



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

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

**EQUIVALENTES DINÁMICOS PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD
TRANSITORIA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
APLICANDO COHERENCIA**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

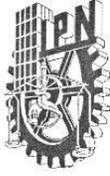
PRESENTA

ING. MARCO ANTONIO CAUDILLO RODRÍGUEZ

MÉXICO D.F.

DICIEMBRE, 2012





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 11:00 horas del día 7 del mes de Diciembre del 2012 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIME-Zacatenco para examinar la tesis titulada:

EQUIVALENTES DINÁMICOS PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA DE SISTEMAS

ELÉCTRICOS DE POTENCIA APLICANDO COHERENCIA”

Presentada por el alumno:

CAUDILLO

RODRÍGUEZ

MARCO ANTONIO

Apellido paterno

Apellido materno

Nombre(s)

Con registro:

B	1	0	2	1	9	7
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

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

LA COMISIÓN REVISORA

Director(a) de tesis

DR. DANIEL OLGUIN SALINAS

PRESIDENTE

DR. DAVID ROMERO ROMERO

SEGUNDO VOCAL

DR. DANIEL RUIZ VEGA

TERCER VOCAL

DR. JAIME ROBLES GARCÍA

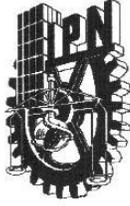
SECRETARIO

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

DR. MAURO ALBERTO ENCISO AGUILAR





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 7 del mes de **Diciembre** del año **2012**, el que suscribe **Marco Antonio Caudillo Rodríguez**, alumno del Programa de **Maestría en Ciencias con especialidad en Ingeniería Eléctrica** con número de registro **B102197**, adscrito a la **Sección de Estudios de Posgrado e Investigación** de la **ESIME Unidad Zacatenco**, manifiesta que es autor intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del **Dr. Daniel Olguín Salinas**, y cede los derechos del trabajo titulado: **"Equivalentes dinámicos para estudios de estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia aplicando coherencia"**, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las direcciones: **templeton_68@hotmail.com** y/o **dolguin47@yahoo.com**

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Ing. Marco Antonio Caudillo Rodríguez

DEDICATORIAS

A dios

Por cuidarme todo este tiempo y permitirme llegar hasta donde estoy.

A mi Mama

Lulu

A quien amo, admiro y respeto con todo mi corazón, siempre me brinda amor, ánimos y cuidados incondicionalmente, gracias por todo, te amo mama.

A mi Papa

Toño

Quien es el mejor maestro que la vida pudo haber puesto en mi camino y de quien me falta mucho por aprender, gracias por los sacrificios que ha hecho para que yo esté aquí hoy, te amo papa.

A mi hermana

Jessy

A quien quiero mucho y admiro por su dedicación y esfuerzo diario.

A toda la Lj

Wero, Mario, Chino, Pat y Electrico

Que son los mejores amigos que la vida pudo darme.

A mis compañeros de SEPI

Quienes hicieron de esta una experiencia inolvidable.

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Daniel Olguín Salinas, que mas que un maestro fue un amigo para mi, quien estuvo siempre pendiente de mi avance, presionando pero también apoyándome incondicionalmente en todo lo necesario. Gracias Doc sin su guía no habría podido terminar este trabajo.

Al Ing. Enrique Galindo, Quien me ofreció su amistad y apoyo para entrar al programa de maestría en ciencias en Ingeniería Eléctrica y a quien siempre recordare como un amigo.

A la comisión revisora de este trabajo conformada por los profesores: Dr. David Romero Romero, Dr. Ricardo Octavio Arturo Mota Palomino, Dr. Daniel Ruiz Vega, Dr. Jaime Robles Garcia y el M. en C. Tomas Asiain

Al Instituto Politecnico Nacional quien es mi segunda casa desde que comenze mis estudios en la ESIME Zacatenco.

Al CONACYT, PIFI-IPN y a la CCA de movilidad nacional por el apoyo financiero recibido para mi manutencion y para esta investigacion

RESUMEN

Las compañías eléctricas realizan un esfuerzo considerable en el desarrollo de estudios de estabilidad angular transitoria para evaluar la capacidad del sistema eléctrico de potencia para soportar un disturbio. Muchas de las soluciones de los estudios de estabilidad transitoria son requeridas rutinariamente para estudios de planeación tanto en corto como en largo plazo. Los estudios a largo plazo, por ejemplo, requieren soluciones que involucren varias combinaciones de configuraciones propuestas tanto del sistema de transmisión como de generación. La planeación a corto plazo requiere soluciones que involucren la coordinación de esquemas de protección y el diseño de sistemas de control.

Representar un sistema completo para realizar estudios puede llegar a ser muy difícil, debido a que muchos de estos sistemas están extensamente interconectados entre compañías distintas. Como resultado de esto, los estudios de estabilidad transitoria requieren del manejo de una gran cantidad de datos y en ocasiones se requiere contar con la base de datos del sistema de una compañía vecina, por lo que es necesario un intercambio de información la cual puede no estar disponible por razones de seguridad.

El presente trabajo obtiene un equivalente dinámico basando en el concepto de coherencia entre generadores de un sistema de potencia y realiza un estudio de estabilidad angular transitoria para grandes disturbios al modelo equivalente para comprobar si el uso del equivalente es válido para una falla dentro de un área de estudio delimitada comparando los resultados obtenidos de este con el sistema original.

Un equivalente dinámico se logra mediante la reducción en los elementos estáticos y dinámicos de la red, los cuales están descritos mediante ecuaciones diferenciales y algebraicas.

En este trabajo se emplea un programa en lenguaje Fortran 90 el cual se obtuvo del "Electrical Power Research Institute" (EPRI) para generar el equivalente dinámico de un sistema de potencia cuyo nombre es EQDINA.FOR además se implementó un algoritmo en el mismo lenguaje, el programa ESTABILIDAD.FOR, para poder realizar estudios de estabilidad angular transitoria para grandes disturbios, los resultados de este programa son validados con un programa de estabilidad comercial, el PSS/E. Se utilizan tres sistemas de prueba: un sistema con 4 máquinas bus infinito, el sistema de dos áreas modificado con 13 nodos y el sistema Nueva Inglaterra de 40 nodos.

ABSTRACT

Power companies spend considerable effort in developing angular transient stability studies to assess the ability of the power system to withstand disturbance. Many solutions of transient stability studies are routinely required for planning studies both in short and long term. Long-term studies require solutions of various combinations of both configurations proposed transmission system as generation. The short-term planning requires solutions that involve the coordination of protection schemes and the design of control systems.

Representing a complete system for studies can be very difficult, because many of these systems are extensively interconnected between different companies. As a result, transient stability studies management require a lot of data and sometimes is necessary to have the system database of a neighbor company, so it is necessary to exchange information which cannot be available for safety reasons.

The present work get a dynamic equivalent of a power system, a stability study for large angular transient disturbance is applied to the equivalent model to check if the use of the equivalent is validated for a failure within a delimited area of study comparing the results of this with the original system.

A dynamic equivalent is achieved by reducing the static and dynamic elements of the network, which are described by differential and algebraic equations.

In this work we use a software package in FORTRAN 90 which was obtained from the "Electrical Power Research Institute" (EPRI) to generate an equivalent dynamic power system named EQDINA.FOR also implemented an algorithm in the same language, the program ESTABILIDAD.FOR to perform transient stability studies for large angular disturbances, the results of this program are validated with a commercial stability program, the PSS/E. three test systems are used: a system with 4 machine infinite bus, the two areas modified system with 13 nodes and the New England system of 40 nodes.

CONTENIDO

RESUMEN	i
ABSTRACT.....	ii
CONTENIDO	iii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	x
SIMBOLOGÍA.....	xiii
ABREVIATURAS	xv
CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivos	2
1.2.1 Objetivo general	2
1.2.2 Objetivos particulares	2
1.3 Justificación	2
1.4 Alcances y limitaciones	3
1.5 Antecedentes históricos	4
1.5.1 Panorama actual de los sistemas eléctricos de potencia.....	7
1.6 Introducción a los sistemas eléctricos de potencia equivalentes	7
1.6.1 Reducción de modelos en Sistemas Eléctricos de Potencia para su análisis.....	7
1.6.2 Requerimientos del equivalente dinámico	9
1.7 Estructura de la tesis.....	10
CAPITULO 2.EQUIVALENTES DINÁMICOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	11
2.1 Introducción	11
2.2 Definiciones y clasificación de estabilidad	12
2.3 Generalidades sobre equivalentes dinámicos.....	12
2.4 Definición del área externa y área de estudio	14
2.5 Equivalentes estáticos	15

2.5.1	Equivalente tipo Ward	16
2.5.2	Equivalente tipo REI	17
2.6	Equivalentes dinámicos	21
2.6.1	Tipos de equivalentes	21
2.6.2	Simplificaciones empíricas	23
2.6.3	Máquina bus infinito	24
2.6.4	Equivalentes dinámicos por métodos modales	25
2.6.5	Equivalentes dinámicos basados en coherencia	27
2.6.6	Equivalente modal-coherente	31

CAPITULO 3. EQUIVALENTES DINÁMICOS PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD POR EL MÉTODO DE COHERENCIA.....		32
3.1	Introducción	32
3.2	Método basado en la coherencia	32
3.3	Procedimiento general para obtener equivalentes dinámicos mediante el método de coherencia	33
3.4	Definición del área de estudio	35
3.5	Identificación de grupos coherentes de generadores	36
3.5.1	Introducción	36
3.5.2	Potencia de aceleración	36
3.5.3	Simulación lineal	38
3.5.4	Grupos coherentes.....	40
3.6	Reducción de nodos de generación.....	41
3.6.1	Introducción	41
3.6.2	Descripción de la red.....	41
3.6.3	Procedimiento para reducir nodos de generación	42
3.7	Reducción de nodos de carga	46
3.7.1	Introducción	46
3.7.2	Reducción de Kron	47
3.7.3	Aplicación de la reducción Ward	48
3.8	Agregación dinámica	49
3.8.1	Introducción	49

3.8.2	Agregación dinámica de maquina modelo clásico.....	49
3.8.3	Agregación dinámica de maquina con controles.....	52
CAPITULO 4. APLICACIÓN DE EQUIVALENTES DINÁMICOS, ANÁLISIS Y RESULTADOS		62
4.1	Introducción	62
4.2	Agregación de generadores en planta.....	63
4.2.1	Agregación de generadores modelo clásico.....	63
4.2.2	Agregación de generadores modelo cuarto orden	68
4.2.3	Agregación de generadores modelo cuarto orden con diferente punto de operación inicial	72
4.3	Equivalente dinámico sistema de dos áreas	74
4.3.1	Introducción	74
4.3.2	Definición del área de estudio y área externa del sistema	75
4.3.3	Identificación de grupos coherentes de generadores	76
4.3.4	Reducción de nodos de generación	77
4.3.5	Reducción de nodos de carga.....	78
4.3.6	Agregación dinámica de generadores coherentes	79
4.3.7	Análisis de estabilidad transitoria angular al sistema de prueba de dos áreas, sistema completo y sistema equivalente	84
4.4	Sistema de prueba Nueva Inglaterra	93
4.4.1	Introducción	93
4.4.2	Definición del área de estudio y área externa.....	96
4.4.3	Análisis de estabilidad angular transitoria modelo clásico de generador.....	98
4.4.4	Análisis de estabilidad angular transitoria modelo cuarto orden con RAV.....	100
4.5	Equivalente dinámico del sistema de prueba Nueva Inglaterra para diferente área de estudio.....	103
4.5.1	Análisis de estabilidad angular transitoria modelo clásico	105
4.5.2	Análisis de estabilidad angular transitoria modelo cuarto orden con RAV.....	108
CAPITULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		112
5.1	Introducción	112
5.2	Conclusiones sobre agregación de máquinas en planta.....	112

5.3	Conclusiones del equivalente dinámico del sistema de prueba de dos áreas	113
5.4	Conclusiones del equivalente dinámico del sistema de prueba Nueva Inglaterra.....	114
5.5	Aportaciones	115
5.6	Recomendaciones para trabajos futuros	116
Referencias.....		117
APÉNDICE A		122
A.1 MARCOS DE REFERENCIA DE LA MÁQUINA SÍNCRONA		122
APÉNDICE B		125
B.1 MODELO CLÁSICO DE MÁQUINA SÍNCRONA.....		125
B.2 MODELO DE CUARTO ORDEN PARA LA MAQUINA DE POLOS LISOS		126
Apéndice C.....		127
C.1 DATOS SISTEMA DE PRUEBA 4 MÁQUINAS BUS INFINITO MODIFICADO		127
C.2 DATOS SISTEMA DE PRUEBA BUS INFINITO EQUIVALENTE		128
C.3 DATOS SISTEMA DE PRUEBA 2 MÁQUINAS BUS INFINITO		129
C.4 DATOS SISTEMA DE PRUEBA 2 MÁQUINAS BUS INFINITO EQUIVALENTE		129
C.5 DATOS SISTEMA DE PRUEBA DE 2 ÁREAS MODIFICADO		130
C. 6 EQUIVALENTE DINÁMICO SISTEMA DE PRUEBA DE 2 ÁREAS MODIFICADO		132
C.7 DATOS SISTEMA DE PRUEBA NUEVA INGLATERRA		134
C.8 DATOS EQUIVALENTE DINÁMICO SISTEMA DE PRUEBA NUEVA INGLATERRA.....		138
C.9 DATOS EQUIVALENTE DINÁMICO SISTEMA DE PRUEBA NUEVA INGLATERRA DIFERENTE ÁREA DE ESTUDIO		140
APÉNDICE D		144
D.1 Diagrama de bloques del paquete EQDINA.FOR		144

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Clasificación de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia [3].	12
Figura 2.2 División del sistema de potencia en área de estudio y área externa	14
Figura 2.3 Grupo de nodos a reducir	18
Figura 2.4 Formación de la red REI	19
Figura 2.5 Configuración estrella de una red REI	19
Figura 2.6 Red REI en estrella	20
Figura 2.7 Sistema de prueba Anderson 9 nodos 3 generadores [28]	23
Figura 2.8 Sistema de prueba Anderson con corte de flujos	23
Figura 2.9 Sistema Maquina Bus Infinito	24
Figura 2.10 Modelo clásico de la maquina síncrona sin saliencia	29
Figura 2.11 Grupos de generadores coherentes en un sistema de potencia	30
Figura 2.12 Curvas de oscilación de tres generadores	30
3.1 Diagrama de flujo del programa EQDINA.FOR	34
Figura 3.2 Definición de área de estudio no continúa	35
Figura 3.3 Grupo de nodos coherentes	42
Figura 3.4 Grupo de nodos coherentes conectados a un nodo equivalente mediante transformadores defasadores.	43
Figura 3.5 La línea entre los nodos 2 y 3 son remplazadas por admitancias en derivación en los nodos respectivos	45
Figura 3.6 Las potencias de generación, cargas y admitancias son enviadas al nodo equivalente.	45
Figura 3.7 Nodo equivalente obtenido de la reducción de nodos de generación	46
Figura 3.8 Circuito equivalente de máquina modelo clásico	49
Figura 3.9 Diagrama de bloques para la dinámica del rotor	50
Figura 3.10 Conexión en paralelo de máquina coherentes	50
Figura 3.11 Circuito equivalente para máquina modelo clásico	51
Figura 3.12 Circuito equivalente para maquina modelo cuarto orden	52
Figura 3.13 Diagrama de bloques de una máquina con controles	53
Figura 3.14 Modelo de máquina con sistema de excitación	54
Figura 3.15 Sistema de excitación IEEE DCA tipo 1	59
Figura 3.16 Agregación de funciones de transferencia de sistemas de excitación	60
Figura 4.1 Sistema de prueba 4 máquinas bus infinito modificado	63
Figura 4.2 Ángulos relativos de las 4 máquinas del sistema	64
Figura 4.3 Sistema de prueba máquina equivalente bus infinito	65
Figura 4.4 Ángulos relativos de las 4 máquinas del sistema contra la máquina equivalente	66
Figura 4.5 Potencia activa y reactiva de las 4 máquinas y máquina equivalente del sistema	67
Figura 4.6 Voltaje terminal de las 4 máquinas del sistema contra la maquina equivalente	67
Figura 4.7 Ángulos relativos de las 4 máquinas modelo cuarto orden del sistema	68
Figura 4.8 Ángulos relativos de las 4 máquinas modelo cuarto orden del sistema contra la máquina equivalente	70

Figura 4.9 Potencia activa y reactiva de las 4 máquinas y máquina equivalente del sistema	71
Figura 4.10 Voltaje terminal de las 4 máquinas del sistema contra la maquina equivalente	71
Figura 4.11 Sistema de prueba 2 máquinas bus infinito	72
Figura 4.12 Sistema de prueba máquinas equivalente bus infinito	72
Figura 4.13 Ángulos relativos de las 2 máquinas del sistema	73
Figura 4.14 Potencia activa y reactiva de las 2 maquinas y máquina equivalente del sistema	74
Figura 4.15 Sistema de prueba de 2 áreas modificado	75
Figura 4.16 Definición de área de estudio y área externa del sistema de prueba de 2 áreas	76
Figura 4.17 Introducción de nodo equivalente y transformadores defasadores para generadores coherentes del sistema de prueba de 2 áreas	78
Figura 4.18 Reducción de nodos de carga para el sistema de 2 áreas	79
Figura 4.19 Circuito equivalente de máquina modelo clásico	80
Figura 4.20 Sistema de dos áreas equivalente	81
Figura 4.21 Sistema de excitación rotatorio DC1A del IEEE	82
Figura 4.22 Función de transferencia equivalente	83
Figura 4.23 Grafica de bode del sistema de control	83
Figura 4.24 Sistema de prueba de 2 áreas	85
Figura 4.25 Sistema de dos áreas equivalente	86
Figura 4.26 Curvas de oscilación de las maquinas del sistema completo y equivalente obtenidas mediante el algoritmo en Fortran.	87
Figura 4.27 Curvas de oscilación de las maquinas del sistema completo y equivalente obtenidas mediante el programa comercial PSS/E.	88
Figura 4.28 Curvas de oscilación de la maquina 2 del sistema completo y equivalente obtenidas en PSS/E y Fortran.	89
Figura 4.29 Curvas de oscilación de las máquinas del sistema completo y equivalente	90
Figura 4.30 Curvas de oscilación de la máquina 2 del sistema completo y del sistema equivalente	91
Figura 4.31 Potencia activa de las máquinas 1 y 2 del sistema completo y del sistema equivalente	92
Figura 4.32 Potencia reactiva de las máquinas 1 y 2 del sistema completo y del sistema equivalente	92
Figura 4.33 Voltaje en terminales de las máquinas 1 y 2 del sistema completo y del sistema equivalente	93
Figura 4.34 Sistema de prueba Nueva Inglaterra	94
Figura 4.35 Curvas de oscilación de las 10 máquinas del sistema Nueva Inglaterra obtenidas por el programa de estabilidad en Fortran	95
Figura 4.36 Curvas de oscilación de las 10 máquinas del sistema Nueva Inglaterra obtenidas por el programa PSS/E.	95
Figura 4.37 Comparación de las curvas del sistema original.	96
Figura 4.38 Definición de área de estudio y área externa del sistema de prueba Nueva Inglaterra	97
Figura 4.39 Equivalente dinámico del sistema de prueba Nueva Inglaterra	98
Figura 4.40 Curvas de los generadores del equivalente dinámico	99

Figura 4.41 Curvas de oscilación del sistema completo y equivalente dinámico	99
Figura 4.42 Curvas de oscilación del sistema completo y equivalente dinámico	101
Figura 4.43 Potencia activa de las maquinas 1, 8, 9 y 10 del sistema completo y del equivalente dinámico.	102
Figura 4.44 Potencia reactiva de las maquinas 1, 8, 9 y 10 del sistema completo y del equivalente dinámico.	102
Figura 4.45 Voltajes en terminales de las maquinas 1, 8, 9 y 10 del sistema completo y del equivalente dinámico.	103
Figura 4.46 Definición de área de estudio y área externa del sistema de prueba Nueva Inglaterra	104
Figura 4.47 Equivalente dinámico del sistema de prueba Nueva Inglaterra con diferente área de estudio	105
Figura 4.48 Curvas de oscilación de los generadores modelo clasico en el área de estudio para el Sistema completo y Equivalente obtenidas por ESTABILIDAD.FOR	106
Figura 4.49 Curvas de oscilación de los generadores modelo clasico en el área de estudio para el Sistema completo y Equivalente obtenidas en PSS/E	107
Figura 4.50 Comparación de las curvas de oscilación de los generadores modelo clasico en el área de estudio para el Sistema completo y Equivalente obtenidas por ESTABILIDAD.FOR y PSS/E	108
Figura 4.51 Curvas de oscilación para las máquinas en el área de estudio del sistema completo y equivalente dinámico	109
Figura 4.52 Potencia activa de las máquinas en el área de estudio del sistema completo y del equivalente dinámico.	110
Figura 4.53 Potencia reactiva de las máquinas en el área de estudio del sistema completo y del equivalente dinámico.	110
Figura 4.54 Voltajes en terminales de las máquinas en el área de estudio del sistema completo y del equivalente dinámico.	111
Figura A.1 Relación entre los marcos de referencia de la red y de la máquina síncrona	122
Figura B.1 Circuito equivalente de maquina modelo clásico	125
Figura B.2 Circuito equivalente de maquina en estado subtransitorio modelo 4to orden	126
Figura C.1 Sistema de prueba 4 maquinas bus infinito modificado	127
Figura C.2 Sistema de prueba bus infinito equivalente	128
Figura C.3 Sistema de prueba 2 máquinas bus infinito	129
Figura C.4 Equivalente dinámico sistema 2 maquinas bus infinito equivalente	129
Figura C.5 Sistema de prueba de 2 áreas modificado	130
Figura C.6 Equivalente dinámico sistema de prueba de 2 áreas modificado	132
Figura C.7 Sistema de prueba Nueva Inglaterra	134
Figura C.8 Equivalente dinámico sistema de prueba Nueva Inglaterra	138
Figura C.9 Equivalente dinámico sistema de prueba Nueva Inglaterra diferente área de estudio	140
Figura D.1 Diagrama de bloques del paquete EQDINA.FOR	144

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3-1 Función Aproximada de la maquina	53
Tabla 4-1 Datos de maquina sistema 4 máquinas bus infinito	64
Tabla 4-2 Datos de maquina sistema 4 maquinas bus infinito	65
Tabla 4-3 Datos de máquina modelo 4to orden sistema 4 maquinas bus infinito	68
Tabla 4-4 Datos de máquina sistema 4 maquinas bus infinito	69
Tabla 4-5 Datos de máquina sistema 4 máquinas bus infinito	72
Tabla 4-6 Datos de la maquina equivalente	72
Tabla 4-7 Elementos de cada área definida para el sistema	76
Tabla 4-8 Grupos de generadores coherentes para un tolerancia de 3 grados	77
Tabla 4-9 Admitancias en derivación en el sistema equivalente	79
Tabla 4-10 Datos de máquinas modelo clásico pertenecientes al grupo coherente	80
Tabla 4-11 Datos de máquina equivalente modelo clásico	80
Tabla 4-12 Datos de maquinas modelo de cuarto orden pertenecientes al grupo coherente	81
Tabla 4-13 Datos de maquina equivalente modelo de cuarto orden	81
Tabla 4-14 Datos de los sistemas de excitación para las cuatro maquinas del sistema de 2 áreas	82
Tabla 4-15 Datos de los sistemas de excitación	83
Tabla 4-16 Flujos de potencia para el sistema completo y equivalente dos áreas	84
Tabla 4-17 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del generador 2 del sistema completo y equivalente obtenido de ESTABILIDAD.FOR	87
Tabla 4-18 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del generador 2 del sistema completo y equivalente obtenidas por el PSS/E	88
Tabla 4-19 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del generador 2 del sistema completo y equivalente obtenidas por el PSS/E y ESTABILIDAD.FOR	89
Tabla 4-20 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del generador 2 del sistema completo y equivalente obtenidas por el PSS/E	91
Tabla 4-21 Diferencia angular entre las curvas del sistema original con PSS/E y ESTABILIDAD.FOR	96
Tabla 4-22 Nodos que conforman el área de estudio y externa	96
Tabla 4-23 Grupos de generadores que conforman los grupos coherentes para distintas tolerancias de agrupación	97
Tabla 4-24 Diferencia angular entre las curvas del sistema original y equivalente con PSS/E y ESTABILIDAD.FOR	100
Tabla 4-25 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del sistema completo y equivalente obtenidas por el PSS/E	101
Tabla 4-26 Nodos que conforman el área de estudio y externa	103
Tabla 4-27 Grupos de generadores que conforman los grupos coherentes para distintas tolerancias de agrupación	104
Tabla 4-28 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del sistema completo y equivalente obtenidas por ESTABILIDAD.FOR	106

Tabla 4-29 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del sistema completo y equivalente obtenidas en PSS/E	107
Tabla 4-30 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del sistema completo y equivalente obtenidas en PSS/E	109
Tabla C-1 Datos máquina (modelo Clásico) 4 maquinas bus infinito modificado	127
Tabla C-2 Datos máquina (modelo 4to Orden) 4 maquinas bus infinito modificado	127
Tabla C-3 Datos línea 4 maquinas bus infinito modificado	128
Tabla C-4 Datos maquina equivalente (modelo Clásico) bus infinito equivalente	128
Tabla C-5 Datos maquina equivalente (modelo 4to Orden) bus infinito equivalente	128
Tabla C-6 Datos línea bus infinito equivalente	128
Tabla C-7 Datos maquina (modelo Clásico) 2 máquinas bus infinito	129
Tabla C-8 Datos línea 2 máquinas bus infinito	129
Tabla C-9 Datos maquina equivalente (modelo Clásico) maquinas bus infinito equivalente	130
Tabla C-10 Datos máquina (modelo Clásico) 2 áreas modificado	130
Tabla C-11 Datos máquina (modelo 4to Orden) 2 áreas modificado	130
Tabla C-12 Datos RAV 2 áreas modificado	131
Tabla C-13 Datos línea 2 áreas modificado	131
Tabla C-14 Datos máquina (modelo Clásico) Equivalente dinámico 2 áreas modificado	132
Tabla C-15 Datos máquina (modelo 4to Orden) Equivalente dinámico 2 áreas modificado	132
Tabla C-16 Datos RAV Equivalente dinámico 2 áreas modificado	132
Tabla C-17 Datos línea Equivalente dinámico 2 áreas modificado	133
Tabla C-18 Datos transformadores Equivalente dinámico 2 áreas modificado	133
Tabla C-19 Datos admitancias en derivación Equivalente dinámico 2 áreas modificado	133
Tabla C-20 Datos maquina (modelo Clásico) Nueva Inglaterra	134
Tabla C-21 Datos máquina 4to orden Nueva Inglaterra	135
Tabla C-22 Datos RAV Nueva Inglaterra	135
Tabla C-23 Datos línea Nueva Inglaterra	136
Tabla C-24 Datos de transformadores Nueva Inglaterra	137
Tabla C-25 Datos carga sistema completo Nueva Inglaterra	137
Tabla C-26 Datos maquina (modelo Clásico) Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	138
Tabla C-27 Datos máquina 4to orden Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	138
Tabla C-28 Datos RAV Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	139
Tabla C-29 Datos línea Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	139
Tabla C-30 Datos de líneas equivalentes (línea y transformador) Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	139
Tabla C-31 Datos de transformadores Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	139
Tabla C-32 Datos de carga Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	140
Tabla C-33 Datos admitancias en derivación Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	140
Tabla C-34 Datos maquina (modelo Clásico) Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	141
Tabla C-35 Datos máquina 4to orden Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	141
Tabla C-36 Datos RAV Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	141
Tabla C-37 Datos línea Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	142

Tabla C-38 Datos de líneas equivalentes (línea y transformador) Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	142
Tabla C-39 Datos de transformadores Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	142
Tabla C-40 Datos de carga Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	143
Tabla C-41 Datos admitancias en derivación Equivalente dinámico Nueva Inglaterra	143

SIMBOLOGÍA

\tilde{I}	Vector de corriente
\tilde{Y}	Vector de admitancias
\tilde{V}	Vector de voltajes
Y_{bus}	Matriz de admitancias
Z	Impedancia
\tilde{S}	Potencia compleja
\tilde{V}_j^*	Voltaje conjugado
\tilde{S}_j^*	Potencia conjugada
V_t	Voltaje en terminales
\tilde{I}_t	Corriente en terminales
\dot{x}	Vector de estado
A	Matriz de estado
λ_n	Eigen valor
Λ	Matriz diagonal cuyos valores que no son cero son eigenvalores
T	Matriz de transformación
δ_i	Posición angular del rotor del generador i
ϕ	Diferencia angular entre los marcos de referencia de la maquina
$\varepsilon_{\Delta\delta}$	Tolerancia para coherencia
t_{cl}	Tiempo crítico de liberación
δ_i^s	Valor en estado estable de δ_i
Y_{ij}	Magnitud de la admitancia transferida entre la maquina i y j
r_0 y r_1	Grado de diferencia entre las condiciones iniciales
r_2	Grado de acoplamiento entre las maquinas con relación al acoplamiento con el bus infinito
r_3	Define la similitud entre las inercias de las maquinas

P_{A_i}	Potencia de aceleración
P_{M_i}	Potencia mecánica
P_{G_i}	Potencia eléctrica
H_i	Constante de inercia del generador i
ω_i	Velocidad angular del generador i
P_G, Q_G	Potencia activa y reactiva en los buses de generación
P_L, Q_L	Potencias activas y reactivas en los nodos de carga
E, δ	Voltajes y ángulos en los buses de generación
V, θ	Voltajes y ángulos en los buses de carga
∂	Derivada parcial
$ \tilde{V}_t $	Magnitud del voltaje en terminales
θ_t	Angulo del voltaje en terminales
V_q	Voltaje en el eje cuadratura
V_d	Voltaje en el eje directo
e_{fd}	Voltaje en devanado de campo
ω_0	Velocidad síncrona
$G \pm jB$	Admitancia nodal
R_a	Resistencia de armadura del generador
E'	Tensión detrás de la reactancia síncrona
V_{fd}	Voltaje de campo
i_d	Corriente en eje directo
X_d	Reactancia síncrona en eje directo
X'_d	Reactancia transitoria en eje directo
X_q	Reactancia síncrona en eje cuadratura
X'_q	Reactancia transitoria en eje cuadratura

x_l	Reactancia de dispersión
T'_{d0}	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en el eje directo.
T'_{q0}	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto en el eje cuadratura.
x'_{deqv}	Reactancia transitoria equivalente en eje directo
$R_{a,eqv}$	Resistencia de armadura equivalente del generador
$P_{G,eqv}$	Potencia generación equivalente de maquina
H_{eqv}	Constante de inercia equivalente
G_{Ej}	Función de transferencia del RAV para la maquina i
KA	Ganancia del sistema de excitación
T_A	Constante de tiempo del regulador
T_E	Constante de tiempo del excitador

ABREVIATURAS

SIME	Equivalente de maquina simple
REI	Equivalente radial e independiente
SEP	Sistema eléctrico de potencia
PSS/E	Simulador de sistemas de potencia
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos
G	Generador
RAV	Regulador automático de potencia

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

El objetivo de un sistema eléctrico de potencia (SEP) es proporcionar un servicio confiable, eficiente y de buena calidad a los usuarios, para lograr esto, el sistema eléctrico de potencia se diseña con índice de confiabilidad y seguridad para diferentes condiciones de operación, es decir, los sistemas están diseñados y construidos para operar tan eficientemente como sea posible bajo condiciones normales, además cuando se presenta un disturbio en el sistema el cual deje fuera de operación parte del equipo y como resultado se produzca una elevación de potencia el sistema debe ser capaz de absorber estos esfuerzos sin sufrir daño alguno y obtener un nuevo balance de potencia [1].

La propiedad de un sistema de potencia que le permite permanecer en un estado de operación en equilibrio bajo condiciones normales de operación y recuperar un estado aceptable de equilibrio después de que ha ocurrido un disturbio, es conocida como estabilidad [2]. Esta importante propiedad se ha dividido para su estudio en estabilidad angular, estabilidad de voltaje y estabilidad de frecuencia. La estabilidad angular está relacionada con la habilidad del sistema de potencia de permanecer en sincronismo, la estabilidad de voltaje se relaciona con la habilidad del sistema de potencia de mantener voltajes estacionarios aceptables en todos los nodos del sistema y la estabilidad de frecuencia se relaciona con la habilidad de mantener un nivel adecuado de esta en todo sistema, todas ellas bajo condiciones normales de operación y después de que el sistema ha sido sujeto a un disturbio [3, 4].

Actualmente los sistemas de potencia son muy grandes y altamente interconectados, realizar estudios de estabilidad requiere de un gran esfuerzo computacional por la gran cantidad de datos que se requieren para dicho estudio, además del tiempo de cálculo, este problema se hace más grande mientras mayor detalle se requiera en la representación de los elementos del sistema. Además de los problemas ya mencionados los sistemas de potencia actuales son forzados a trabajar cada vez más cerca de sus límites de estabilidad.

Los estudios de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia se pueden hacer más eficientes si se representa la porción del sistema que queda fuera de los límites de un área de estudio, previamente establecida, por un equivalente del sistema. Es aquí donde se hace importante la obtención adecuada de dicho sistema el cual represente adecuadamente tanto la red como la generación, a estos sistemas se les llama equivalentes dinámicos, ya que consideran la dinámica del sistema.

Este trabajo obtiene un equivalente dinámico para cada uno de los sistemas de prueba, para un punto de operación determinado de cada uno, esto es importante ya que las condiciones de operación del sistema varían de un punto de operación a otro. Mediante el uso de equivalentes dinámicos se logra que los estudios de estabilidad transitoria se realicen de manera más rápida y con una cantidad menor de datos obteniéndose buenos resultados con respecto a los obtenidos con un sistema completo. La formulación de

equivalentes dinámicos requiere de resolver varios problemas siendo los más importantes la identificación de generadores que puedan ser agrupados además de la agregación dinámica de estos. Los estudios de estabilidad forman una parte muy importante en el análisis de los sistemas de potencia por lo que un manejo eficiente y más rápido de estos son de gran importancia.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Aplicar un método para identificar grupos coherentes de generadores de un sistema eléctrico de potencia.

Formar equivalentes dinámicos, utilizando el concepto de coherencia en la reducción de generadores, para los sistemas de prueba y aplicarles estudios de estabilidad angular transitoria, comprobando su correcta operación con respecto a los sistemas originales.

1.2.2 Objetivos particulares

1.- Utilizar un método basado en la coherencia para la agrupación de generadores en los distintos sistemas de potencia para un disturbio.

2.- Formar equivalentes dinámicos para estudios de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, utilizando tanto una metodología heurística como la propuesta por R. Podmore [9,10].

3.- Realizar estudios de estabilidad angular a los sistemas eléctricos de potencia con el equivalente que se desarrolla en base al método ya mencionado utilizando para ello el programa ESTABILIDAD.FOR. Analizar los resultados comparandolos con los obtenidos de un sistema completo mediante el programa en fortran ya mencionado y un programa comercial, el PSS/E, para determinar si el método propuesto es útil tomando como referencia para este análisis el máximo ángulo de separación entre las curvas de oscilación de ambos sistemas.

1.3 Justificación

Con el fin de lograr distribuir la energía eléctrica de forma confiable y económica hacia los centros de carga, las compañías eléctricas han evolucionado durante el último siglo formando grandes sistemas interconectados, como el UCTE por sus siglas en ingles (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) la cual suministra energía eléctrica a casi 400 millones de personas en 20 países de Europa [15].

La simulación digital en el análisis de estabilidad de sistemas de potencia interconectados de gran escala requiere de un gran esfuerzo por parte de los ingenieros de potencia.

A pesar de los avances tecnológicos logrados en el diseño y uso de las computadoras, la simulación digital eficiente de sistemas de potencia de gran escala está restringida debido a la gran cantidad de elementos que estos pueden llegar a contener.

El grado de detalle que se usa en los modelos que representan los componentes del sistema afectan directamente la exactitud de los resultados y al mismo tiempo eleva el costo del estudio. Esto lleva al problema de satisfacer dos problemas simultáneamente; minimizar el costo del estudio y mantener una buena exactitud en los resultados del estudio.

En el análisis de estabilidad de los sistemas de potencia, las simulaciones con un modelo detallado consumen mucho tiempo. Los sistemas de potencia interconectados reales, representados con detalle pueden consistir en modelos dinámicos de muchas variables de estado, lo cual resulta en una gran carga computacional, a pesar del desempeño de las computadoras modernas.

Muchas veces no es necesario obtener el comportamiento completo del sistema, si no que solamente se requiere del análisis de una parte de este (área de estudio) en la cual se simula la falla o cambios en la configuración y solo algunos elementos son de interés.

Los estudios de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia se pueden hacer más eficientes y rápidos si se representa la porción del sistema que realmente es de interés para el analista por medio de un equivalente dinámico.

El uso de estos equivalentes reducen la zona de estudio mediante equivalentes de red y de nodos de generación, esto representa un incentivo para el uso de la computadora digital en el análisis de grandes redes y para poder dar una solución satisfactoria a los problemas antes mencionados.

1.4 Alcances y limitaciones

El trabajo obtiene un equivalente dinámico para cada uno de los sistemas de prueba que se utilizan definiendo para ello una parte del sistema como área de estudio y otra área externa la cual se verá modificada por este equivalente, dicho equivalente es válido para el punto de operación que se esté analizando. Para ello se emplea el paquete EQDINA.FOR obtenido de [10].

Los sistemas están limitados a dos modelos de máquina para su análisis, modelo clásico y un modelo de cuarto orden.

El funcionamiento del equivalente dinámico es justificado realizando estudios de estabilidad angular transitoria para lo que se implementó el algoritmo ESTABILIDAD.FOR en fortran dicho programa se ve limitado al uso de modelo clásico de máquinas, en el caso de máquinas con orden mayor se utiliza el programa PSS/E, también utilizado para verificar la precisión en los resultados de ESTABILIDAD.FOR con modelo clásico.

El trabajo no pretende realizar un análisis a fondo de estabilidad, solo se verifica el comportamiento correcto del equivalente dinámico.

1.5 Antecedentes históricos

La estabilidad de los sistemas de potencia es un tema complejo el cual ha presentado un gran reto a los ingenieros de potencia por muchos años. Un resumen histórico del tema es de gran ayuda para tener un mejor entendimiento del problema actualmente.

Desde la puesta en operación de los sistemas eléctricos de potencia, su planeación, protección y operación se ha visto afectada por el problema de la estabilidad y la problemática de encontrar metodologías adecuadas para el estudio de esta.

El diseño de un sistema ampliamente interconectado el cual asegure una operación estable a un costo mínimo es uno de los principales problemas para las compañías que suministran energía eléctrica. Desde el punto de vista de la teoría de control, el sistema de potencia es un proceso multivariable de muy alto orden, operando en un ambiente de constante cambio. Debido a la gran dimensión y complejidad del sistema, es esencial realizar simplificaciones y analizar problemas en específico usando un grado correcto de la representación de los detalles del sistema. El sistema de potencia es un sistema altamente no lineal cuyo desempeño dinámico está influenciado por una amplia cantidad de aparatos con diferentes características y tiempos de respuesta. Por lo que la estabilidad de los sistemas de potencia no debe ser vista como un problema sencillo.

La estabilidad del sistema de potencia fue reconocida como un problema importante en los años veintes y estos fueron asociados a la conexión de generadores hidroeléctricos a centros de consumo distantes. La inestabilidad se daba generalmente después de cortocircuitos u otros disturbios. En este momento lo más importante era mantener los generadores en sincronía mediante la operación de protecciones, si estas no liberaban la falla dentro de un tiempo crítico establecido, por lo general menor a 2 segundos, se procedía a realizar modificaciones en la red [2]. Los métodos para el análisis de estabilidad estaban limitados a sistemas sencillos como sistemas de dos máquinas, con el desarrollo de la industria eléctrica los sistemas crecían cada vez más interconectándose unos con otros, lo cual era económicamente atractivo, sin embargo los problemas de estabilidad se incrementaban [25].

A partir de los años sesenta, se ha puesto especial interés en la estabilidad de los sistemas de potencia, más en específico en la estabilidad transitoria, como consecuencia, la principal herramienta para el análisis de estabilidad tanto en el diseño como en la operación de los sistemas de potencia ha sido los programas de estabilidad transitoria.

En cuanto a la aplicación de equivalentes que representen de manera reducida un sistema de potencia, uno de los primeros intentos fue propuesto por Brown, en 1969. [5] El método se basa en trabajos previos con analizadores de redes el cual utilizaba un conjunto de factores para obtener cargas y generadores equivalentes para el área del

sistema que se va a reducir. Los resultados obtenidos fueron poco exactos y no lo bastante confiables ya que el método era bastante heurístico.

En 1970, Elangovan y Kuppurajulu propusieron un método basado en el análisis modal [6]. Este método se basa en la simplificación de sistemas lineales los cuales son las ecuaciones del sistema alrededor de un punto de equilibrio específico, el método representa la respuesta transitoria del sistema mediante dos modelos reducidos diferentes, uno donde prevalece la respuesta lenta y el otro donde prevalece la respuesta rápida del sistema.

En el mismo año de 1970 se propuso el primer método basado en el análisis de coherencia [7] propuesto por Chang y Adibi. Este método utiliza un modelo clásico de maquina síncrona los cuales se modelan como fuentes de corrientes además las cargas son modeladas como admitancias constantes. El método tiene como objetivo principal obtener grupos de generadores que oscilen de forma muy parecida, el sistema es dividido en dos partes de las cuales una será reducida y la otra se mantendrá intacta. El principal problema del método es la obtención de variables que no corresponden a las reales del sistema por lo que no es posible su aplicación en programas de estabilidad convencionales.

Para 1973, Lee y Schweppe propusieron un método el cual utiliza los conceptos de distancia eléctrica y una distancia de reflexión el cual mide los efectos dinámicos de un generador sobre la estabilidad del sistema de potencia [8] El objetivo principal de este método consiste, de forma parecida, a trabajos anteriores determinar grupos coherentes de generadores en este caso de acuerdo a un factor de distancia, el método divide los generadores en tres: generadores severamente afectados, menos afectados y muy poco afectados por una falla, la división se hace en base a un factor de distancia de ángulo de oscilación.

En 1978 Podmore [9,10] propone un método de simulación lineal basado en el concepto de coherencia. Este método ha tenido bastante aceptación y se basa en el análisis de la distancia angular máxima entre generadores bajo condiciones de falla utilizando las curvas de oscilación obtenidas de estos para identificar los grupos de generadores coherentes.

Para 1981, Rudnick y Patiño [11] basados en el método de coherencia para obtener equivalentes dinámicos, propusieron un trabajo donde se muestran las ventajas de utilizar una relación de cambio en la energía cinética para la identificación de grupos coherentes.

En México se han desarrollado trabajos para obtener equivalentes de sistemas eléctricos de potencia tanto estáticos como dinámicos que muestren resultados satisfactorios. [1,12, 13, 14,15, 16,17].

En 1976 se presenta uno de los primeros trabajos que abordan el tema de equivalentes de sistemas de potencia a cargo del Dr. Daniel Olguín Salinas [1], donde se presentan

dos métodos para realizar estudios de estabilidad angular, el método de reducción de la red a los nodos internos de las maquinas y el método de nodos retenidos.

En 1980 el M. en C. Adrian Inda Ruiz [12]. Presenta un método nuevo para el cálculo de equivalentes dinámicos lineales usando un procedimiento de mínimos cuadrados y realización óptima en el dominio de la frecuencia, el método permite reducciones drásticas en el orden de los sistemas dinámicos utilizando una representación lineal del mismo, el método separa el sistema en un área de estudio y una o más áreas externas que conforman el resto del sistema y las cuales serán linealizadas para su posterior reducción.

Un año más tarde en 1981 D. Olguín y F. Aboytes, se muestra la aplicación de equivalentes dinámicos por el método de coherencia [13] a un sistema real con un modelo de maquina clásico sin controles. Años más tarde en 1992 se retoma el tema por J. Ramírez Arredondo en el trabajo desarrollado en [14] se realiza un análisis de estabilidad transitoria a la red nacional mexicana, obteniendo como primer paso un equivalente estático mediante un software comercial, posteriormente se lleva a cabo una agrupación de generadores por medio de dos métodos: método modal y el método de perturbaciones singulares, para su posterior análisis y comparación.

Ya para el 2002, D. Ruíz Vega [15] realiza la evaluación y control de la seguridad dinámica utilizando estudios de estabilidad transitoria por medio del método SIME (por sus siglas en ingles Single-Machine Equivalent) el cual es un método extendido del criterio de áreas iguales para estabilidad, el principio básico de este método es el de transformar los parámetros de un sistema multi-maquinas suministrados por un programa en el dominio del tiempo en un sistema maquina bus infinito.

E. Belmonte González en el 2002 [16], obtiene un equivalente estático del sistema de potencia, el trabajo consiste en obtener una función de energía transitoria utilizando la formulación de la red reducida la cual incluya modelos de carga no lineal, la función de energía obtenida se utiliza para evaluar la estabilidad transitoria de un sistema de potencia.

Por último en el 2011, J. Aparicio Pulido [17], realiza un análisis de contingencias aplicado al equivalente estático de un sistema de potencia obtenido por medio de dos metodologías distintas: WAR-HALE y REI, ambos métodos muestran resultados satisfactorios cuando son comparados con el sistema completo.

Recientemente se han desarrollado equivalentes dinámicos utilizando redes neuronales como en [18,26], donde se propone una red neuronal artificial para la obtención de equivalentes dinámicos de orden reducido de sistemas de potencia en el dominio del tiempo por lo que el sistema equivalente es compatible con modelos estándar de componentes de sistemas de potencia, una vez más el sistema se divide en dos áreas una de estudio y un área externa, la red neuronal artificial extrae los estados del sistema reducido, se formula un sistemas de ecuaciones diferenciales y se entrena la red para obtener para posteriormente ser entrenada y resolver las ecuaciones.

1.5.1 Panorama actual de los sistemas eléctricos de potencia

Actualmente, a pesar del aumento de consumo de energía eléctrica que existe, la puesta en funcionamiento de nuevas plantas de generación y líneas de transmisión se desarrollan despacio debido a preocupaciones ambientales, problemas de expropiación de terrenos y razones económicas. Lo anterior demuestra que los sistemas de potencia tendrán que trabajar cada vez más cerca de sus límites de estabilidad. Además, el contexto regulador actual requiere que los sistemas de potencia operen en muchas ocasiones, en condiciones para las cuales no fueron diseñados haciéndolos menos seguros [25].

La interconexión entre áreas vecinas se ha convertido en una práctica atractiva ya que permite una operación más segura y económica del sistema. Además, el uso de nuevas tecnologías en los sistemas de potencia hace que su complejidad aumente de forma continua. En general, el contexto en el que deben operar actualmente los sistemas de potencia, hace que la estabilidad de estos se vea amenazada. El llamado acceso abierto ha permitido la oportunidad de realizar cada vez un mayor número de transacciones de energía eléctrica entre áreas. Esto ha aumentado la carga para los sistemas interconectados, lo cual se refleja en significativas transferencias de potencia a través de la interconexión de las áreas. Estas transferencias de potencia han dado lugar a oscilaciones de potencia entre áreas cada vez más frecuentes. Estas oscilaciones inestables o poco amortiguadas reducen la calidad de la energía y la vida de los equipos. Además, estas oscilaciones también son indeseables porque restringen la capacidad de transferencia de potencia [17].

1.6 Introducción a los sistemas eléctricos de potencia equivalentes

1.6.1 Reducción de modelos en Sistemas Eléctricos de Potencia para su análisis

Las redes eléctricas son consideradas como uno de los sistemas más grandes y complejos que existen en la actualidad, ya que estos están conformados no solo por elementos eléctricos si no que están interconectados con otros sistemas como lo son hidráulicos, electrónicos y térmicos. Cada uno con distintas formas de operación.

Cada uno de estos sistemas requiere para su planeación, operación y control numerosos estudios de diversos tipos para lograr un funcionamiento adecuado de estos sistemas.

Los sistemas eléctricos no son la excepción, y requieren como ya se ha mencionado antes una gran cantidad de estudios y análisis para lograr una operación adecuada en general.

Los avances tecnológicos y científicos han hecho posible realizar cada vez mas estudios que son indispensables con una mayor precisión, al mismo tiempo que estos avances aumentan también los sistemas incrementan su complejidad y tamaño lo que acarrea nuevos problemas en la simulación de estos para su análisis. Los sistemas de potencia

actuales son sistemas altamente interconectados, lo que incrementa no solo su tamaño si no también la complejidad en su análisis. Por lo que los cálculos requeridos para su análisis en estado estacionario requieren de un gran esfuerzo computacional.

Con los avances computacionales actuales, es posible realizar estos estudios en un tiempo razonable. Sin embargo, además del tiempo de ejecución, otro factor que afecta directamente en las formulaciones de gran escala es la enorme cantidad de resultados que deben interpretarse para tomar decisiones adecuadas [19,20,21].

En el presente trabajo se retoma un tema importante para el análisis de los sistemas de potencia el cual es la reducción del sistema de potencia mediante el uso de equivalentes dinámicos que son representaciones reducidas del sistema los cuales consideran tanto la parte pasiva o estática (líneas y nodos de carga) como la parte dinámica (generadores) del sistema de potencia.

En la formulación de los estudios de SEPs es conveniente efectuar reducciones en 2 aspectos importantes del sistema:

- A nivel sistema, al agrupar nodos de carga y nodos de generación [22].
- A nivel de elementos, en los modelos de generador, sistemas de control y modelos de carga [22].

