UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
Y ELECTRICA.

TECNICAS MODERNAS PARA EL ANALISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS ELECTRICOS INTERCONECTADOS MEDIANTE LA APLICACION DE EQUIVALENTES DINAMICOS

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
DOCTOR EN INGENIERIA ELECTRICA

PRESENTA

JOSE JUAN MANUEL RAMIREZ ARREDONDO

MONTERREY, N. L. DICIEMBRE 1992

TECNICAS MODERNAS PARA EL ANALISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS ELECTRICOS INTERCONECTADOS MEDIANTE LA APLICACION DE EQUIVALENTES DINAMICOS

TD
Z5853
.M2
FIME
1992
R3

1992

1020070702

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

TECNICAS MODERNAS PARA EL ANALISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS ELECTRICOS INTERCONECTADOS MEDIANTE LA APLICACION DE EQUIVALENTES DINAMICOS

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
DOCTOR EN INGENIERIA ELECTRICA

PRESENTA

JOSE JUAN MANUEL RAMIREZ ARREDONDO

MONTERREY, N.L. DICIEMBRE, 1992

TD
Z5853
.M2
FIME
1992
R3

CAPILLA ALFONSINA
UANL
FONDO TESIS
32611

METODOLOGIA PARA EQUIVALENTES DINAMICOS EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

Los miembros del Comité aprueban la Tesis
Doctoral de Juan Manuel Ramírez Arredondo

José Manuel Cañedo Castañeda
Asesor _____

Florencio Aboytes García _____

Salvador Acha Daza _____

Joaquín Collado Moctezuma _____

Oscar Leonel Chacón Mondragón _____

Dedicado con todo amor a Lucy porque este trabajo tiene mucho que ver con ella: paciencia, exhortaciones, desvelos y mecanografiado.

Agradecimientos

Debo agradecer primeramente todo el esfuerzo realizado, el apoyo y comprensión que me ha brindado mi familia a lo largo de los años para la consecución de esta meta.
Asímismo, aprecio sinceramente el cariño y la ayuda recibidos de la familia Flores-Villanueva y la acogida que me ha dado la familia De la Rosa-Delgado.

Además, agradezco

- a los profesores que han influído determinantemente en mi formación profesional: M.C. Victor M. Macías, Dr. Eduardo Arriola, Dr. Florencio Aboytes, Dr. Rafael Kelly, Dr. Joaquín Collado, y muy especialmente al Dr. José Manuel Cañedo C. por su confianza, amistad y asesoría de este trabajo;
- a los profesores del programa doctoral por la dirección de los proyectos y el compartimiento desinteresado de sus conocimientos;
- a todos los compañeros del programa doctoral por la camaradería; especialmente a Luis D. Aréchiga por la ayudota del estado estable; a Alberto Avalos, Jesús Rico y Carlos Pérez por las innumerables horas de máquina; a Ernesto Vázquez, el más grande desfacedor de entuertos del reino;
- al buen Max, Isaías y Regalado por la amistad que me dispensan;
- al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología que me ha apoyado económicamente.

Indice

Capítulo 1: Introducción

	Pag.
1.1 Motivación	1
1.2 Modelos de orden reducido	4
1.3 Revisión histórica de los métodos para construir modelos de orden reducido	7
1.4 Estructura del trabajo	13

Capítulo 2: Generalidades sobre equivalentes de sistemas eléctricos

2.1 Reducción de modelos en sistemas de potencia	13
2.2 Requerimientos	14
2.3 Equivalentes para el subsistema lineal	22
2.3.1 Equivalente Ward	22
2.3.2 Equivalente rei	24
2.3.3 Equivalente reduc	26
2.4 Equivalentes para el subsistema no-lineal (generadores)	29
2.4.1 Enfoques modales	29
2.4.2 Métodos de coherencia	33
2.4.3 Equivalentes dinámicos estimados	37
2.5 Cargas	39
2.6 Ecuación de oscilación	41
2.7 Perturbaciones	44
2.8 Sistemas equivalentes	46
2.9 Hacia una metodología general	47
2.10 Resumen del capítulo	48

