potencia reactiva entre las terminales serie del SSSC y las terminales en derivación del STATCOM, estos son controlados por una fuente externa. Este dispositivo permite controlar el voltaje en la línea de transmisión, impedancia, ángulo de fase, así como el flujo

de potencia reactiva y real, también permite un control independiente de la compensación reactiva en derivación.

*B. Transformador Defasador Controlado por Tiristores(TCPST)*

Un Transformador defasador ajustado por un interruptor de tiristores el cuál logra una rápida variación del ángulo de fase.