Para la reducción de nodos de carga existen diversas técnicas, la más ampliamente conocida y que actualmente sigue aplicándose es la reducción de nodos por el método Ward.

El equivalente tipo Ward [23]; que tiene la finalidad de hacer la reducción de nodos de carga mediante una reducción algebraica basada en una eliminación nodal gaussiana estándar.

La reducción de nodos de generación por su parte requiere de un procedimiento más complicado, para comenzar es importante obtener los nodos de generación que serán reducidos, en el presente trabajo estos nodos se obtiene de acuerdo al método de coherencia el cual agrupa los generadores que se comportan de una manera muy similar para una condición en específica. En capítulos siguientes se proporciona la metodología completa para esta reducción.

La reducción en los modelos de generación y en los sistemas de control también adoptan distintas metodologías que van desde reducciones simples hasta las basadas en sus funciones de transferencia.

Existe un aspecto fundamental que debe cumplir cualquier reducción. La red reducida debe ser capaz de proporcionar resultados de voltajes, ángulos de fase y flujos de potencia en líneas entre los nodos que se conservan, tan cercanos como sea posible a los que se obtienen con los datos de la red original, es decir, que se mantiene la precisión de los resultados con respecto al caso base.

Si bien la reducción de un sistema de potencia por medio de equivalentes no representa una disminución en el grado de las ecuaciones a resolver y el tiempo requerido para realizar un estudio no varía linealmente con la disminución de ecuaciones a resolver, si se observa un decremento en el tiempo de estudio y un menor esfuerzo computacional al resolver las ecuaciones. Sin embargo la principal ventaja del uso de equivalentes no radica en el tiempo que lleva realizar el estudio, si no en la menor cantidad de datos que se manejan, con lo que se pueden realizar mayor cantidad de estudios sin necesidad de correr la simulación con el sistema completo para una misma condición de operación, además de esta ventaja, desde un punto de vista económico con las reestructuraciones que el sector eléctrico está sufriendo, es posible realizar estudios y análisis de sistemas interconectados utilizando solamente el sistema de interés y un equivalente del sistema vecino interconectado.

Para el uso efectivo de un equivalente es importante definir el área de interés, interna o de estudio, donde se desea analizar el comportamiento de todas las variables del sistema, y el área externa es la que representa la parte del sistema que representa la parte del sistema que puede ser representada por un modelo reducido y donde no es de interés el comportamiento individual de los elementos [14].

Un procedimiento común es considerar en detalle solo el sistema bajo estudio y representar los sistemas externos mediante equivalentes. Los equivalentes estáticos para estudios de flujos de potencia tienen un gran desarrollo, mientras los equivalentes dinámicos aun son objeto de estudio, sin embargo se ha encontrado que son de gran ayuda en el análisis de los sistemas de potencia.

1.6.2 Requerimientos del equivalente dinámico

Un equivalente apropiado deberá cumplir ciertos requerimientos en precisión y esfuerzo computacional. El conjunto mínimo de requerimiento es el siguiente: [24, 17, 20, 22,14]

El equivalente, visto desde sus fronteras, debe representar confiablemente el comportamiento del SEP que se reduce.

El sistema equivalente debe reproducir tan cercanamente como sea posible la naturaleza física del SEP original.

El equivalente debe ser suficientemente flexible para manejar cambios de estado del sistema y ser válido en un intervalo amplio de aplicaciones.

El equivalente debe ser compatible con los programas usados para resolver problemas cotidianos en la red.

El equivalente debe asegurar soluciones matemáticas factibles.

La red reducida debe contener el menor número de nodos que sea posible.

El SEP a reducir puede dividirse en 2 partes: [24, 17, 20, 22,14]

El subsistema lineal, formado por los elementos estáticos, como son: líneas de transmisión, transformadores, reactores y capacitores, así como las admitancias, que representan el efecto capacitivo de las líneas y los taps de transformadores.

El subsistema no-lineal, que es formado por elementos dinámicos, esto es generadores y cargas.

1.7 Estructura de la tesis

Este trabajo es compuesto por 5 capítulos en los cuales se hace la descripción, formulación y la codificación de los métodos para la formación de equivalentes.

Capítulo 1: Introducción. Se describen la justificación, objetivo, metas, antecedentes históricos, las contribuciones de este trabajo y la estructura del mismo.

Capítulo 2: Estabilidad y equivalentes dinámicos. Se describe la teoría general de estabilidad y de los métodos para obtener equivalentes dinámicos.

Capítulo 3: Método de coherencia para estudios de estabilidad. Se desarrolla el modelo matemático propuesto para el método de coherencia.

Capítulo 4: Aplicación de equivalentes dinámicos, análisis y resultados. Se analizaran diversos Sistemas de Potencia aplicando el método anterior, comparando resultados con sistemas completos.

Capítulo 5: Conclusiones y recomendaciones. Se presenta el análisis de los resultados, conclusiones, así como recomendaciones para trabajos futuros.

2. EQUIVALENTES DINÁMICOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

2.1 Introducción

La operación exitosa de un sistema de potencia depende en gran manera de la habilidad de los ingenieros para proveer un servicio confiable e ininterrumpido a la carga. La confiabilidad en el suministro de energía implica mucho más que simplemente ser confiable. Idealmente las cargas deben ser alimentadas a un voltaje y frecuencia constantes o dentro de una tolerancia en todo momento [28].

La estabilidad en los sistemas de potencia ha sido reconocida como un problema importante para la operación segura de sistema desde 1920, la mayoría de los principales apagones han sido causados por problemas de inestabilidad en el sistema por lo que se nota la importancia del estudio de este fenómeno [3].

Históricamente la inestabilidad angular transitoria ha sido el problema de estabilidad dominante en la mayoría de los sistemas de potencia y ha sido el foco de atención para muchas empresas. Debido a que los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se encuentran continuamente creciendo e interconectándose con otros SEP's, el uso de nuevas tecnologías y controles además del incremento en la operación de estos bajo condiciones altamente estresantes han dado origen a diferentes formas de inestabilidad. Por ejemplo la estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y las oscilaciones inter-área han tenido una mayor importancia los últimos años [3].

La estabilidad en un sistema de potencia puede definirse en forma general como la propiedad de un sistema de potencia de ser capaz de mantener en equilibrio el estado de operación bajo condiciones de operación normal y de recuperar un estado aceptable de equilibrio después de haber sido sujeto a un disturbio [3].

La inestabilidad en los sistemas de potencia se puede manifestar en distintas formas dependiendo de la configuración del sistema y el modo de operación. Tradicionalmente los problemas de estabilidad se relacionaban a mantener una operación síncrona, debido a que los sistemas de potencia dependen de maquinas síncronas para la generación de potencia eléctrica, una condición necesaria para una operación satisfactoria del sistema es que todas las maquinas se mantengan en sincronismo. Este aspecto de la estabilidad está influenciado por la dinámica de los ángulos del rotor del generador y la relación potencia-ángulo [2].

2.2 Definiciones y clasificación de estabilidad

La clasificación de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia mostrada en este trabajo está basada en las siguientes consideraciones:

- La naturaleza física del modo resultante de inestabilidad y en el cual es posible observarla.
- El tamaño del disturbio.

Dispositivos, procesos y la duración del tiempo que debe tomarse en consideración para evaluar la estabilidad.

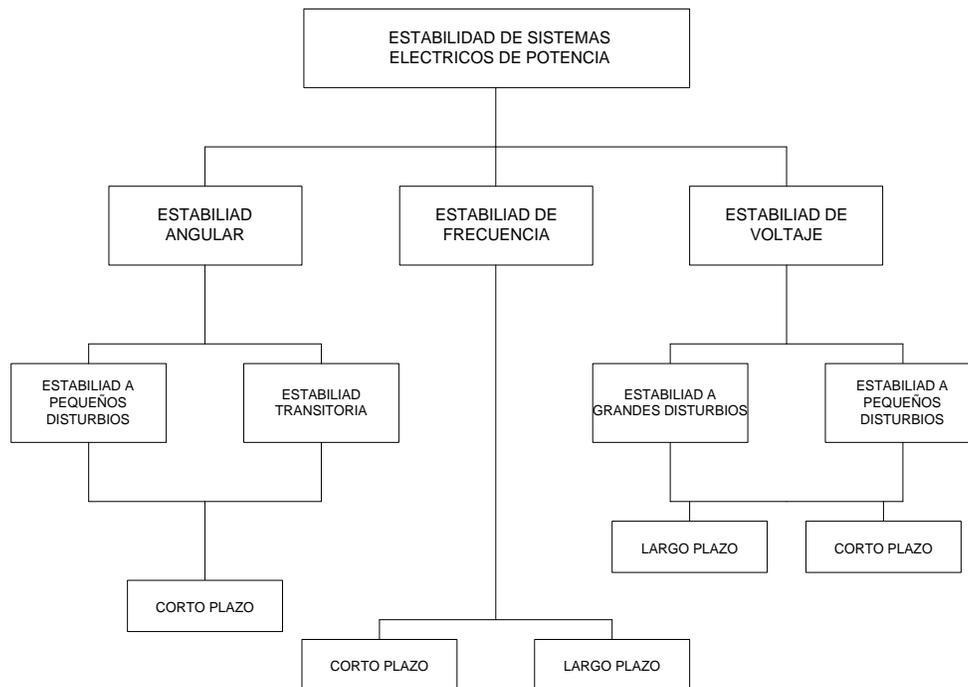


Figura 2.1 Clasificación de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia [3].

2.3 Generalidades sobre equivalentes dinámicos

Los sistemas eléctricos de potencia son considerados como unos de los sistemas más grandes y complejos que existen actualmente debido a la gran cantidad de elementos con los que estos están formados, aunado a esto los SEP cada vez se interconectan mas con otros incrementando su tamaño y complejidad. Muchas veces resulta poco eficiente representar grandes sistemas a detalle para realizar algún tipo de estudio debido a las siguientes razones [35]:

- Limites prácticos de memoria computacional.

- El tiempo de cálculo excesivo requerido por los sistemas de gran potencia, en particular cuando se ejecutan simulaciones dinámicas y programas de estabilidad.
- Las partes del sistema que se encuentran lejos de la falla tienen poco efecto sobre la dinámica del sistema por lo que resulta innecesario modelarlos con gran precisión.
- A menudo las partes de grandes sistemas interconectados pertenecen a empresas de servicios diferentes, cada una teniendo su propio centro de control que trata las otras partes del sistema como subsistemas externos.
- En algunos países, las empresas privadas compiten entre sí y no revelan información detallada sobre su sistema. Esto significa que los datos vitales sobre este pueden no estar disponibles.
- Suponiendo que los datos completos del sistema estén disponibles, el mantenimiento de las bases de datos sería difícil y costoso.

Desde que se comenzaron a realizar este tipo de análisis se ha intentado reducir o utilizar modelos cada vez más simples tanto de los elementos pasivos como de los elementos activos.

El presente trabajo se centra en la obtención de un modelo reducido de todo el sistema, la reducción del sistema consiste en reemplazar el sistema original por otro de una dimensión mucho menor, de acuerdo a los siguientes requisitos [14,17,36]:

- El costo de generar el modelo reducido debe ser menor que el costo de realizar el análisis utilizando el sistema original.
- El modelo reducido debe reproducir tan cercanamente como sea posible la naturaleza física de la parte del SEP original que se redujo.
- El modelo reducido debe asegurar soluciones matemáticas factibles.
- La porción de red que no se reduce debe proporcionar resultados de voltajes, ángulos de fase y flujos de potencia en líneas y nodos tan cercanos como sea posible a los que se obtienen con la red original.
- El modelo reducido debe ser compatible con los procedimientos computacionales usados para resolver problemas cotidianos en la red.

Los sistemas eléctricos actualmente han incrementado su tamaño de una manera considerable lo cual se ha convertido en uno de los principales problemas a resolver en los estudios de estabilidad transitoria, el cual involucra el manejo de una gran cantidad de datos y tiempo de solución cada vez mayores [26].

Como se ha mencionado anteriormente el modelo reducido debe representar tan cercano como sea posible el sistema original pero para lograr esto es necesario que el estudio a realizarse sea aplicando las mismas condiciones a ambos sistemas, es decir el lugar de aplicación de falla, tiempo de liberación y tipo de falla, por lo que no es conveniente reducir el sistema completo.

2.4 Definición del área externa y área de estudio

Antes de hablar sobre las técnicas existentes para obtener equivalentes estáticos, es necesario dejar en claro dos términos ampliamente usados en la formación de cualquier tipo de equivalente.

Resulta conveniente separar el sistema en dos áreas: área de estudio y área externa [9,25,26].

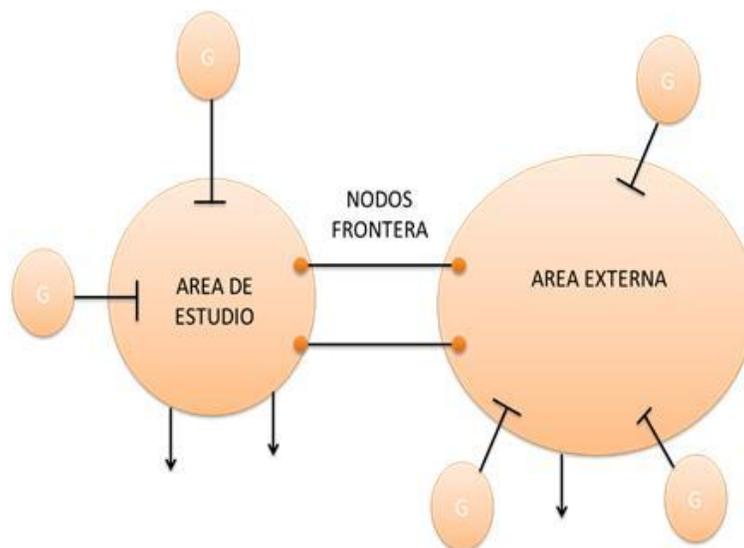


Figura 2.2 División del sistema de potencia en área de estudio y área externa

La figura 2.2 muestra la composición básica de un sistema eléctrico de potencia, en el cual ha sido dividido en 2 áreas.

El área de estudio es la parte del sistema delimitada por cierta cantidad de nodos retenidos la cual no sufrirá cambio alguno en su representación y en el que se desea analizar el comportamiento de generadores o nodos ante una cierta falla o cambio de configuración dentro del área de estudio.

El área externa es la parte restante del sistema en la cual no se requiere analizar ningún componente de este además es la parte que será reducida en tamaño y orden.

Los nodos frontera son los nodos que delimitan al área de estudio con la externa, mediante estos nodos ambas áreas se encuentran interconectadas.

2.5 Equivalentes estáticos

En estudios industriales de los sistemas de potencia, las redes por resolver se extienden extensamente y en muchas ocasiones incluyen ciento o miles de elementos. Por lo que las matrices de admitancia para estos grandes sistemas tienen asociadas sistemas de ecuaciones nodales que se resuelven para un correspondiente número de voltajes de nodos desconocidos. Con el fin de resolver tales sistemas, se requieren técnicas numéricas basadas en el uso de computadores que eviten la inversión directa de tal matriz, con lo que se disminuye el esfuerzo computacional y la cantidad de datos procesados [55].

En el desarrollo de equivalentes estáticos se combinan aspectos heurísticos y procedimientos sistemáticos. Estos sistemas reducidos son usados ampliamente en estudios de flujos donde siempre se cuenta con el caso base a partir del cual se obtiene el equivalente [56].

En general un equivalente estático es un modelo reducido de un sistema de potencia y se logra mediante la reducción de elementos pasivos como lo son nodos y cargas de un sistema, dejando intactos los generadores del mismo.

Cualquier sistema reducido o equivalente de red debe ser capaz de proporcionar resultados tanto de voltaje, ángulos de fase flujos de potencia entre otros, muy cercanos a los que se obtendrían con el sistema completo, es decir, la precisión en los resultados debe preservarse respecto al caso base.

Existen dos técnicas ampliamente conocidas que obtienen un sistema reducido en los elementos pasivos de este.

Equivalente tipo Ward o reducción de Kron, es una versión basada en el procedimiento de eliminación Gaussiana, el cual tiene la finalidad de reducir la cantidad de nodos internos del área externa del SEP [23].

Equivalente tipo REI por sus siglas en inglés (*Equivalente tipo Radial e Independiente*); establecido como una forma de reducción que agrega un nodo ficticio el cual compensa al SEP mediante una inyección equivalente para estudios de flujos de potencia o de análisis de contingencias y que es conformado por tres áreas: área interna, área de buses frontera y área externa [19].

2.5.1 Equivalente tipo Ward

Un conjunto de ecuaciones lineales (2.1) es utilizado para describir una red con impedancias constantes, a partir de la cual se muestra el desarrollo de la reducción.

$$[\tilde{I}] = [\tilde{Y}][\tilde{V}] \quad (2.1)$$

Las ecuaciones nodales de admitancias pueden describirse de forma expandida como:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1^1 \\ \vdots \\ \tilde{I}_n^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_{11}^1 & \cdots & \tilde{Y}_{1n}^1 \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ \tilde{Y}_{n1}^1 & \cdots & \tilde{Y}_{nn}^1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \vdots \\ \tilde{V}_n \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Los superíndices indican el orden en el cual las cantidades son derivadas. Eliminando \tilde{V}_1 de todos los renglones excepto del primero obtenemos:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1^1 \\ \tilde{I}_2^2 \\ \vdots \\ \tilde{I}_n^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_{11}^1 & \cdot & \cdot & \tilde{Y}_{1n}^1 \\ 0 & \tilde{Y}_{22}^2 & \cdot & \tilde{Y}_{2n}^2 \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ 0 & \tilde{Y}_{n2}^2 & \cdot & \tilde{Y}_{nn}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \tilde{V}_n \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Donde

$$\tilde{I}_j^2 = \tilde{I}_j^1 - (\tilde{Y}_{j1}^1 / \tilde{Y}_{11}^1) \tilde{I}_1^1 \quad \text{para } 1 < j \leq n \quad (2.4)$$

Y

$$\tilde{Y}_{jk}^2 = \tilde{Y}_{jk}^1 - (\tilde{Y}_{1k}^1 / \tilde{Y}_{11}^1) \tilde{Y}_{j1}^1 \quad \text{para } 1 < j \leq n, 1 < k \leq n \quad (2.5)$$

De manera similar se procede a eliminar \tilde{V}_2 de todos los renglones excepto del primero y segundo para obtener:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1^1 \\ \tilde{I}_2^2 \\ \tilde{I}_3^3 \\ \vdots \\ \tilde{I}_n^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_{11}^1 & \tilde{Y}_{12}^1 & \cdot & \cdot & \tilde{Y}_{1n}^1 \\ 0 & \tilde{Y}_{22}^2 & \cdot & \cdot & \cdot \\ 0 & 0 & \tilde{Y}_{33}^3 & \cdot & \tilde{Y}_{3n}^3 \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ 0 & 0 & \tilde{Y}_{3n}^3 & \cdot & \tilde{Y}_{nn}^3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \tilde{V}_n \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Donde

$$\tilde{I}_j^3 = \tilde{I}_j^2 - (\tilde{Y}_{j2}^2 / \tilde{Y}_{22}^2) \tilde{I}_2^2 \quad \text{para } 2 < j \leq n \quad (2.7)$$

Y

$$\tilde{Y}_{jk}^3 = \tilde{Y}_{jk}^2 - (\tilde{Y}_{2k}^2 / \tilde{Y}_{22}^2) \tilde{Y}_{j2}^2 \quad \text{para } 2 < j \leq n, 2 < k \leq n \quad (2.8)$$

Continuando el procedimiento de esta manera, después de $i - 1$ iteraciones obtendremos

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1^1 \\ \cdot \\ \tilde{I}_i^i \\ \cdot \\ \tilde{I}_n^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_{11}^1 & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & 0 & \tilde{Y}_{ii}^i & \cdot & \tilde{Y}_{in}^i \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \tilde{Y}_{ni}^i & \cdot & \tilde{Y}_{nn}^i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \cdot \\ \tilde{V}_i \\ \cdot \\ \tilde{V}_n \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Extrayendo los renglones $i, i + 1, \dots, n$ obtenemos

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1^i \\ \cdot \\ \tilde{I}_n^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_{ii}^i & \cdot & \tilde{Y}_{in}^i \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \tilde{Y}_{ni}^i & \cdot & \tilde{Y}_{nn}^i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_i \\ \cdot \\ \tilde{V}_n \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Podemos considerar que la ecuación (2.10) representa las admitancias equivalentes de la red original. Las líneas de la red corresponden a las admitancias que no son cero en la matriz. La siguiente operación de eliminación la cual procesa la columna i en (2.9) corresponde a eliminar el nodo i de la red. La subred de líneas que interconectan al nodo i es remplazada por una red equivalente vista desde los nodos vecinos. Lo que requiere de los siguientes cambios:

- Las corrientes inyectadas en cada nodo j adyacente al nodo i es modificada por, $-(\tilde{Y}_{ji}^i/\tilde{Y}_{ii}^i)\tilde{I}_i^i$
- Las admitancias propias de cada nodo j adyacente al nodo i es modificada por, $-(\tilde{Y}_{ji}^i/\tilde{Y}_{ij}^i)\tilde{Y}_{ii}^i$
- Las admitancias mutuas entre cada par de nodos j y k los cuales son adyacentes al nodo i es modificada por, $-(\tilde{Y}_{ik}^i/\tilde{Y}_{ii}^i)\tilde{Y}_{ji}^i$ si la admitancia mutua fue previamente cero, entonces, una nueva línea es introducida a la red equivalente.

En la formación de equivalentes estáticos mediante este tipo de metodología es importante tomar en cuenta el problema que representa su aplicación en sistemas con una cantidad muy grande de elementos, el problema principal radica en la eliminación de nodos de carga la cual genera que la matriz sea rellena con líneas adicionales entre los buses que son retenidos, lo que puede generar efectos contraproducentes y crear una red equivalente con un mayor número de líneas que la red original, el procedimiento a realizar para evitar este problema es la selección apropiada de los nodos que serán reducidos, una buena técnica es realizar la eliminación con los nodos que serán reducidos ordenados jerárquicamente del nodo con mayor numero de interconexiones al menor.

2.5.2 Equivalente tipo REI

El equivalente tipo REI fue aprobado por el CIGRE (*Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos*) para la reducción de Sistemas Eléctricos de Potencia y desarrollado por el Dr. Paul Dirmo a principios de los años 60`s [19].

En el desarrollo del equivalente REI un grupo de nodos de la red es remplazado por un simple nodo equivalente ficticio, el método puede ser aplicado a nodos slack, de carga y

generación. El atractivo principal del método es poder retener en forma agrupada un conjunto de nodos de carga o generación en uno solo.

El método en un principio fue desarrollado para realizar equivalentes que pudieran ser utilizados en estudios de flujos de potencia, sin embargo existen reportes donde, el uso de esta metodología en aplicaciones de estabilidad transitoria fue usada para reducir buses internos de una maquina clásica [19].

El método REI puede aplicarse a nodos de carga con un modelo no lineal, el procedimiento se describe a continuación [57]:

Primero los componentes de la carga no lineal, por ejemplo una combinación de corriente e impedancia constante, se aíslan del grupo de nodos seleccionados a ser reducidos, son transferidos y compensados en un nodo equivalente el cual es referido como nodo R como se muestra en la figura 2.3

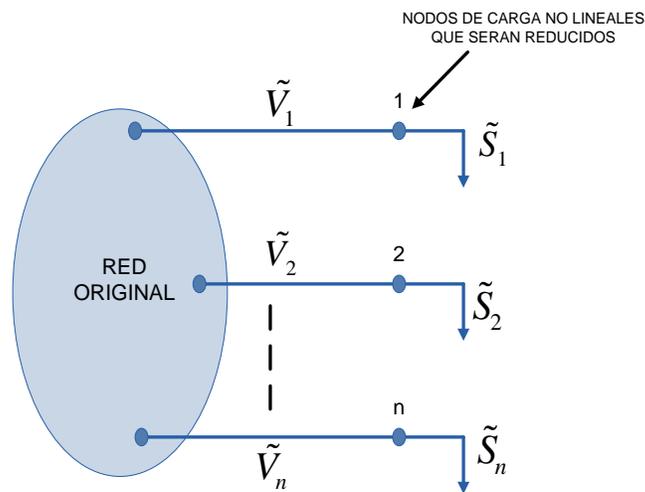


Figura 2.3 Grupo de nodos a reducir

A continuación se calcula la potencia compleja de este nodo:

$$\tilde{S}_R = \sum_j \tilde{S}_j \quad (2.11)$$

Donde

\tilde{S}_j = Potencia compleja del bus j , incluyendo las componentes de no lineales de carga

El segundo paso en la formación del equivalente es interponer una red REI entre el nodo ficticio y los nodos originales como se muestra en la figura 2.4

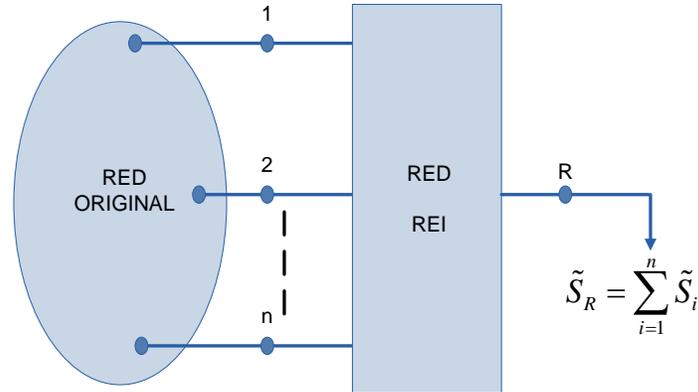


Figura 2.4 Formación de la red REI

Aun cuando es posible tener varias configuraciones de redes REI, la configuración estrella es que se utiliza comúnmente en sistemas de potencia, en la figura 2.5

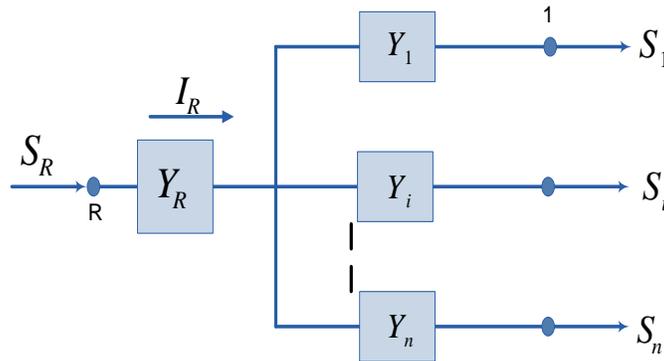


Figura 2.5 Configuración estrella de una red REI

La red REI es un circuito en estrella la cual está conectada radialmente a un nodo ficticio G a cada uno de los nodos originales al igual que el nodo R. la potencia compleja absorbida por la red REI está limitada a ser cero para el caso base debido a que la potencia de la carga total que fluye de los nodos originales debe ser igual a la potencia total que fluye fuera del nodo R.

En la figura 2.6, se muestra el equivalente REI para un conjunto de nodos. El voltaje en el nodo G puede especificarse arbitrariamente, aunque la selección de un valor cero genera una mejor precisión. Una vez que el voltaje en el nodo G es seleccionado, se determinan las admitancias de modo que los flujos de potencia en los buses originales se mantienen bajo las condiciones base.

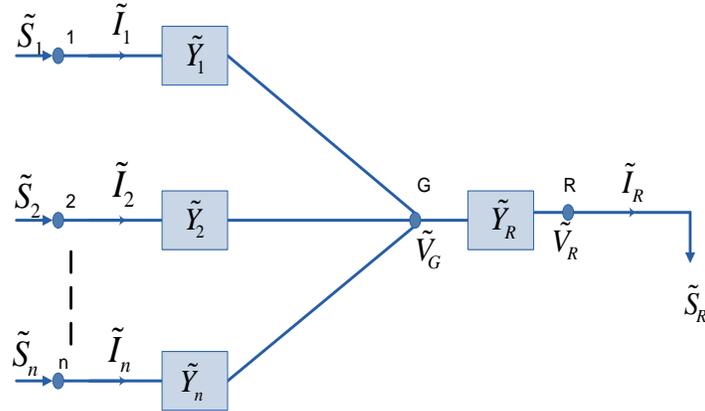


Figura 2.6 Red REI en estrella

Las admitancias de las líneas conectadas a los nodos originales están dados por:

$$\tilde{Y}_j = \tilde{I}_j / (\tilde{V}_j - \tilde{V}_G) \quad (2.12)$$

Donde la corriente de línea \tilde{I}_j es la corriente no lineal del nodo j dada por:

$$\tilde{Y}_j = \tilde{S}_j^* / \tilde{V}_j^* \quad (2.13)$$

La corriente que sale del nodo R es:

$$\tilde{I}_R = \sum_{i=1}^n \tilde{I}_i \quad (2.14)$$

Y el voltaje en el nodo R

$$\tilde{V}_R = \tilde{S}_R / \tilde{I}_R^* \quad (2.15)$$

Mientras que la admitancia asociada a la línea de R

$$\tilde{Y}_R = \tilde{I}_R / (\tilde{V}_G - \tilde{V}_R) \quad (2.16)$$

Después que la red REI a sido insertada, los nodos de la red original son pasivos y contienen solamente carga de impedancia constante, las cuales son posteriormente eliminadas mediante reducciones Ward. El nodo G también es un nodo pasivo y puede ser reducido de manera similar.

Le equivalente REI puede ser usado tanto para cargas lineales como no lineales, se pueden forma equivalentes REI por separado como se desee, siempre y cuando el sistema se divida en sub-áreas las cuales estén conectadas topológicamente de manera débil [57].

2.6 Equivalentes dinámicos

El principal problema en los estudios de estabilidad como se ha mencionado es lidiar con una gran cantidad de datos para sistemas altamente interconectados y muy extensos por lo que obtener una reducción del tamaño del sistema externo aporta grandes ventajas al realizar estudios. La reducción de esta parte del sistema además de presentar una disminución en la cantidad de datos debe mostrar el impacto del comportamiento entre el área externa e interna que se tiene con el sistema completo. Una vez que se ha obtenido un sistema reducido del área externa debe ser posible simular fallas o cambios de configuración de la red así como pérdidas de generación o carga en el área de estudio obteniendo resultados que se asemejen lo más posible a los que se obtendrían realizando estos cambios en el sistema original.

Un equivalente dinámico es un modelo simplificado de orden reducido del sistema externo, se maneja un número menor tanto de ecuaciones algebraicas como diferenciales para representar el área externa y por lo tanto comprende de un o más generadores equivalentes y una red equivalente [25,37,38]. El equivalente dinámico tiene la estructura de un sistema de potencia real por lo que puede ser representado físicamente.

El uso de equivalentes dinámicos proporcionan ventajas claras: un ahorro en el manejo de datos cuando se requiere del análisis de una parte o un solo componente del sistema original ofreciendo un resultado bastante parecido al que se obtendría de usarse el sistema completo por lo que el análisis es más rápido para el personal a cargo ya que requiere del análisis de menos variables.

En aplicaciones como evaluación de seguridad y diseño de sistemas de control, los equivalentes dinámicos son de gran ayuda para satisfacer limitaciones computacionales o del mismo software aunque las características de cada equivalente dinámico dependen de la aplicación en las que se utilicen. También pueden ser de ayuda en todos aquellos fenómenos donde interviene de forma importante la dinámica de los generadores síncronos conectados a una red, como los son problemas de estabilidad, sincronismo, control carga-frecuencia entre otros [14,39,40].

Otro de los puntos importantes de un equivalente dinámico es que este es válido para un punto de operación específico, por lo que se pueden obtener diferentes equivalentes para distintos puntos de operación. El equivalente dinámico deberá ser especificado de acuerdo a la necesidad del estudio que el analista desee realizar. Estas especificaciones determinaran el detalle que se utilizara para modelar los elementos de la red y el grado de complejidad de la agregación dinámica.

2.6.1 Tipos de equivalentes

Como se ha mencionado antes uno de los pasos más importantes en la formación de equivalentes dinámicos es la división del sistema en dos, el área de estudio y el área externa. La obtención del equivalente dinámico se centra en el área externa la cual es la parte del sistema a reducir. Los métodos por los cuales se puede producir un equivalente

del área externa pueden dividirse ampliamente en dos grupos dependiendo si se requiere o no del conocimiento tanto de la configuración como de los parámetros del área externa.

Los métodos que no requieren ningún conocimiento de la aérea externa son usados para realizar evaluación de seguridad. Los detalles de estos métodos pueden encontrarse en [41,42], estos métodos toman mediciones de cantidades eléctricas de elementos que se encuentran en el área de estudio y en los nodos frontera de este con el área externa.

Los métodos que requieren conocimiento del área externa son llamados *métodos de modelos reducidos*, estos son utilizados principalmente para análisis fuera de línea del sistema, dentro de este tipo de métodos para obtener equivalentes dinámicos se encuentra la metodología que se aplica en este trabajo.

Los modelos reducidos pueden dividirse en dos grupos [35]:

Reducción física, el cual consiste en seleccionar modelos adecuados para los elementos del sistema (generadores, líneas, cargas, etc.) dependiendo de la influencia que tengan estos elementos de forma individual en la determinación de la respuesta del sistema ante una perturbación en particular. Por lo general los elementos cercanos al disturbio son modelados con mayor precisión mientras que los elementos más alejados son modelados de forma más sencilla. Para casos prácticos se busca modelar todos los elementos solamente con las variables necesarias utilizando en la manera de lo posible seleccionar el modelo más simple, dependiendo del tipo de análisis a realizar.

Reducción topológica, la cual consiste en la eliminación y/o agregación de ciertos nodos en el área externa para reducir el tamaño de la red y el número de unidades generadoras.

En general se pueden citar cuatro métodos generales para desarrollar equivalentes dinámicos:

- Simplificaciones empíricas
- Métodos modales.
- Métodos basados en la coherencia.
- Métodos modal-coherente

A partir de estos cuatro métodos se han derivado distintas metodologías que pueden ser aplicadas a un sistema de potencia para obtener un equivalente dinámico de este. Entre los trabajos más importantes desarrollados hasta ahora se encuentran:

- Técnicas modales
- Análisis modal
- Análisis modal selectivo
- Métodos basados en coherencia
- Coherencia lenta
- Coherencia basada en análisis de frecuencia
- Reconocimiento de patrones utilizando el concepto de distancia eléctrica
- Identificación de coherencia basada en el análisis modal

- Método SIME
- Método por perturbaciones singulares

2.6.2 Simplificaciones empíricas

La construcción de equivalentes dinámicos se ha basado en aproximaciones empíricas las cuales involucran la modificación de equivalentes estáticos para así poder aproximar los efectos dinámicos de los generadores

Uno de los equivalentes más simples es la de realizar un simple corte entre las líneas que conectan al área externa con el área de estudio justo como se muestra en la figura 2.8

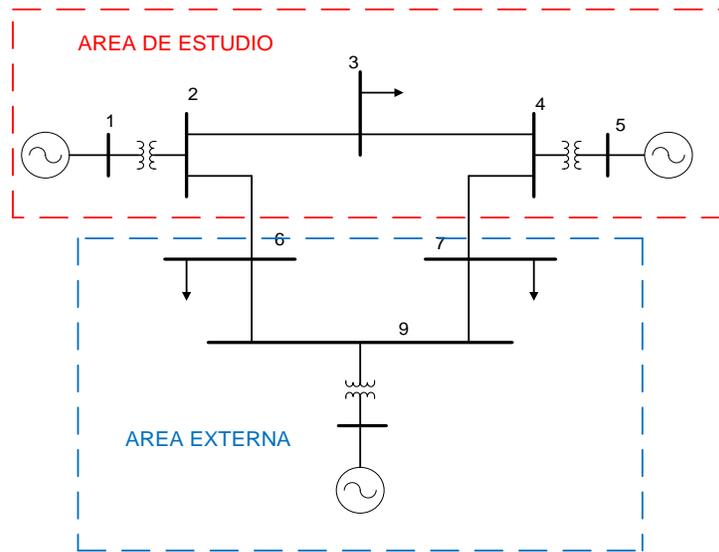


Figura 2.7 Sistema de prueba Anderson 9 nodos 3 generadores [28]

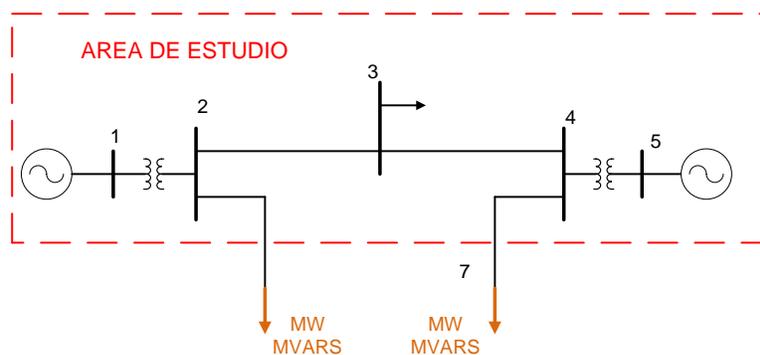


Figura 2.8 Sistema de prueba Anderson con corte de flujos

El método consiste en realizar un estudio de flujos y obtener las potencias que fluyen entre nodos por las líneas del sistema, localizar las líneas que interconectan las áreas de estudio y externa y sustituirlas por cargas con un valor de potencia activa y reactiva igual a la obtenida en el estudio de flujos.

Aunque este método es ampliamente usado para realizar estudios de flujos cuando se requiere obtener nuevos flujos en un sistema más pequeño con resultados satisfactorios, sin embargo, su uso en análisis de estabilidad queda muy limitado y arroja resultados muy inexactos ya que el sistema no representa en lo mínimo la dinámica de los generadores ni el efecto de la red.

Por otro lado los métodos para reducir la red son bien conocidos, como la reducción Gaussiana y el método REI, pero estos equivalentes estáticos no reducen el número de generadores en la red por lo que su representación queda limitada a una red reducida solamente en el número de nodos y cargas. Algunas formas de reducir la cantidad de generadores ha sido incluir un generador el cual represente la inercia de todos estos, fuera del área de estudio con una inercia muy grande y datos de máquina promedio de estos.

2.6.3 Máquina bus infinito

Otra de las formas en que se puede construir un equivalente dinámico es mediante el uso de un sistema máquina bus infinito, figura 2.9, Los generadores sincrónicos se usan en muy raras ocasiones para alimentar cargas individuales, comúnmente se conectan a un sistema de potencia. El bus infinito es la idealización de un sistema de potencia, el cual es tan grande que su voltaje y frecuencia no sufren cambios, además puede consumir o suministrar la cantidad de potencia activa y reactiva que la máquina requiera. El bus infinito puede verse como una gran máquina equivalente de dimensiones muy grandes y a la cual ninguna falla produce un efecto considerable en ella [2,33].

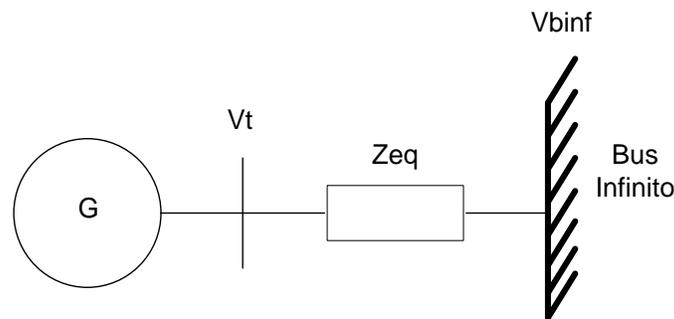


Figura 2.9 Sistema Máquina Bus Infinito

Donde Z_{eq} es una impedancia equivalente del sistema de potencia donde se incluyen varias líneas de transmisión, transformadores y cargas. G es una o más máquinas sincrónicas conectadas al bus infinito, V_t y V_{binf} son respectivamente los voltajes terminales de la máquina síncrona y la magnitud del bus infinito.

Actualmente existe un método basado en el principio del sistema máquina bus infinito el cual proporciona buenos resultados y no se considera como una simplificación empírica, el método SIME (por sus siglas en inglés Single-Machine Equivalent) [15] es un método extendido del criterio de áreas iguales, el procedimiento general para su aplicación es la de transformar los parámetros de un sistema de potencia multimáquina los cuales fueron

obtenidos de un programa en el dominio del tiempo, en un sistema bus infinito de una máquina basado en la suposición que la pérdida de sincronismo en cualquier sistema genera que las máquinas de este se dividan en 2 grupos, las máquinas críticas que son aquellas que pierden sincronismo y las no críticas, las cuales se mantienen estables. El método SIME considera la evolución de parámetros de estas máquinas con el tiempo (ángulo de rotor, velocidad, potencia, etc) por lo que puede aplicarse a mediciones en tiempo real [15].

2.6.4 Equivalentes dinámicos por métodos modales

Los equivalentes dinámicos obtenidos mediante el uso de reducciones modales o análisis modal se forman por un conjunto reducido de ecuaciones diferenciales lineales [43].

El uso de equivalentes dinámicos obtenidos por este método requiere para su análisis que el programa utilizado para ello sea capaz de utilizar la forma especial del sistema obtenido ya que los programas estándar utilizados rara vez manejan este tipo de equivalentes dinámicos por lo que su uso es escaso en casos prácticos.

Existen diversos métodos modales, todos relacionados entre sí, ya que se basan en la respuesta dinámica de todo un sistema lineal el cual se descompone en modos naturales del dicho sistema.

Considerando la representación de un sistema lineal descrito por:

$$\dot{x} = Ax \quad (2.17)$$

Con un punto inicial de operación $x(0)$, la solución de este sistema está dada por:

$$x(t) = e^{At}x(0) \quad (2.18)$$

O

$$x_i(t) = \alpha_{i1}e^{\lambda_1 t} + \alpha_{i2}e^{\lambda_2 t} + \dots + \alpha_{in}e^{\lambda_n t} \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (2.18a)$$

Donde el i -ésimo componente, x_i , del vector n -dimensional x se compone de n términos exponenciales, $e^{\lambda_n t}$, llamados modos naturales. La importancia del n -ésimo modo, $e^{\lambda_n t}$ en la componente x_i , depende de la magnitud del factor de amplitud α_{in} y de la parte real del eigenvalor λ_n . Estos factores dependen a su vez del estado inicial $x(0)$.

La aplicación de los métodos modales tiene como base el principio general de dividir el sistema en dos áreas, una de estudio y una externa. Una vez realizado esto el sistema externo se modela mediante ecuaciones algebraicas que describan el comportamiento de la red y un conjunto de ecuaciones diferenciales que modelen los efectos electromecánicos y dinámicos de los generadores así como sus controles los cuales están interconectados a la red.

La construcción del equivalente involucra tres pasos principales, estos son la construcción de un conjunto general de ecuaciones algebraicas y diferenciales del sistema externo, la

separación de los modos naturales mediante transformaciones de este conjunto general de ecuaciones en su forma canónica y por último la reducción del orden de las ecuaciones en su forma canónica [14,43].

La obtención de un conjunto general de ecuaciones parte de las ecuaciones no lineales tanto algebraicas como diferenciales representadas en forma compacta que describen el sistema:

$$\dot{x} = F(x, v_t) \quad (2.19)$$

Donde x es el vector de estado y v_t el vector de voltajes terminales, las ecuaciones se linealizan bajo la suposición de que un disturbio dentro del área de estudio es lo suficientemente pequeño, y las ecuaciones pueden describirse como:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x} &= A \Delta x + B \Delta v_t \\ \Delta i_t &= C \Delta x' + D v_t \end{aligned} \quad (2.20)$$

Donde $\Delta x'$ es un subconjunto de Δx , Δi_t son las desviaciones en las corrientes, A, B, C y D son matrices de coeficientes; las desviaciones de corriente pueden encontrarse por medio de un estudio de flujos de carga. Estas ecuaciones constituyen el equivalente electromecánico, pero debido a que estas incluyen grandes matrices son computacionalmente ineficientes, por lo que es necesario transformarla en un equivalente más compacto y eficiente.

La matriz característica A se diagonaliza utilizando los eigenvectores de la misma, resultado

$$\begin{aligned} \dot{z} &= \Lambda z + E \Delta v_t \\ z &= T \Delta x \end{aligned} \quad (2.21)$$

Donde z es un nuevo vector de estado, Λ es la matriz diagonal cuyos valores que no son cero son eigenvalores de A, E es la nueva matriz de coeficientes para Δv_t y T la matriz de transformación que emplea los eigenvectores de A.

Estas ecuaciones representan un conjunto equivalente el cual es mucho menor que las ecuaciones anteriores y por lo tanto es más eficiente trabajar con ellas, a pesar de ello pueden contener todavía un grado innecesario de detalles. Puede derivarse un sistema de ecuaciones más compacto mediante el reconocimiento que muchos de los efectos dinámicos incluidos en estas ecuaciones tienen un efecto importante solamente en el área externa cuando son vistos desde el área de estudio.

En casos reales, ciertos modos naturales dominan por las siguientes razones:

- a) La condición inicial es tal que favorece ciertos modos más que otros.
- b) Algunos modos decaen lentamente debido a que el eigenvalor correspondiente, λ_n tiene una magnitud pequeña en el caso de un modo complejo, la parte real es pequeña.

Como resultado, aquellos modos que tienen una amplitud pequeña o decaen muy rápido pueden despreciarse ya que no participan de manera importante en el proceso dinámico de interés, de esta forma el conjunto de ecuaciones resultante puede ser considerablemente menor que el conjunto original.

El atractivo de los métodos modales es que tienen una base matemática rigurosa y muestran los modos de oscilación presentes en el sistema. Además, los métodos modales tiene la posibilidad de controlar el tamaño del equivalente de una forma sistemática. Una desventaja de las técnicas modales es que para la simulación del sistema completo, se debe hacer una interfaz para el modelo no lineal del sistema de estudio con el equivalente obtenido para el área externa. Además, el equivalente es de naturaleza abstracta y tiene limitaciones debido a la linealización del modelo.

Algunos de los trabajos realizados para obtener equivalentes dinámicos mediante el análisis modal se pueden consultar en [37,44,45,46,47,48].

2.6.5 Equivalentes dinámicos basados en coherencia

Los métodos basados en coherencia utilizan reducciones físicas y topológicas además aprovechan la redundancia de las ecuaciones del sistema para reducirlo, en particular, aprovecha la existencia de grupos de generadores coherentes para sustituirlos por un solo generador equivalente.

La coherencia es un término utilizado para describir el comportamiento que pueden tener nodos y maquinas interconectadas, los generadores tienden a oscilar en fase mientras que los nodos tienden a mantener una magnitud de voltaje constante, ambos casos deben darse para el estado estable y transitorio [9].

Las admitancias de una red equivalente dependen de la relación $\vartheta_i = V_i/V_a$ existente entre los nodos agregados i , y los nodos equivalentes a . Esto significa que una red equivalente obtenida para un estado inicial o de prefalla es únicamente válida para otros estados (estado transitorio o estable) si la relación puede asumirse como constante para todos los nodos en un grupo dado, esto es [35]:

$$\frac{V_i(t)}{V_a(t)} = \frac{\hat{V}_i}{\hat{V}_a} = \vartheta_i \text{ constante para } i \in \{A\} \quad (2.22)$$

Donde \hat{V}_a indica el estado inicial para el cual se ha construido el modelo reducido y $\{A\}$ es un conjunto de nodos.

Para dos nodos cualesquiera pertenecientes al sistema, esta condición es igual a:

$$\frac{V_i(t)}{V_j(t)} = \frac{V_i(t)}{V_j(t)} e^{j[\delta_i(t) - \delta_j(t)]} = \frac{\hat{V}_i}{\hat{V}_j} e^{j[\hat{\delta}_i - \hat{\delta}_j]} = \text{constante para } i, j \in \{A\} \quad (2.23)$$

Los nodos que satisfacen esta condición son llamados *nodos coherentes electricamente* o simplemente *nodos coherentes* [35]. Esta condición puede simplificarse si se asume que los nodos PV mantienen la magnitud de voltaje constante durante un estudio de flujos de potencia, obteniéndose:

$$\delta_i(t) - \delta_j(t) = \hat{\delta}_{i,j} \text{ para } i, j \in \{A\} \quad (2.24)$$

Donde $\hat{\delta}_{i,j} = \hat{\delta}_i - \hat{\delta}_j$ son los valores iniciales.

La experiencia en simulaciones de sistemas de potencia muestra que los nodos de carga presentan muy rara vez un comportamiento coherente. Solamente los nodos de carga que se encuentran muy alejados del disturbio mantienen constante su magnitud de voltaje y ángulo.

Por otro lado es más común encontrar que grupos de nodos de generación muestren un comportamiento coherente debido a que algunos grupos de generadores en el sistema tienen una tendencia natural a oscilar juntos. Por lo que es más conveniente encontrar grupos coherentes de nodos de generación.

2.6.5.1 Coherencia entre generadores

La coherencia es un término utilizado para describir el comportamiento que pueden tener nodos y máquinas interconectadas, los generadores tienden a oscilar en fase mientras que los nodos tienden a mantener una magnitud de voltaje constante, ambos casos deben darse para el estado estable y transitorio durante un periodo de tiempo [9].

La coherencia está basada en el comportamiento angular de la máquina por lo que es importante el entendimiento de la misma. El ángulo de carga es una de la variable tomada para determinar la estabilidad angular transitoria de un sistema, está ligada al rotor de la máquina ya que gira a la misma velocidad que este y se define como la diferencia angular formada entre el campo del rotor y el campo del estator medida con respecto a una referencia que gira a la velocidad síncrona [28,58].