Capítulo 3: Equivalentes de centrales eléctricas

3.1 Generalidades sobre reducción de centrales 50

3.2 Método de las realizaciones balanceadas 51

3.2.1 Algoritmo para obtener una realización balanceada 57

3.3 Reducción del modelo máquina-barra infinita 57

3.3.1 Aplicación de las realizaciones balanceadas 57

3.3.2 Ecuación de oscilaciones equivalente 63

3.3.3 Algoritmo para la ecuación de oscilación equivalente 73

3.3.4 Otros métodos de reducción para sistemas máquina-barra infinita 73

3.4 Reducción de modelos de sistema de excitación 74

3.4.1 Excitador Tipo 1 del IEEE 74

3.4.2 Excitador tipo ST2 del IEEE 79

3.5 Equivalentes de centrales 84

3.5.1 Técnica de ajuste de curvas para agregar generadores 85

3.5.2 Técnica simplificada 87

3.5.3 Agregación de sistemas de excitación 90

3.5.4 Procedimiento para agregar generadores de centrales eléctricas 94

3.5.5 Central eléctrica con tres máquinas 95

3.5.6 Central eléctrica con cuatro máquinas 101

3.6 Resumen del capítulo 105

Capítulo 4: Métodos para determinar equivalentes dinámicos en sistemas eléctricos

4.1 Equivalente dinámico 107

4.2 Condiciones teóricas sobre coherencia 110

4.2.1 Coherencia geométrica estricta (CGE) 110

4.2.2 Coherencia estricta por sincronización (CES) 114

4.3 Método basado en perturbaciones singulares 116
4.3.1 Resumen del algoritmo 126
4.4 Método modal-coherente 130
4.5 Método de coherencia 139
4.5.1 Potencias acelerantes 144
4.5.2 Respuesta modal 145
4.5.3 Medida de coherencia 150
4.5.4 Algoritmo de agrupación 152
4.5.5 Método de coherencia empleando series de Taylor 153
4.6 Comparación de las técnicas para identificar grupos coherentes 154
4.7 Aplicación a una red de prueba 161
4.7.1 Resultados del método modal-coherente 163
4.7.2 Resultados del método de perturbaciones singulares 165
4.7.3 Resultados del método de coherencia considerando aceleración constante 166
4.7.4 Resultados del método de coherencia utilizando series de Taylor 168
4.8 Indice de agregación 169
4.9 Medidas de distancia 178
4.9.1 Reglas de clasificación 181
4.9.2 DEC's en una zona de contingencia (DECZ) 183
4.10 Algoritmo para la identificación del área intermedia 185
4.11 Metodología propuesta 191
4.12 Resumen del capítulo 195

Capítulo 5: Aplicación de la metodología al Sistema Interconectado Nacional

5.1 Equivalente estático 200
5.2 Reducción de centrales eléctricas 201
5.3 Agrupación de generadores mediante métodos modales 206
5.4 Equivalente para el Area Occidental 209

5.4.1 División de la red en zonas 212
5.4.2 Agrupación de generadores coherentes 213
5.4.3 Análisis modal y simulaciones temporales 218
5.5 Equivalentes para las otras áreas 222
5.5.1 Area Noroeste 222
5.5.2 Area Norte 224
5.5.3 Area Central 226
5.5.4 Area Noreste 227
5.5.5 Area Oriental 229
5.6 Relajamiento del algoritmo 232
5.7 Equivalentes por modo de oscilación 237
5.8 Ejemplificación de la reproducción de modos 239
5.9 Conclusiones del capítulo 243