Partiendo del modelo clásico de la máquina síncrona

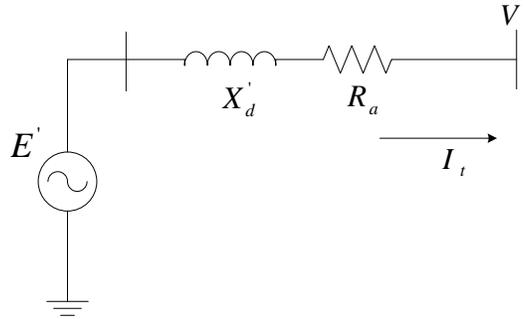


Figura 2.10 Modelo clásico de la maquina síncrona sin saliencia

El modelo clásico está representado por una fuente de tensión en terminales de armadura $V_t = V\angle 0$ y una fuente de tensión $E' = E\angle\delta$ detrás de una reactancia síncrona $X'_d = X_q$ se desprecia la resistencia de armadura debido a que generalmente esta es pequeña. La magnitud del fasor E' se considera constante si la excitación del campo es constante por lo que E' mantendrá una orientación constante respecto a los ejes d y q ya que la velocidad del rotor cambia. Por lo tanto el ángulo δ del fasor con respecto a una referencia síncrona de rotación puede ser usada como medida del ángulo del rotor [2].

En general el concepto de coherencia es aplicado solamente a los nodos de generación en un sistema y se dice que dos máquinas son coherentes si la diferencia angular entre ellas permanece constante o igual a una tolerancia.

$$\delta'_i(t) - \delta'_j(t) = \hat{\delta}'_{i,j} \text{ para } i, j \in \{A\} \quad (2.25)$$

Donde $\hat{\delta}'_{i,j} = \delta'_i - \delta'_j$ son las condiciones iniciales. La coherencia queda definida por la ecuación (2.25) y es también válida para los rotores del generador y es referida a ella como *coherencia electromecánica* [35].

En la figura 2.8, un sistema de potencia es utilizado como ejemplo para mostrar el comportamiento de generadores en forma coherente.

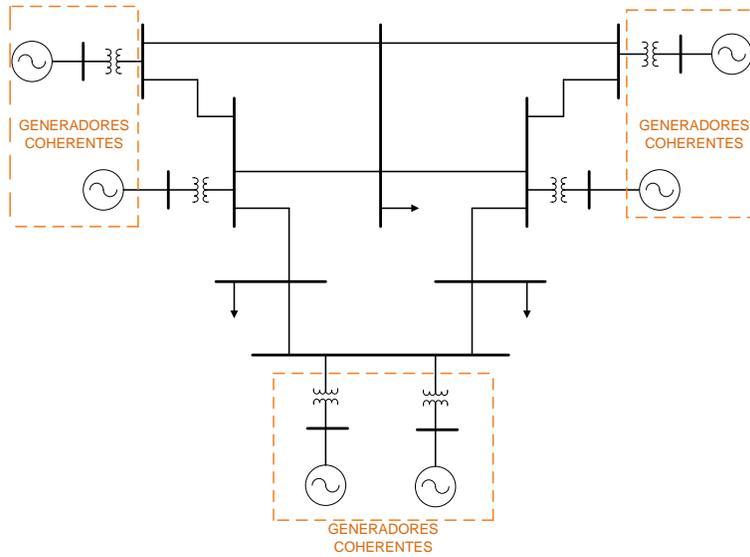


Figura 2.11 Grupos de generadores coherentes en un sistema de potencia

En la figura 2.9, puede observarse las curvas de oscilación de tres generadores. Los generadores i, j son electromecánicamente coherentes debido a que la diferencia angular entre ellos es casi constante. El generador k no es coherente respecto a los otros dos generadores debido a que la variación en sus ángulos de rotor es diferente a las otras.

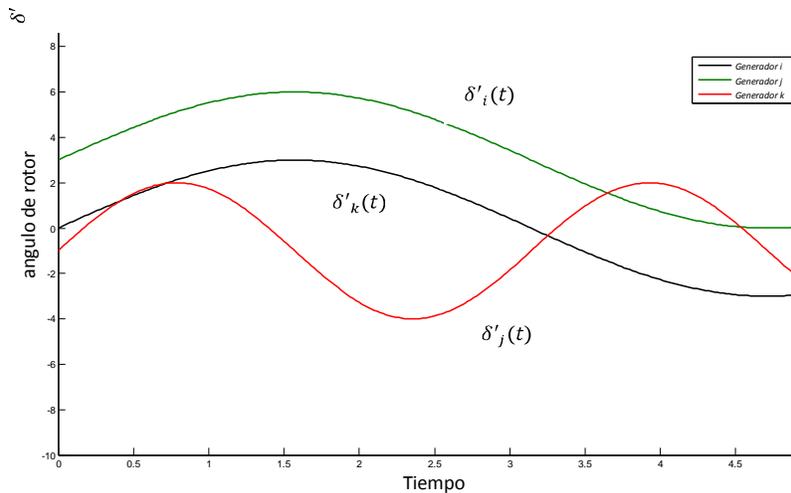


Figura 2.12 Curvas de oscilación de tres generadores

La condición de coherencia dada en (2.25) puede escribirse como $[\delta'_i(t) - \hat{\delta}'_i] - [\delta'_j(t) - \hat{\delta}'_j] = 0$ ó $[\Delta\delta'_i(t) - \Delta\delta'_j(t)] = 0$. Para consideraciones prácticas se asume que la coherencia es solamente aproximada con precisión $\varepsilon_{\Delta\delta}$ a esta forma de medir la coherencia se le conoce también como *medición RMS*, y corresponde a la condición [9]

$$|\Delta\delta'_i(t) - \Delta\delta'_j(t)| < \varepsilon_{\Delta\delta} \text{ para } i, j \in \{A\} \text{ y } t \leq t_{cl} \quad (2.26)$$

Donde $\varepsilon_{\Delta\delta}$ es un número positivo pequeño y t_c es un periodo de tiempo.

Se dice que dos o más generadores son *exactamente coherentes* si

$$\varepsilon_{\Delta\delta} = 0 \quad y \quad t_{cl} = \infty$$

Los generadores exactamente coherentes son muy difíciles de hallar en la práctica, pero esta definición es de ayuda en algunas consideraciones teóricas.

Se han escrito trabajos relacionados a los métodos coherentes algunos de estos pueden encontrarse en [9,39,40,49,50,51,52].

2.6.6 Equivalente modal-coherente

Investigaciones recientes han mostrado que muchas de las características más importantes de los equivalentes dinámicos obtenidos mediante métodos convencionales tanto modal como coherente pueden combinarse en un simple equivalente cuando una medición rms de coherencia y un disturbio robusto aleatorio en el sistema son usados para determinar grupos coherentes [53].

Un equivalente modal-coherente puede ser construido preservando no solo los grupos coherentes si no que también los modos de estos.

Algunas de las ventajas de utilizar esta metodología son [14,53]:

Las mediciones rms de coherencia han sido algebraicamente relacionadas con los parámetros del sistema y las estadísticas de los disturbios modales de tal forma que en la simulación no se requiere determinar grupos coherentes.

Los grupos coherentes determinados mediante el uso de mediciones rms y disturbios modales dependen solamente de los parámetros del sistema. Por lo que un solo equivalente modal-coherente puede ser usado en estudios de estabilidad transitoria para un número de disturbios distintos en el sistema.

El equivalente modal-coherente conserva tanto grupos coherentes como los modos del modelo no reducido del sistema y es más estable que otros equivalentes dinámicos obtenidos por análisis modal o coherencia los cuales por lo general no conservan sus modos.

En general el método modifica la forma en la que los grupos coherentes son encontrados ya que en lugar de aplicar un pequeño disturbio en el sistema el sistema es sometido a una serie de perturbaciones probabilísticas modales para realizar mediciones rms de coherencia. Aunque no es necesario modificar el algoritmo que se usa para realizar la agrupación de generadores coherentes, en algunos trabajos se ha utilizado un nuevo algoritmo el cual utiliza dichas mediciones rms de coherencia para indicar el incremento del error cuando se reduce el modelo y así poder controlar el proceso de obtención del equivalente hasta obtener uno con un grado de exactitud razonable [54].

3. EQUIVALENTES DINÁMICOS PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD POR EL MÉTODO DE COHERENCIA

3.1 Introducción

Los sistemas eléctricos actuales en su mayoría están conformados por miles de nodos y cientos de generadores, lo que incrementa su complejidad en cuanto a la obtención de un modelo de estos se refiere, la gran cantidad de datos que implica representar dichos sistemas representa un reto cuando se les requiere realizar estudios además a menudo los efectos de una perturbación en el sistema tienen poca importancia en los elementos lejanos a ella, además de las limitaciones técnicas, los sistemas eléctricos altamente interconectados por lo general pertenecen a diferentes empresas o compañías y el intercambio de información en cuanto a datos de sistema son limitados [59].

Por lo que es deseable obtener un sistema reducido el cual represente fielmente el comportamiento del sistema con la ventaja de contener una cantidad menor de datos.

En la presente tesis se pretende buscar un modelo reducido equivalente de un sistema de potencia que describa el comportamiento dinámico y estático del sistema completo, el cual sirva para realizar estudios de estabilidad transitoria angular entre otros, el sistema equivalente debe contener parámetros los cuales puedan ser modelados en programas de estabilidad convencionales además del manejo más eficiente de resultados ya que la cantidad de parámetros a evaluar es menor.

3.2 Método basado en la coherencia

La presente tesis se enfoca en la aplicación de un método basado en el concepto de coherencia, en el cual dos generadores se consideran coherentes si su diferencia angular de rotor se mantiene constante o igual a una tolerancia durante un periodo de tiempo [10,35].

$$|\Delta\delta'_i(t) - \Delta\delta'_j(t)| < \varepsilon_{\Delta\delta} \text{ para } i, j \in \{A\} \text{ y } t \leq t_c \quad (3.1)$$

Algunas de las ventajas de trabajar con este método son [3,4]:

- Las técnicas basadas en coherencia han sido desarrolladas con buenos resultados y pueden ser aplicadas directamente como una herramienta en planeación y en estudios de estabilidad.

- La obtención de un equivalente dinámico utilizando métodos de coherencia no requieren un grado elevado en el detalle del modelo de los elementos del sistema además si se selecciona un método apropiado es posible obtener una reducción significativa en el tamaño de este.
- La representación de un equivalente dinámico basado en la coherencia está basado en el mismo modelo que se usa para representar los componentes del sistema de potencia original, por lo que su uso en programas convencionales de estabilidad no está limitado.
- El cálculo de equivalentes dinámicos por este método son relativamente fácil de obtener, puede ser aplicado a diferentes redes y condiciones de carga sin mayor problema con un esfuerzo computacional bajo.

Los equivalentes dinámicos obtenidos por métodos de coherencia tienen la capacidad de ser aplicados en estudios on-line aunque su desarrollo en esta área aun es limitado.

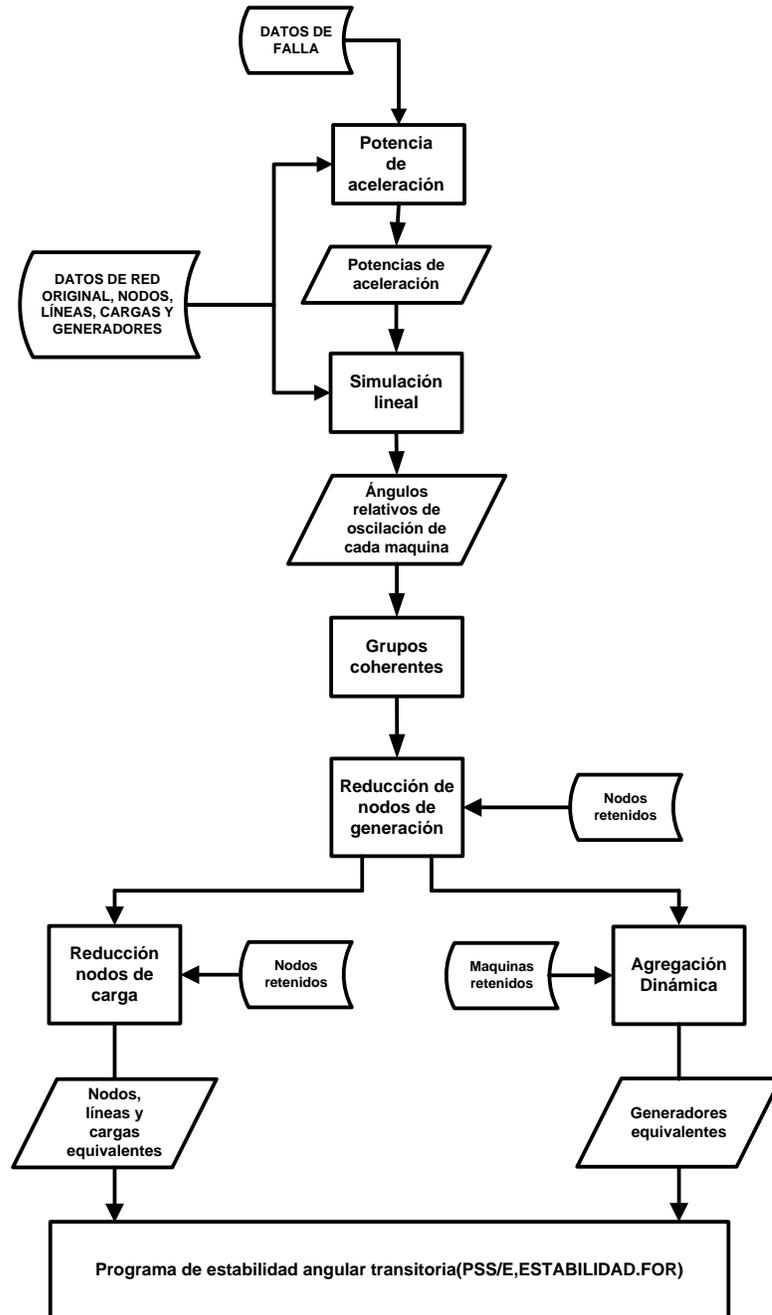
3.3 Procedimiento general para obtener equivalentes dinámicos mediante el método de coherencia

El procedimiento general que utiliza el paquete EQDINA.FOR para la formación de un equivalente dinámico basado en el método de coherencia consta de 5 pasos básicos y cada uno realizado por un subprograma:

1. Definición del área de estudio
Se define los nodos, generadores, cargas y líneas que conformaran el área de estudio y el área externa.
2. Identificación de grupos coherentes de generadores (los cuales son validos para fallas dentro del área de estudio) [PACEL.FOR, SIMLIN.FOR, GRUPOS.FOR]
Se identifican y agrupan los generadores que tiendan a oscilar juntos para alguna falla aplicada al sistema, mediante el uso de un algoritmo de agrupamiento.
3. Reducción de nodos de generación[REDGEN.FOR]
Ya con los nodos de generación coherentes agrupados, se realiza la reducción de los nodos coherentes a un solo nodo equivalente.
4. Reducción de nodos de carga [LODRED.FOR]
Los nodos dentro del área externa son reducidos, obteniéndose un sistema reducido con líneas y nodos equivalentes.
5. Agregación dinámica de generadores [ADIN.FOR]

Se reduce el número de generadores en el área externa mediante la agregación de los parámetros de las maquinas que conforman un grupo coherente en una sola maquina equivalente.

A continuación se describe el desarrollo del programa EQDINA.FOR mediante un diagrama de flujo.



3.1 Diagrama de flujo del programa EQDINA.FOR

3.4 Definición del área de estudio

El área de estudio define la parte del sistema la cual será retenida y modelada a detalle. Esa definida por una lista específica de nodos los cuales no serán eliminados y una lista de unidades de generación que no serán agregadas. El área de estudio no necesariamente tiene que ser continua como se muestra en la figura 3.1 [9,25,26,60].

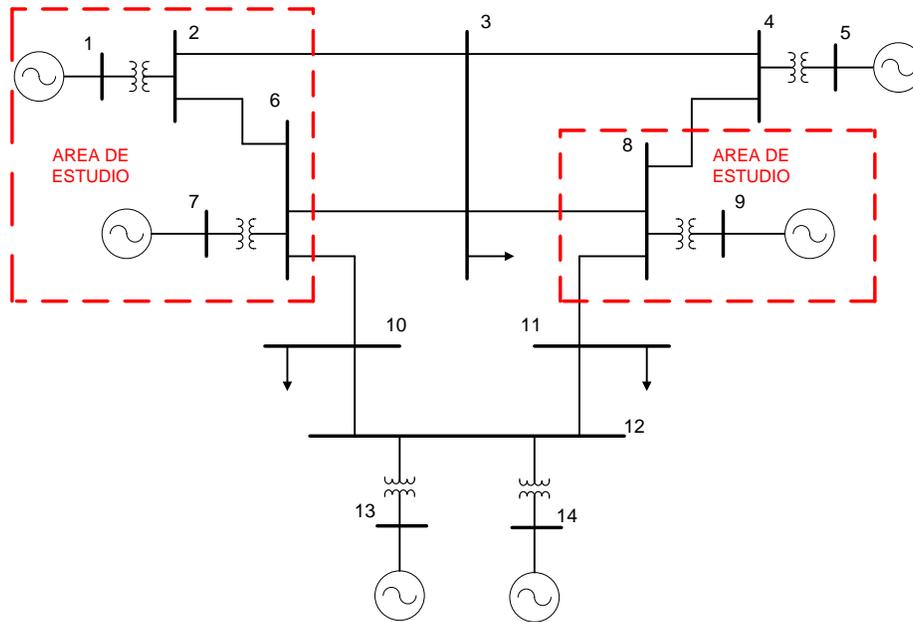


Figura 3.2 Definición de área de estudio no continúa

Si las cargas son modeladas como impedancias constantes, los requerimientos para el proceso de obtener el equivalente se reducen. Es necesario retener solamente los buses que están involucrados únicamente en la operación de apertura y cierre de líneas y retener los generadores cercanos a la falla [23].

En cambio, si las cargas son modeladas con componentes no lineales se requiere un proceso diferente para la selección del área de estudio. Ya que es necesario retener un área que rodee la falla para evitar reducir buses de carga no lineales cuyos voltajes tienden a cambiar [23,61].

Esta parte del método depende de las necesidades del analista y se realiza de acuerdo al criterio del mismo, al tipo de falla que se desee analizar y su localización.

3.5 Identificación de grupos coherentes de generadores

3.5.1 Introducción

El objetivo de esta tesis es utilizar un método eficiente para obtener un equivalente dinámico de un sistema basado en el comportamiento coherente de generadores.

El término de coherencia se ha explicado de manera extensa en capítulos anteriores, en el método empleado para la tesis, la coherencia se aplica a buses de generación como base para reducir el número de estos. Para fines de esta tesis, dos buses se definen como coherentes si la diferencia angular entre ellos es constante o cae dentro de una cierta tolerancia durante un periodo de simulación. Esta suposición es aplicada a los ángulos de rotores como base para la agregación dinámica de unidades generadoras [62].

El análisis de coherencia es llevado a cabo las siguientes suposiciones [10,61]:

- Los grupos coherentes de generadores son independientes del tamaño del disturbio. Por lo tanto, la coherencia puede ser determinada considerando un modelo linealizado del sistema para aplicar un pequeño disturbio. Esta suposición está basada en experiencias de estudios de estabilidad y puede ser confirmada considerando una falla en cualquier bus y observar que el comportamiento de coherencia no tiene un cambio significativo cuando el tiempo de liberación de falla se incrementa.
- Los grupos coherentes son independientes del grado de detalle usado para modelar las unidades generadoras. Aunque la cantidad de detalles en el modelo tiene un efecto significativo en las curvas de oscilación, principalmente en el amortiguamiento, no tiene efectos substanciales en las características básicas como frecuencia natural, etc. Por lo tanto, un modelo clásico de maquina síncrona sin controles puede ser usado.

El paquete utiliza un subprograma para la identificación de grupo de generadores coherentes el cual consta de tres etapas descritas en el siguiente diagrama de bloques:

A continuación se describe el procedimiento utilizado para la identificación de grupos coherentes.

3.5.2 Potencia de aceleración

El objetivo del subprograma PACEL.FOR, es obtener las potencias de aceleración de cada una de las máquinas, para ello es necesario introducir los datos de la red y de las unidades generadoras así como los datos de la falla.

Se calcula el voltaje detrás de la reactancia transitoria de los generadores utilizando para ello los valores de potencia y voltajes en terminales complejos de pre falla, mediante la ecuación (3.2) [2,28].

$$\tilde{E}_i = \tilde{V}_i + jX'_{di}(\tilde{S}_{Gi}/\tilde{V}_i)^* \quad (3.2)$$

Donde

\tilde{E}_i = voltaje complejo detrás de la reactancia transitoria –p.u.

\tilde{V}_i = voltaje complejo en terminales –p.u.

\tilde{S}_{G_i} = potencia compleja –p.u.

X'_{d_i} = reactancia transitoria – p.u.

Se construye la matriz de admitancias de la red $[\tilde{Y}]$ y se incluyen las reactancias transitorias de los generadores como elementos en derivación mediante su equivalente Norton.

Los generadores son modelados mediante su equivalente Norton para ser modelados como inyecciones de corriente, ecuación (3.3), y son incluidas en la matriz de admitancias [2].

$$I_G = \left[\frac{S_G}{E_G} \right]^* + \left(\frac{1}{R_G + jX_{d_G}} \right) E_G \quad (3.3)$$

Se resuelve el sistema de ecuaciones (3.4) mediante la factorización triangular

$$[\tilde{I}] = [\tilde{Y}][\tilde{V}] \quad (3.4)$$

Originalmente \tilde{V} no se conoce en todos los buses, excepto para el bus fallado el cual mantiene un valor igual a $0.0 + j0.0$

Se calcula la potencia eléctrica de salida para cada generador durante la falla, calculada por (3.5), [34]

$$P_{G_i} = \Re \left[\tilde{V}_i \left(\frac{\tilde{E}_i - \tilde{V}_i}{jX'_{d_i}} \right)^* \right] \quad (3.5)$$

Por último la potencia de aceleración de cada generador es calculada de:

$$P_{A_i} = P_{M_i} - P_{G_i} \quad (3.6)$$

Las potencias de aceleración obtenidas en este paso son usadas para simular una falla en la red y obtener las curvas de oscilación de las máquinas mediante la **simulación lineal** de las ecuaciones de la máquina que se describe a continuación.

3.5.3 Simulación lineal

El subprograma SIMLIN.FOR obtiene los ángulos de rotor de cada máquina respecto a un centro inercial, para ello toma nuevamente datos de la red y de las unidades generadoras.

Los generadores son modelados nuevamente como una fuente de voltaje detrás de una reactancia síncrona, ecuación (3.2), y se forma nuevamente una matriz de admitancias con los datos de generadores, nodos, líneas y ramas del sistema. El comportamiento de una maquina puede ser representado por un conjunto de ecuaciones linealizadas:

$$H_i \frac{d\Delta\omega_i}{dt} = \Delta P_{M_i} - \Delta P_{G_i} - D_i \Delta\omega_i \quad (3.7)$$

$$\frac{d\Delta\delta_i}{dt} = 2\pi f_0 \Delta\omega_i \quad (3.8)$$

Los cambios en los voltajes y en las inyecciones de potencia en la red, generadores y buses de carga se pueden expresar utilizando la matriz jacobiana [28]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_G \\ \Delta P_L \\ \Delta Q_G \\ \Delta Q_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \partial P_G / \partial \delta & \partial P_G / \partial \theta & \partial P_G / \partial E & \partial P_G / \partial V \\ \partial P_L / \partial \delta & \partial P_L / \partial \theta & \partial P_L / \partial E & \partial P_L / \partial V \\ \partial Q_G / \partial \delta & \partial Q_G / \partial \theta & \partial Q_G / \partial E & \partial Q_G / \partial V \\ \partial Q_L / \partial \delta & \partial Q_L / \partial \theta & \partial Q_L / \partial E & \partial Q_L / \partial V \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \theta \\ \Delta E \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Donde:

P_G, Q_G Son inyecciones de potencia activa y reactiva en los buses de generación –p.u

P_L, Q_L Son las potencias activas y reactivas en los nodos de carga –p.u.

E, δ Voltajes y ángulos en los buses de generación

V, θ Voltajes y ángulos en los buses de carga

La matriz jacobiana (3.9) puede describirse en forma compacta como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_G \\ \Delta P_L \\ \Delta Q_G \\ \Delta Q_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} HGG & HGL & NGG & NGL \\ HLG & HLL & NLG & NLL \\ JGG & JGL & KGG & KGL \\ JLG & JLL & KLG & KLL \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \theta \\ \Delta E \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

La ecuación (3.10) puede simplificarse tomando en cuenta el desacoplamiento existente entre la potencia activa y reactiva en el sistema de potencia cuando existe una relación alta de X/R [34]. El efecto de las variaciones de la magnitud de voltaje en los nodos de carga puede despreciarse mediante el ajuste de los términos NGL y NLL a cero, los voltajes detrás de la reactancia transitoria en los generadores permanece constante, por lo que $\Delta E = 0$. Por lo que la ecuación (3.10) simplificada es:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_G \\ \Delta P_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} HGG & HGL \\ HLG & HLL \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \theta \end{bmatrix} \quad (3.10b)$$

Resolviendo esta matriz, se pueden encontrar los ángulos de rotor de las maquinas, se linealizan las ecuaciones (3.7) y (3.8) aplicando la regla trapezoidal [28,63].

$$H_i \Delta \omega_i(t) = H_i \Delta \omega_i(t - \Delta t) - \frac{\Delta t}{2} D_i (\Delta \omega_i(t) + \Delta \omega_i(t - \Delta t)) - \frac{\Delta t}{2} (\Delta P_{G_i}(t) + \Delta P_{G_i}(t - \Delta t)) + \Delta t \Delta P_{M_i}(t) \quad (3.11)$$

$$\Delta \delta_i(t) = \Delta \delta_i(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2} 2\pi f_0 (\Delta \omega_i(t) + \Delta \omega_i(t - \Delta t)) \quad (3.12)$$

Las ecuaciones (3.11) y (3.12) son incluidas en la ecuación (3.10b) para obtener la nueva matriz (3.10c).

$$\begin{bmatrix} C(t - \Delta t) \\ \Delta P_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} HGG' & HGL \\ HLG & HLL \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \theta \end{bmatrix} \quad (3.10c)$$

Donde:

$$C_i(t - \Delta t) = \frac{2H_i}{\Delta t} A_i(t - \Delta t) + \frac{2H_i}{\Delta t^2 \pi f_0} \left(1 + \frac{D_i \Delta t}{H_i} \right) B_i(t - \Delta t)$$

$$A_i(t - \Delta t) = 1 - \left(\frac{D_i \Delta t}{2M_i} \right) \Delta \omega_i(t - \Delta t) - \frac{\Delta t}{2H_i} \Delta P_{G_i}(t - \Delta t)$$

$$B_i(t - \Delta t) = \pi f_0 \Delta t \Delta \omega_i(t - \Delta t) + \Delta \delta_i(t - \Delta t)$$

Y HGG' es la matriz HGG con $\frac{2H_i}{t^2 f_0} \left(1 + \frac{D_i t}{H_i} \right)$ sumada a los elementos de la diagonal.

Se ajustan las condiciones iniciales para $\Delta \delta(0)$, $\Delta \omega(0)$ y $\Delta P_G(0)$

Se ajusta $\Delta P_M(t)$ y $\Delta P_L(t)$ de acuerdo al disturbio que será modelado.

Las condiciones de una red con falla en alguno de sus nodos puede ser reproducida considerando una red sin falla y un incremento en la potencia mecánica de los generadores la cual resulta en un par de aceleración en las máquinas, para ello se ha calculado las potencias de aceleración P_A presentes en las máquinas para un nodo fallado, con las cuales se modifica la potencia mecánica, la cual se supone constante. El incremento es aplicado durante el mismo tiempo que la falla usada para calcular las potencias de aceleración.

Para cada paso de integración la matriz (3.10b) se resuelve por medio de la factorización triangular para obtener los nuevos voltajes de bus, $\Delta\delta$ y $\Delta\omega$ así como las nuevas potencias eléctricas de cada generador.

Se guarda el archivo que contiene el ángulo de rotor de cada máquina para cada paso de integración.

El proceso se repite hasta que el tiempo de estudio termine.

3.5.4 Grupos coherentes

Por último GRUPOS.FOR encuentra los grupos coherentes de máquinas, Para ello se comparan las curvas de oscilación de las máquinas generadas por la variación angular relativa de sus rotores. El algoritmo de agrupamiento usado minimiza el número de datos que deben ser comparados mediante reconociendo que la coherencia entre generadores es un proceso transitivo, es decir, si la unidad A es coherente con la unidad C, y la unidad B es coherente con la unidad C, entonces, la unidad A y B son coherentes. [8,64]

Un generador es definido como referencia en cada grupo y otro generador es comparado contra esta referencia para determinar si caen o no en el mismo grupo coherente.

El primer generador de referencia se toma de forma arbitraria para el grupo uno y los demás generadores son evaluadas a su vez para obtener dos alternativas:

- La unidad cae dentro de un grupo existente
- La unidad no cae dentro de ningún grupo existente y se crea un nuevo grupo con esta unidad como referencia

El algoritmo para determinar si un generador debe sumarse a un grupo coherente existente depende del agrupamiento de las curvas de oscilación de estos, bajo el siguiente criterio de coherencia para todo t :

$$|\Delta\delta_i(t) - \Delta\delta_r(t)| < \varepsilon_1 \quad (3.13)$$

Donde

i Es el índice para el generador que será agrupado

r Es el índice para el generador de referencia del grupo bajo consideración.

Se forma una lista con los generadores que conforman cada grupo coherente

3.6 Reducción de nodos de generación

3.6.1 Introducción

Este subprograma REDGEN.FOR, que forma parte del paquete EQDINA.FOR lee cada conjunto de nodos terminales pertenecientes a un grupo coherente de generadores y reemplaza estos nodos y sus ramas conectadas por un nodo equivalente con sus respectivas ramas equivalentes.

Este es uno de los principales pasos en la obtención de equivalentes dinámicos, ya que de esto depende en gran medida la reducción de la red.

Anteriormente se realizaban algunas simplificaciones empíricas en la reducción de los nodos de generación como lo era [17]:

- Uso de un sistema maquina bus infinito para representar una gran parte del sistema.
- Eliminación de nodos de generación y la distribución empírica de las inercias de las maquinas en los buses que se retienen.
- Convertir los generadores en cargas con impedancia constante.

Estos criterios requieren de bastante experiencia y conocimiento de la red a reducir, por lo que los resultados dependen en gran medida del analista.

El método que se requiere para la reducción de nodos de generación debe cumplir con dos metas:

1. Desacoplar el problema de la reducción estática y dinámica de la red.

Proveer un equivalente el cual sea compatible con programas de estabilidad existentes.

3.6.2 Descripción de la red

La red se describe mediante la matriz de admitancias como [2];

$$[\tilde{I}] = [\tilde{Y}][\tilde{V}] \quad (3.4)$$

La red se divide en tres partes [17,19,23]:

- El grupo de nodos de generación que han sido determinados como coherentes y que serán reducidos, indicado por la letra C
- Los nodos frontera a los grupos coherentes, indicado por la letra B
- El resto de la red, indicado por la letra A

La ecuación (3.4) puede expandirse a:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_A \\ \tilde{I}_B \\ \tilde{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_{AA} & \tilde{Y}_{AB} & 0 \\ \tilde{Y}_{BA} & \tilde{Y}_{BB} & \tilde{Y}_{BC} \\ 0 & \tilde{Y}_{CB} & \tilde{Y}_{CC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_A \\ \tilde{V}_B \\ \tilde{V}_C \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Los ceros en la parte superior derecha y en la parte inferior izquierda en la matriz de admitancia muestran que A no tiene conexión con C.

Para facilitar la notación, el grupo de nodos asignados a la letra A se incluyen en el grupo de nodos pertenecientes a los nodos frontera, denotados por B. suponiendo que el grupo B contiene m nodos y el grupo C contiene $n-m$ nodos. La ecuación (3.14) expandida en estos términos es [17,19]:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1 \\ \vdots \\ \tilde{I}_m \\ \tilde{I}_{m+1} \\ \vdots \\ \tilde{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_{11} & \cdots & \tilde{Y}_{1m} & \tilde{Y}_{1(m+1)} & \cdots & \tilde{Y}_{1n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \tilde{Y}_{m1} & \cdots & \tilde{Y}_{mm} & \tilde{Y}_{m(m+1)} & \cdots & \tilde{Y}_{mn} \\ \hline \tilde{Y}_{(m+1)1} & \cdots & \tilde{Y}_{(m+1)m} & \tilde{Y}_{(m+1)(m+1)} & \cdots & \tilde{Y}_{(m+1)n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \tilde{Y}_{n1} & \cdots & \tilde{Y}_{nm} & \tilde{Y}_{n(m+1)} & \cdots & \tilde{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \vdots \\ \tilde{V}_m \\ \tilde{V}_{m+1} \\ \vdots \\ \tilde{V}_n \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

3.6.3 Procedimiento para reducir nodos de generación

El proceso se aplica a un grupo de generadores coherentes, como el mostrado en la figura 3.3, donde los nodos G1, G2 y G3 son coherentes, mientras que los nodos n y m pertenecen a otro grupo de generadores coherentes.

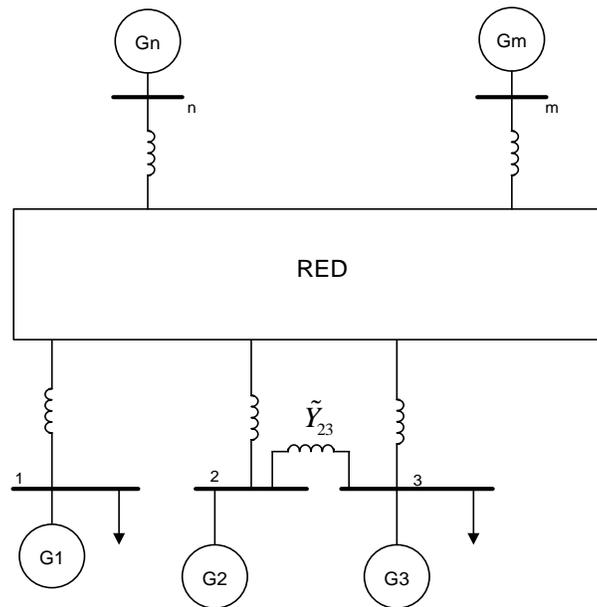


Figura 3.3 Grupo de nodos coherentes

El procedimiento consiste en 4 pasos los cuales son descritos a continuación acompañados de la descripción física de estos [10]:

1. Se define un voltaje \tilde{V}_t para el nodo equivalente como el promedio de las magnitudes y ángulos de los voltajes de nodos que serán eliminados, como se muestra en (3.16) [35,62].

$$|\tilde{V}_t| = \frac{1}{n-m} \sum_{k=m+1}^n |\tilde{V}_k| ; \theta_t = \frac{1}{n-m} \sum_{k=m+1}^n \theta_t \quad (3.16)$$

Cada nodo terminal se conecta a través de un transformador ideal con una relación de transformación compleja, es decir un transformador defasador al nodo equivalente.

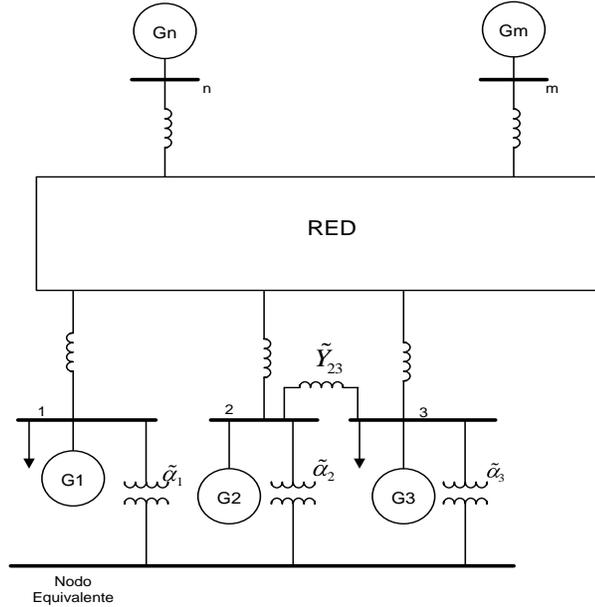


Figura 3.4 Grupo de nodos coherentes conectados a un nodo equivalente mediante transformadores defasadores.

La razón matemática de este transformador se debe a que las admittancias de los nodos frontera al nodo equivalente son distintas, vistas de un nodo a otro, es decir [10]:

$$\tilde{Y}_{bt} \neq \tilde{Y}_{tb}$$

Ya que

$$\tilde{Y}_{bt} = \sum_{k=m+1}^n \tilde{Y}_{bk} \frac{\tilde{V}_k^*}{\tilde{V}_t^*} \quad (3.17)$$

$$\tilde{Y}_{tb} = \sum_{c=m+1}^n \tilde{Y}_{cb} \frac{\tilde{V}_c^*}{\tilde{V}_t^*} \quad (3.18)$$

2. Se calculan las admittancias propias del bus equivalente mediante:

$$\tilde{Y}_{tt} = \sum_{k=m+1}^n \sum_{c=m+1}^n \frac{\tilde{V}_k}{\tilde{V}_t} \tilde{Y}_{ck} \frac{\tilde{V}_c^*}{\tilde{V}_t^*} \quad (3.19)$$

El ángulo de los transformadores defasadores entre los nodos t y b están dados por:

$$\theta_{tb} = \frac{1}{2}(\beta_{bt} - \beta_{tb})$$

Donde β_{bt} es el ángulo de \tilde{Y}_{bt} y β_{tb} es el ángulo de \tilde{Y}_{tb}

Los nodos de generación están conectados al resto de la red mediante un transformador de forma radial. Los nodos de lado de baja tensión del transformador son eliminados mediante la combinación en serie de la reactancia del transformador con la reactancia interna del generador.

Sin embargo pueden existir nodos conectados de forma no radial pertenecientes a un grupo coherente con una línea en común que los conecte, en este paso también se detectan este tipo de casos, las líneas que interconectan los nodos son remplazadas por una admitancia en derivación equivalente en cada nodo que interconectaba la línea. En la figura 3.4 se muestra un grupo de generadores coherentes (G1, G2, G3) los nodos 2 y 3 se encuentran interconectados por una línea.

El efecto de la línea puede ser remplazado por las admitancias propias en derivación para el caso de la figura 3.3 en los nodos 2 y 3 [35]:

$$\tilde{Y}_2 = (1 - \tilde{V}_3/\tilde{V}_2)\tilde{Y}_{23} \quad (3.20)$$

$$\tilde{Y}_3 = (1 - \tilde{V}_2/\tilde{V}_3)\tilde{Y}_{23} \quad (3.21)$$

La figura 3.5 muestra la configuración del grupo de nodos coherentes después de eliminar las líneas que interconectan a los grupos.

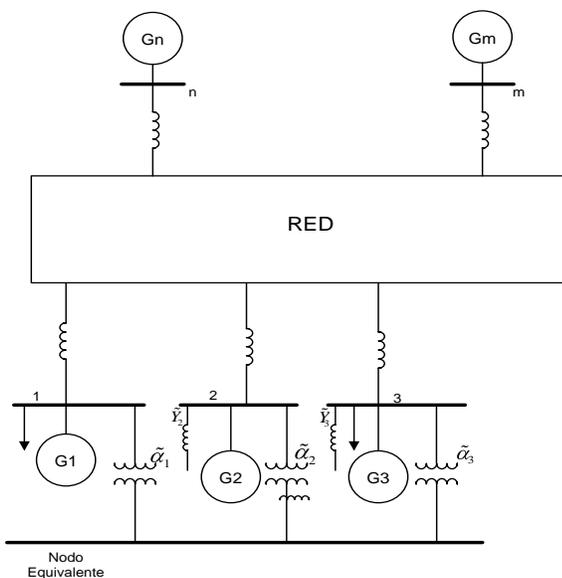


Figura 3.5 La línea entre los nodos 2 y 3 son remplazadas por admitancias en derivación en los nodos respectivos

- Las potencias de generación, cargas y admitancias en derivación de cada nodo coherente se transfieren al bus equivalente y son sumadas, como se muestra en la figura 3.6, debido a la existencia de transformadores que conectan a los generadores con los nodos, las admitancias en derivación son transferidas tomando en cuenta la relación de transformación de los transformadores. En el caso de las cargas, cuando se tienen cargas modeladas como impedancias constantes estas son transferidas directamente y en el caso de cargas no lineales, los componentes de corriente, impedancia y potencia son transferidas de forma individual y por separado.

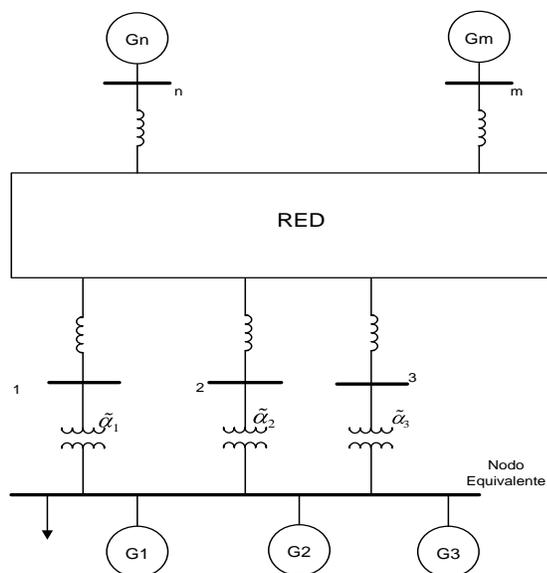


Figura 3.6 Las potencias de generación, cargas y admitancias son enviadas al nodo equivalente.

4. Por último los nodos coherentes originales son eliminados con la combinación en serie de la línea original y el transformador defasador, si existen más de una línea en uno de los nodos coherentes, cada una conectada al nodo equivalente mediante el mismo transformador que se ha obtenido anteriormente para este nodo. La figura 3.7 ilustra este paso, el cual es el último en la eliminación de nodos de generación.

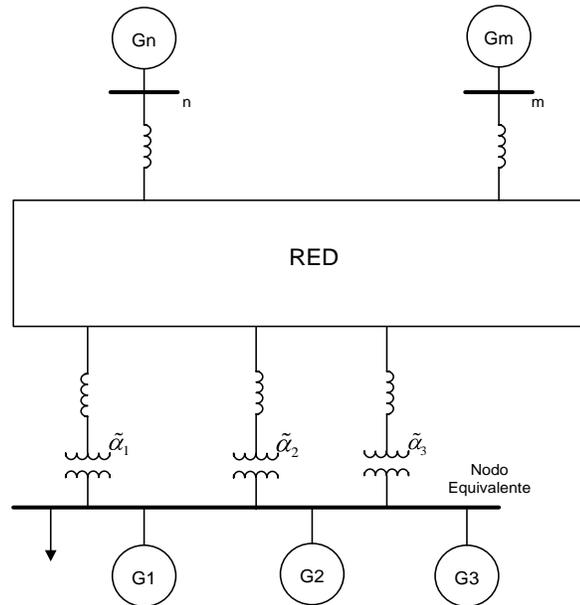


Figura 3.7 Nodo equivalente obtenido de la reducción de nodos de generación

Este proceso de reducción solo afecta a los nodos y líneas que se encuentran conectadas a un grupo coherente y las condiciones balanceadas de flujos de potencia se conserva en el nodo equivalente.

3.7 Reducción de nodos de carga

3.7.1 Introducción

El paquete EADINA.FOR emplea el subprograma LODRED.FOR el cual reduce el tamaño de la red tomando en cuenta que las cargas que estén modeladas en forma no lineal son convertidas a un modelo de impedancia constante. El algoritmo usado en la eliminación de nodos de carga logra minimizar el número de elementos en la matriz de admitancias equivalente final mediante la reducción de Ward.

El procedimiento para realizar la eliminación es de hecho una aplicación específica de la eliminación Gaussiana a las ecuaciones nodales de admitancias [55,65]. Partiendo de la representación de la red en ecuaciones algebraicas como inyecciones de corriente:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1^1 \\ \vdots \\ \tilde{I}_n^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_{11}^1 & \dots & \tilde{Y}_{1n}^1 \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \tilde{Y}_{n1}^1 & \dots & \tilde{Y}_{nn}^1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \vdots \\ \tilde{V}_n \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

La eliminación Gaussiana evita la necesidad de invertir una matriz cuando se resuelven ecuaciones de nodos de un sistema a gran escala. La eliminación de nodos conduce a la obtención de una red equivalente, el proceso de reducción es importante cuando se analiza un gran sistema de potencia interconectado y se tiene un especial interés en los voltajes en algunas de las barras del sistema. Es posible aplicar la reducción Gaussiana para reducir las ecuaciones de Y_{bus} del sistema a un conjunto de ecuaciones que contengan solo las barras deseadas, a través de una numeración apropiada de estas. La matriz que se obtiene es un conjunto de orden reducido que representa la Y_{bus} para una red equivalente, la cual contiene solo aquellos nodos que se desean mantener, las demás son eliminadas de forma matemática ya que sus voltajes y corrientes no aparecen en forma explícita pero sus efectos aparecen en las ecuaciones restantes, como se muestra en (3.23), [55].

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1^i \\ \cdot \\ \tilde{I}_n^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_{ii}^1 & \cdot & \tilde{Y}_{in}^i \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \tilde{Y}_{ni}^i & \cdot & \tilde{Y}_{nn}^i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_i \\ \cdot \\ \tilde{V}_n \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Esta reducción hace más eficiente el cálculo y ayuda a enfocar de forma más directa la porción de la red que es de interés. El proceso elimina secuencialmente del sistema original, una variable de nodo en cada etapa, por lo que después de k etapas el sistema queda reducido a un sistema de $(N-k)$ nodos.

3.7.2 Reducción de Kron

Sea el sistema de ecuaciones

$$[V] = [Z][I] \quad (3.24)$$

Se efectúa una partición de la matriz $[Z]$ de tal manera que la ecuación matricial (3.24) se exprese como:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_A & Z_B \\ Z_C & Z_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Si $V_2 = 0$ y se desarrolla la ecuación (3.25):

$$V_1 = Z_A I_1 + Z_B I_2 \quad (3.26)$$

$$0 = Z_C I_1 + Z_D I_2 \quad (3.27)$$

Despejando I_2 de (3.27):

$$I_2 = -Z_D^{-1} Z_C I_1 \quad (3.28)$$

Sustituyendo (3.28) en (3.26):

$$V_1 = (Z_A - Z_B Z_D^{-1} Z_C) I_1 \quad (3.29)$$

Definiendo

$$Z_{eq} = Z_A - Z_B Z_D^{-1} Z_C$$

Tenemos

$$[V_1] = [Z_{eq}][I_1] \quad (3.30)$$

Así en el sistema original de ecuaciones se ha reducido el sistema equivalente (3.30), donde las filas correspondientes a V_2 ya no aparecen, pero su efecto se refleja en V_1 a través de los cambios efectuados en la matriz Z_{eq} [2,28,55].

3.7.3 Aplicación de la reducción Ward

Debido a que la reducción de nodos en este paso se realiza solamente a nodos de carga, las corrientes que se inyectan siempre son cero para estos nodos debido a que no se tienen conectadas fuentes de generación, si en los nodos se encuentran cargas externas estas son transformadas a admitancias. En estos nodos por lo tanto no es necesario calcular los voltajes explícitamente y por lo tanto la representación del sistema puede simplificarse y aplicarse la reducción de Kron para obtener el equivalente estático de red [2,28,55].

Como ejemplo, se pueden escribir las ecuaciones de admitancias de un sistema de 4 nodos, tomando el nodo 1 como nodo de carga por lo que $I_1 = 0$, como se muestra en (3.31):

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Al eliminar el nodo 1, se obtiene un sistema de 3x3

$$\begin{bmatrix} Y_{22}^1 & Y_{23}^1 & Y_{24}^1 \\ Y_{32}^1 & Y_{33}^1 & Y_{34}^1 \\ Y_{42}^1 & Y_{43}^1 & Y_{44}^1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

Donde los elementos con superíndice de la matriz de admitancias reducida son calculados mediante eliminación gaussiana. Se dice que un sistema tiene una reducción de Kron, cuando se le han eliminado los nodos que tienen inyecciones de corriente igual a cero. Por lo que un sistema de ecuaciones que tiene la forma de (3.31) se reduce por el método de Ward a la ecuación (3.32).

Sin tomar en cuenta cual de los nodos tiene la inyección de corriente cero, un sistema puede reducirse por el método de Ward sin tener que volver a arreglar las ecuaciones. Se pueden calcular directamente los elementos de la nueva matriz de admitancias reducida,

si $I_p = 0$ en las ecuaciones de nodos y se selecciona a Y_{pp} como el pivote se elimina al nodo p mediante la ecuación:

$$Y_{jk(nueva)} = Y_{jk} - \frac{Y_{jp}Y_{pk}}{Y_{pp}} \quad (3.33)$$

Donde j y k toman valor desde 1 hasta el número total de nodos N con la excepción de p ya que la fila y columna de p se eliminan. El subíndice (nueva) es para distinguir los elementos de la Y_{bus} nueva con dimensiones $(N-1) \times (N-1)$ de la Y_{bus} original.

3.8 Agregación dinámica

3.8.1 Introducción

El método permite agregar maquinas pertenecientes a un grupo coherente en una sola maquina equivalente utilizando para ello datos estándar de los parámetros de las maquinas y de la misma forma los parámetros de la maquina equivalente son aptos para trabajarse en programas de estabilidad comunes.

Las unidades generadoras que oscilan con la misma velocidad ante una falla constantes son consideradas como un grupo coherente por lo tanto se conectan al mismo bus si es necesario a través de un transformador defasador serán agregadas para formar un equivalente dinámico del sistema [35,62].

El equivalente dinámico de un grupo coherente de generadores es una sola maquina que muestra la misma velocidad, voltaje y potencia total que el grupo de maquinas coherentes durante un disturbio [10].

El procedimiento para obtener la maquina equivalente en este trabajo se ha dividido para dos casos: modelo clásico de máquina y para un modelo de cuarto orden con controles.

3.8.2 Agregación dinámica de maquina modelo clásico

Cada máquina se representa por su modelo clásico como una fuente de tensión detrás de una reactancia transitoria las ecuaciones y modelado se muestran en el apéndice B, en el presente trabajo la resistencia de armadura es despreciada [2,28].

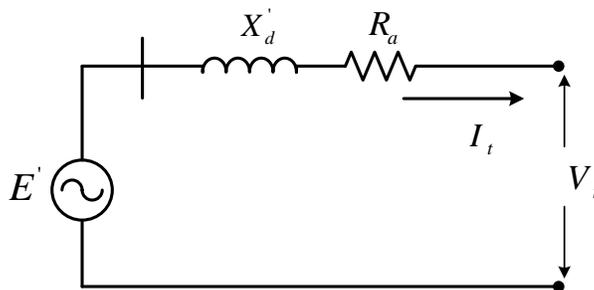


Figura 3.8 Circuito equivalente de máquina modelo clásico

Para este caso no se consideran modelos de controles tales como el regulador de voltaje, estabilizador y gobernador turbina.

Las máquinas pertenecientes a un grupo coherente están conectadas al mismo nodo y por definición conservan la misma velocidad y el mismo voltaje en terminales \tilde{V}_t ya que se encuentran todas al mismo nodo equivalente calculado anteriormente resultado de la reducción de nodos de generación y de carga.

La dinámica del generador se muestra mediante el diagrama de bloques de la figura (3.9) que muestra la función de transferencia que modela la dinámica de este, despreciando el amortiguamiento. El mismo diagrama puede ser usado para la máquina equivalente [28].

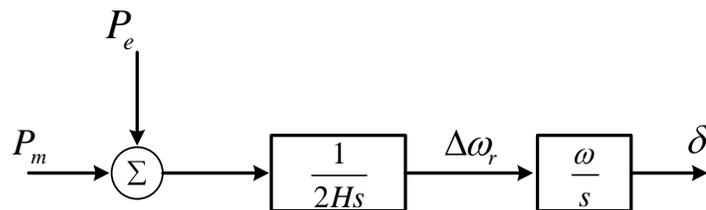


Figura 3.9 Diagrama de bloques para la dinámica del rotor

Para la agregación dinámica de máquinas con modelo clásico, se considera que las máquinas se encuentran conectadas en paralelo eléctricamente a un mismo nodo equivalente como se muestra en la figura (3.10)

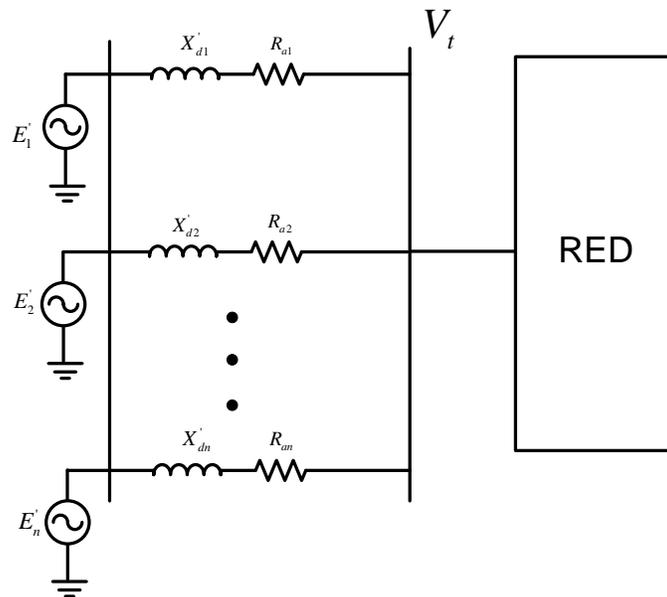


Figura 3.10 Conexión en paralelo de máquina coherentes

Para este caso la agregación de los parámetros de la máquina como lo son reactancias transitorias en d y resistencia de armadura se calculan como el paralelo de estas, como se muestra en la figura 3.10.

$$x'_{deqv} = \frac{1}{(x'_{d1})^{-1} + (x'_{d2})^{-1} + \dots + (x'_{dn})^{-1}} \quad (3.34)$$

$$R_{a,eqv} = \frac{1}{(R_{a1})^{-1} + (R_{a2})^{-1} + \dots + (R_{an})^{-1}} \quad (3.35)$$

Mientras que la potencia activa y reactiva suministrada por cada unidad se suman para obtener la potencia total de la máquina equivalente:

$$P_{G,eqv} = \sum_{i=1}^n P_{Gi} \quad (3.36)$$

Donde n es el número de máquinas en un grupo coherente.

De la misma forma la inercia total de la máquina es la suma de las inercias de cada máquina:

$$H_{eqv} = \sum_{i=1}^n H_i \quad (3.38)$$

Donde n es el número de máquinas en un grupo coherente.

Aplicando estos cálculos se obtiene un buen resultado de máquina equivalente con un modelo clásico, como se muestra en la figura (3.11)

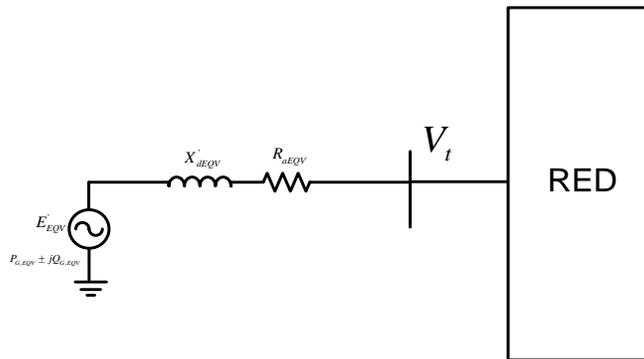


Figura 3.11 Circuito equivalente para máquina modelo clásico

Con los datos obtenidos mediante esta forma de agregación, el proceso para formar un equivalente dinámico está terminado, los datos equivalentes tanto de máquina, línea y nodos son aplicables para cualquier programa de estabilidad estándar.

3.8.3 Agregación dinámica de maquina con controles

3.8.3.1 Introducción

En este caso el modelo de maquina a utilizar es más detallado ya que se consideran controles como pueden ser el regulador automático de voltaje, estabilizador y el gobernador turbina para lo que el subprograma ADIN.FOR es empleado.

El modelo a usar es un modelo en dos ejes de cuarto orden de polos lisos, los datos de este modelo se muestran en el apéndice B, el modelo se conforma de un devanado de campo en el eje d y un devanado de amortiguamiento en el eje q para cada máquina. El diagrama equivalente se muestra en la figura (3.12), [2,34].

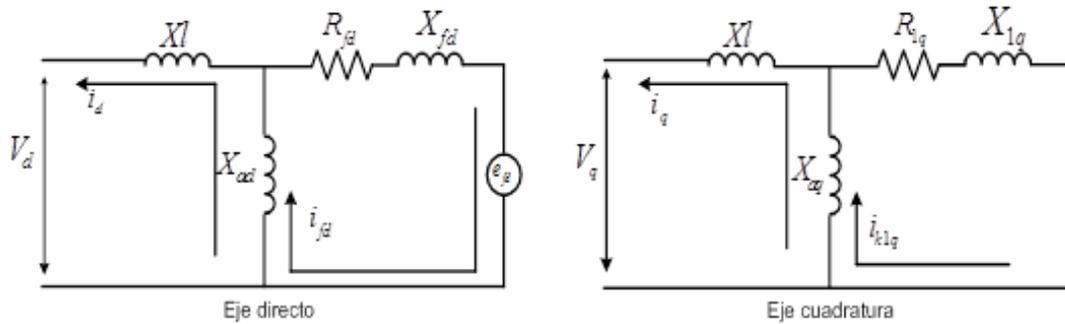


Figura 3.12 Circuito equivalente para maquina modelo cuarto orden

Y las ecuaciones adecuadas para estudios de estabilidad para este modelo están definidas por las ecuaciones:

$$\frac{d}{dt}(\delta) = \omega - \omega_0 \quad (3.39)$$

$$\frac{d}{dt}(\omega) = \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e) \quad (3.40)$$

$$\frac{d}{dt}(E'_q) = \frac{1}{T'_{d0}}(V_{fd} - E'_q - (X_d - X'_d)(-i_d)) \quad (3.41)$$

$$\frac{d}{dt}(-E'_d) = \frac{1}{T'_{q0}}[(X_q - X'_q)(i_d) - (-E'_d)] \quad (3.42)$$

El método para formar un equivalente dinámico se basa en que dado un grupo de unidades coherentes previamente identificado están conectadas al mismo nodo.

Además el método considera por separado los parámetros lineales y los límites no lineales de las unidades generadoras.

Cada uno de los generadores está constituido por su máquina síncrona y un sistema de excitación. Por definición las unidades de generación coherentes tienen la misma

velocidad ω , y el voltaje en terminales \tilde{V}_t por lo que el funcionamiento de la máquina que relaciona la salida de potencia mecánica y eléctrica, la velocidad ω y \tilde{V}_t puede representarse mediante el diagrama de bloques mostrado en la figura (3.13) tanto para una máquina como para el equivalente [10,28,35].

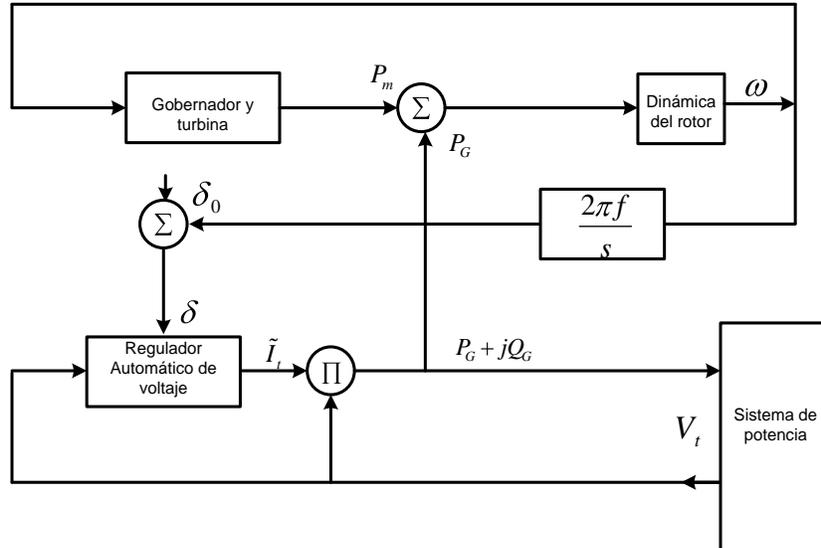


Figura 3.13 Diagrama de bloques de una máquina con controles

El objetivo del método que se desarrolla es obtener los parámetros específicos del modelo de máquina equivalente dado el modelo de cada una de las máquinas en un grupo coherente. Para ello se considera por separado la dinámica del rotor, el modelo de la máquina síncrona y el modelo del sistema de excitación (RAV). De acuerdo al diagrama de bloques de la figura 39, la relación entrada salida para el modelo equivalente deseado se muestra en la tabla 3-1

Tabla 3-1 Función Aproximada de la maquina

Función	Modelo equivalente
$\omega / (\sum P_m - \sum P_G)$	Dinámica del rotor
$\sum \tilde{I}_t / \tilde{V}_t$	Sistema de excitación y máquina síncrona

La formación del equivalente se da en 3 pasos, primero se realiza la agregación de la dinámica del rotor, como segundo paso la función de transferencia de la máquina síncrona es agregada sin el regulador de voltaje lo que provee los parámetros de la máquina equivalente. Por último el equivalente del regulador es formado. Ya que la salida de cada regulador es aplicado a máquinas que tienen características diferentes es necesario ponderar estas salidas para formar el voltaje de campo equivalente, el cual se explica más adelante [10].

3.8.3.2 Dinámica del rotor

Dada la ecuación mecánica para una máquina descrita por [12,21]:

$$2H \frac{d\omega_j}{dt} = P_{mj} - P_{Gj} \quad (3.43)$$

Donde j es el índice de la máquina.

Debido a que el grupo coherente tiene la misma variación de velocidad, se puede describir la ecuación (3.43) para la máquina equivalente como:

$$\left(\sum_j 2H_j \right) \frac{d\omega}{dt} = \sum_j P_{mj} - \sum_j P_{Gj} \quad (3.45)$$

Por lo que para el modelo equivalente de la máquina se dinámica del rotor se define como:

- La constante de inercia equivalente es la suma de las constantes individuales de cada máquina perteneciente a un grupo coherente.

$$H_{eqv} = \sum_{i=1}^n H_i$$

3.8.3.3 Agregación de máquina síncrona

En la figura (3.14) se muestra el diagrama de bloques que representa el modelo tanto de máquina síncrona como el del regulador de voltaje por separado. La clave de la agregación de máquinas correspondientes a un grupo coherente es la suposición de que las máquinas están conectadas al mismo nodo terminal lo que permite considerar la función de transferencia entre la corriente y voltaje en terminales como una lineal [2,35,62].

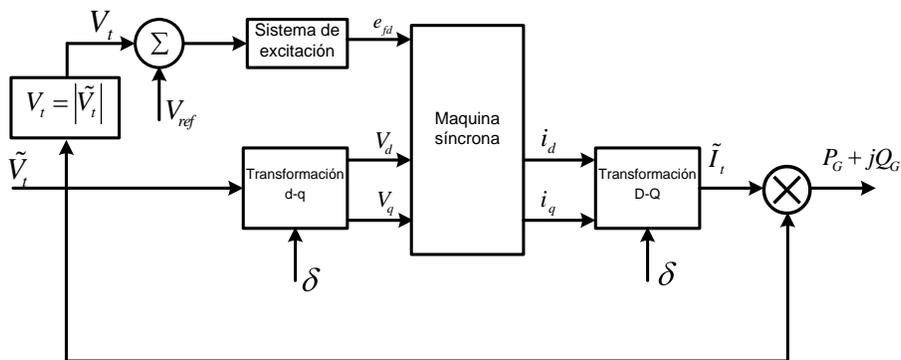


Figura 3.14 Modelo de máquina con sistema de excitación

Es importante mencionar que la agregación solo se realiza entre unidades que estén representadas con el mismo modelo, es decir, las máquinas en modelo clásico son agregadas de forma separa para formar un equivalente de máquina clásico y las maquinas con un modelo en orden mayor se modelan por separado para formar su propio equivalente.

Las diferencias angulares de los rotores entre las máquinas de un grupo coherente se mantienen constantes para un disturbio dado. El voltaje en terminales es el mismo para cada máquina del grupo, ya que estos están conectados en paralelo al mismo nodo [9].

Tomando en cuenta lo anterior, la potencia eléctrica de generación P_G del grupo coherente puede expresarse como [10]:

$$P_{G,eqv} = \sum_{j=1}^n (V_{qj}I_{qj} + V_{dj}I_{dj}) \quad (3.46)$$

Donde los subíndices q y d denotan que la máquina está representada en su marco de referencia. Tomando en cuenta que el voltaje en terminales es común para el grupo coherente, la potencia eléctrica puede reescribirse como:

$$P_{G,eqv} = V_Q \sum_{j=1}^n I_{Qj} + V_D \sum_{j=1}^n I_{Dj} \quad (3.47)$$

Donde los subíndices D y Q representan las componentes de la máquina representada en un marco de referencia ortogonal, en este caso referido a las corrientes (I_{Dj}, I_{Qj}) y voltajes terminales (V_{Dj}, V_{Qj}).

Los voltajes en la ecuación (3.47) son conocidos, por lo que es necesario obtener las corrientes de la maquina en función de las componentes D y Q , por lo que es necesario encontrar la relación entre $\sum I_D, I_Q$ respecto a V_{Dj}, V_{Qj}

Partiendo de las ecuaciones diferenciales que modelan la máquina síncrona y que expresan la relación de cambio en sus voltajes tanto en d como en q [2,28,34]:

$$\dot{e}'_q = \frac{(e_{fd} - e'_q - (x_d - x'_d)I_d)}{T'_{d0}} \quad (3.48)$$

$$\dot{e}'_d = \frac{(-e'_d + (x_q - x'_q)I_q)}{T'_{q0}} \quad (3.49)$$

Y de los voltajes en terminales de la máquina [28]:

$$V_q = e'_q - x'_d I_d \quad (3.50)$$

$$V_d = e'_d - x'_q I_q \quad (3.51)$$

En las ecuaciones (3.50) y (3.51) las pérdidas en la armadura son despreciadas.

Sustituyendo (3.50) y (3.51) en (3.48) y (3.49), aplicando la transformada de Laplace, obtenemos la ecuación para corrientes de la máquina es función de la frecuencia[10,66].

$$I_d = \frac{-(1 + sT'_{d0})}{x_d - sx'_d T'_{d0}} V_q - \frac{e_{fd}}{x_d - sx'_d T'_{d0}} \quad (3.52)$$

$$I_q = \frac{-(1 + sT'_{q0})}{x_q - sx'_q T'_{q0}} V_d \quad (3.53)$$

Expresadas en forma matricial

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{-(1 + sT'_{d0})}{x_d - sx'_d T'_{d0}} \\ \frac{(1 + sT'_{q0})}{x_q - sx'_q T'_{q0}} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 \\ 0 \end{bmatrix} \frac{e_{fd}}{x_d - sx'_d T'_{d0}} \quad (3.54)$$

Definiendo las admitancias operacionales de la máquina como:

$$Y_{dq} = \frac{-(1 + sT'_{d0})}{x_d - sx'_d T'_{d0}} \quad (3.55)$$

$$Y_{qd} = \frac{(1 + sT'_{q0})}{x_q - sx'_q T'_{q0}} \quad (3.56)$$

$$Y_{df} = \frac{-1}{x_d - sx'_d T'_{d0}} \quad (3.57)$$

La ecuación (3.54) se reescribe como

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & Y_{dq} \\ Y_{qd} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{df} \\ 0 \end{bmatrix} e_{fd} \quad (3.54b)$$

Las ecuaciones están en base a los ejes de referencia d y q de la maquina, la posición del eje de referencia q con respecto a la dirección del voltaje terminal está definido por el ángulo interno del rotor δ .

Basados en la definición de coherencia resulta practico representar estas componentes en función de las componentes D y Q del voltaje en terminales, las cuales estas relacionadas a las componentes d y q de la maquina por medio del ángulo $\phi_j = (\delta_j - \theta)$ que es la posición del eje q con respecto al eje Q , θ es la dirección del eje Q con respecto al voltaje terminal. Este cambio de referencia esta dado por la ecuación (3.58), [2]:

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = [T_j] \begin{bmatrix} 0 & Y_{dq} \\ Y_{qd} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} [T_j^t] + [T_j] \begin{bmatrix} Y_{df} \\ 0 \end{bmatrix} e_{fd} \quad (3.58)$$

Donde

$$[T_j] = \begin{bmatrix} \cos \phi_j & -\sin \phi_j \\ \sin \phi_j & \cos \phi_j \end{bmatrix}$$

Y

$[T_j^t]$ es la transpuesta de $[T_j]$

El voltaje es el mismo para un conjunto de máquinas coherentes, la ecuación (3.58) en el nuevo marco de referencia está definida por:

$$\begin{bmatrix} \sum I_D \\ \sum I_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{DD} & Y_{DQ} \\ Y_{QD} & Y_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_D \\ V_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{DF} \\ Y_{QF} \end{bmatrix} e_{fd} \quad (3.59)$$

Las ecuaciones completas desarrolladas en el nuevo marco de referencia se encuentran en el apéndice A.

El modelo de la máquina equivalente es también un modelo en 2 ejes, por lo tanto la potencia eléctrica equivalente es:

$$P_{G,eqv} = V_Q I_{Q,eqv} + V_D I_{D,eqv} \quad (3.60)$$

Donde el subíndice eqv indica parámetros equivalentes.

Partiendo de la ecuación (3.59) se calcula un ángulo θ tal que los elementos de la diagonal Y_{DD} , Y_{QQ} y Y_{QF} se hagan despreciablemente pequeñas como se muestra en el apéndice A, las corrientes de la maquina equivalente queda como:

$$\begin{bmatrix} I_D(s)_{eqv} \\ I_Q(s)_{eqv} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & Y_{DQ}(s)_{eqv} \\ Y_{QD}(s)_{eqv} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{DF}(s)_{eqv} \\ 0 \end{bmatrix} e_{fd} \quad (3.61)$$

Donde:

$$Y_{DQ}(s)_{eqv} = \frac{-(1 + sT'_{D0,eqv})}{x_{D,eqv} - sx'_{D,eqv}T'_{D0,eqv}} \quad (3.62)$$

$$Y_{QD}(s)_{eqv} = \frac{(1 + sT'_{Q0,eqv})}{x_{Q,eqv} - sx'_{Q,eqv}T'_{Q0,eqv}} \quad (3.63)$$

$$Y_{DF}(s)_{eqv} = \frac{-1}{x_{D,eqv} - sx'_{D,eqv}T'_{D0,eqv}} \quad (3.64)$$

Las admitancias operacionales Y_{DQ} y Y_{QD} son calculadas para un rango de frecuencias en el cual los parámetros estándar caen, por lo general de 0.01 Hz a 5.0 Hz. Evaluando estas admitancias se calculan los parámetros iniciales equivalentes:

$x_{D,eqv}, x'_{D,eqv}, T'_{D0,eqv}$ Se obtienen mediante un ajuste de mínimos cuadrados del error entre admitancias $Y_{DQ_{eqv}}$ con Y_{DQ}

$x_{Q,eqv}, x'_{Q,eqv}, T'_{Q0,eqv}$ Se obtienen mediante un ajuste de mínimos cuadrados del error entre las admitancias $Y_{QD_{eqv}}$ con Y_{QD}

En resumen los pasos a seguir para la agregación de la máquina síncrona es:

- Se calculan los ejes de referencia para cada máquina en un punto de operación.
- Se calcula el voltaje de campo inicial.
- Se forman los elementos de la matriz operacional.
- Se determina el nuevo marco de referencia para la matriz operacional el cual está relacionado con el voltaje terminal V_T
- Se calcula el ángulo θ , de tal forma que las admitancias operacionales de la diagonal y Y_{QF} se desprecien.
- Los parámetros de las admitancias operacionales se inicializan con los paralelos de los parámetros de las máquinas pertenecientes a un grupo coherente.
- Se evalúa la función de transferencia para un rango de frecuencias.
Los parámetros equivalentes se ajustan para minimizar el error entre el modelo equivalente y las admitancias operacionales fuera de la diagonal mediante un ajuste de mínimos cuadrados.

3.8.3.4 Agregación del regulador automático de voltaje

El regulador automático de voltaje (RAV) o sistema de excitación de cada máquina puede ser representado por un diagrama de bloques con una entrada y salida sencilla, para el

presente trabajo se utiliza como modelo el sistema de excitación IEEE tipo 1, el presentado por el diagrama de bloques en la figura (3.15), [28,26].

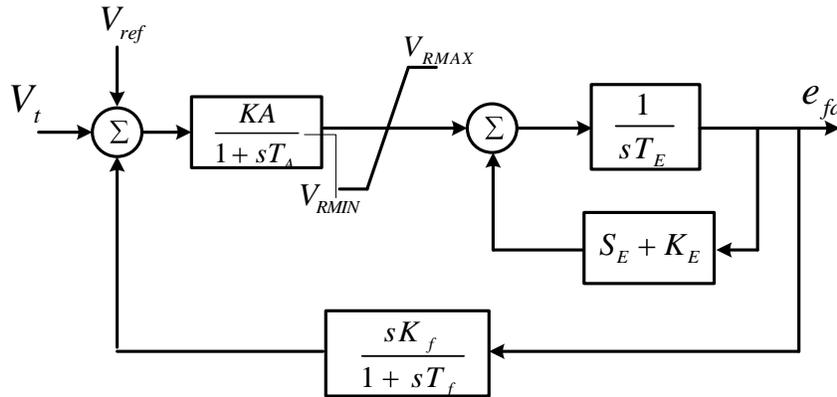


Figura 3.15 Sistema de excitación IEEE DCA tipo 1

En el cual los límites del regulador y la función del estabilizador se desprecian para obtener una función lineal del sistema. La función de transferencia para el sistema es:

$$G_{Ej}(s) = \frac{1}{(K_E + S_E)sT_E} \cdot \frac{KA}{1 + sT_A} \quad (3.65)$$

Teniendo como señal de entrada común el voltaje V_T para cada sistema de excitación, suponiendo que la entrada es lo suficientemente pequeña que ninguno de los reguladores alcanza su límite, la señal de salida e_{fd} de cada sistema está dado por [67]:

$$\Delta e_{fd_j}(s) = G_{Ej}(s) \cdot \Delta V_T(s) \quad (3.66)$$

Donde ΔV_T es el voltaje de error del sistema.

En la agregación de máquina, el voltaje de campo e_{fd} que se aplica a cada sistema de excitación de las máquinas resultan en la suma total de las corrientes $\sum I_D$ de cada una de las máquinas como se muestra en la ecuación (3.67)

$$\sum I_{D_j}(s) = \sum \left(Y_{afj}(s) \cos \phi_j \cdot \frac{\Delta e_{fd}(s)}{\Delta V_T(s)} \right) \cdot \Delta V_T(s) \quad (3.67)$$

Rescribiendo la ecuación anterior para obtenerla en función de la funciones de transferencia

$$\frac{\sum I_{D_j}(s)}{\Delta V_T(s)} = \sum \left(Y_{afj}(s) \cos \phi_j \cdot \frac{\Delta e_{fd}(s)}{\Delta V_T(s)} \right) \quad (3.68)$$

O bien

$$\frac{\sum I_{D_j}(s)}{\Delta V_T(s)} = \sum \left(Y_{dfj}(s) \cos \phi_j \cdot G_{E_j}(s) \right) \quad (3.69)$$

La función de transferencia equivalente debe estar modelada con las mismas variables que las mostradas en la ecuación (3.69), partiendo de la ecuación (3.61), [10]:

$$\frac{\Delta I_D^*(s)}{\Delta V_T(s)} = Y_{DF}^*(s) \cdot \frac{\Delta e_{FD}(s)}{\Delta V_T(s)} \quad (3.70)$$

Rescribiendo la ecuación anterior

$$G_E^*(s) = \sum \left[\frac{Y_{dfj}(s) \cos \phi_j}{Y_{DFeqv}(s)} \right] G_{E_j}(s) \quad (3.71)$$

Donde la expresión mostrada entre corchetes toma en cuenta los parámetros de la maquina síncrona equivalente relacionada con los sistemas de excitación que se encuentran conectados a ella, esta expresión se conoce como “factor de peso”, $W_j(s)$ para el cual cada uno de los sistemas de excitación esta multiplicado por este. El factor de peso considera el hecho de que el voltaje de campo de una máquina grande tiene mayor influencia sobre el voltaje terminal de un grupo coherente que sobre el voltaje de campo de varias maquinas pequeñas. La representación de este proceso se muestra en la figura (3.12), donde cada uno de los sistemas de excitación de las maquinas tiene la misma señal de entrada y un voltaje de campo diferente, al multiplicarse esta salida por el “factor de peso” que las relaciona todas con los parámetros del equivalente se obtiene el voltaje de campo final para el equivalente [10].

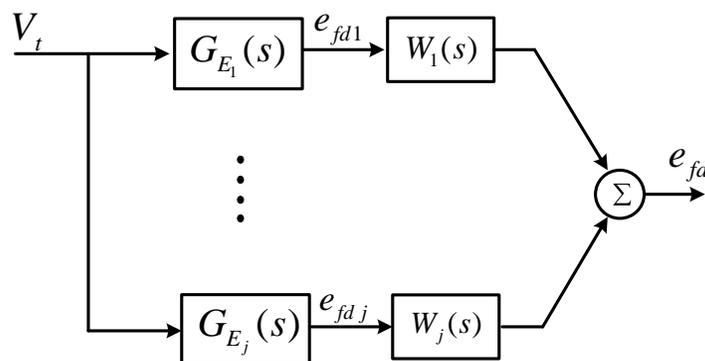


Figura 3.16 Agregación de funciones de transferencia de sistemas de excitación

Al momento de calcular la función de transferencia para el sistema equivalente se cuenta ya con el valor de Y_{DF}^* con los parámetros equivalentes de la máquina, por lo que la ecuación (3.71) puede ser evaluada en el mismo rango de frecuencias que el de la máquina.

Por último los parámetros del RAV son ajustados mediante un ajuste de mínimos cuadrados entre el error de la función de transferencia equivalente $G_E^*(s)$ y la ecuación.

$$\sum \left[\frac{Y_{dfj}(s) \cos \phi_j}{Y_{DF}^*(s)} \right] G_{Ej}(s) \quad (3.72)$$

En resumen los pasos a seguir para la agregación de la máquina síncrona es:

- Se calcula la función de transferencia agregada para el sistema de excitación.
- Se seleccionan ganancias KA arbitrariamente para el equivalente.
- Se calcula el voltaje de campo equivalente y los factores de peso para un punto inicial de operación.
- La función de transferencia agregada es calculada para el rango de frecuencias.
- Las constantes de tiempo se ajustan para minimizar el error entre la función de transferencia equivalente y la función agregada mediante un ajuste de mínimos cuadrados.

4. APLICACIÓN DE EQUIVALENTES DINÁMICOS, ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1 Introducción

En este capítulo se presentan los equivalentes dinámicos obtenidos de 3 sistemas de pruebas mediante el uso de un programa implementado en Fortran el cual se obtuvo de [10] y que parte de la metodología propuesta por R. Podmore con los que se desarrollaron trabajos posteriores como en: [2,3,7,9,22]. Este paquete permite obtener el equivalente dinámico de un sistema tanto para un modelo clásico de generador como para un modelo de cuarto orden con regulador automático de voltaje mediante el uso de subprogramas.

Una vez que se cuenta con dichos equivalentes se realizan pruebas de estabilidad transitoria angular aplicando fallas trifásicas a los sistemas tanto al sistema original como al equivalente obtenido, estas fallas se localizan en el mismo elemento de cada uno de los sistemas a analizar, además los tiempos de liberación de falla y elementos eliminados son los mismos en el sistema original como en el equivalente con lo que se pretende demostrar el correcto funcionamiento del equivalente dinámico.

El análisis de estabilidad transitoria angular se realiza utilizando dos programas: un programa de estabilidad, ESTABILIDAD.FOR, el cual contempla solamente modelo clásico de generadores, y un programa comercial el PSS/E con el cual se pretende corroborar los resultados, además de realizar un análisis con un modelo de generador de cuarto orden.

Los sistemas de prueba que se presentan en esta tesis son tres: Sistema maquina bus infinito de Kundur [18], sistema de 2 áreas modificado [24] y el sistema de prueba Nueva Inglaterra [9,14].

En la primera parte del capítulo se pretende demostrar el comportamiento coherente de un grupo de generadores pertenecientes a la misma planta y el comportamiento de estos como un solo generador equivalente.

Posteriormente se obtienen los equivalentes dinámicos para un cierto punto de operación de los dos sistemas restantes, se analiza su comportamiento ante una falla trifásica para los dos modelos de generador con los que se cuenta y se comparan gráficamente los resultados de sus parámetros. Por último se aplica una falla diferente al sistema de prueba Nueva Inglaterra con lo que posteriormente se obtiene un equivalente distinto y se analiza su comportamiento.

4.2 Agregación de generadores en planta

En el proceso de reducir los sistemas de potencia para estudios de estabilidad, la agregación de generadores que componen una central eléctrica tiene una gran importancia, generalmente las centrales están constituidas por dos o más generadores conectadas al mismo nodo, es una práctica común representar este grupo de generadores como una sola máquina equivalente la cual preserva la dinámica, voltaje terminal y flujo de potencia que cada una de las máquinas aportan al sistema [15].

En el sentido de los equivalentes dinámicos esta parte es importante para comprender el comportamiento coherente de generadores, ya que este concepto es la base en la formación de dichos sistemas. El comportamiento coherente de generadores en una misma planta se debe a su indudable cercanía eléctrica la cual las hace oscilar de forma casi idéntica sin embargo puede darse el caso que las generadores de la planta cuenten con diferentes parámetros originando un punto de operación inicial distinto entre ellas así como las oscilaciones entre ellas, sin embargo es útil su análisis para su posterior aplicación en la agregación de generadores coherentes.

El objetivo de la agregación de generadores en planta es formar una maquina equivalente útil para estudios de estabilidad angular transitoria ante grandes perturbaciones cuya variable principal a analizar es la variación en el ángulo de la máquina. En este caso el modelo de generador a utilizar es de segundo orden modelo clásico y un modelo de cuarto orden con los que se pretende analizar el comportamiento del generador equivalente obtenido para dichos modelos en el estudio.

4.2.1 Agregación de generadores modelo clásico

Para el proceso de agregar máquinas pertenecientes a una misma planta se utiliza un sistema máquina bus infinito modificado con 3 nodos [18] sus datos se encuentran en el apéndice C, en el primer caso se analiza la respuesta de las cuatro máquinas conectadas al nodo uno ante una falla trifásica en el nodo dos para un tiempo de liberación de falla de 0.09s. En este caso el bus infinito representa la conexión de los generadores a una red mucho más grande, el sistema cuenta con cuatro generadores con un modelo clásico, las ecuaciones y circuito equivalente se muestran en el apéndice B, todos con los mismos parámetros como se muestra en la figura 4.1

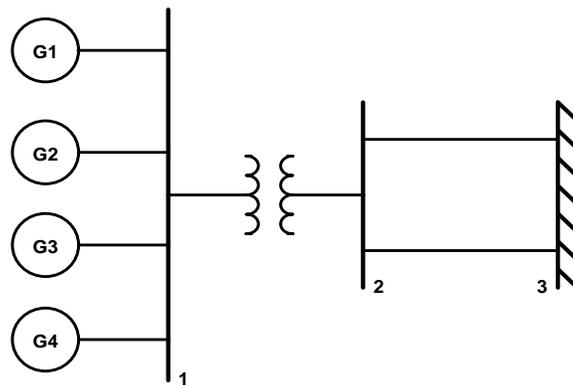


Figura 4.1 Sistema de prueba 4 máquinas bus infinito modificado

Los datos de los 4 generadores se muestran a continuación en la tabla 4.1

Tabla 4-1 Datos de maquina sistema 4 máquinas bus infinito

Máquina	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
1	22.5	10.9	0.012	1.2	0.875
2	22.5	10.9	0.012	1.2	0.875
3	22.5	10.9	0.012	1.2	0.875
4	22.5	10.9	0.012	1.2	0.875

En la figura 4.2 se muestran los ángulos relativos de las cuatro máquinas para el disturbio antes mencionado.

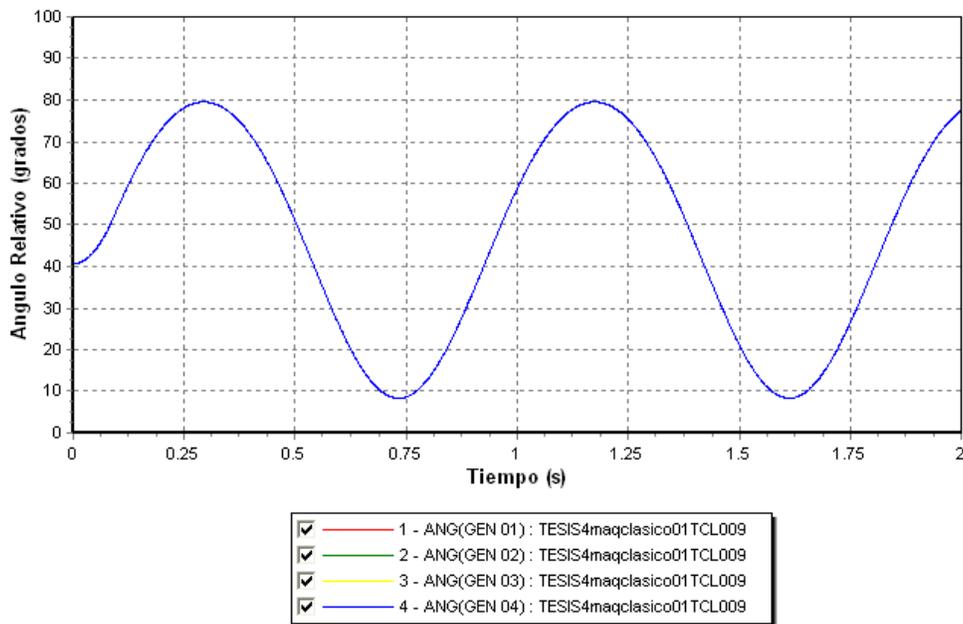


Figura 4.2 Ángulos relativos de las 4 máquinas del sistema

En este caso las graficas de los cuatro generadores se encuentran una encima de la otra debido a que todas oscilan de misma manera y con la misma magnitud. Tomando esto en consideración se dice que todas se comportan de forma perfectamente coherente entre ellas, por lo que se procede a realizar la agregación de estas.

Los parámetros de la maquina se agregan de la siguiente forma:

$$R_{eqv} = \frac{1}{(R_1)^{-1} + (R_2)^{-1} + (R_3)^{-1} + (R_4)^{-1}} \quad (4.1)$$

$$x'_{deqv} = \frac{1}{(x'_{d1})^{-1} + (x'_{d2})^{-1} + (x'_{d3})^{-1} + (x'_{d4})^{-1}} \quad (4.2)$$

$$P_{G,eqv} = \sum_{i=1}^n P_{Gi} \quad (4.3)$$

$$Q_{G,eqv} = \sum_{i=1}^n Q_{Gi} \quad (4.4)$$

$$H_{eqv} = \sum_{i=1}^n H_i \quad (4.5)$$

Los parámetros de máquina equivalente obtenidos con estas ecuaciones se muestran en la tabla 4.2

Tabla 4-2 Datos de maquina sistema 4 maquinas bus infinito

Maquina	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
1	90.0	43.6	0.003	0.3	3.5

El sistema con los parámetros de la máquina equivalente se muestra en la figura 4.3

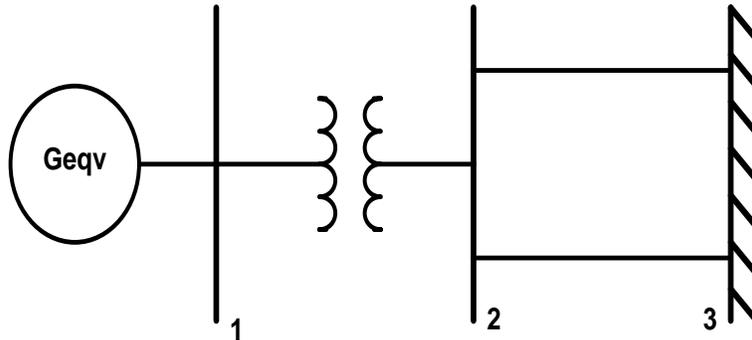


Figura 4.3 Sistema de prueba máquina equivalente bus infinito

Posteriormente se aplica la misma falla en el nodo 2 con el mismo tiempo de liberación que es de 0.09s y se compara la grafica de los ángulos relativos de la máquina equivalente con los obtenidos por cada una de las máquinas que conforman el equivalente como se muestra en la figura 4.4

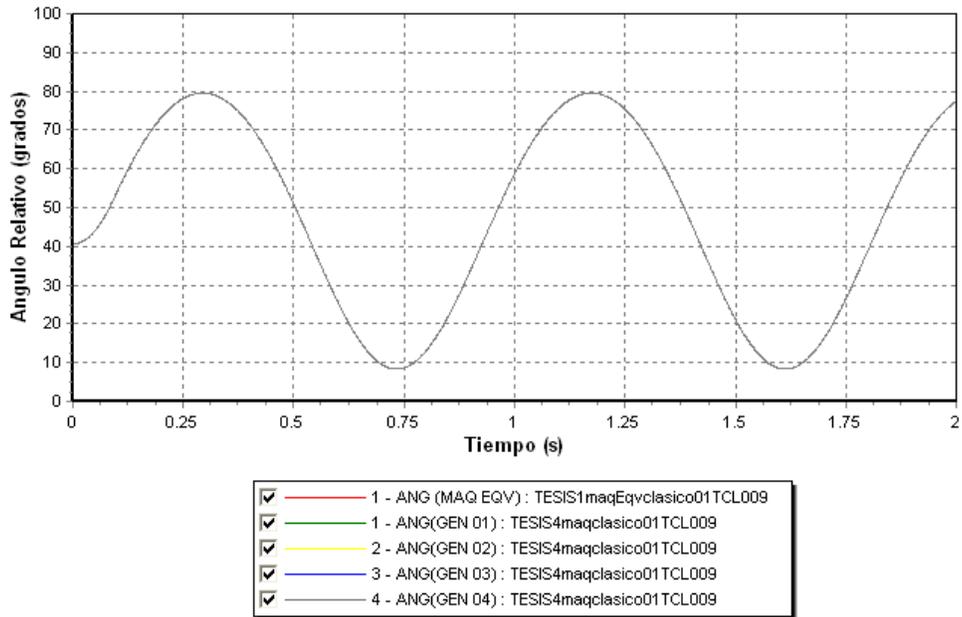
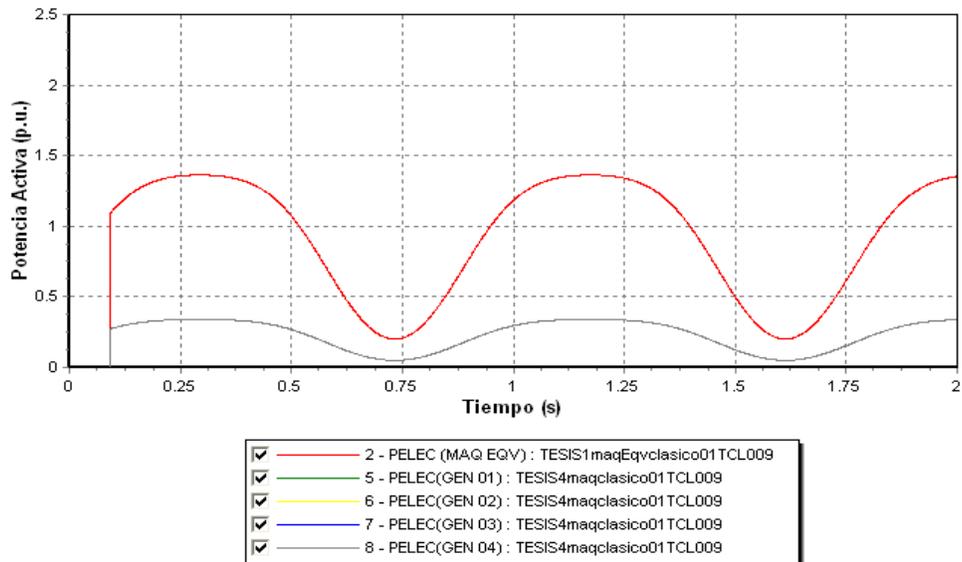


Figura 4.4 Ángulos relativos de las 4 máquinas del sistema contra la máquina equivalente

Al igual que en la figura 4.2 todas las curvas se encuentran una encima de la otra, debido a que el equivalente se comporta de cómo un promedio de las máquinas que lo componen y de esta forma el ángulo visto por una maquina es igual a la máquina equivalente. Sin embargo las potencias activas y reactivas se comportan de manera distinta como se muestra en la figura 4.5



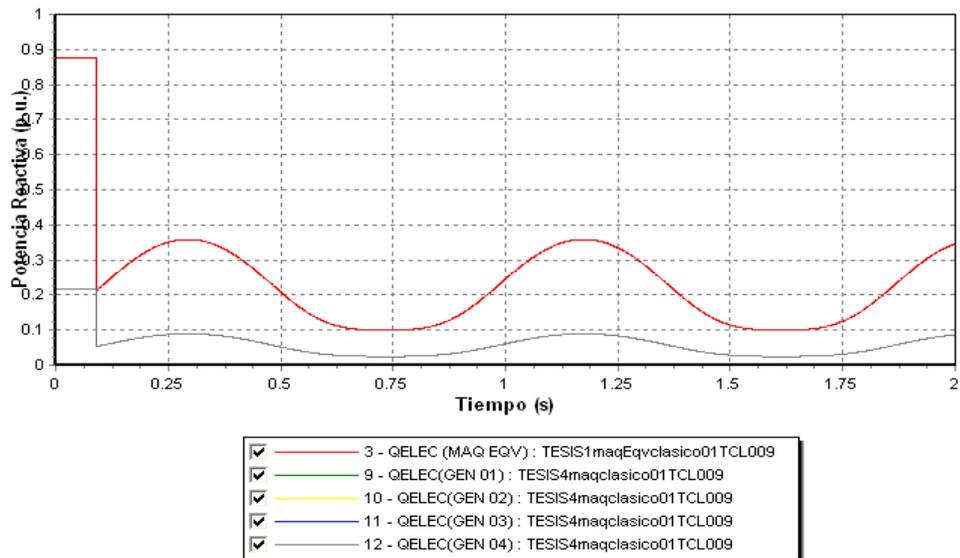


Figura 4.5 Potencia activa y reactiva de las 4 máquinas y máquina equivalente del sistema

En este caso las potencias activa y reactiva de las cuatro máquinas se comportan de forma igual en cambio la potencia de la maquina equivalente, graficada en rojo, es mayor ya que es el suma de cada una de las potencias de las máquinas que la conforman.

Por último los voltajes terminales de las máquinas tanto de las cuatro máquinas originales y de la máquina equivalente se comparan, las graficas correspondientes a los voltajes se comportan de manera igual que los ángulos, figura 4.6.

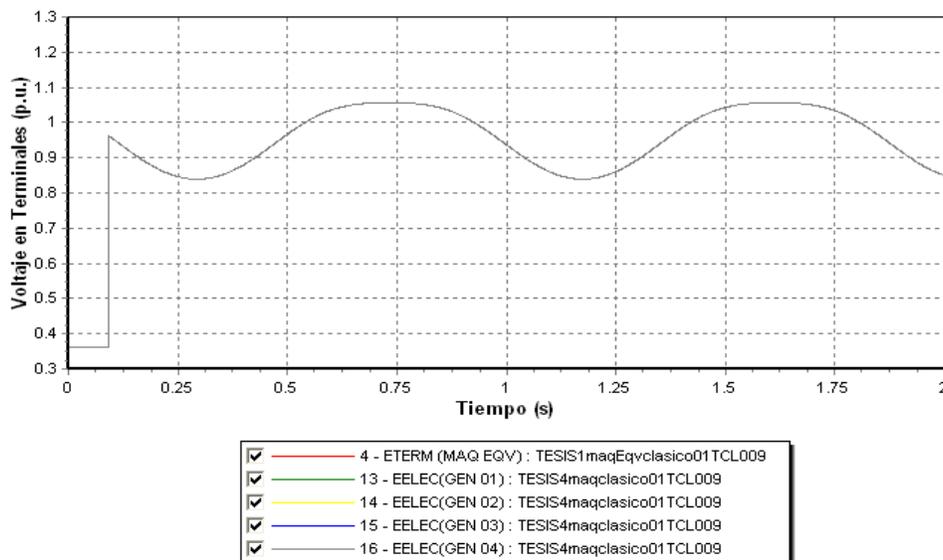


Figura 4.6 Voltaje terminal de las 4 máquinas del sistema contra la maquina equivalente

4.2.2 Agregación de generadores modelo cuarto orden

Las segunda parte de esta prueba consta en usar el mismo sistema pero esta vez los generadores de este tienen un modelo de cuarto orden el cual considera los fenómenos transitorios en los devanados del rotor y es un modelo más aproximado a los empleados en estudios reales de estabilidad, las ecuaciones y el circuito equivalente de este modelo se muestran en el apéndice B. La falla simulada es la misma que en el sistema anterior, una falla trifásica en el nodo 2 liberándose 0.09 segundos después de que se aplica. El sistema es el mismo que se muestra en la figura 4.1 y los datos de los generadores se muestran en la tabla 4.3.

Tabla 4-3 Datos de máquina modelo 4to orden sistema 4 máquinas bus infinito

Maq	P (MW)	Q (Mvars)	Ra (p.u.)	H (s)	Xd (p.u.)	X'd (p.u.)	Xq (p.u.)	X'q (p.u.)	Xl (p.u.)	T'd (p.u.)	T''d (p.u.)	T'q (p.u.)	T''q (p.u.)
1	22.5	10.9	0.012	0.875	7.24	1.2	7.04	2.6	0.6	8.0	0.03	1.0	0.07
2	22.5	10.9	0.012	0.875	7.24	1.2	7.04	2.6	0.6	8.0	0.03	1.0	0.07
3	22.5	10.9	0.012	0.875	7.24	1.2	7.04	2.6	0.6	8.0	0.03	1.0	0.07
4	22.5	10.9	0.012	0.875	7.24	1.2	7.04	2.6	0.6	8.0	0.03	1.0	0.07

En la figura 4.7 se muestran los ángulos relativos de las cuatro máquinas respecto al generador uno después de realizar el estudio de estabilidad aplicando la falla antes mencionada.