Capítulo 6: Conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros

6.1.1 Conclusiones sobre estudios máquina-barra infinita 245
6.1.2 Conclusiones sobre equivalentes de centrales eléctricas 245
6.1.3 Conclusiones sobre identificación de generadores coherentes 246
6.1.4 Conclusiones de la aplicación de la metodología 249
6.2 Recomendaciones para trabajos futuros 250
6.2.1 Recomendaciones sobre equivalentes de centrales eléctricas 251
6.2.2 Recomendaciones sobre sistemas multimáquina 251
6.3 Aportaciones 253

LISTA DE FIGURAS

2.1 División de la red en nodos esenciales y no esenciales

2.2 Esquema del equivalente REI

2.3 Eliminación de nodos

2.4 Representación de las cargas antes de eliminar el nodo S

2.5 Carga (P_s, Q_s) distribuida a sus nodos vecinos

2.6 Identificación mediante máxima verosimilitud

2.7 Función de verosimilitud para un parámetro

2.8 Período de interés

3.1 Sistema Máquina-Barra Infinita

3.2 $\Delta\omega$ ante impulso en Tm

3.3 $\Delta\delta$ ante escalón en Tm

3.4 $\Delta\omega$ ante escalón en Tm

3.5 Desplazamiento angular para los modelos original y equivalente

3.6 Par eléctrico modelo original y equivalente

3.7 Sistema de excitación Tipo 1 para reguladores de acción continua

3.8 Variación de E_{jd} como respuesta a un impulso en el voltaje terminal

3.9 E_{fd} ante impulso en el voltaje de referencia

3.10 Sistema Tipo ST2. Excitador estático con fuente de alimentación compuesta (de voltaje y corriente)

3.10a Modelo reducido del excitador Tipo ST2

3.11 Desplazamiento angular para modelo de excitador original y reducido

3.12 Voltaje terminal para modelo original y reducido

3.13 Ejemplificación del sistema en estudio

3.14 Red reducida

3.15 Ajuste de curva típico para el excitador equivalente

3.16 Modelo de excitador simplificado para una entrada escalón grande

3.17 Ejemplificación del sistema en estudio

3.18 Caso I. Desplazamiento angular ante falla en la barra infinita
3.19 Caso I. Voltaje terminal ante falla en la barra infinita
3.20 Caso I. Flujo en la línea
3.21 Caso II. Desplazamiento angular para máquinas individuales y equivalente
3.22 Caso II. Voltaje terminal para máquinas individuales y equivalente
3.23 Caso II. Flujo en la línea
4.1 Grupo externo de dos generadores (a) antes y (b) después de agregar los nodos terminales generadores
4.2 Area de aceleración equivalente
4.3 Sistema de prueba Nueva Inglaterra con 39 nodos
4.4 Comportamiento de los estados que representan generadores coherentes
4.5 Curva de estimación del grado de agregación para el sistema de Nueva Inglaterra
4.6 Diagrama esquemático del algoritmo para dividir la red
5.1 Diagrama unifilar para la central equivalente
5.2 Agregación de generadores
5.3 Equivalente Occidental. Flujo MNZ-400 - SLM-400
5.4 Equivalente Occidental. Flujo CPT-161 - CBN-13
5.5 Equivalente Occidental. Angulo SLM-UD1
5.6 Equivalente Occidental. Angulo SAU-UD2
5.7 Equivalente Noroeste. Flujo MZD-U1 - MZD-230
5.8 Equivalente Norte. Angulo de la máquina LED-U1
5.9 Equivalente Central. Flujo IXT-150 - TNG-150
5.10 Equivalente Noreste. Angulo de la máquina MTY-U1
5.11 Equivalente Sureste. Angulo de la máquina MZT-U1
5.12 División de la red para una falla en MTY1-115
5.13 División de la red para una falla en RIB-230
5.14 Flujo HUI-U1 - HUI-230
5.15 Flujo FAM-138 - MTY1-115
5.16 Modo BRT-U1 - EFU-U1 - TPO-U1