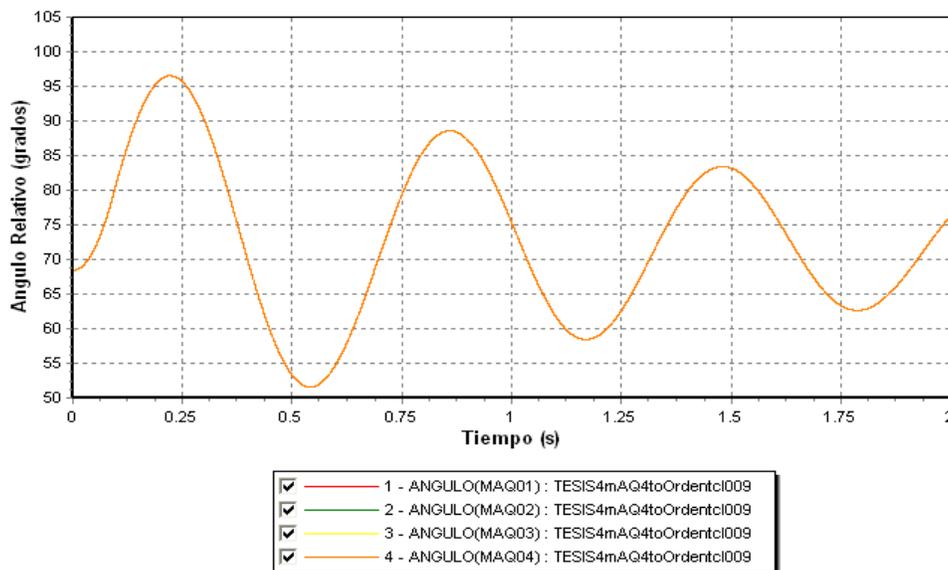


Figura 4.7 Ángulos relativos de las 4 máquinas modelo cuarto orden del sistema

En la imagen anterior se muestra que las cuatro máquinas tienen una oscilación más amortiguada que la obtenida con un modelo clásico, sin embargo al igual que el modelo anterior todas las máquinas pertenecientes a la misma planta oscilan de forma igual una

con otra, por lo tanto las máquinas se comportan de manera perfectamente coherente [2,17,23].

Empleando las ecuaciones 4.1 a 4.5 además de las ecuaciones 4.6 a 4.9 se obtiene el generador equivalente para el sistema cuyos datos se muestran en la tabla 4.4

$$x'_{qeqv} = \frac{1}{(x'_{q1})^{-1} + (x'_{q2})^{-1} + (x'_{q3})^{-1} + (x'_{q4})^{-1}} \quad (4.6)$$

$$x_{leqv} = \frac{1}{(x_{l1})^{-1} + (x_{l2})^{-1} + (x_{l3})^{-1} + (x_{l4})^{-1}} \quad (4.7)$$

$$T'_d = \frac{\sum_{i=1}^n T'_{di}}{n} \quad (4.8)$$

$$T'_q = \frac{\sum_{i=1}^n T'_{qi}}{n} \quad (4.9)$$

Dónde n es el numero de máquinas que conforman la maquina equivalente.

Tabla 4-4 Datos de máquina sistema 4 maquinas bus infinito

Maq	P (MW)	Q (Mvars)	Ra (p.u.)	H (s)	Xd (p.u.)	X'd (p.u.)	Xq (p.u.)	X'q (p.u.)	Xl (p.u.)	T'd (p.u.)	T''d (p.u.)	T'q (p.u.)	T''q (p.u.)
1	90.0	43.6	0.003	3.5	1.81	0.3	1.76	0.65	0.15	8.0	0.03	1.0	0.07

Con los parámetros de la nueva máquina se procede a realizar el estudio de estabilidad con un sistema igual al mostrado en la figura 4.3, fallando el nodo 2 y eliminando esta falla 0.09 segundo después. Las curvas de oscilación se comparan con las obtenidas por cada una de las máquinas que conforman esta nueva máquina en la figura 4.8, observándose que estas oscilan de forma igual tanto el equivalente como cada una de las máquinas por separado esto se debe de nuevo a que el equivalente se comporta como un promedio de cada una de las máquinas que lo conforman por lo que las curvas se encuentran una sobre otra.

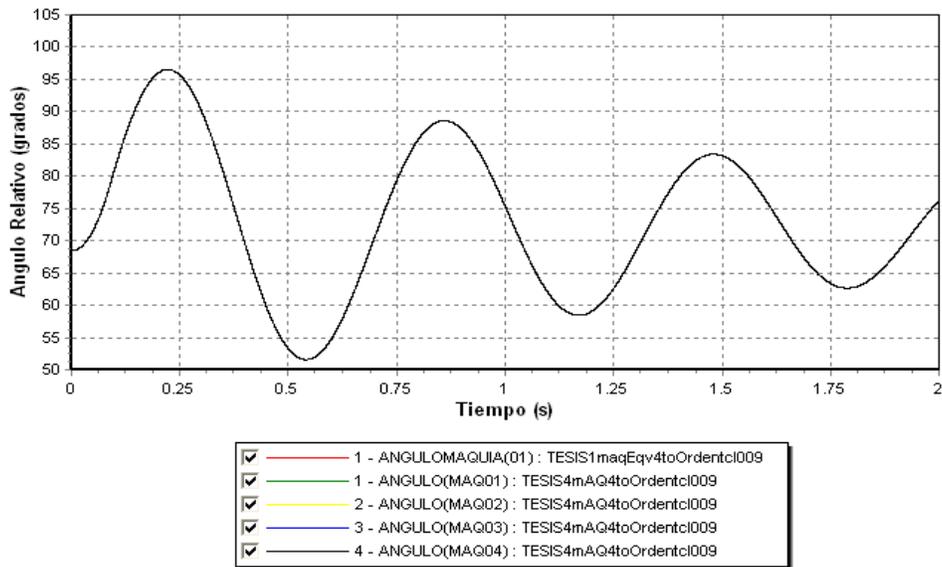
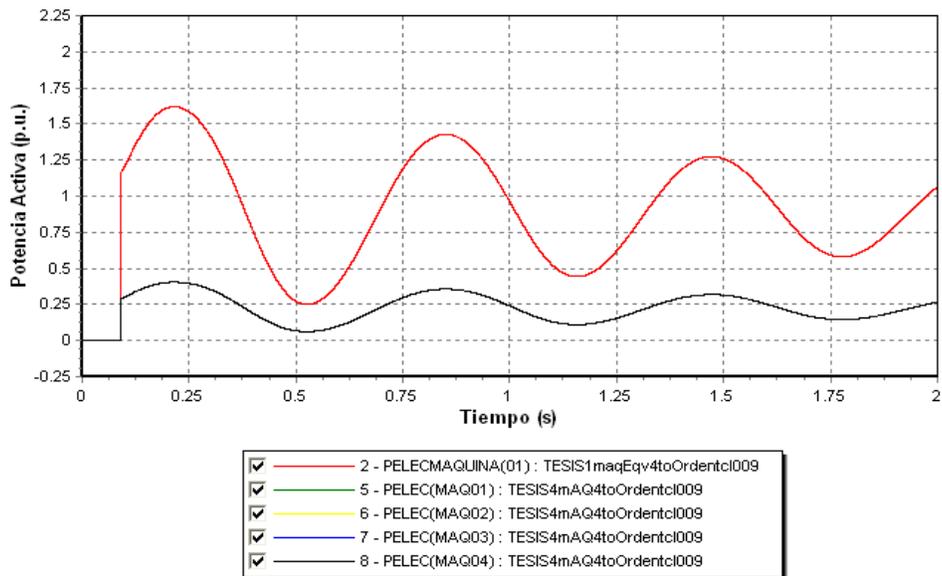


Figura 4.8 Ángulos relativos de las 4 máquinas modelo cuarto orden del sistema contra la máquina equivalente

De forma similar que en el caso anterior las potencias activa y reactiva de la máquina equivalente, graficada en rojo, se comporta como la suma de las potencias individuales de las máquinas originales de la planta como se muestra en la figura 4.9.



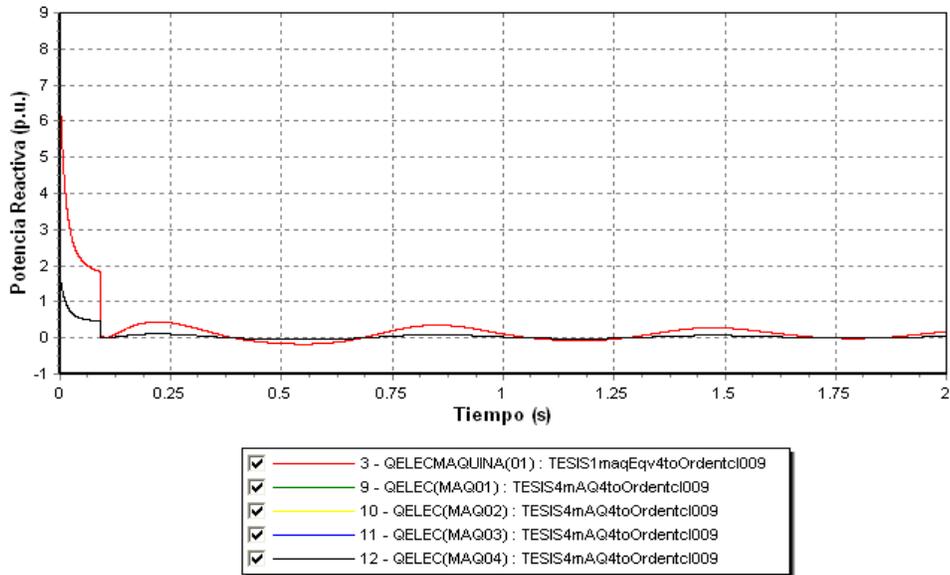


Figura 4.9 Potencia activa y reactiva de las 4 máquinas y máquina equivalente del sistema

Por último los voltajes terminales de las máquinas tanto de las cuatro máquinas originales y de la máquina equivalente se comparan, las graficas correspondientes a los voltaje se comportan de manera igual que los ángulos, figura 4.10.

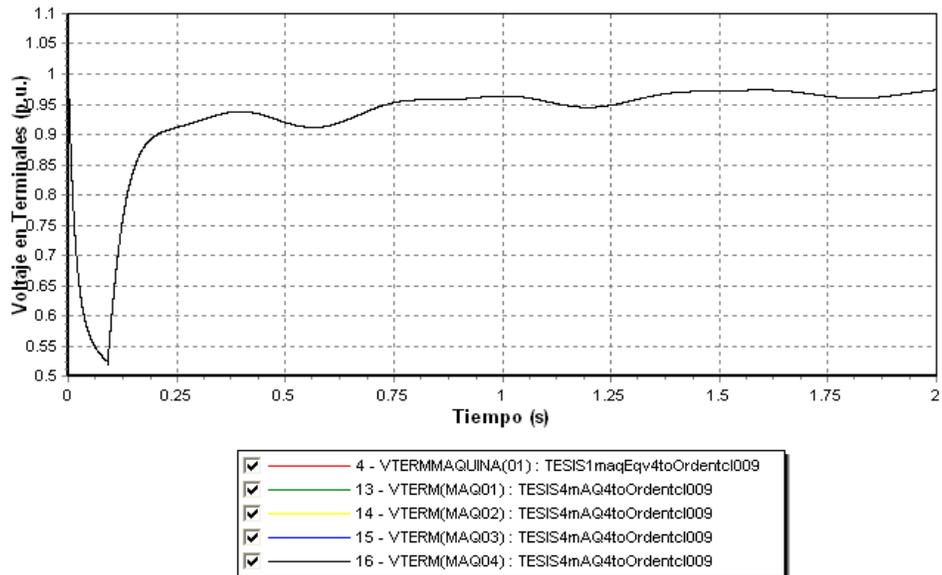


Figura 4.10 Voltaje terminal de las 4 máquinas del sistema contra la maquina equivalente

4.2.3 Agregación de generadores modelo cuarto orden con diferente punto de operación inicial

Como ultima parte de esta prueba se utiliza un sistema de prueba similar a los anteriores pero esta vez cuenta con solo dos generadores con un modelo clásico los cuales tienen parámetros diferentes mostrados en la tabla 4.5 y en el apéndice C, lo que origina que las curvas de oscilación para este caso no se comporten de forma igual. La falla simulada es la misma que en el sistema anterior, una falla trifásica sólida en el nodo 2 liberándose 0.09 segundos después de que se aplica. El sistema se muestra en la figura 4.11

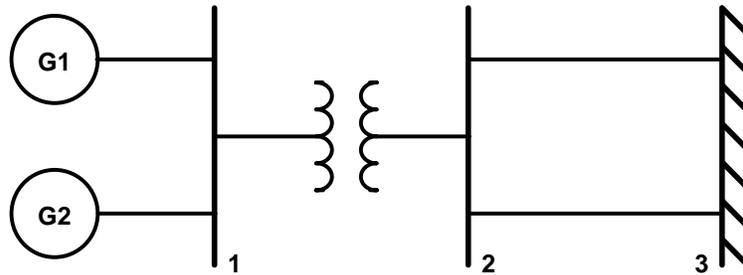


Figura 4.11 Sistema de prueba 2 máquinas bus infinito

Tabla 4-5 Datos de máquina sistema 4 máquinas bus infinito

Maquina	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
1	20.0	10.0	0.006	0.6	2.5
2	70.0	33.6	0.006	0.6	1.0

Empleando las ecuaciones 4.1 a 4.5 se obtiene el generador equivalente para el sistema cuyos datos se muestran en la tabla 4.6 y su diagrama se muestra en la figura 4.12

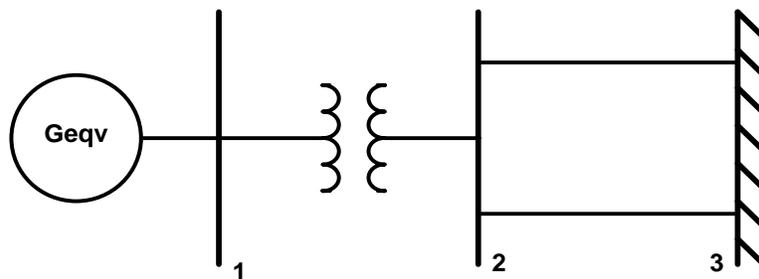


Figura 4.12 Sistema de prueba máquinas equivalente bus infinito

Tabla 4-6 Datos de la maquina equivalente

Maquina	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
1	90.0	43.6	0.003	0.3	3.5

En la figura 4.13 se grafican las curvas de oscilación tanto de las dos máquinas como la máquina equivalente, en este caso las máquinas originales tienen curvas que se comportan de manera distinta, aunque las curvas son diferentes estas se consideran como máquinas coherentes y se procedió a obtener su equivalente. Es de especial interés notar que en este caso se aprecia mejor la forma en que la máquina equivalente, graficada en negro, se comporta como un promedio de las curvas de cada una de las máquinas como se observa a continuación.

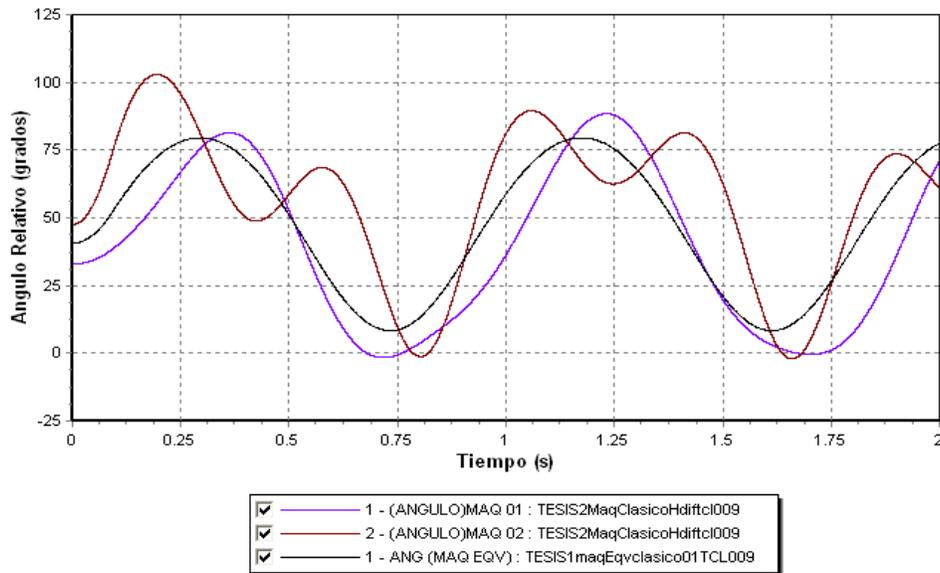


Figura 4.13 Ángulos relativos de las 2 máquinas del sistema

Ya por último se grafican las potencias activa y reactiva de las máquinas de forma ilustrativa mostrando de nuevo que las potencias de la máquina equivalente, ambas en negro, oscila como una suma de las máquinas originales, las curvas de potencia de las máquinas originales oscilan de forma diferente igual que las curvas de ángulo mostrada anteriormente.

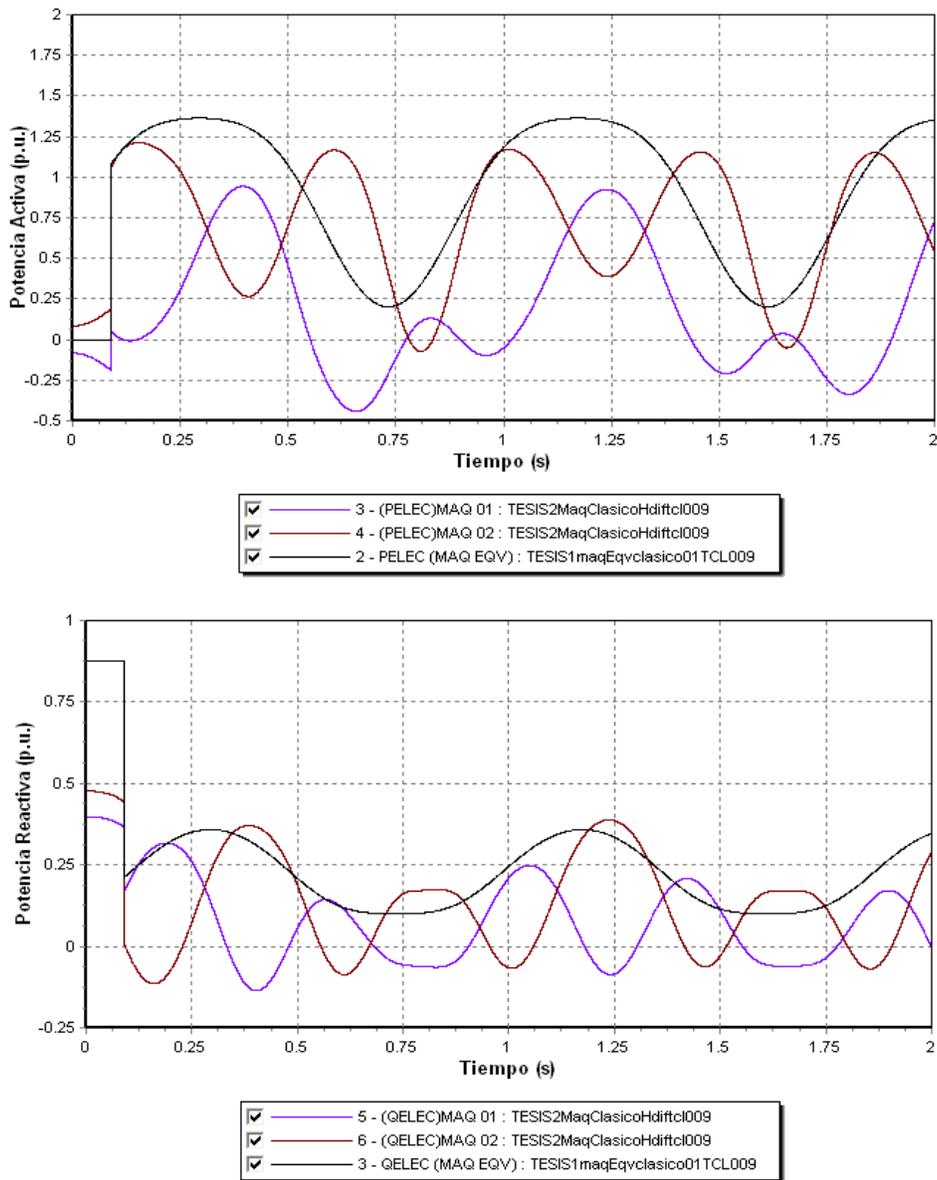


Figura 4.14 Potencia activa y reactiva de las 2 maquinas y máquina equivalente del sistema

4.3 Equivalente dinámico sistema de dos áreas

4.3.1 Introducción

A continuación se procede a obtener el equivalente dinámico del sistema de prueba de dos áreas, procediendo de acuerdo a la metodología propuesta por R. Podmore [2,3,7,9,22] y que se describe en el capítulo 3. El objetivo principal que se busca en la aplicación de equivalentes dinámicos es obtener un sistema reducido a partir del sistema original el cual represente de forma precisa el comportamiento que se tiene en un área

determinada del sistema la cual no sufrirá cambio alguno y será esta zona en la que el estudio de estabilidad será llevado a cabo.

El equivalente se forma en 5 pasos los cuales se mencionan a continuación:

- 1.- Definición del área de estudio y área externa del sistema
- 2.- Identificación de grupos coherentes de generadores
- 3.- Reducción de nodos de generación
- 4.- Reducción de nodos de carga
- 5.- Agregación dinámica de generadores coherentes

El sistema de prueba original consta de 4 generadores distribuidos en las fronteras del sistema y un enlace muy débil entre los nodos 7 y 9 el cual consta de cuatro líneas interconectadas por un tercer nodo, este sistema mostraba problemas de estabilidad ante cualquier falla, por lo que se modifico reforzando este enlace con mas líneas. El sistema final a usar se muestra en la figura 4.15, los datos completos del sistema se muestran en el apéndice C.

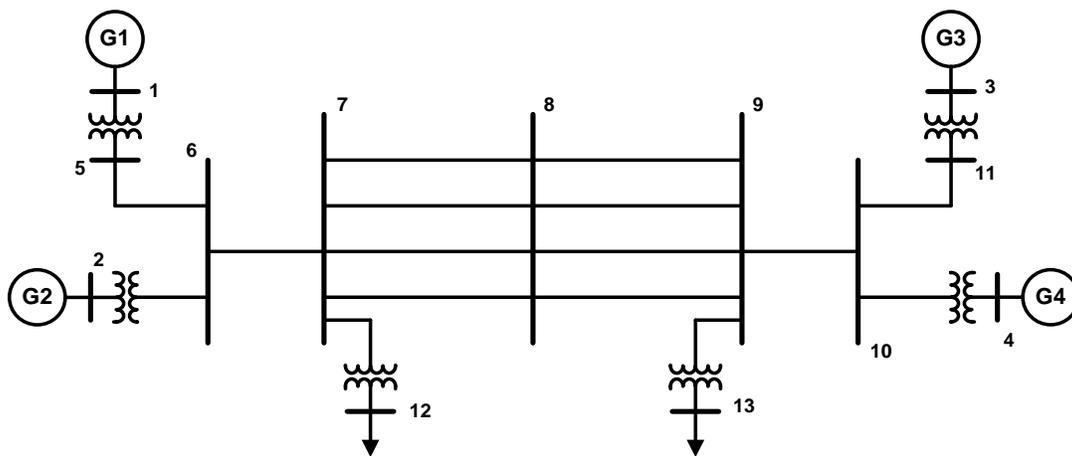


Figura 4.15 Sistema de prueba de 2 áreas modificado

4.3.2 Definición del área de estudio y área externa del sistema

La selección de los nodos que conforman estas áreas se realiza a criterio del personal que va realizar el estudio de estabilidad, este sistema muestra un comportamiento tal que el sistema se puede considerar que está dividido en dos áreas ya que las oscilaciones de los generadores 1 y 2 son muy parecidas entre si y las oscilaciones de los generadores 3 y 4 igual. Para efectos de esta tesis nos centraremos en una de las áreas del sistema la que se conforma por los generadores 1 y 2, por lo que simularemos una falla trifásica en el nodo 8 y definiendo un área de estudio y un área externa como se muestra en la figura 4.16

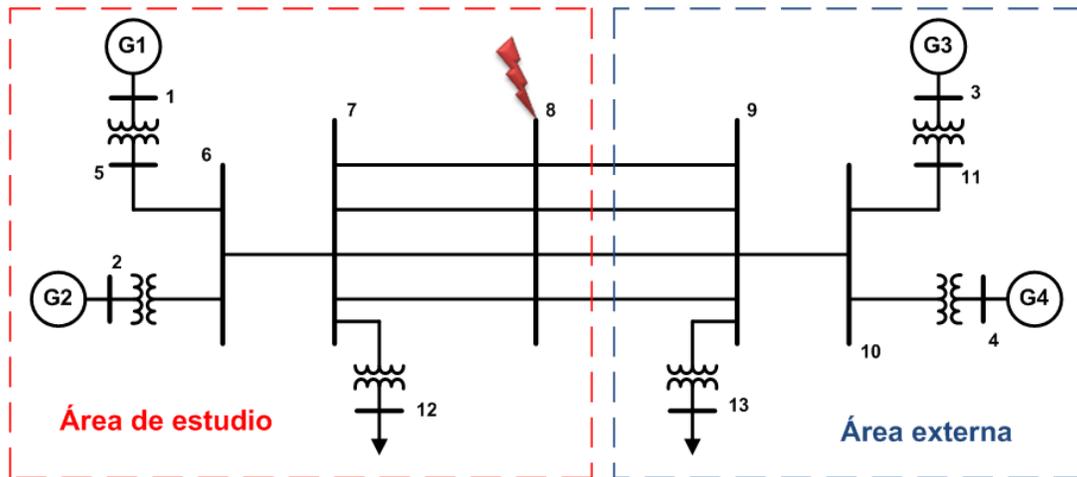


Figura 4.16 Definición de área de estudio y área externa del sistema de prueba de 2 áreas

De este modo las áreas quedan definidas como se muestra en la tabla 4.6

Tabla 4-7 Elementos de cada área definida para el sistema

Área de estudio	Área externa
Nodos: 1,2,5,6,7,8,12	Nodos: 3,4,9,10,13
Generadores: 1,2	Generadores: 3,4

4.3.3 Identificación de grupos coherentes de generadores

La presente tesis se enfoca en la aplicación de un método basado en el concepto de coherencia, en el cual dos generadores se consideran coherentes si su diferencia angular de rotor se mantiene constante o igual a una tolerancia durante un periodo de tiempo [2,3,23].

$$|\Delta\delta'_i(t) - \Delta\delta'_j(t)| < \varepsilon_{\Delta\delta} \text{ para } i, j \in \{A\} \text{ y } t \leq t_c \quad (3.1)$$

Además

- Los grupos coherentes de generadores son independientes del tamaño del disturbio. Por lo tanto, la coherencia puede ser determinada considerando un modelo linealizado del sistema para aplicar un pequeño disturbio.
- Los grupos coherentes son independientes del grado de detalle usado para modelar las unidades generadoras.

Basándose en estas consideraciones el algoritmo en fortran utiliza modela las generadores en su modelo clásico para posteriormente linealizarlos utilizando la regla trapezoidal. El programa evalúa el sistema completo aplicando un pequeño disturbio en estas ecuaciones, el cual aplica un incremento en la potencia mecánica de de los generadores igual a sus potencias de aceleración previamente calculadas para la falla antes mencionada. Se obtienen las curvas de oscilación de todos los generadores y los

ángulos son comparados entre sí utilizando el algoritmo de agrupamiento descrito por la ecuación 3.1, para el caso bajo estudio la tolerancia usada en el algoritmo es de 3 grados. Es interesante mencionar que mientras mayor sea esta tolerancia menor número de grupos se obtendrán y viceversa al incrementarse esta tolerancia mayor número de grupo se encuentran.

De esta manera se encuentran los grupos de generadores que se comportan de forma coherente, como se muestra en la tabla 4.7

Tabla 4-8 Grupos de generadores coherentes para un tolerancia de 3 grados

Grupo 1	Grupo 2
Generadores: 1,2	Generadores: 3,4

4.3.4 Reducción de nodos de generación

La reducción de nodos de generación permite desacoplar el problema de reducción estática de la red del problema dinámico en cuanto al orden en el modelo de los generadores [9].

Además permite que el equivalente obtenido este formado por parámetros los cuales sean compatibles con programas de estabilidad transitoria convencionales como el utilizado en la presente tesis [15].

Una vez que se identificaron los generadores que conforman los grupos coherentes se procede a realizar la reducción de estos nodos de generación, el procedimiento a seguir es el mismo en el descrito en el capítulo anterior, la red se divide en tres partes: el grupo de nodos los cuales han sido determinados como coherentes, los nodos frontera a este grupo de nodos coherentes y los nodos restantes del área externa. Empleando una técnica de conservación de potencia el flujo de potencia de cada nodo frontera al grupo de nodos coherentes es conservado y de igual manera el flujo de los nodos coherentes es conservado mediante la introducción de transformadores defasadores que conectan el nodo equivalente, al cual están conectados los generadores coherentes y tiene como voltaje el promedio de los voltajes de cada nodo que se han conectado a este nodo, con los nodos frontera [9,15,22].

La figura 4.16 muestra la nueva configuración del sistema de dos áreas con los generadores coherentes conectados a un nuevo nodo equivalente y la introducción de transformadores defasadores en el sistema.

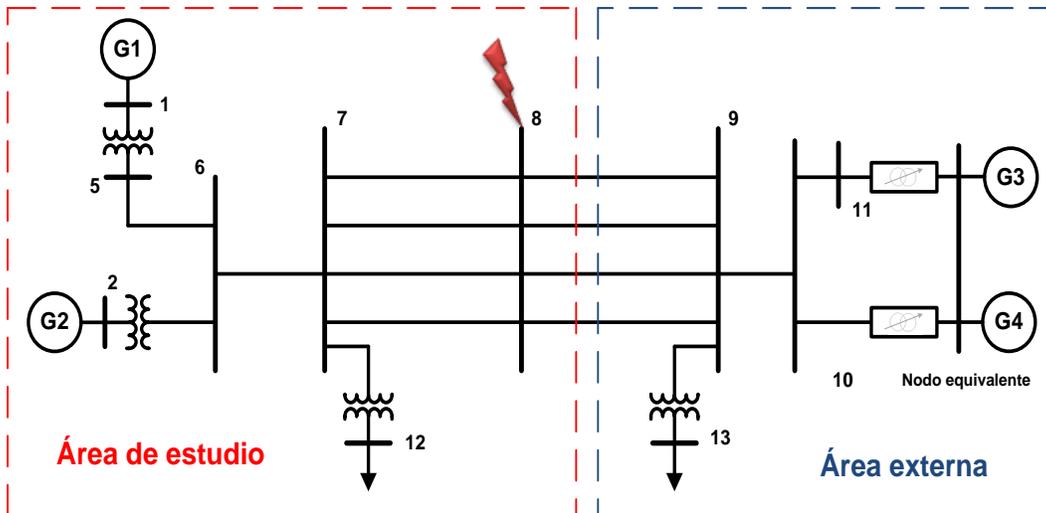


Figura 4.17 Introducción de nodo equivalente y transformadores defasadores para generadores coherentes del sistema de prueba de 2 áreas

4.3.5 Reducción de nodos de carga

El procedimiento para realizar la eliminación es de hecho una aplicación específica de la eliminación Gaussiana a las ecuaciones nodales de admitancias. [20,21] Partiendo de la representación de la red en ecuaciones algebraicas como inyecciones de corriente:

$$\begin{bmatrix} \tilde{I}_1^1 \\ \vdots \\ \tilde{I}_n^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_{11}^1 & \dots & \tilde{Y}_{1n}^1 \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \tilde{Y}_{n1}^1 & \dots & \tilde{Y}_{nn}^1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_1 \\ \vdots \\ \tilde{V}_n \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

El proceso se limita solamente al área externa sin tomar en cuenta los nodos que quedan dentro del área de estudio y los nodos equivalentes generados en la reducción de nodos de generación. Las cargas se modelan como admitancias constantes y son eliminadas al igual con los nodos, esta eliminación genera admitancias en derivación en ciertos nodos. La figura 4.17 muestra el sistema resultante después de esta eliminación.

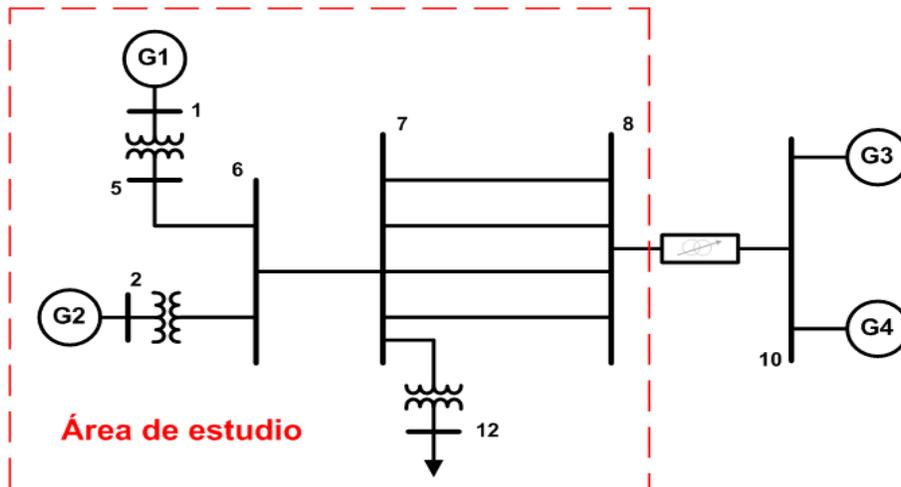


Figura 4.18 Reducción de nodos de carga para el sistema de 2 áreas

La reducción de nodos de carga atrae con si la eliminación de las cargas pero crea admitancias en derivación en los nodos 8 y 10, los datos de estas admitancias se muestran en la tabla 4.9

Tabla 4-9 Admitancias en derivación en el sistema equivalente

Nodo	G (MW)	B (Mvar)
8	903.10	-372.54
10	1107.87	-573.31

4.3.6 Agregación dinámica de generadores coherentes

El último paso en la formación de equivalentes dinámicos es la agregación dinámica de los generadores pertenecientes a un grupo coherente.

El método que emplea el programa permite agregar maquinas pertenecientes a un grupo coherente en una sola maquina equivalente utilizando para ello datos estándar de los parámetros de las maquinas y de la misma forma los parámetros de la maquina equivalente son aptos para trabajarse en programas de estabilidad comunes.

El equivalente dinámico de un grupo coherente de generadores es una sola maquina que muestra la misma velocidad, voltaje y potencia total que el grupo de máquinas coherentes durante un disturbio [22].

El procedimiento para obtener la máquina equivalente en este trabajo se ha dividido para dos casos: modelo clásico de máquina con saliencia y para un modelo de cuarto orden con controles.

4.3.6.1 Agregación dinámica de máquina modelo clásico

Cada máquina se representa por su modelo clásico como una fuente de tensión detrás de una reactancia transitoria, en este caso la resistencia de armadura es despreciada

[11,18]. La figura 4.19 muestra la conexión que en paralelo de las unidades coherentes a un mismo nodo equivalente.

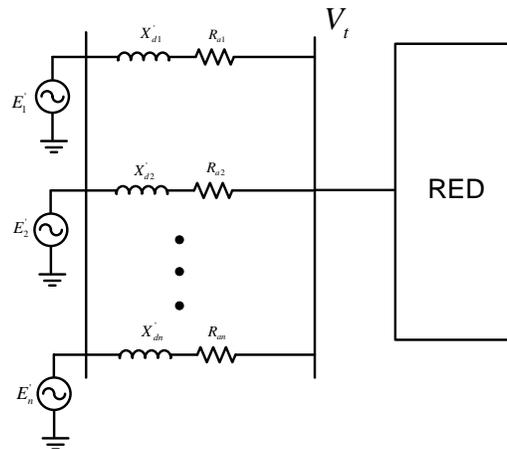


Figura 4.19 Circuito equivalente de máquina modelo clásico

Los parámetros originales de las 2 máquinas pertenecientes al grupo coherente se muestran en la tabla 4.9

Tabla 4-10 Datos de máquinas modelo clásico pertenecientes al grupo coherente

Maquina	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
3	716.0	149.0	0.0	0.027	58.5
4	700.0	139.0	0.0	0.027	58.5

La agregación de parámetros se realiza mediante la ecuaciones 4.1 a 4.5 con las que se obtienen los datos de la máquina equivalente mostrados en la tabla 4.10

Tabla 4-11 Datos de máquina equivalente modelo clásico

Maquina	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
Equivalente	1416.0	288.0	0.0	0.0135	117.0

Para este caso no se consideran modelos de controles tales como el regulador de voltaje, estabilizador y gobernador turbina. El equivalente dinámico del sistema de dos áreas final obtenido después de la agregación dinámica de los generadores se muestra en la figura 4.19

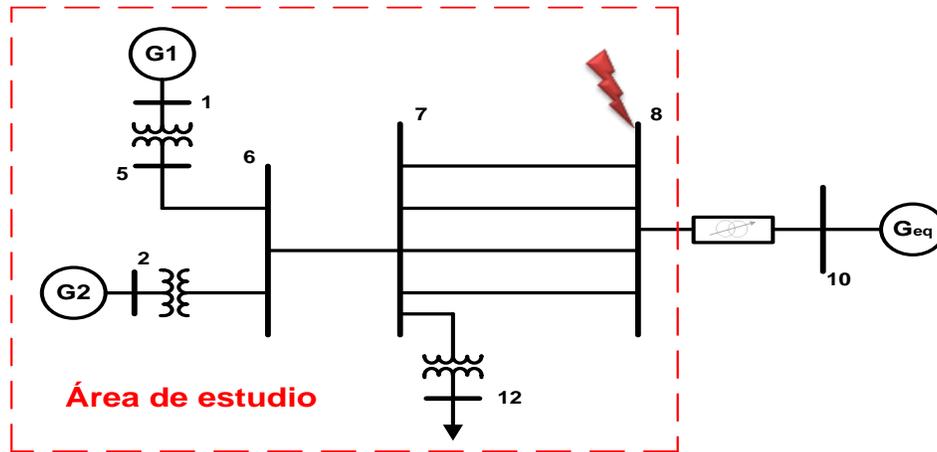


Figura 4.20 Sistema de dos áreas equivalente

4.3.6.2 Agregación dinámica de maquina modelo cuarto orden

En este caso el modelo de maquina a utilizar es más detallado ya que se considera un elemento de control como lo es el regulador automático de voltaje. Las ecuaciones que modelan a la maquina se describen en el apéndice B. Los datos de los generadores pertenecientes al grupo coherente en el modelo antes mencionado se muestran a continuación.

Tabla 4-12 Datos de maquinas modelo de cuarto orden pertenecientes al grupo coherente

Maq	P (MW)	Q (Mvars)	Ra (p.u.)	H (s)	Xd (p.u.)	X'd (p.u.)	Xq (p.u.)	X'q (p.u.)	Xl (p.u.)	T'd (p.u.)	T''d (p.u.)	T'q (p.u.)	T''q (p.u.)
3	716.0	149.0	0.0	6.175	1.8	0.3	1.7	0.55	0.2	8.0	0.03	0.4	0.05
4	700.0	139.0	0.0	6.175	1.8	0.3	1.7	0.55	0.2	8.0	0.03	0.4	0.05

En este caso la agregación de los parámetros se realiza usando las ecuaciones 4.1 a 4.6, en este caso nos permitimos usar estas ecuaciones las cuales son paralelos, sumatorias y promedios de los parámetros los cuales son iguales para todas las maquinas. Por esta razón el equivalente usando estas ecuaciones muestra un comportamiento bueno. Los parámetros se muestran en la tabla 4.13

Tabla 4-13 Datos de maquina equivalente modelo de cuarto orden

Maq	P (MW)	Q (Mvars)	Ra (p.u.)	H (s)	Xd (p.u.)	X'd (p.u.)	Xq (p.u.)	X'q (p.u.)	Xl (p.u.)	T'd (p.u.)	T''d (p.u.)	T'q (p.u.)	T''q (p.u.)
3	1416.0	288.0	0.0	12.35	0.9	0.15	0.85	0.275	0.1	8.0	0.03	0.4	0.05

4.3.6.3 Agregación del sistema de excitación

El modelo empleado permite la incorporación de un regulador automático de voltaje (RAV), en este trabajo usaremos el modelo DC1A de la IEEE el cual modificamos para eliminar la saturación en el sistema de excitación además de eliminar los límites en el regulador, por lo que el modelo final a emplear se muestra a continuación [18,22].

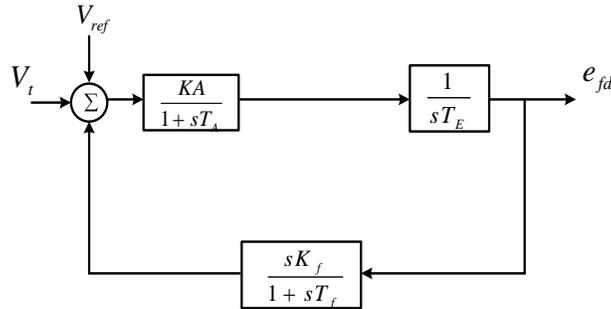


Figura 4.21 Sistema de excitación rotatorio DC1A del IEEE

Los datos del sistema de excitación de las maquinas se dan en la siguiente tabla.

Tabla 4-14 Datos de los sistemas de excitación para las cuatro maquinas del sistema de 2 áreas

Maq	K _A	T _A (s)	T _E (s)	K _F	T _F (s)
1	20.0	0.055	0.36	0.125	1.8
2	20.0	0.055	0.36	0.125	1.8
3	20.0	0.055	0.36	0.125	1.8
4	20.0	0.055	0.36	0.125	1.8

En este sistema todos los controles son idénticos entre si lo que permite realizar su agregación usando las siguientes ecuaciones:

$$K_{Aeqv} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{Ai}}{n} \quad (4.10)$$

$$T_{Aeqv} = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ai}}{n} \quad (4.11)$$

$$T_{Eeqv} = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei}}{n} \quad (4.12)$$

$$K_{Feqv} = \sum_{i=1}^n K_{Fi} \quad (4.13)$$

$$T_{Feqv} = \sum_{i=1}^n T_{Fi} \quad (4.14)$$

Aplicando las ecuaciones 4.10 a 4.14 a los generadores 3 y 4 que corresponden al grupo coherente se obtiene el sistema de excitación equivalente cuyos datos se muestran en la tabla 4.14

Tabla 4-15 Datos de los sistemas de excitación

Maq	K_A	T_A (s)	T_E (s)	K_F	T_F (s)
eqv	20.0	0.055	0.36	0.25	3.6

Para comprobar que el equivalente se comporta de forma correcta se obtiene la función de transferencia equivalente del sistema de excitación, figura 4.12 y se grafican sus diagramas de bode tanto para el sistema equivalente como para el sistema original, se puede observar que ambas funciones de transferencia se comportan prácticamente igual, como se muestra en la figura 4.23

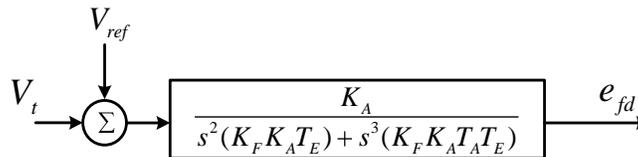


Figura 4.22 Función de transferencia equivalente

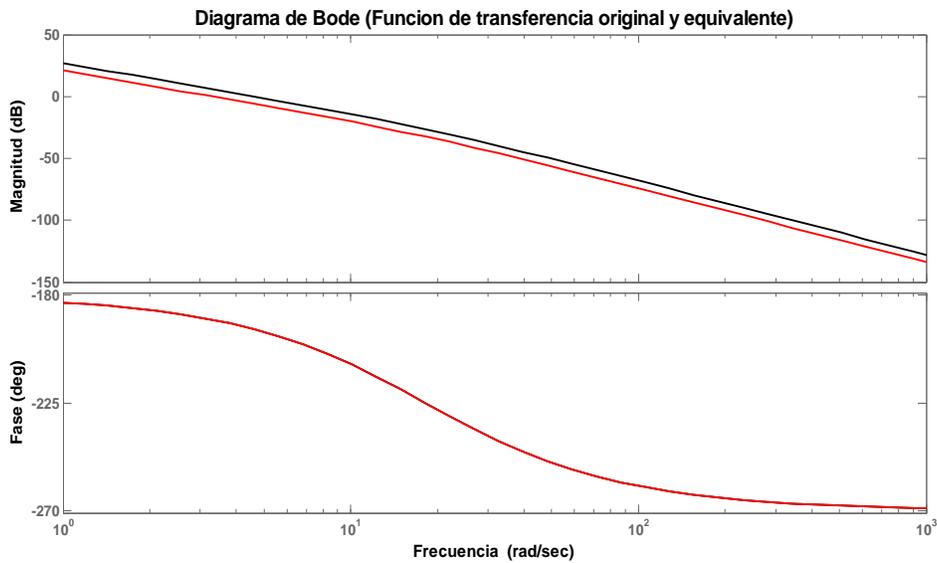


Figura 4.23 Grafica de bode del sistema de control

El sistema obtenido es el mismo que el de la figura 4.19 pero con los parámetros del modelo de cuarto orden. Hasta aquí el equivalente está completo, ahora es necesario comprobar que el esfuerzo realizado para obtenerlo es justificable, esto lo logramos mediante un análisis de estabilidad.

4.3.7 Análisis de estabilidad transitoria angular al sistema de prueba de dos áreas, sistema completo y sistema equivalente

4.3.7.1 Introducción

Una vez que se han obtenido los equivalentes dinámicos del sistema de prueba tanto para modelo clásico de generador como para un modelo de cuarto orden con RAV, es necesario comprobar que ambos sistemas se comportan de manera igual para el punto de operación al cual fueron obtenidos. Como primer punto se realiza un estudio de flujos en ambos sistemas esperando que ambos muestren los mismos flujos en el área de estudio, posteriormente se analizan por separado el sistema con modelo clásico de generadores y el sistema con un modelo de cuarto orden con RAV.

4.3.7.2 Análisis de flujos de potencia

Utilizando la herramienta PSS/E, se cargan los datos completos del sistema completo y del sistema equivalente, para obtener los flujos de potencia que fluyen en el sistema utilizando el método Newton-Raphson, los flujos obtenidos se muestran a continuación de manera tabular en ambos sistemas para el área de estudio.

Tabla 4-16 Flujos de potencia para el sistema completo y equivalente dos áreas

Líneas del área de estudio		Sistema completo	Sistema equivalente
nodo	nodo	P(MW) + jQ(Mvar)	P(MW) + jQ(Mvar)
1	5	719.6 + j292.3	718.8 + j198.8
2	6	700.0 + j480.4	700.0 + j484.3
6	7	1405.3 + j421.4	1404.6 + j426.2
7	8	202.4 + j8.1	202.0 + j10.1
7	8	202.4 + j8.1	202.0 + j10.1
7	12	976.0 + j161.8	976.0 + j162.0
8	eqv	**	-263.4 – j366.6
8	9	195.5 + j12.1	**
8	9	195.5 + j12.1	**
9	13	1767.0 + j322.6	**
9	10	-1401.1 – j571.4	**
10	4	-700.0 – j611.6	**
11	3	-716.0 – j346.2	**

En la tabla anterior se muestran los flujos de las líneas que componen tanto el sistema completo como el sistema equivalente, poniendo énfasis en la parte sombreada que son las líneas correspondientes al área de estudio y es en esta donde podemos observar que los flujos se conservan prácticamente iguales en ambos sistemas sirviendo como un indicador para asegurar que el equivalente tiene un buen desempeño.

4.3.7.3 Análisis de estabilidad angular transitoria modelo clásico de generador

Como segunda parte en el análisis del equivalente se realizó un estudio de estabilidad angular a los sistemas obtenidos, se desarrolló un programa de estabilidad el cual está adecuado para usar como datos de entrada las salidas que el programa de equivalentes genera, con el cual se obtienen los ángulos de oscilación ante una falla simulada en el sistema. Este programa que se desarrolló maneja solamente modelo clásico de máquinas, por lo que es necesario el uso de otro paquete en este caso se usó el programa comercial PSS/E de Siemens con el cual además de comparar los resultados del programa de estabilidad se logró obtener simulaciones del sistema usando un modelo de orden mayor.

Primero se obtienen las curvas de oscilación para el sistema mostrado en la figura 4.23, donde previamente se ha seleccionado la falla a simular y su ubicación además de las áreas de estudio y externa. Los datos de las máquinas, líneas, transformadores y cargas se encuentran en el apéndice C de esta tesis.

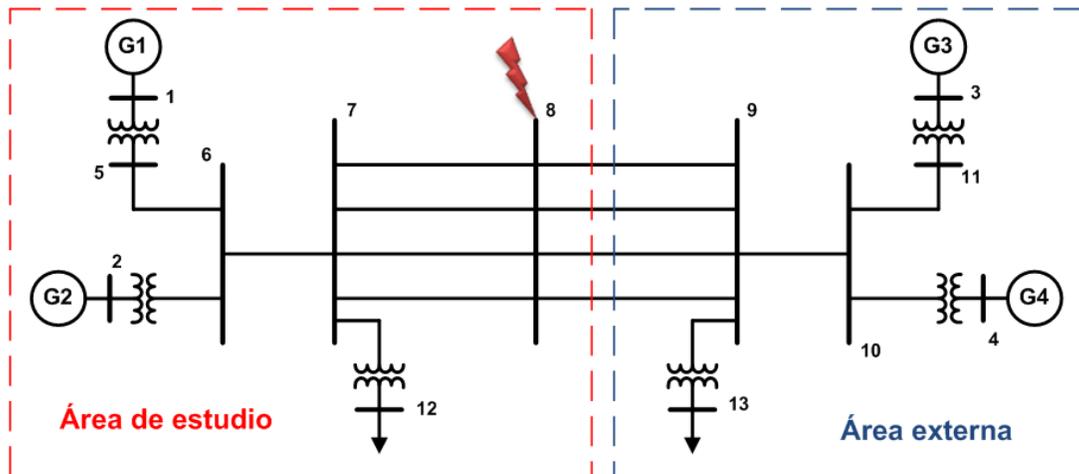


Figura 4.24 Sistema de prueba de 2 áreas

El equivalente dinámico obtenido para el sistema de prueba se muestra en la siguiente figura

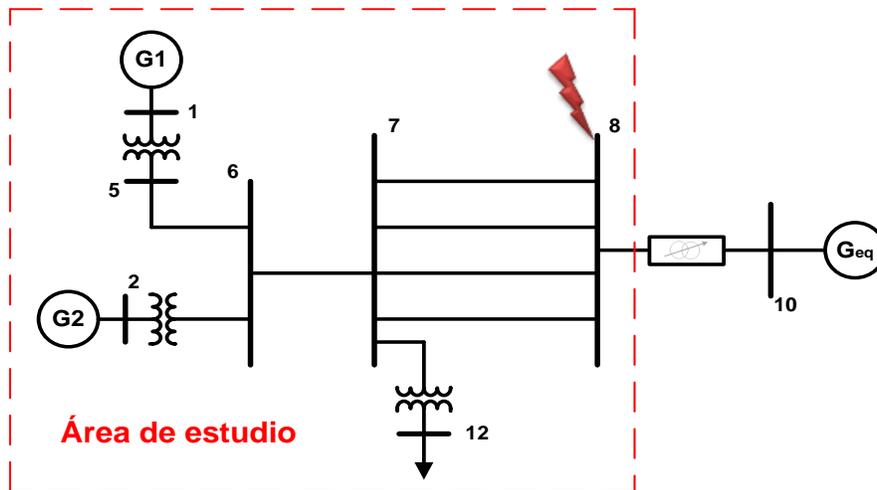


Figura 4.25 Sistema de dos áreas equivalente

Parámetros de la simulación:

Disturbio: Falla trifásica en el nodo 8 en un tiempo igual a cero segundos

Tiempo de liberación: 0.12 segundos (tiempo crítico de liberación)

Liberación de dos líneas entre el nodo 7 y 8

Tiempo de estudio: 3 segundos

En la figura 4.26 se muestran las curvas del sistema completo y del sistema equivalente obtenidas mediante el algoritmo implementado en Fortran para los parámetros de falla previamente mencionados. Las curvas en línea continua muestran el comportamiento de las cuatro máquinas que conforman al sistema completo, las curvas en línea punteada muestran las curvas de las tres máquinas del sistema equivalente. En ambos casos las curvas están referidas al generador uno por lo que este siempre se mantiene en un valor constante de cero. El objetivo de esta comparación es que las máquinas en el área de estudio, en este caso máquinas 1 y 2, se comporten de manera muy similar a las curvas obtenidas en el sistema equivalente. La tabla 4-17 nos indica la máxima variación que existe entre las curvas del generador 2, la cual es de 1.57 y se da en todos los puntos máximos de la curva.

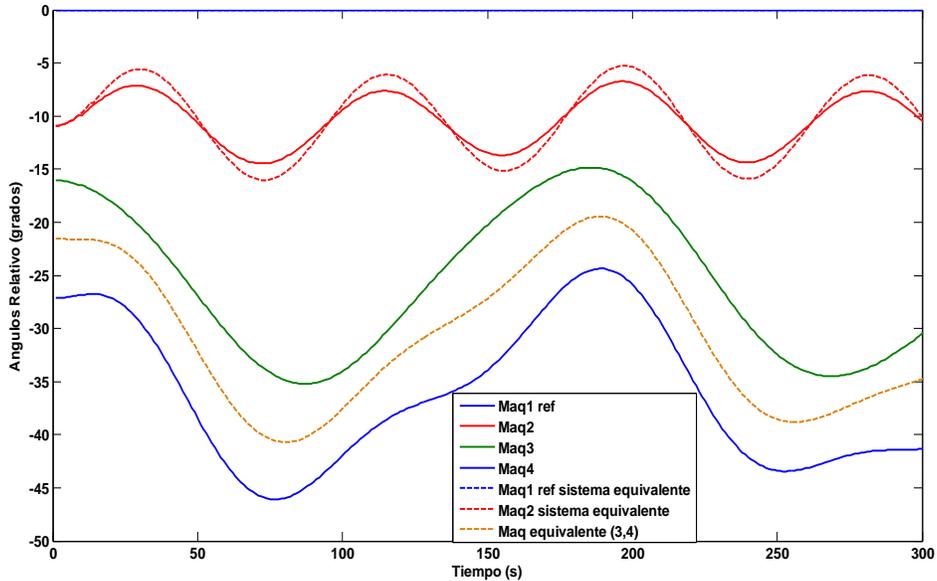


Figura 4.26 Curvas de oscilación de las maquinas del sistema completo y equivalente obtenidas mediante el algoritmo en Fortran.

4-17 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del generador 2 del sistema completo y equivalente obtenido de ESTABILIDAD.FOR

Generador	Angulo (grados)
2	1.57

Ahora se grafican las curvas que el programa comercial PSS/E obtuvo al realizar el estudio de estabilidad con los mismo parámetros que el algoritmo en fortran. Las curvas que se muestra en la figura 4.27 representan las cuatro maquinas del sistema completo (línea continua) y las tres máquinas del equivalente dinámico (línea punteada) en el programa comercial, y se observa que la diferencia entre las curvas incrementa con el tiempo en este caso la máxima variación es de 3.35 grados para un tiempo de estudio de 2.88 s.

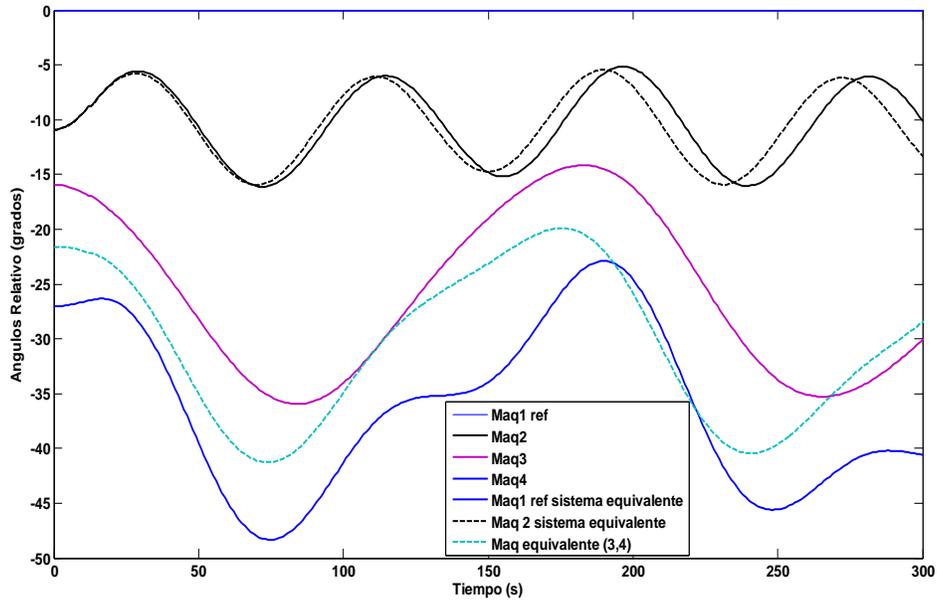


Figura 4.27 Curvas de oscilación de las maquinas del sistema completo y equivalente obtenidas mediante el programa comercial PSS/E.

4-18 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del generador 2 del sistema completo y equivalente obtenidas por el PSS/E

Generador	Angulo (grados)	Tiempo (s)
2	3.35	2.88

En esta prueba la máquinas que nos interesan son la 1 y 2 que se encuentran en el área de estudio por lo que centraremos nuestra atención en el comportamiento de estas, la máquina uno al ser la referencia no presenta oscilación y su valor se mantiene constante como ya se ha visto antes, por lo que la única máquina a analizar es la máquina 2, para ello se grafican todas las curvas obtenidas tanto por ESTABILIDAD.FOR como PSS/E para sistema equivalente y sistema completo como se muestra en la figura 4.28, las curvas del sistema completo graficadas en rojo y las del equivalente dinámico graficadas en azul. La tabla 4-18 muestra que la máxima diferencia entre las curvas que representan al sistema completo comparado con el equivalente en PSS/E es de 3.35 grados, mientras que para el mismo sistema original comparado con los resultados de ESTABILIDAD.FOR es de 0.38 grados ambas variaciones máximas para un tiempo casi igual de 2.8 s.

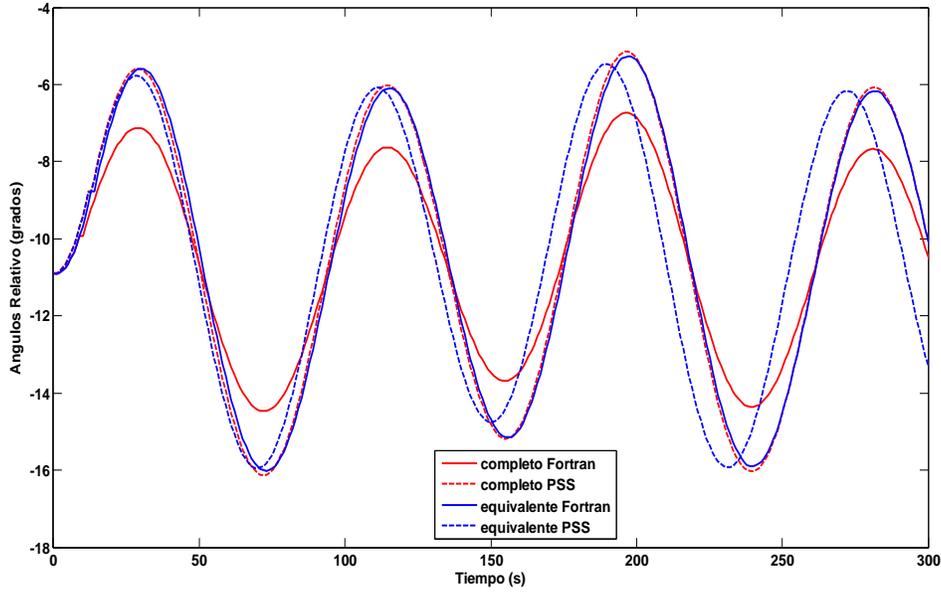


Figura 4.28 Curvas de oscilación de la maquina 2 del sistema completo y equivalente obtenidas en PSS/E y Fortran.

Tabla 4-19 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del generador 2 del sistema completo y equivalente obtenidas por el PSS/E y ESTABILIDAD.FOR

Generador	Angulo (grados) PSS/E	Tiempo (s)	Angulo (grados) ESTABILIDAD.FOR	Tiempo (s)
2	3.35	2.88	0.38	2.8

Como se puede observar las graficas que se obtienen en Fortran muestran un mejor comportamiento que las obtenidas por el algoritmo en especial la que muestra el comportamiento de la máquina en el sistema completo, la cual es la que más se aleja de las demás. Sin embargo el comportamiento es aceptable ya que estas varían por 3.35 grados y el desfase incrementa con el tiempo pero para análisis de primera oscilación los resultados son satisfactorios.

4.3.7.4 Análisis de estabilidad angular transitoria modelo de cuarto orden de generador con RAV

Ahora el estudio se extiende a un modelo de mayor orden, en este caso nuestro algoritmo está limitado por lo que el análisis se realiza en el programa comercial PSS/E esto permite obtener más información de las maquinas como lo son potencias, ángulos y voltajes entre otros, además que se incluyen los sistemas de excitación en las máquinas. Los sistemas que se emplean son los mismos que los usados en el modelo clásico figuras 4.24 y 4.25, al igual que sus parámetros, excepto los datos de generadores equivalentes y reguladores de voltaje cuyos datos se encuentran en el apéndice C. Los parámetros para la simulación se muestran a continuación.

Parámetros de la simulación:

Disturbio: Falla trifásica en el nodo 8 en un tiempo igual a cero segundos

Tiempo de liberación: 0.12 segundos (tiempo crítico de liberación)

Liberación de dos líneas entre el nodo 7 y 8

Tiempo de estudio: 3 segundos

El estudio de estabilidad se realiza con ayuda del simulador PSS/E, y la figura 4.28 muestra las gráficas de los ángulos de rotor para todas las máquinas del sistema completo y del equivalente dinámico, estas curvas muestran un amortiguamiento mayor gracias al funcionamiento del RAV. Aunque el tiempo crítico de liberación se incrementa gracias al modelo de generador y controles, los tiempo de liberación en el estudio son los mismos que los usados para el modelo clásico ya que el propósito de la tesis no es buscar los tiempos críticos de liberación, aunque estos sean un parámetro para determinar la estabilidad angular en los sistemas, si no que se busca comprobar que el equivalente dinámico presenta el mismo comportamiento. En la figura 4.29 la curva de la máquina dos del sistema equivalente (negro) esta superpuesta a la curva del mismo generador del sistema original (naranja) y es muy difícil de ver, lo cual nos indica que ambos sistemas muestran el comportamiento esperado.

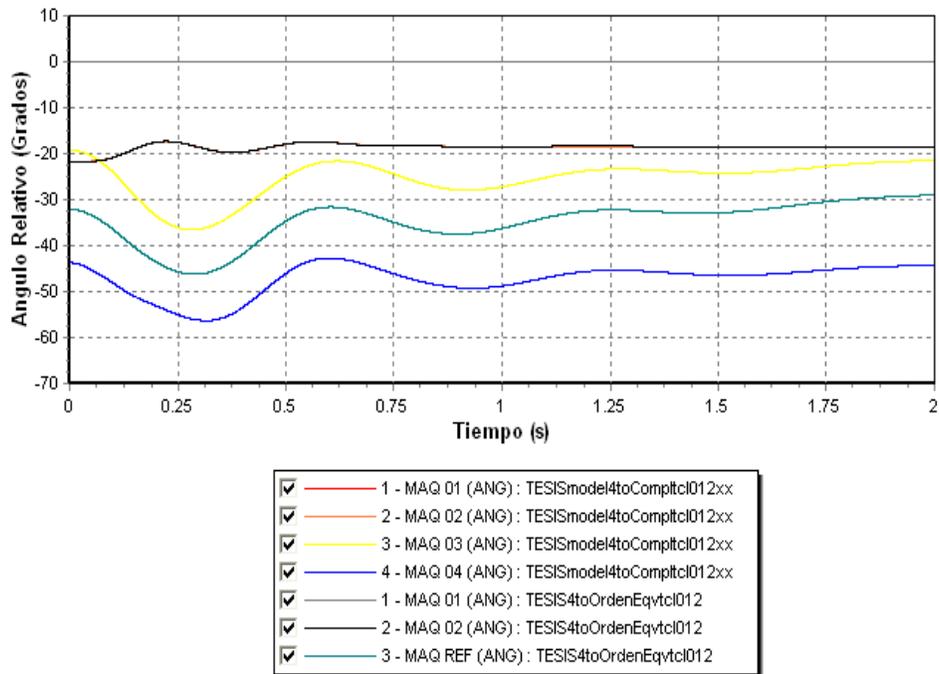


Figura 4.29 Curvas de oscilación de las máquinas del sistema completo y equivalente

Las líneas con la leyenda “TESISmodel4toCompl” corresponden al sistema completo mientras que las que tienen la leyenda “TESIS4toOrdenEqv” son las curvas para las tres máquinas del equivalente dinámico. Una ampliación a las gráficas del generador 2 nos da una mejor perspectiva del comportamiento de las máquinas.

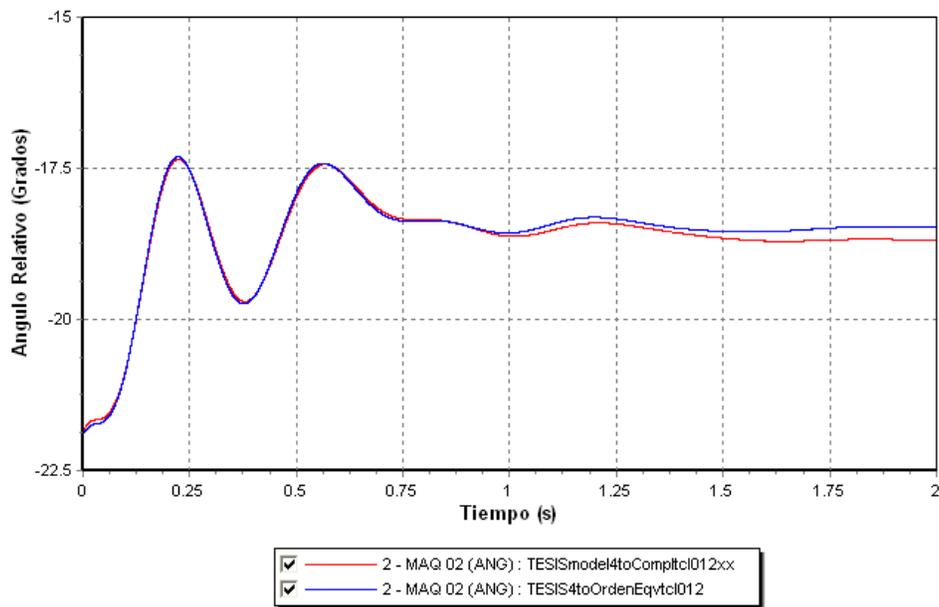


Figura 4.30 Curvas de oscilación de la máquina 2 del sistema completo y del sistema equivalente

4-20 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del generador 2 modelo cuarto orden del sistema completo y equivalente obtenidas por el PSS/E

Generador	Angulo (grados)	Tiempo (s)
2	3.3	3.0

Se observa, de acuerdo a la tabla 4-20, que la diferencia máxima entre las curvas de ambos sistemas es de 3.3 grados para el máximo tiempo de estudio que es 3 segundos, y esta diferencia incrementa mientras mayor sea el tiempo.

Como complemento en el análisis se graficaron las potencias activa y reactiva de las máquinas en el área de estudio, con este propósito se muestra el comportamiento de la potencia activa y reactiva de las máquinas 1 y 2 de ambos sistemas observándose que ambas máquinas tienen un mismo comportamiento de potencia para el disturbio simulado. Las figuras 4.31 y 4.32 muestran las potencias activa y reactiva respectivamente de las máquinas en el área de estudio.

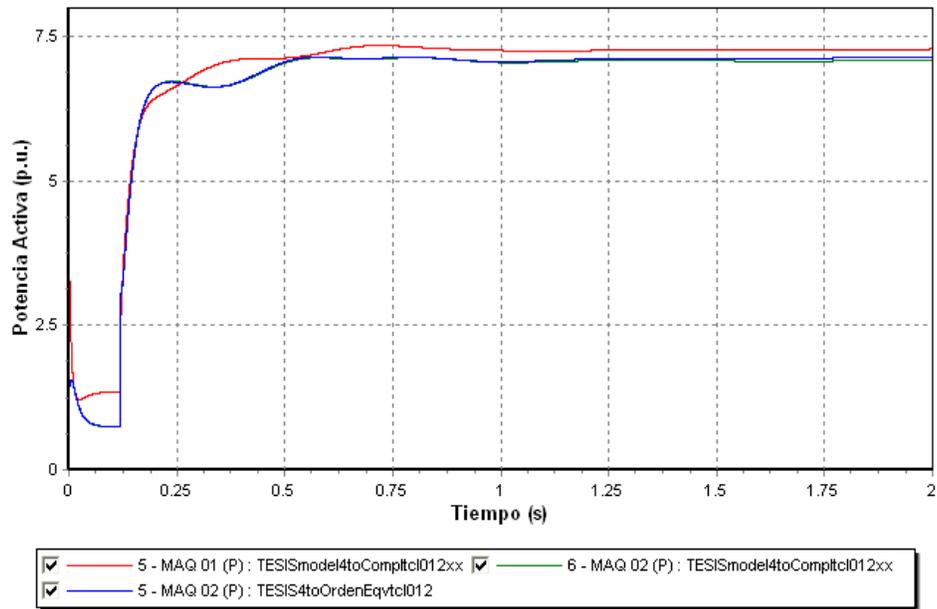


Figura 4.31 Potencia activa de las máquinas 1 y 2 del sistema completo y del sistema equivalente

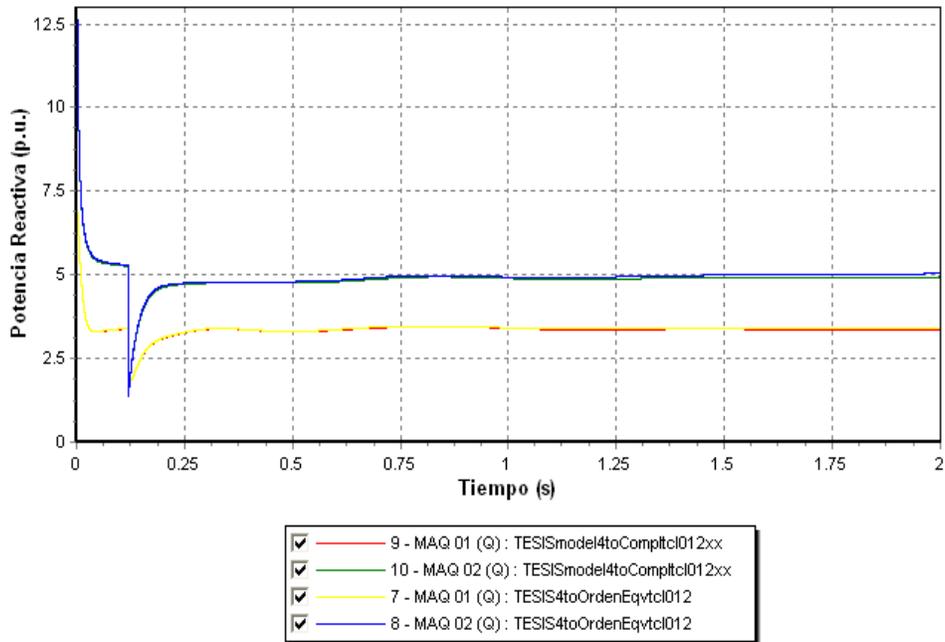


Figura 4.32 Potencia reactiva de las máquinas 1 y 2 del sistema completo y del sistema equivalente

Y ya por último, se grafico también los voltajes en las terminales de cada generador en la misma área.

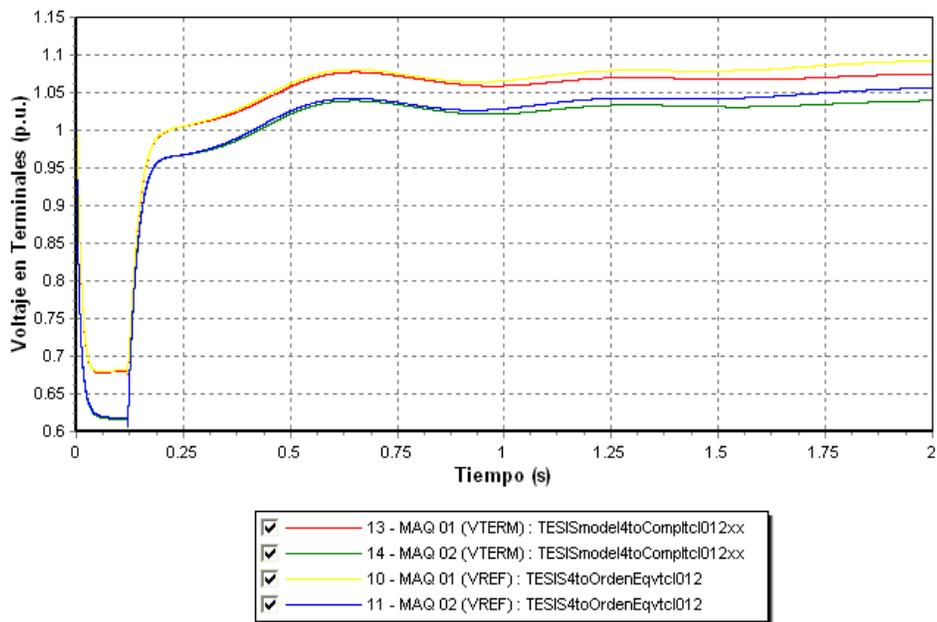


Figura 4.33 Voltaje en terminales de las máquinas 1 y 2 del sistema completo y del sistema equivalente

Como conclusión, la aplicación del equivalente dinámico sobre el sistema de dos áreas se presenta con éxito ya que no solo los ángulos de los sistemas bajo estudio, equivalente dinámico y sistema completo, sino que también los voltajes y potencias de las máquinas que conforman el área de estudio se comportan de manera muy similar justo y como se esperaba.

4.4 Sistema de prueba Nueva Inglaterra

4.4.1 Introducción

El sistema de prueba que se usó anteriormente es relativamente pequeño, además de contar con parámetros iguales en el modelo de máquina y control por lo que es necesario examinar el funcionamiento de nuestro equivalente dinámico sobre un sistema más grande y complejo el cual nos ayude a visualizar de forma más clara la operación del equivalente. Tomando en cuenta esto se utiliza el sistema de prueba Nueva Inglaterra [14,22] el cual se muestra en la figura 4.33 el sistema cuenta con 10 máquinas las cuales contamos en los dos modelos disponibles para su análisis un modelo clásico y un modelo de cuarto orden. Los datos completos del sistema se encuentran en el apéndice C de la tesis, la formación del equivalente requiere de un análisis de flujos de potencia para obtener el punto de operación inicial del sistema este estudio se realiza con ayuda del programa comercial PSS/E.

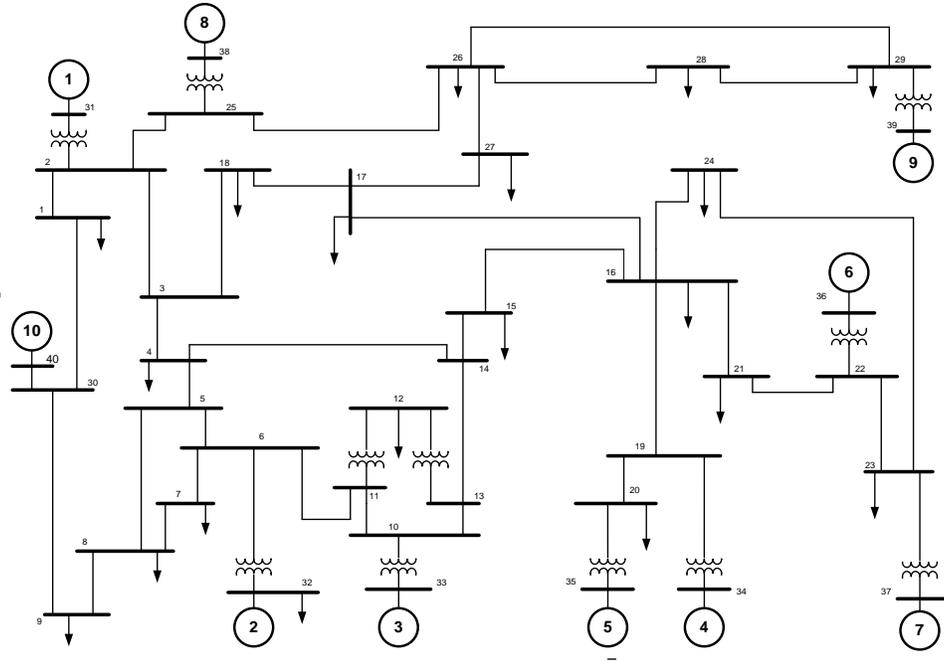


Figura 4.34 Sistema de prueba Nueva Inglaterra

Antes de obtener el equivalente dinámico se realiza un estudio de estabilidad al sistema completo aplicando un disturbio con los siguientes parámetros:

Parámetros de la simulación:

Disturbio: Falla trifásica en el nodo 29 en un tiempo igual a cero segundos

Tiempo de liberación: 0.06 segundos (tiempo crítico de liberación)

Liberación de la línea entre el nodo 26 y 29

Tiempo de estudio: 3 segundos

A continuación se muestran las curvas de oscilación generadas para el disturbio mencionado en el sistema completo tanto las que se obtuvieron con el programa casero como con el PSS/E, las figuras 4.35 y 4.36 muestran estas curvas respectivamente, en ellas se grafican los 10 generadores del sistema con la máquina 10 como referencia, ambas graficadas en los mismos colores que corresponden a las máquinas como se muestra en las leyendas de la gráfica.

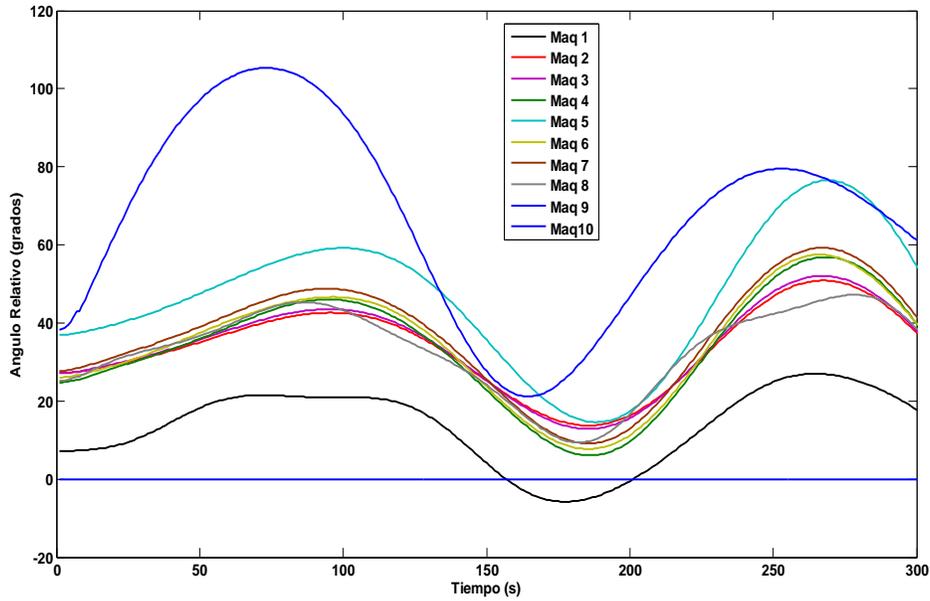


Figura 4.35 Curvas de oscilación de las 10 máquinas del sistema Nueva Inglaterra obtenidas por el programa de estabilidad en Fortran

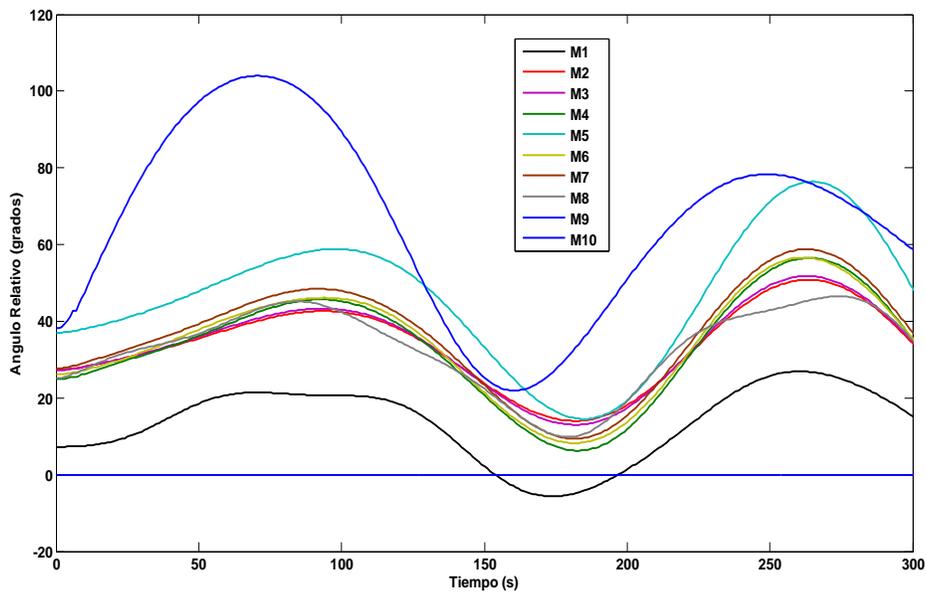


Figura 4.36 Curvas de oscilación de las 10 máquinas del sistema Nueva Inglaterra obtenidas por el programa PSS/E.

De forma comparativa se grafican las máquinas dentro del área de estudio solamente, las máquinas graficadas en PSS/E (línea continua) y las graficadas con los ángulos obtenidos por el programa de estabilidad (línea punteada). La figura 4.37 muestra la comparación de ambas curvas obtenidas. Mientras que la tabla 4-21 muestra las máximas diferencias angulares entre las graficas y los tiempos en que estas ocurren.

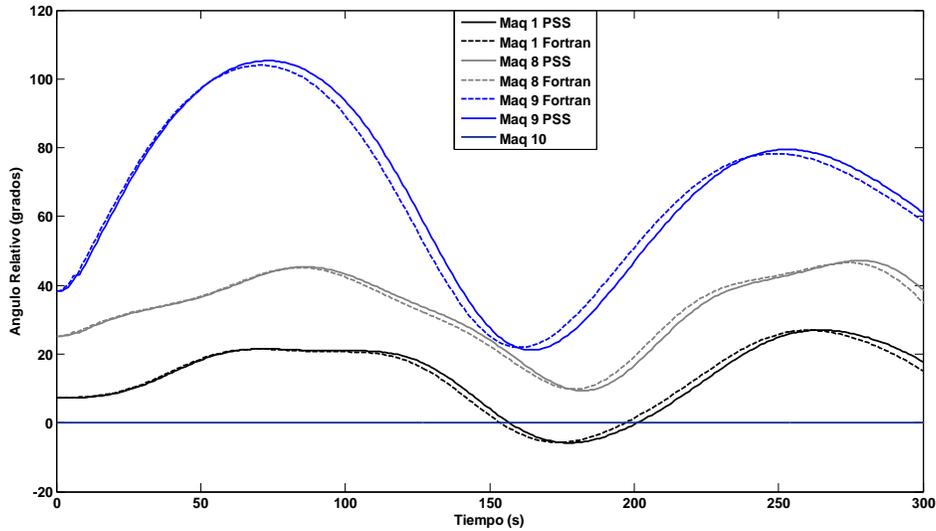


Figura 4.37 Comparación de las curvas del sistema original.

4-21 Diferencia angular entre las curvas del sistema original con PSS/E y ESTABILIDAD.FOR

Generador	Angulo (grados)	Tiempo (s)
1	2.11	3.0
8	1.16	2.08
9	4.33	1.2

4.4.2 Definición del área de estudio y área externa

En este sistema se propone realizar dos fallas trifásicas en lugares diferentes del sistema así mismo evaluar el equivalente para dos áreas de estudio distintas, en la primera parte del análisis se simula una falla en el nodo 29. Por lo que el área de estudio y área externa para este caso quedan definidas como se muestra en la tabla 4.16, de forma gráfica la figura 4.38 muestra el sistema de prueba dividido en sus dos áreas para la falla antes mencionada.

Tabla 4-22 Nodos que conforman el área de estudio y externa

Nodos del área de estudio	Nodos de área externa
1,2,25,26,28,29,30,31,38,39,40	3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,27,32,33,34,35,36,37

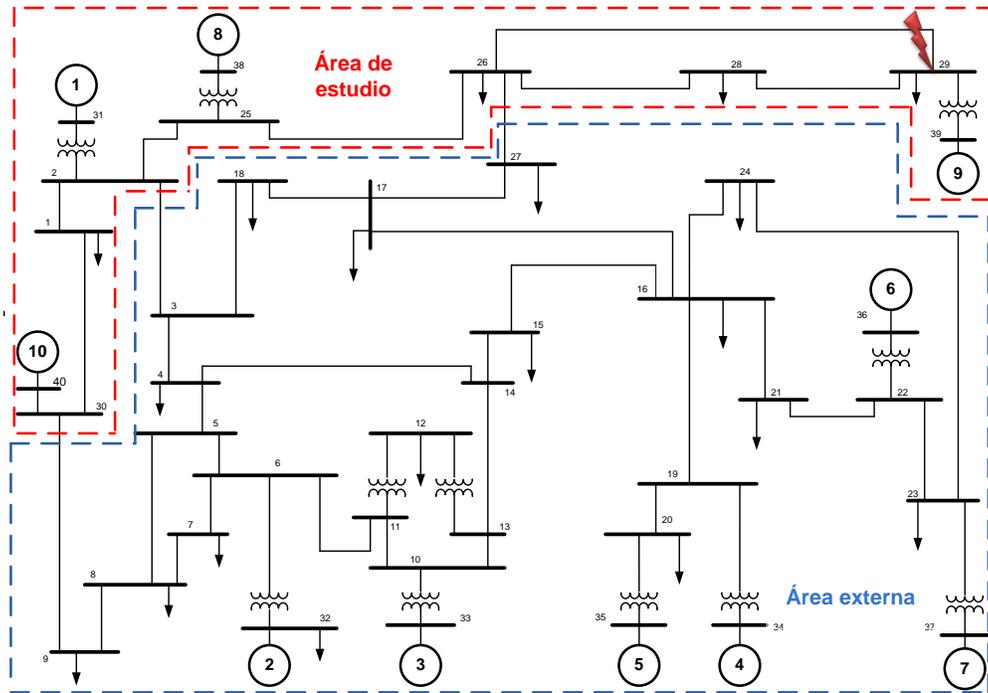


Figura 4.38 Definición de área de estudio y área externa del sistema de prueba Nueva Inglaterra

El siguiente paso es encontrar los grupos coherentes de generadores en el sistema, empleando nuestro programa en fortran, como se menciono anteriormente el número de grupos varía dependiendo la tolerancia en grados con el que el algoritmo de agrupamiento funcione en este caso mostramos una tabla con los distintos grupos que se forman a distintas tolerancias

Tabla 4-23 Grupos de generadores que conforman los grupos coherentes para distintas tolerancias de agrupación

Grados de tolerancia	Grupos de generadores
2	1, 2-3, 4-5-6, 7, 8, 9, 10
3	1, 2-3, 4-5-6-7, 8, 9, 10
4	1-2-8, 3-6, 4-5-7, 8, 9, 10
5	1-2-3-8, 4-5-6-7, 9, 10

Para el análisis se trabajara con los grupos formados con un grado de tolerancia de 2 grados, el equivalente dinámico generado después de realizar la reducción de nodos de generación y de carga se muestra a continuación en la figura 4.39, los datos completos de este sistema se encuentran en el apéndice C.

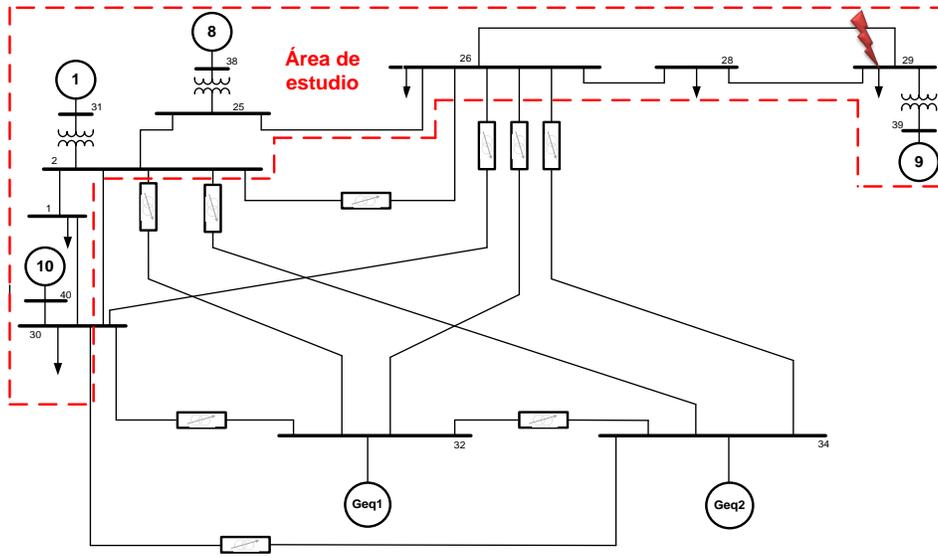


Figura 4.39 Equivalente dinámico del sistema de prueba Nueva Inglaterra

A partir de este punto se realiza el estudio de estabilidad angular transitoria para los dos modelos de generador con los que contamos.

4.4.3 Análisis de estabilidad angular transitoria modelo clásico de generador

Con el equivalente formado se lleva a cabo un estudio de estabilidad para las maquinas en modelo clásico y se verifica el funcionamiento correcto del modelo comparando los ángulos de oscilación que se obtienen del programa ESTABILIDAD.FOR con los obtenidos por el PSS/E, la simulación se lleva a cabo para las mismas condiciones a las que el sistema completo fue sometido a continuación se describen.

Parámetros de la simulación:

Disturbio: Falla trifásica en el nodo 29 en un tiempo igual a cero segundos

Tiempo de liberación: 0.06 segundos (tiempo crítico de liberación)

Liberación de la línea entre el nodo 26 y 29

Tiempo de estudio: 3 segundos

La figura 4.40 muestra comparativamente las curvas de oscilación en ambos programas de estabilidad para el equivalente dinámico en línea continua se muestran las curvas del programa en fortran y con línea punteada en mismo color las curvas obtenidas en PSS/E. Se observan que ambos programas responden de manera muy similar con el sistema equivalente al igual que con el sistema completo.

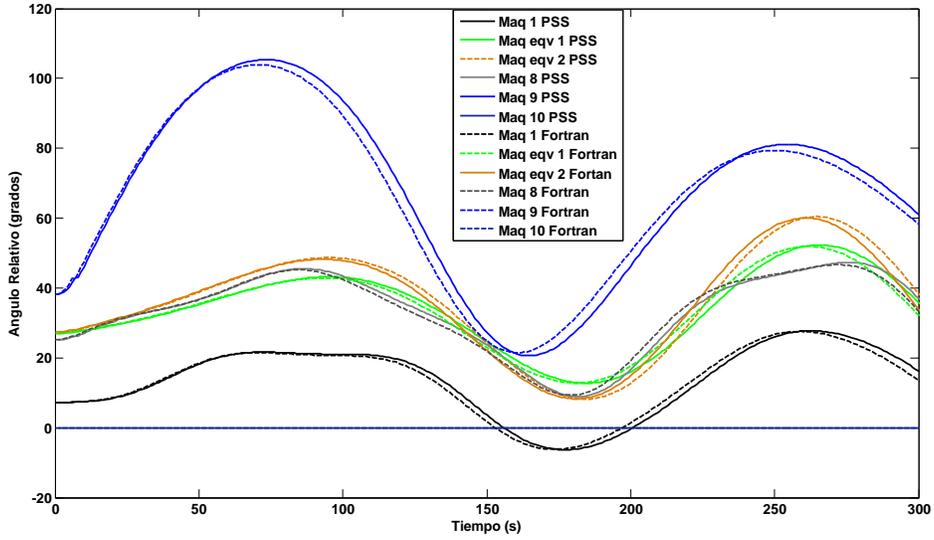


Figura 4.40 Curvas de los generadores del equivalente dinámico

Como último paso se comparan los generadores que se hallan en el área de estudio, la grafica 4.41 muestra las oscilaciones de las maquinas de dicha área comparando todos los resultados con los que contamos para sistema completo y equivalente dinámico.

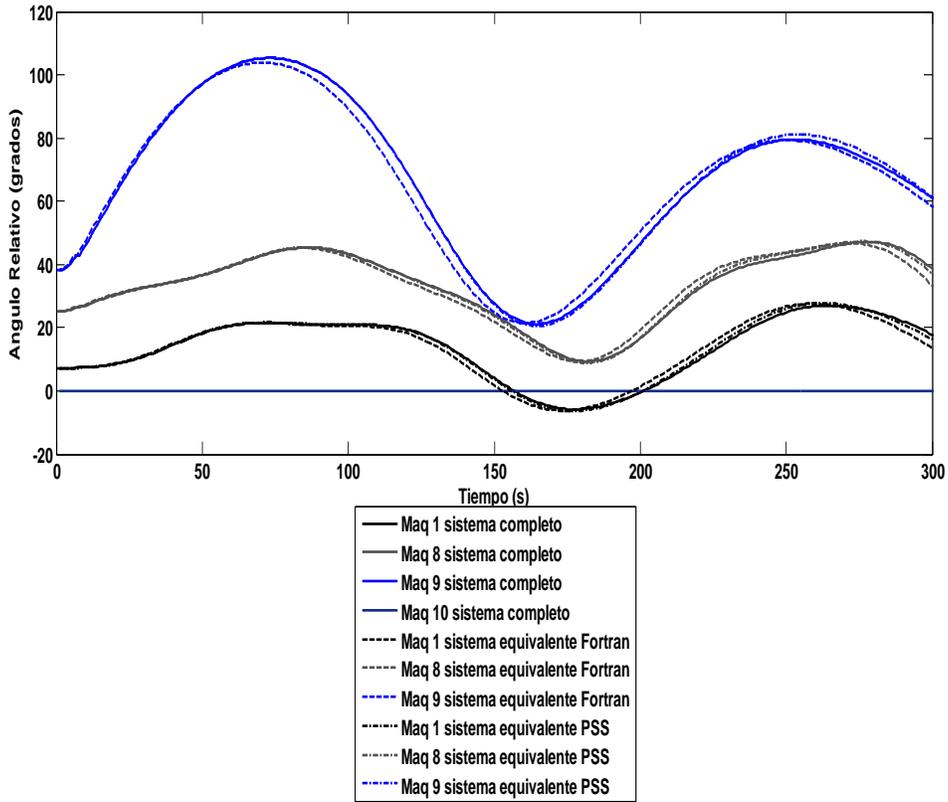


Figura 4.41 Curvas de oscilación del sistema completo y equivalente dinámico

4-24 Diferencia angular entre las curvas del sistema original y equivalente con PSS/E y ESTABILIDAD.FOR

Generador	Angulo (grados) PSS/E	Tiempo (s)	Angulo (grados) ESTABILIDAD.FOR	Tiempo (s)
1	1.68	3.0	1.31	1.98
8	1.71	3.0	1.78	2.0
9	1.32	2.7	4.32	1.22

La tabla 4-24 nos muestra los angulos de diferencia entre las curvas y los tiempos en los que ocurren, en este caso la mayor diferencia se da cuando se compara el generador 9, la diferencia en sus curvas llega a ser de 4.32 grados.

Hasta este punto se ha comprobado el correcto funcionamiento tanto del equivalente dinámico como del programa ESTABILIDAD.FOR, ambos para un sistema con generadores con modelo clásico.

A manera de mostrar el comportamiento de mas parámetros de las máquinas equivalentes usamos un modelo de cuarto orden el cual se presenta a continuación.

4.4.4 Análisis de estabilidad angular transitoria modelo cuarto orden con RAV

En este análisis se utilizan los mismos sistemas usados anteriormente: el sistema de prueba Nueva Inglaterra original mostrado en la figura 4.34 y su equivalente dinámico figura 4.39, los datos de ambos sistemas se muestran en el apéndice C. las áreas de estudio y externa son las mismas al igual que la tolerancia de agrupación de generadores por lo tanto los grupos y generadores coherentes son los mismos cuyos datos también se hallan en el apéndice C.

A continuación se muestran los resultados obtenidos por el PSS/E para los sistemas de prueba con maquinas modelo cuarto orden incluyendo el regulador automático de voltaje.

En la figura 4.42 se muestran solamente las maquinas que se encuentran en el área de estudio la cuales son las de interés para nuestro análisis, las curvas mostradas son las obtenidas con el sistema completo (leyenda COMPLETOFINAL) y las obtenidas con el equivalente dinámico (leyenda EQUIVALENTEFINAL).