LISTA DE TABLAS

3.1 Parámetros del generador

3.2 Sistema Máquina-Barra Infinita

3.3 Eigenvalores preservados al reducir el modelo original

3.4 Parámetros del excitador

3.5 Valores característicos para modelo de excitador Tipo 1

3.6 Análisis modal

3.7 Parámetros para el excitador ST2

3.8 Análisis modal para excitador Tipo ST2

3.9 Caso I. Parámetros de máquinas

3.10 Caso I. Parámetros de excitadores Tipo 1

3.11 Caso II. Parámetros de máquinas

3.12 Caso II. Parámetros de excitadores Tipo I

3.13 Análisis modal Caso I. Máquinas no-reguladas

3.14 Caso II. Análisis modal 4 generadores no regulados

4.1 Agregación de generadores para disturbio general

4.2 Agregación de generadores para un disturbio en las máquinas 1, 8, 9 y 10

4.3 Valores singulares de las matrices H, W_c, W_o para el sistema de Nueva Inglaterra

4.4 Valores singulares de H para niveles de agregación 0, 1, 2 y 3

4.5 Parte imaginaria de los eigenvalores del sistema de Nueva Inglaterra para los niveles de agregación 0, 1, 2 y 3

4.6 Cálculo de DEC

4.7 DEC para la red de Nueva Inglaterra al considerar falla en el nodo 29

5.1 Datos de Máquinas del Sistema Interconectado Nacional. Base 100 MVA

5.2 Grupos coherentes según el método de perturbaciones singulares

5.3 Grupos coherentes de acuerdo con el método modal-coherente

5.4 Generadores que forman el Area Occidental

5.5 Clasificación de grupos coherentes. Método de coherencia por serie de Taylor. Falla

en nodo 123(VDR-230)

5.6 Grupos coherentes. Método de coherencia por acc. cte. Falla en nodo 123 (VDR-230). Tolerancia = 5°

5.7 Generadores que componen el equivalente occidental

5.8 Modos de oscilación para el sistema equivalente occidental

5.9 Generadores que forman el área Noroeste

5.10 Generadores que forman el área Norte

5.11 Generadores que forman el área Central

5.12 Generadores que forman el área Noreste

5.13 Generadores que forman el área Sureste

5.14 Modos de oscilación del SIN

Resumen

Este trabajo aborda la problemática de la obtención de equivalentes dinámicos para estudios de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia.

Para los generadores que forman una central eléctrica, los parámetros del generador y transformador equivalentes se calculan con las expresiones propuestas, las cuales son fácil de aplicar, de cálculo rápido y directo. Con la agrupación de generadores de una central se disminuye la cantidad de ecuaciones a resolver.

Los modelos del generador y sistemas de excitación son reducidos de orden utilizando la técnica de realizaciones balanceadas y de la ecuación de oscilación equivalente.

La metodología propuesta para reducir el orden de los modelos matemáticos del generador y sistemas de control calcula índices que permiten estimar la calidad de la reducción del modelo y/o la agregación.

Se presentan resultados de aplicación de las técnicas de reducción de modelos y de agregación de generadores de una central eléctrica.

Se analizan en detalle diversas técnicas para la agregación de generadores y la determinación de coherencia e identificación de las zonas de estudio. Las técnicas analizadas son matemáticamente formales, se incluyen adaptaciones y se clarifican conceptos importantes para la aplicación en sistemas eléctricos de potencia.

Se propone una metodología que combina las ventajas de técnicas modales, modal-coherente y de coherencia. Se utilizan medidas de distancia electromecánica para la determinación de zonas intermedias y externas. Esta metodología se aplica para la obtención de equivalentes dinámicos con resultados satisfactorios.

Finalmente, aplicando la metodología propuesta, se obtienen equivalentes dinámicos para las Areas de Control de Energía del Sistema Interconectado Nacional. Se hace un análisis modal de la red y se reproducen modos de oscilación específicos.