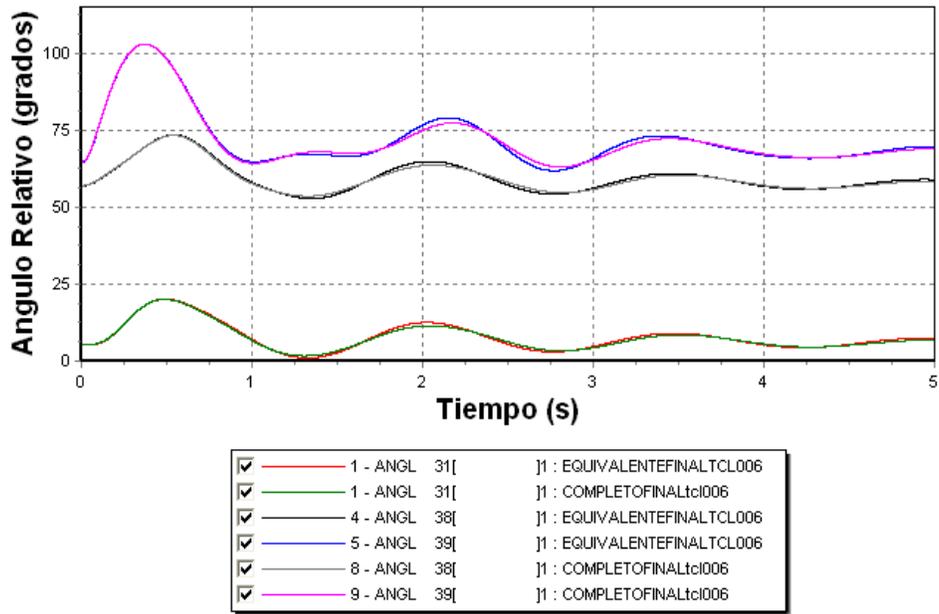


Figura 4.42 Curvas de oscilación del sistema completo y equivalente dinámico

4-25 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del sistema completo y equivalente obtenidas por el PSS/E

Generador	Angulo (grados)	Tiempo (s)
1	1.28	1.98
8	1.28	2.02
9	1.89	2.08

Las curvas de la gráfica anterior muestran un amortiguamiento mayor a las obtenidas con el modelo clásico sin RAV, es por este motivo que el tiempo de estudio se extendió a 5 segundos para poder apreciar mejor el funcionamiento del control, de nueva cuenta la maquina 10 se toma como referencia es por esta razón que sus curvas no se muestran ya que se mantienen igual a cero constantemente.

Además de las curvas de oscilación de las máquinas se graficaron las potencias activas y reactivas de las máquinas de interés en el área de estudio, los resultados se muestran en las figuras 4.43 y 4.44 respectivamente.

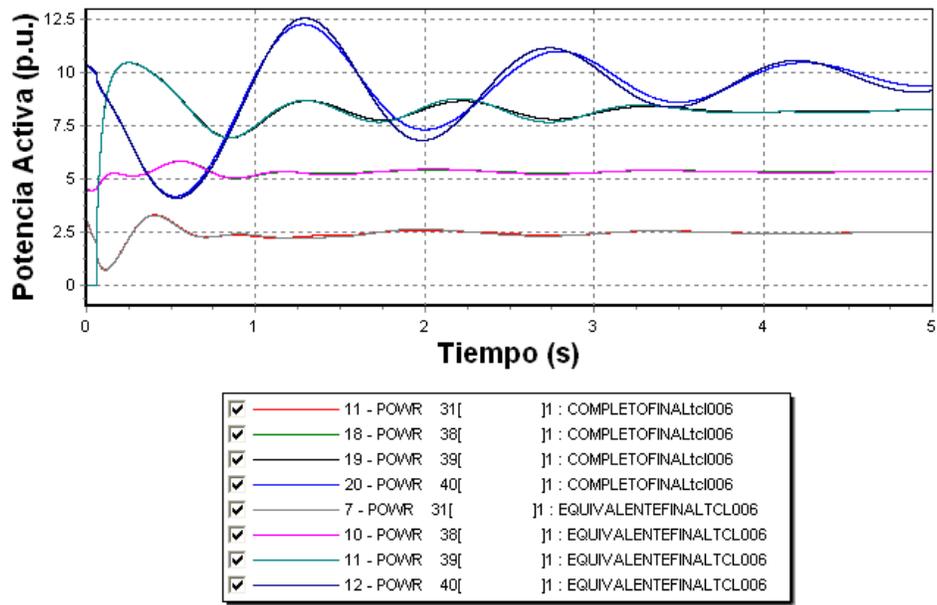


Figura 4.43 Potencia activa de las maquinas 1, 8, 9 y 10 del sistema completo y del equivalente dinámico.

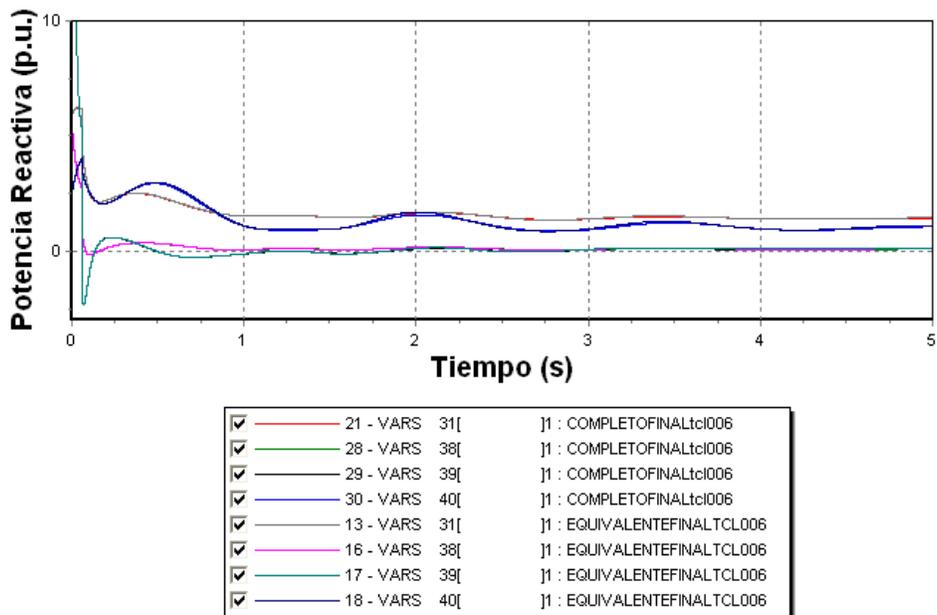


Figura 4.44 Potencia reactiva de las maquinas 1, 8, 9 y 10 del sistema completo y del equivalente dinámico.

Las potencias mostradas corresponden a las máquinas en el área de estudio, en este caso podemos apreciar el comportamiento de las cuatro maquinas que la integran, a diferencia de las curvas de oscilación en las que solamente se pueden ver tres de las

cuatro maquinas de esa área. En ambos sistemas las potencias muestran un comportamiento muy similar por lo que podemos concluir que nuestro equivalente dinámico funciona correctamente.

El ultimo parámetro que deseamos analizar es el voltaje en terminales de las maquinas, las figura 4.45 muestra estos voltajes para las 4 maquinas, de igual forma que con las potencias y ángulos este parámetro muestra un comportamiento casi idéntico entre los generadores del área de estudio en el sistema original y el equivalente dinámico.

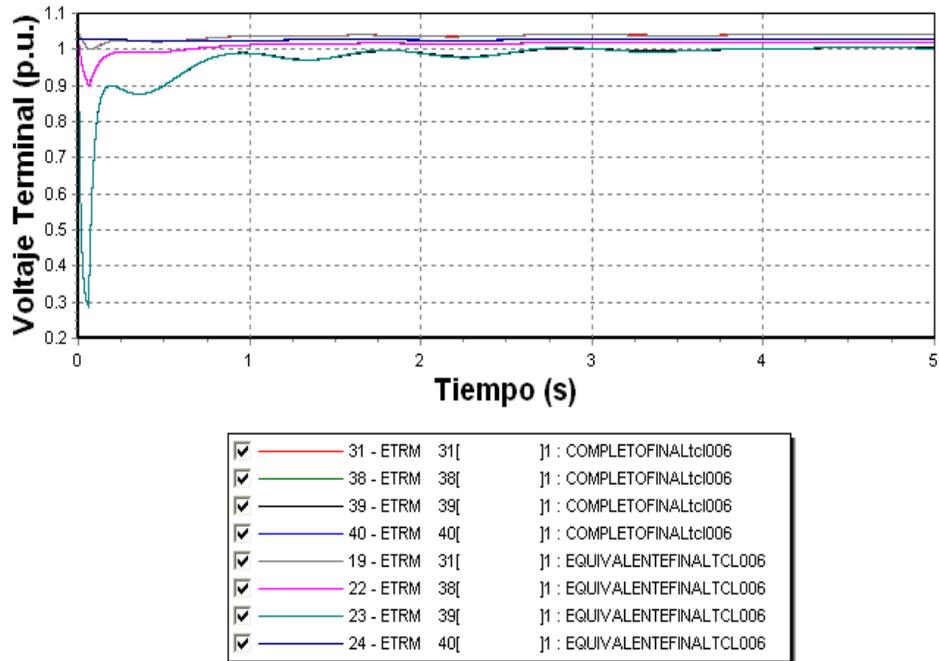


Figura 4.45 Voltajes en terminales de las maquinas 1, 8, 9 y 10 del sistema completo y del equivalente dinámico.

4.5 Equivalente dinámico del sistema de prueba Nueva Inglaterra para diferente área de estudio

Como último sistema a analizar usaremos nuevamente el sistema de prueba Nueva Inglaterra con la diferencia que obtendremos su equivalente dinámico para otra falla, en este caso se localiza en el nodo 24, por lo que se designa una nueva área de estudio y externa como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4-26 Nodos que conforman el área de estudio y externa

Nodos del área de estudio	Nodos de área externa
1,2,25,26,28,29,30,31,38,39,40	3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,27,32,33,34,35,36,37

La figura 4.46 muestra la configuración del sistema de prueba para dichas áreas.

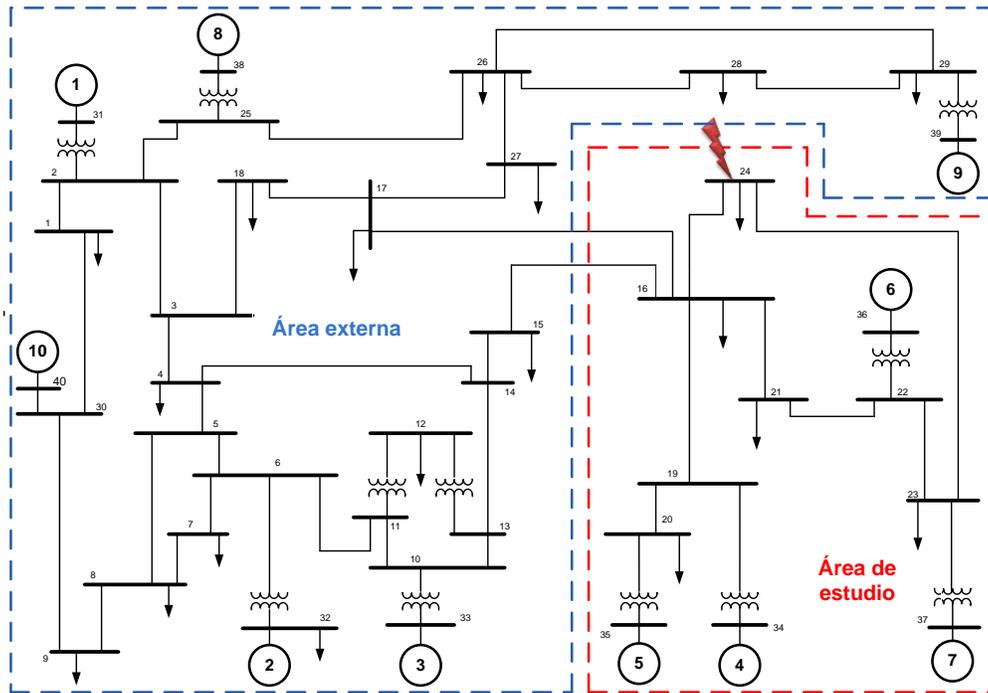


Figura 4.46 Definición de área de estudio y área externa del sistema de prueba Nueva Inglaterra

En este caso se utilizó la misma tolerancia de agrupación que en el ejemplo pasado, es importante mencionar que los grupos coherentes son independientes de la falla como se menciona anteriormente por lo que los grupos que se forman son los mismos que en el caso anterior los grupos se muestran en la tabla 4.20, aunque puede resultar a simple vista que es mejor elegir una tolerancia de 5 grados ya que usando esta se forma un grupo que reúne a la mayoría de los generadores en el área externa, sin embargo esta agrupación no muestra un buen desempeño al formar el equivalente ya que los parámetros de la máquina son muy diferentes, por lo tanto optamos por usar el mismo grado de coherencia que el ejemplo pasado el cual es de 3 grados.

Tabla 4-27 Grupos de generadores que conforman los grupos coherentes para distintas tolerancias de agrupación

Grados de tolerancia	Grupos de generadores
2	1, 2-3, 4-5-6, 7, 8, 9, 10
3	1, 2-3, 4-5-6-7, 8, 9, 10
4	1-2-8, 3-6, 4-5-7, 8, 9, 10
5	1-2-3-8, 4-5-6-7, 9, 10

El equivalente dinámico que se obtiene a partir de estos grupos y para esta área de estudio usando como punto de operación inicial la falla en el nodo 24, el equivalente dinámico se muestra en la figura 4.47

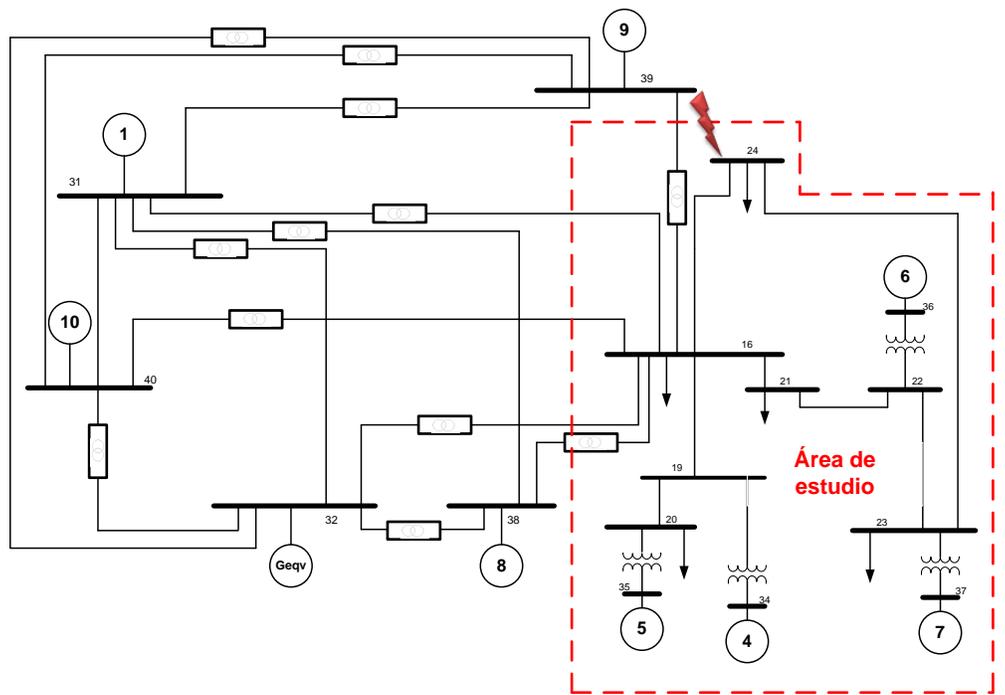


Figura 4.47 Equivalente dinámico del sistema de prueba Nueva Inglaterra con diferente área de estudio

4.5.1 Análisis de estabilidad angular transitoria modelo clásico

Los datos del equivalente dinámico se encuentran en el apéndice B de la tesis, una vez que se cuenta con el equivalente se realiza el estudio de estabilidad angular transitoria para ambos sistemas aplicando los siguientes datos.

Parámetros de la simulación:

Disturbio: Falla trifásica en el nodo 24 en un tiempo igual a cero segundos

Tiempo de liberación: 0.09 segundos (tiempo crítico de liberación)

Liberación de la línea entre el nodo 16 y 24

Tiempo de estudio: 3 segundos

Se grafican los resultados obtenidos del sistema original y del equivalente dinámico con generadores en modelo clásico, se realiza la comparación entre nuestro programa de estabilidad con el PSS/E para ellos graficamos las máquinas 4, 5, 6 y 7 que pertenecen al área de estudio.

La figura 4.48 muestra la comparación entre las curvas del sistema completo y equivalente obtenidas con el programa ESTABILIDAD.FOR

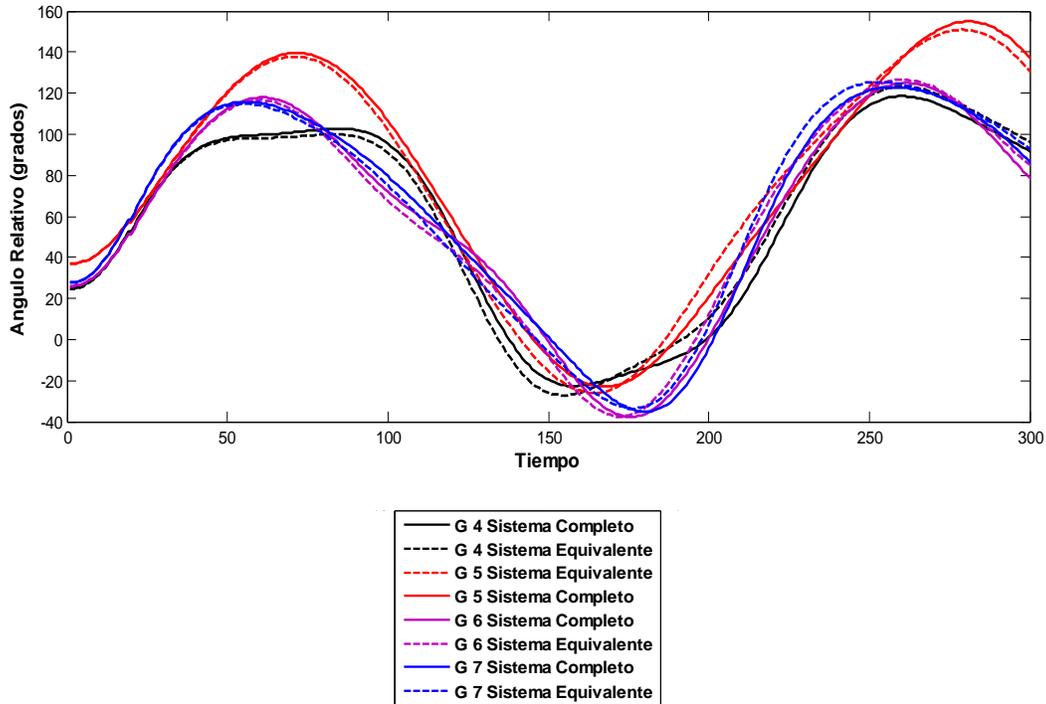


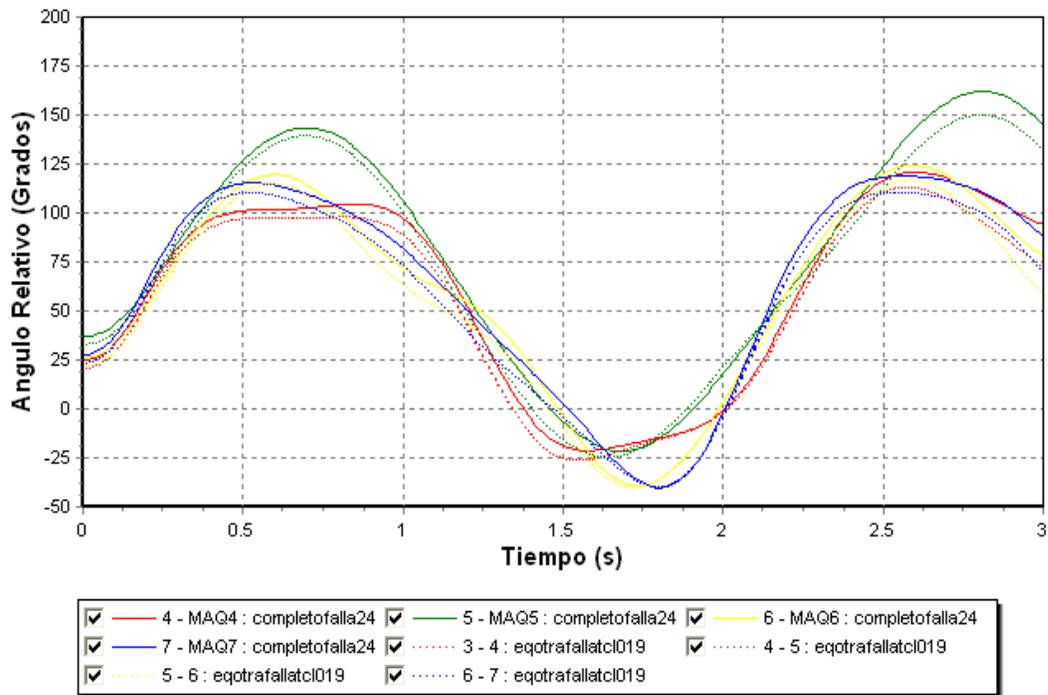
Figura 4.48 Curvas de oscilación de los generadores modelo clasico en el área de estudio para el Sistema completo y Equivalente obtenidas por ESTABILIDAD.FOR

4-28 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del sistema completo y equivalente obtenidas por ESTABILIDAD.FOR

Generador	Angulo (grados)	Tiempo (s)
4	8.1	2.06
5	12.5	2.22
6	12.1	2.13
7	10.94	2.24

La tabla 4-28 nos muestra los ángulos de máxima variación entre las curvas de los generadores del área de estudio, para este caso en particular se observa que la diferencia es alta con respecto a los anteriores casos, sin embargo ninguno de estos valores ocurre en un pico de la curva, por lo que no afecta de manera importante la estabilidad del sistema equivalente.

A continuación se muestran las curvas del sistema completo y del equivalente obtenidas mediante el PSS/E, en la figura 4.49 se grafican las curvas de las maquinas en el área de estudio.



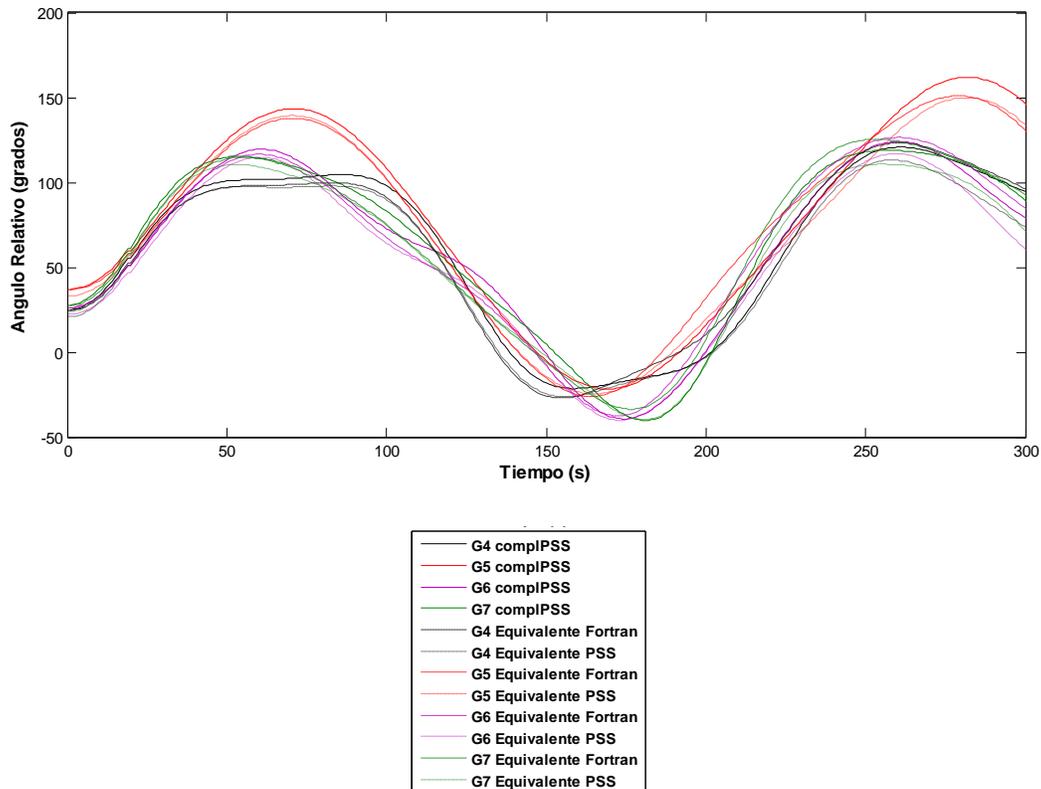
4.49 Curvas de oscilación de los generadores modelo clasico en el área de estudio para el Sistema completo y Equivalente obtenidas en PSS/E

4-29 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del sistema completo y equivalente obtenidas en PSS/E

Generador	Angulo (grados)	Tiempo (s)
4	20.2	3.0
5	11.1	2.8
6	16.2	3.0
7	18.5	3.0

En este análisis observa que las diferencias entre las curvas crece conforme el tiempo de estudio aumenta alcanzando un valor de hasta 20.2 grados para el generador 4. Sin embargo la diferencia es mucho menor hasta los primeros 2 segundos de estudio.

Por ultimo se comparan las curvas obtenidas por los programas de estabilidad con respecto al sistema completo.



4.50 Comparación de las curvas de oscilación de los generadores modelo clasico en el área de estudio para el Sistema completo y Equivalente obtenidas por ESTABILIDAD.FOR y PSS/E

4.5.2 Análisis de estabilidad angular transitoria modelo cuarto orden con RAV

Los datos del equivalente dinámico se encuentran en el apéndice C de la tesis, realizamos el estudio de estabilidad angular transitoria para ambos sistemas usando un modelo de cuarto orden para las maquinas y el uso de reguladores de voltajes en las maquinas, aplicando los siguientes datos para la simulación.

Parámetros de la simulación:

Disturbio: Falla trifásica en el nodo 24 en un tiempo igual a cero segundos

Tiempo de liberación: 0.09 segundos (tiempo critico de liberación)

Liberación de la línea entre el nodo 16 y 24

Tiempo de estudio: 5 segundos

Se grafican los resultados obtenidos del sistema original y del equivalente dinámico con generadores en modelo de cuarto orden, realizamos la comparación entre nuestro programa de estabilidad con el PSS/E para ellos graficamos las máquinas 4, 5, 6 y 7 que pertenecen al área de estudio, en este estudio se emplea un tiempo de estudio más

grande para poder ver el efecto del control en las máquinas, las graficas 4.49, 4.50, 4.51 y 4.52 muestran los ángulos relativos, potencia activa, potencia reactiva y voltaje en terminales respectivamente comparándose todas estas curvas con sus respectivas generadas con el equivalente dinámico.

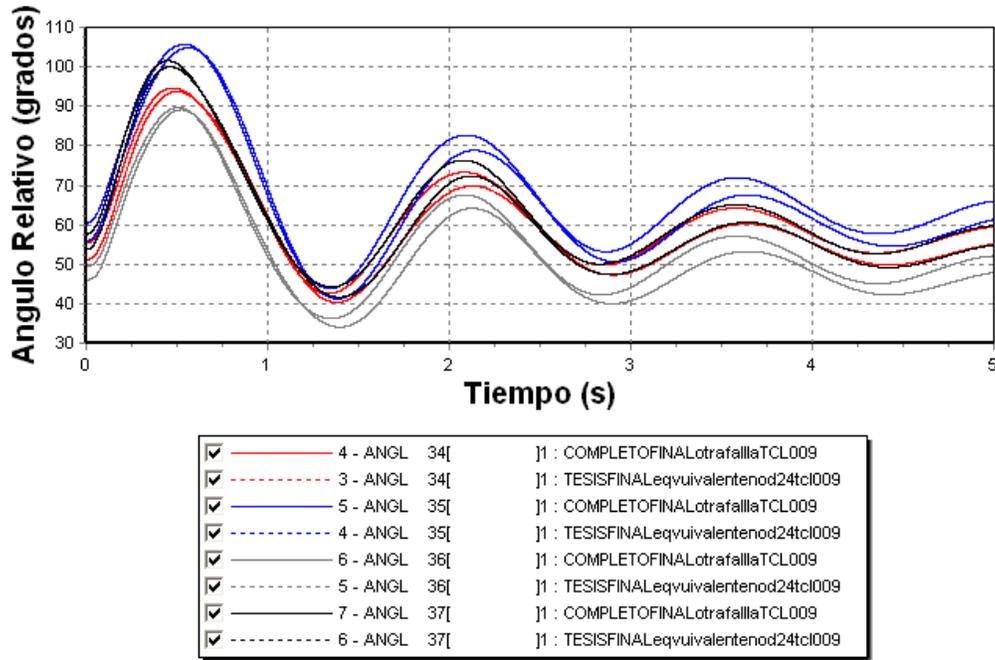


Figura 4.51 Curvas de oscilación para las máquinas en el área de estudio del sistema completo y equivalente dinámico

4-30 Diferencia angular entre las curvas de oscilación del sistema completo y equivalente obtenidas en PSS/E

Generador	Angulo (grados)	Tiempo (s)
4	5.7	1.7
5	6.6	1.78
6	5.69	1.77
7	6.2	1.74

La máxima variación entre las curvas del sistema completo contra el equivalente se muestra en la tabla 4-30, donde se aprecia que este valor oscila entre los 5.6 y 6.6 grados para un tiempo aproximadamente igual en todas las curvas.

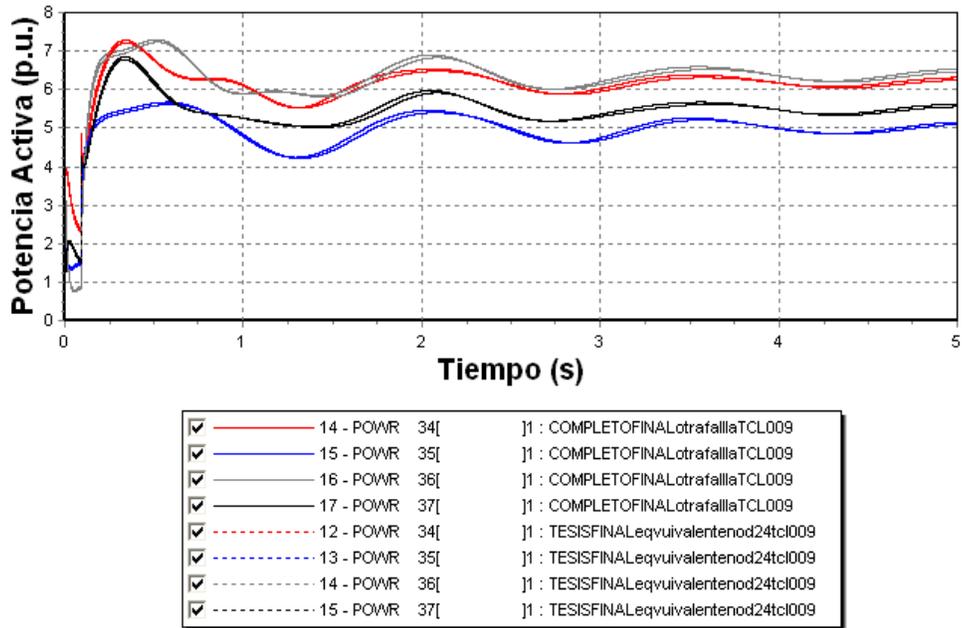


Figura 4.52 Potencia activa de las máquinas en el área de estudio del sistema completo y del equivalente dinámico.

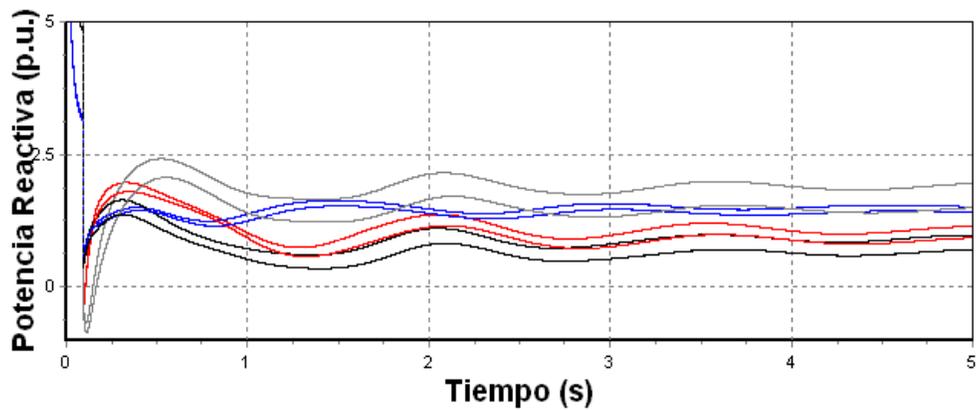


Figura 4.53 Potencia reactiva de las máquinas en el área de estudio del sistema completo y del equivalente dinámico.

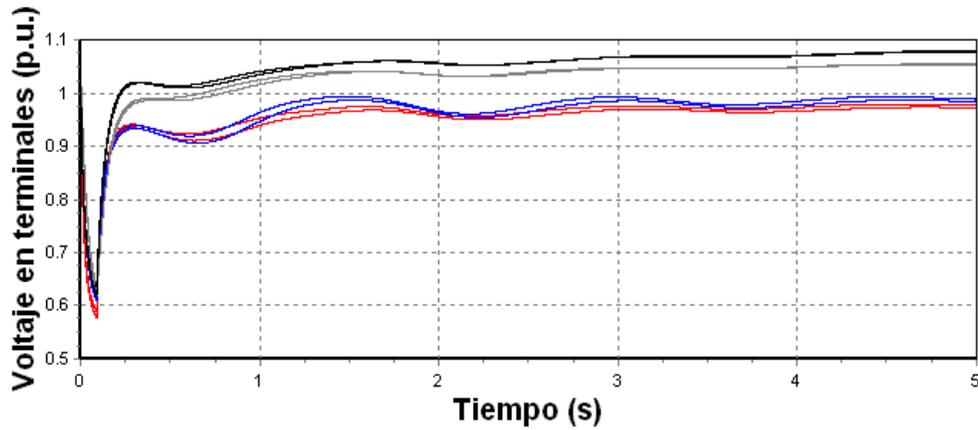


Figura 4.54 Voltajes en terminales de las máquinas en el área de estudio del sistema completo y del equivalente dinámico.

Como se ha mostrado en todos los sistemas y modelos empleados el comportamiento del equivalente dinámico obtenido para estos se comporta de forma correcta para el área de estudio que es la parte del sistema que realmente nos interesa analizar, además se comprobó mediante comparaciones con un programa comercial que nuestro algoritmo en fortran para realizar estudios de estabilidad angular transitoria funciona de forma aceptable.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Introducción

En este último capítulo se presentan las conclusiones y aportaciones que se lograron al realizar este trabajo, además se hacen recomendaciones para trabajos futuros. La primera parte aborda la agregación de planta como una primera aproximación a los equivalentes dinámicos. En la segunda parte se exponen las conclusiones sobre equivalentes dinámicos obtenidos con programa EQDINA.FOR implementado en fortran cuando son aplicados a los sistemas de prueba que se muestran en el capítulo cuatro, así como los resultados obtenidos mediante el programa en fortran que se implementó para realizar estudios de estabilidad, ESTABILIDAD.FOR. En la tercera parte de este capítulo se enuncian las conclusiones generales sobre equivalentes logradas en esta tesis. Por último se mencionan las aportaciones del trabajo y las recomendaciones para trabajos futuros.

5.2 Conclusiones sobre agregación de máquinas en planta

Para este análisis se trabajó con un sistema pequeño cuyos datos se encuentran en [18]. El objetivo es analizar el comportamiento coherente de máquinas conectadas a un mismo nodo, teniendo el conocimiento previo que las máquinas en una planta de generación son representadas como una sola máquina equivalente usando los promedios de sus constantes de tiempo, paralelos de impedancias y sumatoria de potencias e inercias. Con una representación de máquina equivalente en planta se realiza un análisis por separado del comportamiento de esta y uno de las máquinas que la componen.

Como primera prueba a este sistema los datos de las máquinas que conforman la planta cuentan con los mismos parámetros y potencias de generación para lograr un punto de operación inicial igual en todos los generadores, con la ayuda del programa comercial PSS/E, se realizó un análisis de estabilidad aplicando una falla en el sistema con lo que se observa el comportamiento coherente de las máquinas las cuales muestran coherencia perfecta, es decir las diferencias angulares entre ellas cero y constante durante todo el tiempo de estudio, este comportamiento era el esperado debido a la cercanía eléctrica que existe entre ellas.

Además de observar el comportamiento coherente en las máquinas se observa que la máquina equivalente se comporta como un promedio de las máquinas que la conforman, la obtención de los parámetros del equivalente se llevó a cabo mediante el uso de ecuaciones sencillas las cuales se obtienen de la conexión en paralelo de las máquinas. La máquina equivalente muestra el comportamiento angular esperado de acuerdo a la bibliografía consultada, otras variables de las máquinas fueron graficadas como lo son potencias y voltajes en terminales en cuyos casos las potencias de la máquina equivalente son la suma de las potencias de cada máquina sin embargo los voltajes son los mismos para los dos casos. Este análisis se llevó a cabo usando dos modelos de

máquina: un modelo clásico y un modelo de cuarto orden, en ambos casos las oscilaciones de máquina equivalente y máquinas de planta se comportan de forma parecida cambiando solamente el amortiguamiento de estas.

La segunda parte de este análisis se centra en observar el comportamiento de la máquina equivalente cuando las máquinas que lo conforman tienen un punto de operación diferente. Los resultados una vez más son los esperados ya que el equivalente se comporta como un promedio de las máquinas que lo forman como se aprecia en las figuras 4.12 y 4.13. El análisis se llevó a cabo una vez más para los dos modelos de máquinas con los que se realizó el estudio.

5.3 Conclusiones del equivalente dinámico del sistema de prueba de dos áreas

El sistema de prueba usado tiene 4 generadores con parámetros idénticos lo cual es útil para demostrar que un método de agregación de máquinas y controles basado en los promedios y paralelos funciona de manera correcta como se muestra en el capítulo 4. Se obtuvo el equivalente dinámico del sistema con dos modelos de máquinas: un modelo clásico y un modelo de cuarto orden. Para el caso del modelo clásico se obtuvo el equivalente dinámico con el programa EQDINA.FOR y se compararon con ESTABILIDAD.FOR y PSS/E los cuales mostraron resultados satisfactorios indicando que nuestro equivalente dinámico funciona correctamente ya que las diferencias entre los ángulos del completo y el equivalente dinámico es de 3.35 grados, los tiempos de liberación de falla y localización de la misma fueron elegidos arbitrariamente solo con el propósito de demostrar que la operación del equivalente contra el sistema completo.

Utilizando la misma estructura del equivalente dinámico se realizó la agregación de las máquinas de cuarto orden incluyendo el regulador automático de voltaje, los datos de estos son idénticos, el equivalente con este modelo de máquina funciona bastante bien en comparación con el equivalente, por lo que independiente del modelo de máquina el equivalente dinámico funciona correctamente.

Una agregación de sistemas de excitación puede hacerse de manera simple siempre y cuando estos controles tengan parámetros muy similares, este método que no se tenía contemplado antes en la formación de equivalentes dinámicos.

En la comparación de flujos de potencia que fluyen en el equivalente dinámico y en el sistema completo se observa que para el área de estudio los flujos se conservan casi idénticos para los dos casos, el equivalente dinámico conserva la potencia de generación intacta, los flujos de potencia se conservan gracias a la introducción de transformadores defasadores, además de la introducción de admitancias en derivación.

Se comprobó la operación correcta de los controles de cada máquina en comparación con el control equivalente mediante la gráfica de bode de la función de transferencia de estos como se muestra en la figura 4.22.

El análisis de estabilidad que se realizó a los sistemas equivalente y completo demostró que en ambos sistemas las máquinas en el área de estudio tienen las mismas oscilaciones para la misma falla mostrando una diferencia angular máxima de 3.3 grados.

Aunque no se cuenta con un rango de tolerancia para la diferencia que debe existir entre el equivalente y el sistema original, esta diferencia angular máxima entre las curvas de oscilación nos proporciona una visión clara que el equivalente tiene un buen desempeño.

5.4 Conclusiones del equivalente dinámico del sistema de prueba Nueva Inglaterra

Para este sistema se realizaron pruebas con dos áreas de estudio diferentes y fallas localizadas en nodos distintos. El objetivo de usar un sistema más grande es comprobar que el programa EQDINA.FOR puede manejar una cantidad mayor de datos al igual que el ESTABILIDAD.FOR, en resumen el proceso para comprobar que el equivalente y el programa de estabilidad funcionan correctamente es el mismo que el realizado con el sistema de prueba anterior.

Se comprobó que los grupos coherentes de generadores son independientes de la falla que se simule ya que para ambas áreas de estudio y diferentes fallas ya que los generadores coherentes son los mismos en ambos casos. Dependiendo de la tolerancia que usemos para el algoritmo de agrupamiento varía el número de grupos coherentes.

El equivalente dinámico que se genera para cada falla es diferente y es válido para este punto de operación en específico. Además los elementos que lo componen tienen parámetros comunes, por lo que pueden ser adoptados para trabajar con cualquier programa de estabilidad.

El programa ESTABILIDAD.FOR funciona correctamente comparado con los resultados obtenidos del PSS/E al igual que con el sistema anterior el equivalente dinámico muestra un comportamiento muy similar al completo. Para el modelo clásico en el primer caso la diferencia entre las curvas de oscilación es de 4.32 grados como máximo, sin embargo para el caso dos, donde se tiene un área de estudio diferente esta diferencia aumenta, para el programa ESTABILIDAD.FOR la máxima diferencia es de 12.5 grados y para el PSS/E de 20.2 grados. Se concluye que la precisión del equivalente varía de acuerdo al área de estudio seleccionada y al grado de coherencia entre los generadores.

Así mismo trabajando con un modelo de cuarto orden donde se incluye el RAV el equivalente dinámico muestra resultados positivos ya que la variación máxima es de 6.6 grados.

En el caso de este sistema los parámetros de las máquinas y controles son diferentes, el programa EQDINA.FOR cuenta con una subrutina para optimizar los datos del equivalente mediante la reducción del error de estos datos mediante un ajuste de mínimos

cuadrados. Sin embargo se logró una buena aproximación usando agregaciones simples de estos.

5.5 Aportaciones

- Se retomó una metodología basada en la coherencia para realizar equivalentes dinámicos.
- Se rescató un programa en Fortran diseñado por el EPRI para la obtención de equivalentes dinámicos y se puso en funcionamiento para su uso en trabajos posteriores dentro de la sección de estudio de posgrado.
- Se implementó un programa en Fortran de estabilidad angular para grandes disturbios con el que se pueden manejar modelo clásico de generadores el cual maneja datos del sistema equivalente y del sistema original.
- Se comprobó el equivalente dinámico de cada sistema funciona correctamente usando el programa ESTABILIDAD y el programa comercial PSS/E con buenos resultados.

Durante el desarrollo de la presente tesis se publicaron los siguientes artículos:

- Marco Antonio Caudillo Rodríguez, Daniel Olguín Salinas (2012). “Equivalentes Dinámicos por el Método de Coherencia Aplicados a Estudios de Estabilidad Transitoria Angular”. XIII Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas del 12 al 16 de Noviembre del 2012, Biblioteca Nacional de Ciencia y Tecnología “Victor Bravo Ahuja” del Instituto Politécnico Nacional.
- Marco Antonio Caudillo Rodríguez, Daniel Olguín Salinas (2012). “Aplicación de Equivalentes Dinámicos para Estudios de Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos de Potencia”. Vigésima Quinta Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial. RVP-AI/2012, del 8 al 14 de julio del 2012, Acapulco Guerrero.
- Marco Antonio Caudillo Rodríguez, Francisco Aparicio Pulido, Daniel Olguín Salinas (2012). “Equivalentes tipo REI para un Estudio de Contingencias”. Vigésima Quinta Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial. RVP-AI/2012, del 8 al 14 de julio del 2012, Acapulco Guerrero.

5.6 Recomendaciones para trabajos futuros

A continuación se muestra una serie de recomendaciones para trabajos futuros que permitan obtener un equivalente dinámico más completo:

- Obtener equivalentes dinámicos para la red nacional mexicana.
- Generar un algoritmo basado en otra metodología para la identificación de grupos coherentes de un sistema y comparar con la presentada en este trabajo.
- Utilizar otro método de reducción de nodos de carga como lo es el REI [19,57].
- Generar equivalentes dinámicos que funcionen para diferentes puntos de operación sin tener que obtener un nuevo equivalente.
- Realizar equivalentes dinámicos para distintos modelos de carga.
- Incluir más controles en las máquinas como lo son estabilizador y el gobernador turbina.
- Realizar diferentes análisis de estabilidad como estabilidad de voltaje y estabilidad de frecuencia usando equivalentes dinámicos.
- Mejorar la agregación dinámica de máquinas así como su optimización.
- Desarrollar el programa ESTABILIDAD.FOR para que pueda manejar modelos más complejos de máquinas así como sus controles.
- Mejorar el programa EQDINA.FOR para minimizar el proceso de obtener grupos coherentes o reducción de nodos de carga mediante programas con los que se cuentan actualmente desarrollados en la sección de estudios de posgrado.

Referencias

- [1] Olgún Salinas, Daniel, "Estudio de Estabilidad Dinámica en Sistemas Multimaquinas", Tesis de Maestría, SEPI-ESIME IPN, México D.F. Abril 1976.
- [2] Kundur, P. Power System Stability and Control, McGraw-Hill, EUA, 1994.
- [3] IEEE/CIGRE Join task force on stability terms and definitions (Junio 2003): "Definition and classification of power system stability".
- [4] IEEE Power Engineering Society (1991): "IEEE Guide for synchronous generator modeling practices in stability studies". IEEE Std. 1110-1991, IEEE, Nueva York, N.Y., EUA.
- [5] Brown H.E., Shippley, R.B., Coleman, D., "Study of Stability Equivalents.", IEEE Trans. on PAS 88, No. 3, pp. 200-206, March 1969.
- [6] Elangovan, S., and Kuppurajulu, A., "System Analysis by Simplified Models." IEEE Trans. on AC 15, No. 2, pp. 234-237, Apr. 1970
- [7] Chang, E. and Adibi, M. M., "Power System Dynamic Equivalents." IEEE Trans. on PAS 89, No. 8, pp. 1737-1743, Nov/Dec 1970.
- [8] Lee, S.T. and Schweppe, F. C., "Distance Measures and Coherency Recognition for Transient Stability Studies", *IEEE Trans. on PAS* 93, No. 5, pp. 1550-1557, Sept/Oct 1973.
- [9] Podmore, R., "Identification of of Coherent Generators for Dynamic Equivalents", IEEE Trans. on PAS 97, No. 4, pp. 1344-1354, July/Aug. 1978
- [10] Podmore, R. and Germond, A., "Development of Dynamic Equivalents for Transient Stability Studies", Final Report on EPRI Project EL-763, November 1977
- [11] H. Rudnick, R. I. Patiño, "Power-System Dynamic Equivalents: Coherency Recognition Via the Rate of Change of Kinetic Energy", IEEE PROC., Vol. 128, Pt. C. No. 6, November 1981
- [12] G. A. Inda Ruíz, "Aplicación del método MCRO (Mínimos Cuadrados-Realización Optima) en la Construcción de Equivalentes Dinámicos Lineales para Estudios de Estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia", IEEE MEXICON 1980
- [13] D. Olguin, F. Aboytes, "Aplicación de Equivalentes Dinámicos a Estudios de Estabilidad Transitoria", IEEE MEXICON-81

- [14] J. Ramirez Arredondo, "Técnicas Modernas Para el Análisis de Estabilidad Transitoria en Sistemas Eléctricos Interconectados Mediante la Aplicación de Equivalentes Dinámicos", Tesis de Doctorado, UANL-Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Diciembre 1992
- [15] D. Ruíz Vega, "Dynamic Security Assesment and Control: Transient and Small Signal Stability", Tesis de Doctorado, Universidad de Liege, Facultad de Ciencias Aplicadas, 2002
- [16] E. Belmonte González, "Estudios de Estabilidad Transitoria por el Método de la Función de Energía Transitoria Incorporando los Modelos de Carga no Lineales", Tesis de Maestría, ESIME-SEPI-IPN, 2004
- [17] J. Aparicio Pulido, "Equivalentes Estáticos para Selección de Contingencias en Sistemas Eléctricos de Potencia", Tesis de Maestría, ESIME-SEPI-IPN, 2011
- [18] M. Stankovic, "Identification of Nonparametric Dynamic Power System Equivalent With Artificial Neural Networks", IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 18, November 2003
- [19] P. Dimo, Nodal Analysis of Power Systems, Abacus Press, Kent England, 1975.
- [20] S. C. Savulesco, "Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers", (IEEE) John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey 2009.
- [21] F. Milano, S. Kailash, Dynamic REI equivalents for short circuit and transient stability analyses, ELSEVIER, Electric Power Systems Research 79 (2009) 878-887.
- [22] E. C. Housos, G. Irisarri, "Steady State Network Equivalent for Power Systems Planning Applications", IEEE Trans. PAS-99, 1980.
- [23] J.B. Ward. "Equivalent Circuits for Power Flow Studies", AIEE Trans, Power App. Syst., vol 68, pp. 373-382, 1949.
- [24] F. Aboytes, R. Vargas, "Análisis y Aplicación de Equivalentes en Sistemas Eléctricos de Potencia", CFE-CENACE-DID. México, D.F., Feb. 1983.
- [25] D. Alvarado Rivera, "Identificación de Generadores Coherentes Mediante el Análisis de Fourier", Tesis de Ingeniería, Facultad de Ingeniería de la Universidad de Costa Rica, Julio 2006
- [26] R. Joel García Valle, "Neural Dynamic Equivalent", Tesis de Maestría, CINVESTAV Guadalajara, Guadalajara Jalisco 2003.

- [27] M. A. Pai, Graham Rogers, Power System Oscillations, Kluwer Academic Publishers/Boston, 2000
- [28] P. M. Anderson, Power System Control and Stability, Iowa University, EUA, 1977.
- [29] T. Van Cutsem, C. Vournas, Voltage Stability of Electric Power Systems, Kluwer Academic Publishers, Holanda, 1998.
- [30] C. W. Taylor, Power System Voltage Stability, McGraw-Hill, 1994.
- [31] N. Hatzargyiou, "Frequency Stability of Power Systems in Large Islands with High Wind Power Penetration", Bulk Power Systems Dynamics and Control Symposium – IV Restructuring, Santorini, Greece, August 24-28, 1998.
- [32] IEEE PES Working Group on System Oscillations, "Power System Oscillations", IEEE Special Publication 95-TP-101, 1995.
- [33] E. W. Kimbark, Power System Stability, IEEE Press Series on Power Engineering, EUA, 1995.
- [34] G. W. Stagg y A. H. El-Abiad, Computer Methods in Power System Analysis, McGraw-Hill, 1968.
- [35] J. Machowski, J. W. Bialek, Power Systems Dynamics, Stability and Control, Jhon Wiley and Sons, 2008.
- [36] D. Chaniotis y M. A. Pai, "Model Reduction in Power Systems Using Krylov Subspace Methods", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 20 N° 2 pp. 888-894, Mayo 2005
- [37] Erlich, Z. Kasztel, "Enhanced Modal Based Technique for Construction of Power System Dynamic Equivalents", 14th PSCC, Sevilla, Junio 2002.
- [38] Malek Miah, "Dynamic Reduction of Power Systems Using a Simple Equivalent", IEEE PSCE, 2006.
- [39] Feng Ma, V. Vittal, "Right-Sized Power System Dynamic Equivalents for Power System Operation", IEEE Transactions on Power Systems, 2011.
- [40] L. Wang, M. Klein, "Dynamic Reduction of Large Power Systems for Stability Studies", IEEE Trans. on Power Systems, Vol 12 No. 2 Mayo 1997.

- [41] G. Contaxis, A. S. Debs, "Identification of External System Equivalents for Steady-state Security Assessment", IEEE Trans. on PAS 97, No. 2, Marzo/Abril 1982.
- [42] X. Feng, Z. Lubosny, "Identification Based Dynamic Equivalencing", IEEE Power Tech 2007
- [43] J. M. Undrill, A. E. Turner, "Construction of Power System-electromechanical Equivalents by Modal Analysis", IEEE PES Winter Meeting New York, N. Y., Enero 1971.
- [44] W. J. Wilson, J. D. Aplivich, "Dynamic Equivalent Power System Models", IEEE Trans. on PAS 102, No. 12, Diciembre 1983.
- [45] S. de Oliveira, J. F. de Queiroz, "Modal Dynamic Equivalent for Electric Power Systems", IEEE Trans. on Power Systems, Vol 3 No. 4 Noviembre 1988.
- [46] N. Mostapha, "Power System Stability Including Dynamic Equivalents and Reduced Order Models", Tesis de Maestría, McMaster University, Hamilton Ontario, Septiembre 1978.
- [47] S. Okubo, H. Susuki, "Modal Analysis for Power System Dynamic Stability", IEEE Trans. on PAS 97, No. 4, Julio/Agosto 1978.
- [48] J. Perez Arrillaga, "Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems, part 1: Heuristic Introduction", Trans. on PAS 101, No. 9, Septiembre 1982.
- [49] Stephen T. Y. Lee, "Distance Measures and Coherency Recognition for Transient Stability Equivalents", IEEE PES Winter Meeting New York, N. Y., Enero 1973.
- [50] B. Almeida, G. C. Da Silva, "A Software Tool for the Determination of Dynamic Equivalents of Power Systems", IREP Symposium- Bulk Power System Dynamics and Control, 2010.
- [51] T. Singhavilai, o. Anaya-Lara, "Identification of the Dynamic Equivalent of a Power System", IEEE 2009.
- [52] J. H. Chow, R. Galarza, "Inertial and Slow Coherency Aggregation Algorithms for Power System Dynamic Model Reduction", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 10 No. 2 Mayo 1995.
- [53] J. S. Lawler, R. A. Schlueter, "Computational Algorithms for Constructing modal-coherent Dynamic Equivalents", IEEE Trans. on PAS 101, No. 5, Mayo 1982.

- [54] P. M. Van Oirsouw, "a Dynamic Equivalent using Modal Coherency and Frequency Response", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 5 No. 1 Febrero 1990.
- [55] W. D. Stevenson, "Análisis de Sistemas de Potencia", McGraw-Hill, 1996.
- [56] E. C. Housos, G. Irisarri, "State Network Equivalents for Power Systems Planning Applications", IEEE Trans. PAS-99, 1980
- [57] W. F. Tinney, W. L. Powell, "The REI Approach to Power Network Equivalents", IEEE, Toronto, Mayo 1977.
- [58] J. Arrillaga, "Computer Analysis of Power Systems", Jhon Wiley & Sons, New York 1990.
- [59] L. H. Fink "Operating Under Stress and Strain", IEEE spectrum, 1978.
- [60] Ram Nath, Surrinder S. Lamba, "Coherency Based System Decomposition into Study and External areas Using Weak Coupling", IEEE Trans. PAS-104, No. 6, June 1985.
- [61] "Coherency based dynamic equivalents for transient stability studies" Final report on EPRI Project RP904, December 1974.
- [62] A. Germond, R. Podmore, "Dynamic aggregation of generating unit models", IEEE Winter Power Meeting, January 1977.
- [63] H. W. Dommel N. Sato, "FAST TRANSIENT STABILITY SOLUTIONS", IEEE Winter Meeting, New York, N.Y., January 30-February 4, 1972.
- [64] Systems Control, "Coherency- Based Dynamic Equivalents for Transient Stability Studies", Final Report on EPRI Project-4, Phase II, January 1975.
- [65] Ralston, "A first Course in Numerical Analysis", McGraw-Hill, 1965.
- [66] D. Crevier, F. Schwepper "The use of Laplace Transform in the Simulation of Power System Frequency Transient", IEEE Trans. Vol, PAS-94, March/April 1975.
- [67] F. P. DEMELLO, C. CONCORDIA, "Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control", IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, VOL. PAS-88, NO. 4, APRIL 1969

APÉNDICE A

A.1 MARCOS DE REFERENCIA DE LA MÁQUINA SÍNCRONA

Un punto importante a ser considerado consiste en la suposición de que los ejes D y Q a los cuales está referido el sistema de transmisión, giran a una velocidad angular constante de referencia ω_0 . Por otro lado, cada una de las máquinas tiene sus ecuaciones referidas a un marco de referencia propio de su rotor. De este hecho se desprende la necesidad de expresar las ecuaciones de la i -ésima máquina en el marco de referencia síncrono de la red, de acuerdo a los desplazamientos angulares ϕ entre los ejes de la máquina y los ejes de la red como se muestra en la fig. A.1, de tal manera que las ecuaciones puedan ser escritas de forma compatible y se puedan conectar todas las máquinas a través de la red de transmisión [2,10,28].

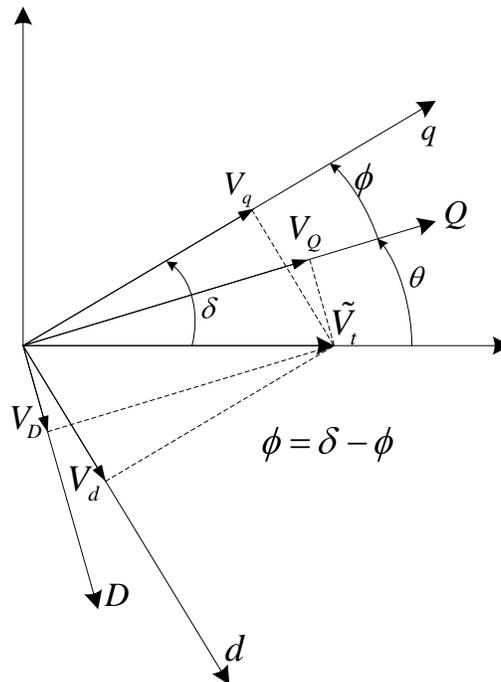


Figura A.0.1 Relación entre los marcos de referencia de la red y de la máquina síncrona

Para lograr lo anterior se debe utilizar una transformación que “proyecte” las cantidades que están referidas al rotor de la máquina al marco de referencia de la red.

En la figura A.1 se puede apreciar la relación existente entre los marcos de referencia de la red y de la máquina. Las ecuaciones A.1 y A.2 muestran esta relación.

$$V_D = V_d \cos \phi - V_q \sin \phi \quad (A.1)$$

$$V_Q = V_d \sin \phi + V_q \cos \phi \quad (A.2)$$

Mismas que puede ser expresada en forma matricial como:

$$[T_j] = \begin{bmatrix} \cos \phi & -\sin \phi \\ \sin \phi & \cos \phi \end{bmatrix}$$

La ecuación para corrientes de la maquina es función de la frecuencia en forma matricial está dada por:

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & Y_{dq} \\ Y_{qd} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{df} \\ 0 \end{bmatrix} e_{fd} \quad (A.3)$$

Donde

$$Y_{dq} = \frac{-(1 + sT'_{d0})}{x_d - sx'_dT'_{d0}}$$

$$Y_{qd} = \frac{(1 + sT'_{q0})}{x_q - sx'_qT'_{q0}} \quad (A.4)$$

$$Y_{df} = \frac{-1}{x_d - sx'_dT'_{d0}}$$

El cambio de marco de referencia esta dado por la ecuación (A.5), [2]:

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} = [T_j] \begin{bmatrix} 0 & Y_{dq} \\ Y_{qd} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} [T_j^t] + [T_j] \begin{bmatrix} Y_{df} \\ 0 \end{bmatrix} e_{fd} \quad (A.5)$$

El voltaje es el mismo para un conjunto de maquinas coherentes, la ecuación (A.5) en el nuevo marco de referencia está definida por:

$$\begin{bmatrix} \sum I_D \\ \sum I_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{DD} & Y_{DQ} \\ Y_{QD} & Y_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_D \\ V_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{DF} \\ Y_{QF} \end{bmatrix} e_{fd} \quad (A.6)$$

Donde:

$$Y_{DD} = (Y_{dq} + Y_{qd}) \sin \phi \cos \phi$$

$$Y_{DQ} = Y_{dq} \cos^2 \phi - Y_{qd} \sin^2 \phi$$

$$Y_{QD} = -Y_{dq} \sin^2 \phi + Y_{qd} \cos^2 \phi \quad (A.7)$$

$$Y_{QQ} = -Y_{DD}$$

$$Y_{DF} \cdot e_{fd} = Y_{df} \cos \phi e_{fd}$$

$$Y_{QF} \cdot e_{fd} = Y_{df} \sin \phi e_{fd}$$

La ecuación A.6 representa la maquina en dos ejes, y es necesario encontrar un ángulo ϕ tal que Y_{QF} y los elementos de la diagonal, Y_{DD} y Y_{QQ} desaparezcan.

Las admitancias de la ecuación A.7 han sido evaluadas para un ángulo θ arbitrariamente, y que los ejes D y Q están rotando en el sentido del reloj para un $\Delta\theta$. Después de la transformación anterior, la matriz de admitancias de la ecuación A.6 proyectada en un nuevo marco es:

$$\begin{bmatrix} Y_{DD'} & Y_{DQ'} \\ Y_{QD'} & Y_{QQ'} \end{bmatrix} = [T'] \begin{bmatrix} Y_{DD} & Y_{DQ} \\ Y_{QD} & Y_{QQ} \end{bmatrix} [T'^t] \quad (A.8)$$

Con

$$[T'] = \begin{bmatrix} \cos \Delta\theta & \sin \Delta\theta \\ -\sin \Delta\theta & \cos \Delta\theta \end{bmatrix}$$

Tomando en cuenta que $Y_{QQ} = -Y_{DD}$ se tiene

$$Y_{DD'} = Y_{DD}(\cos^2 \Delta\theta - \sin^2 \Delta\theta) + (Y_{DQ} + Y_{QD}) \sin \Delta\theta \cos \Delta\theta \quad (A.9)$$

Y

$$Y_{DD'} = -Y_{QQ'} = 0$$

Si

$$\tan 2\theta = \frac{-2Y_{DD}}{Y_{DQ} + Y_{QD}} \quad (A.10)$$

Ya que las admitancias $Y_{DD'}$, $Y_{QQ'}$ y Y_{DQ} y Y_{QD} son dependientes de la frecuencia, esta condición y la condición $Y_{QF} = 0$ pueden ser solamente aproximadas. Una buena aproximación se da cuando la ecuación A.10 es evaluada para $s \rightarrow j\infty$.

APÉNDICE B

B.1 MODELO CLÁSICO DE MÁQUINA SÍNCRONA

Para este modelo se desprecia el efecto de la saliencia, se asume que los enlaces de flujo son constantes por lo que se considera que $X'_d \approx X_q$ tomando en cuenta esto el voltaje en terminales de la maquina es

$$\bar{V}_t = -R_a \bar{I}_t - jX'_d \bar{I}_t + \bar{E} \quad (B.1)$$

Donde

\bar{E} = voltaje detrás de la reactancia transitoria

\bar{V}_t = voltaje terminal de la maquina

\bar{I}_t = corriente en las terminales de la maquina

R_a = resistencia de armadura

X'_d = reactancia transitoria

De la ecuación (7.1) obtenemos el equivalente de Norton que del generador, que conecta al generador con la red de transmisión

$$\bar{I}_t = \frac{1}{R_a + jX'_d} (\bar{E}' - \bar{V}_t) \quad (7.3)$$

El circuito equivalente de la maquina modelo clásico es:

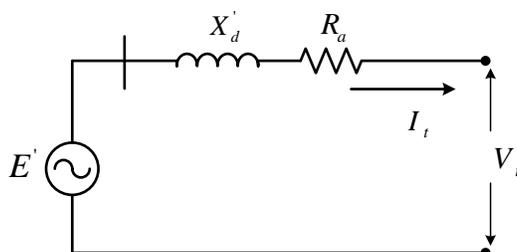


Figura B.0.1 Circuito equivalente de maquina modelo clásico

La representación de la maquina síncrona sin saliencia usada por la solución de red y su correspondiente diagrama fasorial se muestran a continuación.

Las ecuaciones que representan la dinámica de la maquina consta de las dos ecuaciones de oscilación:

$$\frac{d}{dt}(\delta) = \omega - \omega_0 \quad (B.2)$$

$$\frac{d}{dt}(\omega) = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (B.3)$$

B.2 MODELO DE CUARTO ORDEN PARA LA MAQUINA DE POLOS LISOS

Para este modelo de la maquina se considera los transitorios solamente de un devanado ficticio de amortiguamiento del rotor, por lo que son considerados el devano de campo en el eje directo y el segundo devanado de amortiguamiento en el eje q con el objetivo de ofrecer una mejor trayectoria para las corrientes de Eddy circulantes.

Es decir se desprecian el efecto de los devanados de amortiguamiento tanto en eje d y q por lo que solo se considera el devanado de campo, el devanado de amortiguamiento extra en el eje q y las dos ecuaciones electromecánicas.

Los circuitos equivalentes de la maquina en estado subtransitorio para el modelo de 4to orden incluyen los efectos de los devanados de amortiguamiento.

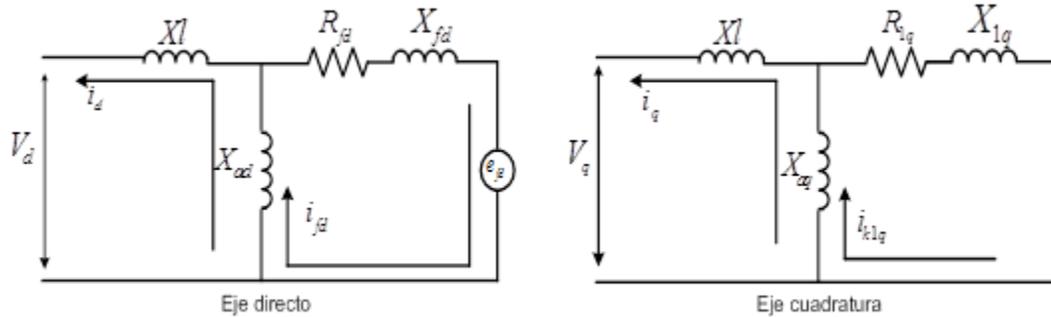


Figura B.0.2 Circuito equivalente de maquina en estado subtransitorio modelo 4to orden

Las ecuaciones que representan la dinámica de la maquina consta de las dos ecuaciones de oscilación:

$$\frac{d}{dt}(\delta) = \omega - \omega_0 \quad (B.4)$$

$$\frac{d}{dt}(\omega) = \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e) \quad (B.5)$$

Ecuación del voltaje del devanado de campo

$$\frac{d}{dt}(E'_q) = \frac{1}{T'_{d0}}(V_{fd} - E'_q - (X_d - X'_d)(-i_d)) \quad (B.6)$$

Ecuación del voltaje del devanado extra de amortiguamiento en el eje q

$$\frac{d}{dt}(-E'_d) = \frac{1}{T'_{q0}}[(X_q - X'_q)(i_d) - (-E'_d)] \quad (B.7)$$

Apéndice C

C.1 DATOS SISTEMA DE PRUEBA 4 MÁQUINAS BUS INFINITO MODIFICADO

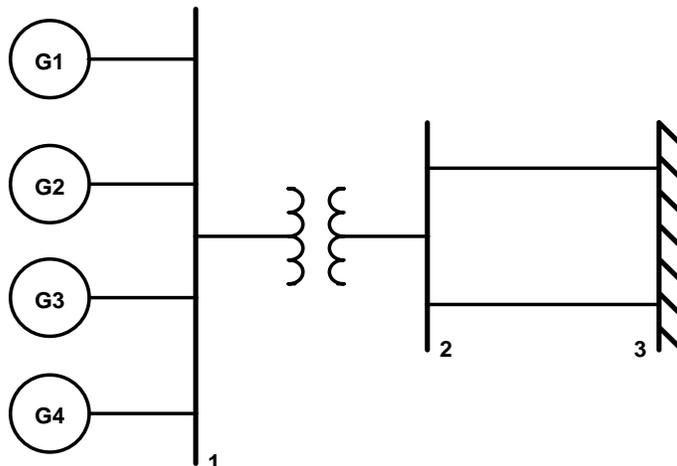


Figura C.0.1 Sistema de prueba 4 maquinas bus infinito modificado

Tabla C-0-1 Datos máquina (modelo Clásico) 4 maquinas bus infinito modificado

Maquina	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
1	22.5	10.9	0.012	1.2	0.875
2	22.5	10.9	0.012	1.2	0.875
3	22.5	10.9	0.012	1.2	0.875
4	22.5	10.9	0.012	1.2	0.875

Tabla C-0-2 Datos máquina (modelo 4to Orden) 4 maquinas bus infinito modificado

Maq	P (MW)	Q (Mvars)	Ra (p.u.)	H (s)	Xd (p.u.)	X'd (p.u.)	Xq (p.u.)	X'q (p.u.)	Xl (p.u.)	T'd (p.u.)	T''d (p.u.)	T'q (p.u.)	T''q (p.u.)
1	22.5	10.9	0.012	0.875	7.24	1.2	7.04	2.6	0.6	8.0	0.03	1	0.07
2	22.5	10.9	0.012	0.875	7.24	1.2	7.04	2.6	0.6	8.0	0.03	1	0.07
3	22.5	10.9	0.012	0.875	7.24	1.2	7.04	2.6	0.6	8.0	0.03	1	0.07
4	22.5	10.9	0.012	0.875	7.24	1.2	7.04	2.6	0.6	8.0	0.03	1	0.07

Tabla C-0-3 Datos línea 4 maquinas bus infinito modificado

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	B (p.u.)
1	2	0.0 + j0.15	0.0
2	3	0.0 + j0.5	0.0
2	3	0.0 + j0.5	0.0

C.2 DATOS SISTEMA DE PRUEBA BUS INFINITO EQUIVALENTE

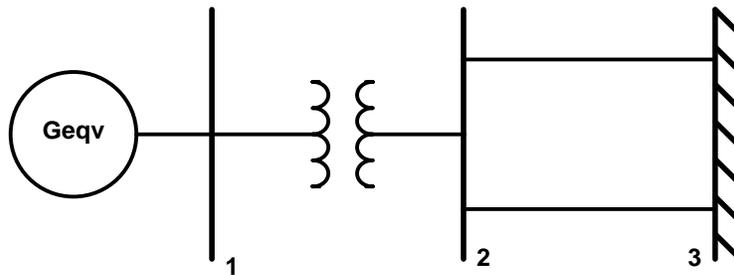


Figura C.0.2 Sistema de prueba bus infinito equivalente

Tabla C-0-4 Datos maquina equivalente (modelo Clásico) bus infinito equivalente

Maquina	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
1	90.0	43.6	0.003	0.3	3.5

Tabla C-0-5 Datos maquina equivalente (modelo 4to Orden) bus infinito equivalente

Maq	P (MW)	Q (Mvars)	Ra (p.u.)	H (s)	Xd (p.u.)	X'd (p.u.)	Xq (p.u.)	X'q (p.u.)	Xl (p.u.)	T'd (p.u.)	T''d (p.u.)	T'q (p.u.)	T''q (p.u.)
1	90.0	43.6	0.003	3.5	1.81	0.3	1.76	0.65	0.15	8.0	0.03	1.0	0.07

Tabla C-0-6 Datos línea bus infinito equivalente

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	B (p.u.)
1	2	0.0 + j0.15	0.0
2	3	0.0 + j0.5	0.0
2	3	0.0 + j0.5	0.0

C.3 DATOS SISTEMA DE PRUEBA 2 MÁQUINAS BUS INFINITO

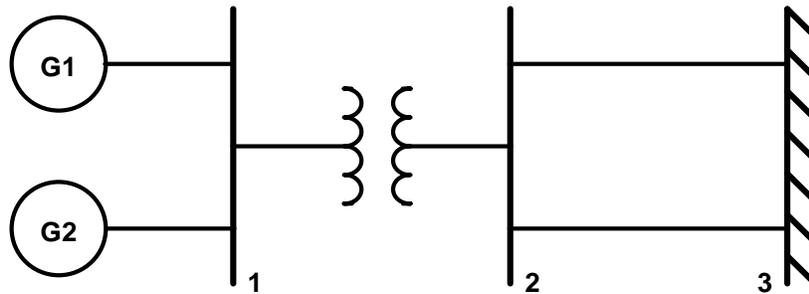


Figura C.0.3 Sistema de prueba 2 máquinas bus infinito

Tabla C-0-7 Datos maquina (modelo Clásico) 2 máquinas bus infinito

Maquina	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
1	20.0	10.0	0.006	0.6	2.5
2	70.0	33.6	0.006	0.6	1.0

Tabla C-0-8 Datos línea 2 máquinas bus infinito

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	B (p.u.)
1	2	$0.0 + j0.15$	0.0
2	3	$0.0 + j0.5$	0.0
2	3	$0.0 + j0.5$	0.0

C.4 DATOS SISTEMA DE PRUEBA 2 MÁQUINAS BUS INFINITO EQUIVALENTE

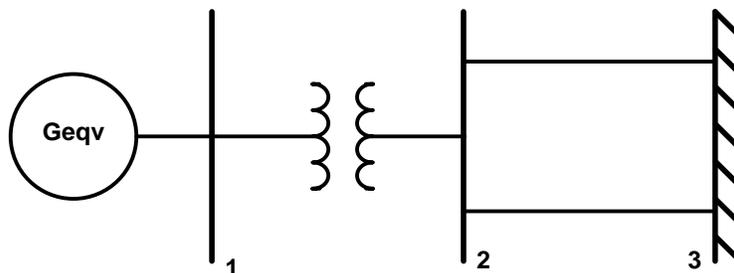


Figura C.0.4 Equivalente dinámico sistema 2 maquinas bus infinito equivalente

Tabla C-0-9 Datos maquina equivalente (modelo Clásico) maquinas bus infinito equivalente

Maquina	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
1	90.0	43.6	0.003	0.3	3.5

C.5 DATOS SISTEMA DE PRUEBA DE 2 ÁREAS MODIFICADO

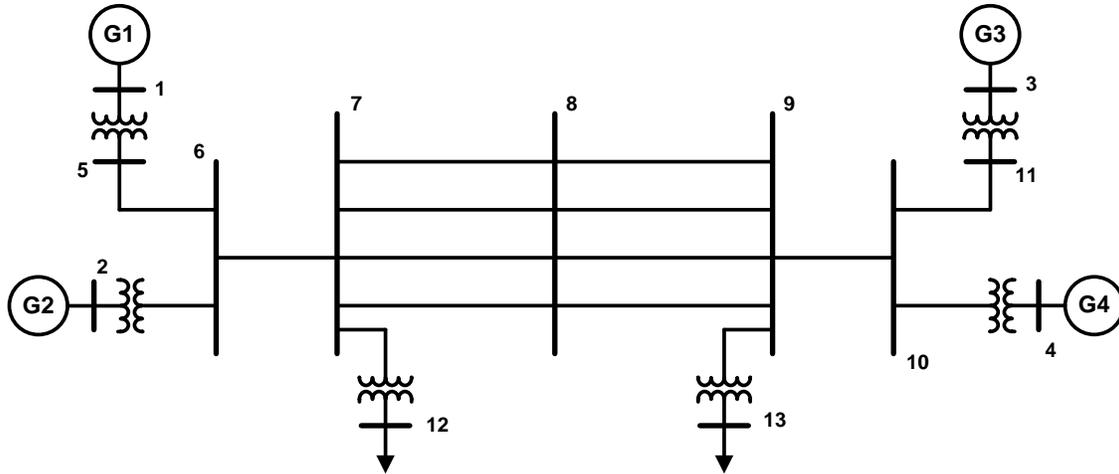


Figura C.0.5 Sistema de prueba de 2 áreas modificado

Tabla C-0-10 Datos máquina (modelo Clásico) 2 áreas modificado

Maquina	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
1	700.0	161.0	0.0	0.027	58.5
2	700.0	176.0	0.0	0.027	58.5
3	716.0	149.0	0.0	0.027	58.5
4	700.0	139.0	0.0	0.027	58.5

Tabla C-0-11 Datos máquina (modelo 4to Orden) 2 áreas modificado

Maq	P (MW)	Q (Mvars)	Ra (p.u.)	H (s)	Xd (p.u.)	X'd (p.u.)	Xq (p.u.)	X'q (p.u.)	Xl (p.u.)	T'd (p.u.)	T''d (p.u.)	T'q (p.u.)	T''q (p.u.)
1	700.0	161.0	0.0	6.5	1.8	0.3	1.7	0.55	0.2	8.0	0.03	0.4	0.05
2	700.0	176.0	0.0	6.5	1.8	0.3	1.7	0.55	0.2	8.0	0.03	0.4	0.05
3	716.0	149.0	0.0	6.175	1.8	0.3	1.7	0.55	0.2	8.0	0.03	0.4	0.05
4	700.0	139.0	0.0	6.175	1.8	0.3	1.7	0.55	0.2	8.0	0.03	0.4	0.05

Tabla C-0-12 Datos RAV 2 áreas modificado

Maq	KA	TA (s)	TE(s)	KF	TF (s)
1	20.0	0.055	0.36	0.125	1.8
2	20.0	0.055	0.36	0.125	1.8
3	20.0	0.055	0.36	0.125	1.8
4	20.0	0.055	0.36	0.125	1.8

Tabla C-0-13 Datos línea 2 áreas modificado

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	B (p.u.)
1	5	0.0 + j0.0167	0.0
2	6	0.0 + j0.0167	0.0
3	11	0.0 + j0.0167	0.0
4	10	0.0 + j0.0167	0.0
5	6	0.0025 + j0.025	0.0437
6	7	0.001 + j0.01	0.0175
7	8	0.011 + j0.11	0.1925
7	8	0.011 + j0.11	0.1925
7	8	0.011 + j0.11	0.1925
7	8	0.011 + j0.11	0.1925
8	9	0.011 + j0.11	0.1925
8	9	0.011 + j0.11	0.1925
8	9	0.011 + j0.11	0.1925
8	9	0.011 + j0.11	0.1925
8	9	0.011 + j0.11	0.1925
9	10	0.001 + j0.01	0.0175
10	11	0.0025 + j0.025	0.0437
7	12	0.0 + j0.0055	0.0
9	13	0.0 + j0.0055	0.0

C. 6 EQUIVALENTE DINÁMICO SISTEMA DE PRUEBA DE 2 ÁREAS MODIFICADO

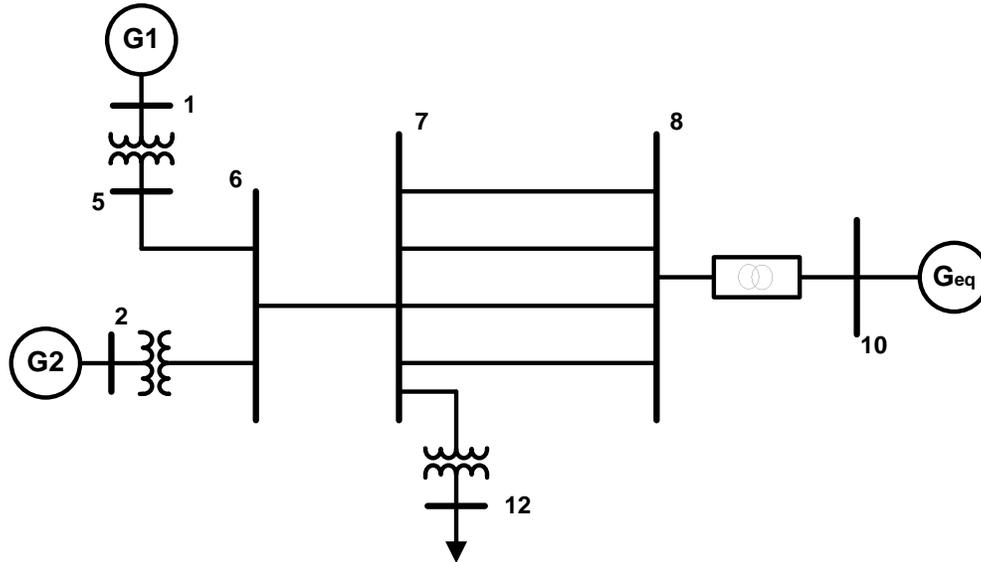


Figura C.0.6 Equivalente dinámico sistema de prueba de 2 áreas modificado

Tabla C-0-14 Datos máquina (modelo Clásico) Equivalente dinámico 2 áreas modificado

Maquina	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
1	700.0	161.0	0.0	0.027	58.5
2	700.0	176.0	0.0	0.027	58.5
3 (EQV)	1416.0	288.0	0.0	0.0135	117.0

Tabla C-0-15 Datos máquina (modelo 4to Orden) Equivalente dinámico 2 áreas modificado

Maq	P (MW)	Q (Mvars)	Ra (p.u.)	H (s)	Xd (p.u.)	X'd (p.u.)	Xq (p.u.)	X'q (p.u.)	Xl (p.u.)	T'd (p.u.)	T''d (p.u.)	T'q (p.u.)	T''q (p.u.)
1	700.0	161.0	0.0	6.5	1.8	0.3	1.7	0.55	0.2	8.0	0.03	0.4	0.05
2	700.0	176.0	0.0	6.5	1.8	0.3	1.7	0.55	0.2	8.0	0.03	0.4	0.05
3	1416.0	288.0	0.0	12.35	0.9	0.15	0.85	0.275	0.1	8.0	0.03	0.4	0.05

Tabla C-0-16 Datos RAV Equivalente dinámico 2 áreas modificado

Maq	KA	TA (s)	TE(s)	KF	TF (s)
1	20.0	0.055	0.36	0.125	1.8
2	20.0	0.055	0.36	0.125	1.8
3 eqv	20.0	0.055	0.36	0.25	3.6

Tabla C-0-17 Datos línea Equivalente dinámico 2 áreas modificado

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	B (p.u.)
5	6	0.0025 + j0.025	0.0437
6	7	0.001 + j0.01	0.0175
7	8	0.011 + j0.11	0.1925
7	8	0.011 + j0.11	0.1925
7	8	0.011 + j0.11	0.1925
7	8	0.011 + j0.11	0.1925

Tabla C-0-18 Datos transformadores Equivalente dinámico 2 áreas modificado

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	TAP (p.u.)	ANGULO (grados)
1	5	0.0 + j0.0167	1.0	0.0
2	6	0.0 + j0.0167	1.0	0.0
7	12	0.0 + j0.0055	1.0	0.0
9	10	-0.0105 + j0.0547	1.0	-2.24

Tabla C-0-19 Datos admitancias en derivación Equivalente dinámico 2 áreas modificado

Nodo	G (MW)	B (Mvar)
8	903.10	-372.54
10	1107.87	-573.31

C.7 DATOS SISTEMA DE PRUEBA NUEVA INGLATERRA

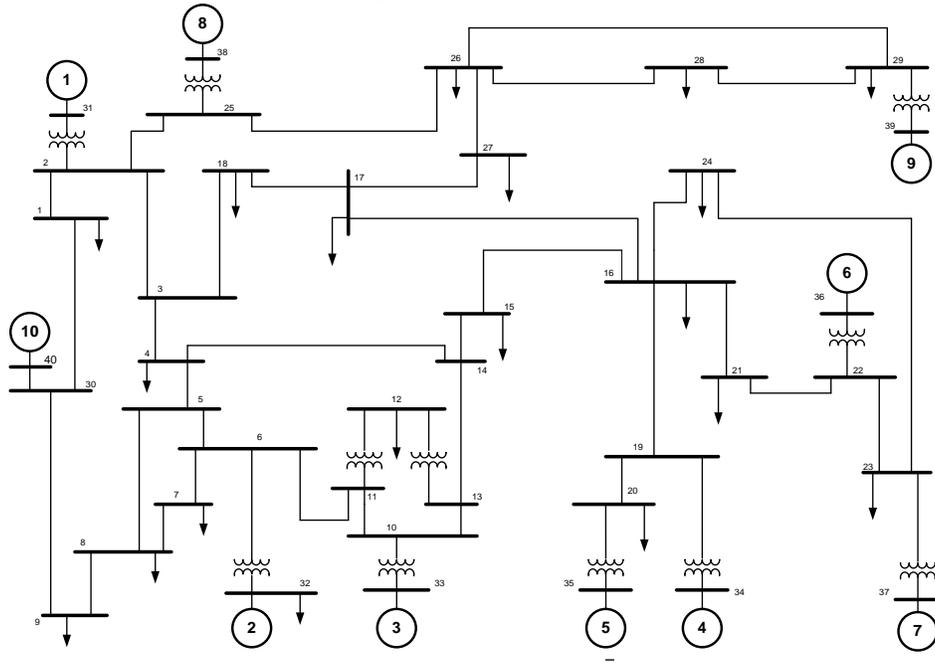


Figura C.0.7 Sistema de prueba Nueva Inglaterra

Tabla C-0-20 Datos maquina (modelo Clásico) Nueva Inglaterra

Maquina	Nodo	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
1	31	250.0	145.1	0.00014	0.031	42.0
2	32	563.3	205.5	0.00027	0.0697	30.3
3	33	650.0	205.5	0.000386	0.0531	35.8
4	34	632.0	109.1	0.000222	0.0436	28.6
5	35	508.0	167.2	0.00014	0.132	26.0
6	36	650.0	211.3	0.00615	0.05	34.8
7	37	560.0	100.5	0.000268	0.049	26.4
8	38	540.0	0.7	0.000686	0.057	24.3
9	39	830.0	22.8	0.0003	0.057	34.5
10	40	1000.0	88.0	0.0001	0.006	500.0

Tabla C-0-21 Datos máquina 4to orden Nueva Inglaterra

Maq	P (MW)	Q (Mvars)	Ra (p.u.)	H (s)	Xd (p.u.)	X'd (p.u.)	Xq (p.u.)	X'q (p.u.)	Xl (p.u.)	T'd (p.u.)	T''d (p.u.)	T'q (p.u.)	T''q (p.u.)
1	250.0	145.1	0.00014	42.0	4.0	0.1	0.031	0.069	0.0	10.2	0.08	10.8	0.1
2	563.3	205.5	0.00027	30.3	9.75	0.295	0.0697	0.282	0.17	6.56	0.06	1.5	0.08
3	650.0	205.5	0.000386	35.8	10.0	0.2495	0.0531	0.237	0.0876	5.7	0.05	1.5	0.07
4	632.0	109.1	0.000222	28.6	10.0	0.262	0.0436	0.258	0.166	5.69	0.05	1.5	0.07
5	508.0	167.2	0.00014	26.0	3.0	0.67	0.132	0.62	0.166	5.4	0.05	0.44	0.07
6	650.0	211.3	0.00615	34.8	10.0	0.254	0.05	0.241	0.0814	7.3	0.07	0.4	0.09
7	560.0	100.5	0.000268	26.4	8.0	0.295	0.049	0.292	0.186	5.66	0.05	1.5	0.07
8	540.0	0.7	0.000686	24.3	9.0	0.29	0.057	0.28	0.0911	6.7	0.06	0.41	0.08
9	830.0	22.8	0.0003	34.5	14.0	0.2106	0.057	0.205	0.0587	4.79	0.04	1.96	0.06
10	1000.0	88.0	0.0001	500.0	10.0	0.02	0.006	0.019	0.008	7	0.07	0.7	0.09

Tabla C-0-22 Datos RAV Nueva Inglaterra

Maq	KA	TA (s)	TE(s)	KF	TF (s)
1	5.0	0.06	0.25	0.04	1.0
2	6.2	0.05	0.405	0.057	0.5
3	5.0	0.06	0.5	0.08	1.0
4	5.0	0.06	0.5	0.08	1.0
5	40.0	0.02	0.785	0.03	1.0
6	5.0	0.02	0.471	0.0754	1.246
7	40.0	0.02	0.73	0.03	1.0
8	5.0	0.02	0.528	0.0845	1.26
9	40.0	0.02	1.4	0.03	1.0
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla C-0-23 Datos línea Nueva Inglaterra

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	B (p.u.)
1	2	0.0035 + j0.0411	0.6987
1	30	0.001 + j0.025	0.75
2	3	0.0013 + j0.0151	0.2572
2	25	0.007 + j0.0086	0.146
3	4	0.0013 + j0.0213	0.2214
3	18	0.0011 + j0.0133	0.2138
4	5	0.0008 + j0.0128	0.1342
4	14	0.0008 + j0.0129	0.1382
5	6	0.0002 + j0.0026	0.0434
5	8	0.0008 + j0.0112	0.1476
6	7	0.0006 + j0.0092	0.113
6	11	0.0007 + j0.0082	0.1389
7	8	0.0004 + j0.0046	0.078
8	9	0.0023 + j0.0363	0.3804
9	30	0.001 + j0.025	1.2
10	11	0.0004 + j0.0043	0.0729
10	13	0.0004 + j0.0043	0.0729
13	14	0.0009 + j0.0101	0.1723
14	15	0.0018 + j0.0217	0.366
15	16	0.0009 + j0.0094	0.171
16	17	0.0007 + j0.0089	0.1342
16	19	0.0016 + j0.0195	0.304
16	21	0.0008 + j0.0135	0.2548
16	24	0.0003 + j0.0059	0.068
17	18	0.0007 + j0.0082	0.1319
17	27	0.0013 + j0.0173	0.3216
21	22	0.0008 + j0.014	0.2565
22	23	0.0006 + j0.0096	0.1846
23	24	0.0022 + j0.035	0.361
25	26	0.0032 + j0.0323	0.513
26	27	0.0014 + j0.0147	0.2396
26	28	0.0043 + j0.0474	0.7802
26	29	0.0057 + j0.0625	1.029
28	29	0.0014 + j0.0151	0.249

Tabla C-0-24 Datos de transformadores Nueva Inglaterra

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	TAP (p.u.)	Ángulo (grados)
2	31	0.0 + j0.0181	1.025	0.0
6	32	0.0 + j0.025	1.07	0.0
10	33	0.0 + j0.02	1.07	0.0
11	12	0.0 + j0.0435	1.006	0.0
12	13	0.0 + j0.0435	1.006	0.0
19	20	0.0 + j0.0138	1.06	0.0
19	34	0.0 + j0.0142	1.07	0.0
20	35	0.0 + j0.018	1.009	0.0
22	36	0.0 + j0.0143	1.025	0.0
23	37	0.0 + j0.0272	1.0	0.0
25	38	0.0 + j0.0232	1.025	0.0
29	39	0.0 + j0.0158	1.025	0.0
30	40	0.0 + j0.0001	1.0	0.0

Tabla C-0-25 Datos carga sistema completo Nueva Inglaterra

Nodo	P (MW)	Q (Mvar)
3	322.0	2.4
4	500.0	184.0
6	9.2	4.6
7	233.8	84.0
8	522.0	176.8
12	8.5	88.0
15	320.0	153.0
16	329.4	32.3
18	158.0	30.0
20	680.0	103.0
21	274.0	115.0
23	247.5	84.6
24	308.6	-92.2
25	224.0	47.2
26	139.0	17.0
27	281.0	75.5
28	206.0	27.6
29	283.5	26.9
30	1104.0	250.0

C.8 DATOS EQUIVALENTE DINÁMICO SISTEMA DE PRUEBA NUEVA INGLATERRA

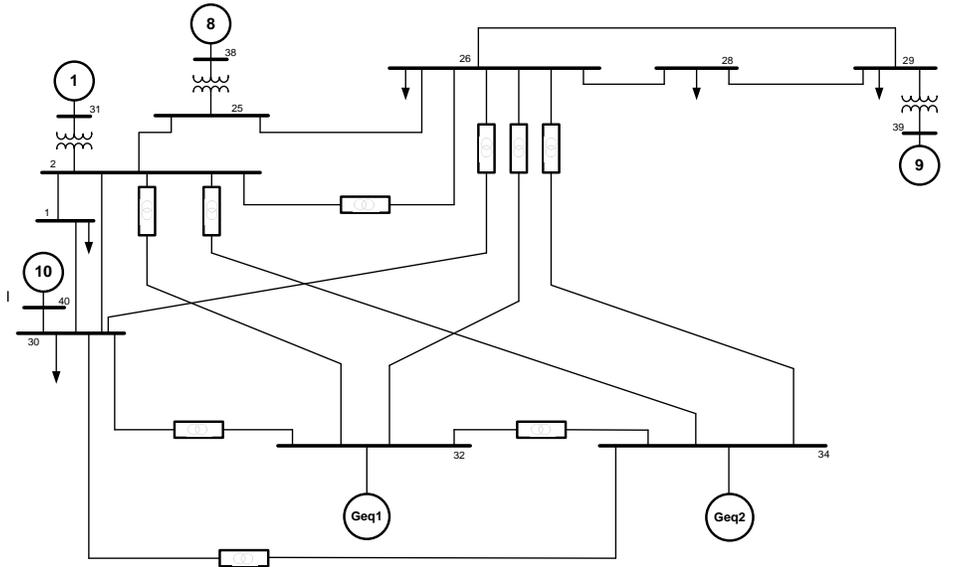


Figura C.0.8 Equivalente dinámico sistema de prueba Nueva Inglaterra

Tabla C-0-26 Datos maquina (modelo Clásico) Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Maquina	Nodo	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
1	31	250.0	145.1	0.00014	0.031	42.0
Eqv 1	32	1209.4	411.0	0.00016	0.0301	66.1
Eqv 2	34	2350.0	588.1	0.00006	0.0141	115.8
4	38	540.0	0.7	0.0007	0.057	24.3
5	39	830.0	22.8	0.0003	0.057	34.5
6	40	1000.0	88.0	0.0001	0.006	500.0

Tabla C-0-27 Datos máquina 4to orden Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Maq	P (MW)	Q (Mvars)	Ra (p.u.)	H (s)	Xd (p.u.)	X'd (p.u.)	Xq (p.u.)	X'q (p.u.)	Xl (p.u.)	T'd (p.u.)	T''d (p.u.)	T'q (p.u.)	T''q (p.u.)
1	250.0	145.1	0.00014	42.0	4.0	0.1	0.031	0.069	0.02	10.2	0.08	10.8	0.1
Eq1	1209.4	411.0	0.00016	66.1	9.75	0.1352	0.0301	0.1288	0.0579	6.056	0.055	1.39	0.075
Eq2	2350.0	588.1	0.00006	115.8	8.0102	0.0791	0.0141	0.0766	0.0342	6.043	0.055	0.48	0.075
8	540.0	0.7	0.000686	24.3	9.0	0.29	0.057	0.28	0.0911	6.7	0.06	0.41	0.08
9	830.0	22.8	0.0003	34.5	14.0	0.2106	0.057	0.205	0.0587	4.79	0.04	1.96	0.06
10	1000.0	88.0	0.0001	500.0	10.0	0.02	0.006	0.019	0.008	7	0.07	0.7	0.09

Tabla C-0-28 Datos RAV Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Maq	KA	TA (s)	TE(s)	KF	TF (s)
1	5.0	0.06	0.25	0.04	1.0
Eqv 1	5.55	0.0484	0.4959	0.1239	1.4586
Eqv 2	18.48	0.0205	0.7236	0.247	2.5519
8	5.0	0.02	0.528	0.0845	1.26
9	40.0	0.02	1.4	0.03	1.0
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla C-0-29 Datos línea Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	B (p.u.)
1	2	0.0035 + j0.0411	0.6987
1	30	0.001 + j0.025	0.75
2	25	0.007 + j0.0086	0.146
25	26	0.0032 + j0.0323	0.513
26	28	0.0043 + j0.0474	0.7802
26	29	0.0057 + j0.0625	1.029
28	29	0.0014 + j0.0151	0.249

Tabla C-0-30 Datos de líneas equivalentes (línea y transformador) Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	TAP (p.u.)	Ángulo (grados)
2	32	-0.01 + j0.0949	1.0	0.05
2	34	-0.0103 + j0.098	1.0	0.07
2	26	-0.0021 + j0.1491	1.0	0.0
2	30	-0.0489 + j0.4784	1.0	0.0
26	30	-0.2249 + j1.5794	1.0	0.0
26	32	-0.0382 + j0.2804	1.0	0.12
26	34	-0.007 + j0.087	1.0	0.07
30	32	-0.0111 + j0.1161	1.0	-0.11
30	34	-0.1219 + j0.6336	1.0	0.07
32	34	-0.0191 + j0.1057	1.0	-0.09

Tabla C-0-31 Datos de transformadores Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	TAP (p.u.)	Ángulo (grados)
2	31	0.0 + j0.0181	1.025	0.0
25	38	0.0 + j0.0232	1.025	0.0
29	39	0.0 + j0.0158	1.025	0.0
30	40	0.0 + j0.0001	1.0	0.0

Tabla C-0-32 Datos de carga Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Nodo	P (MW)	Q (Mvar)
25	224.0	47.2
26	139.0	17.0
28	206.0	27.6
29	283.5	26.9
30	1104.0	250.0

Tabla C-0-33 Datos admitancias en derivación Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Nodo	G (MW)	B (Mvar)
2	643.73	-1.73
26	488.52	-8.27
30	245.01	84.28
32	897.02	-539.01
34	1742.84	-466.64

C.9 DATOS EQUIVALENTE DINÁMICO SISTEMA DE PRUEBA NUEVA INGLATERRA DIFERENTE ÁREA DE ESTUDIO

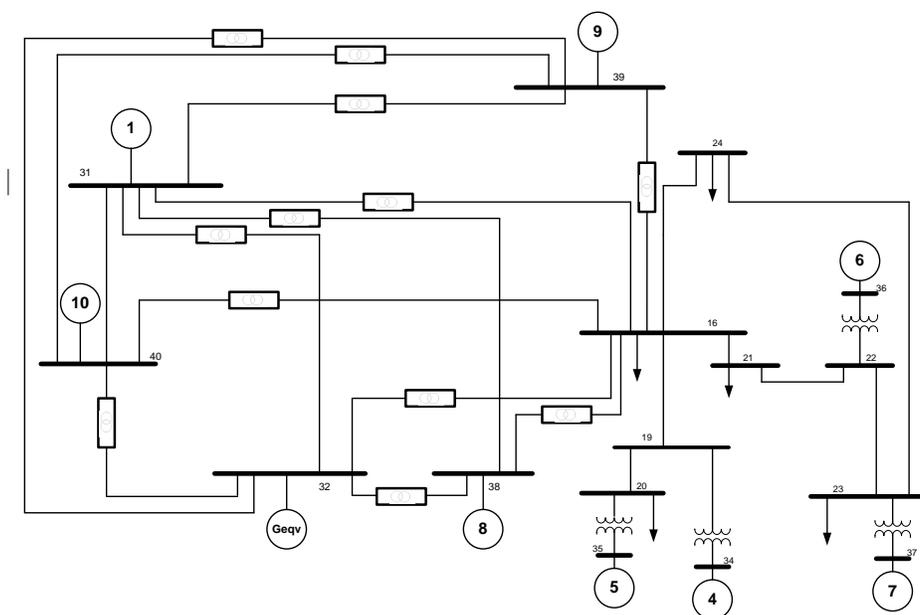


Figura C.0.9 Equivalente dinámico sistema de prueba Nueva Inglaterra diferente área de estudio

Tabla C-0-34 Datos maquina (modelo Clásico) Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Maquina	Nodo	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	X'd (p.u.)	H (s)
1	31	250.0	145.1	0.00014	0.031	42.0
Eqv 1	32	1213.3	411.0	0.00016	0.03014	66.1
4	34	632.0	109.1	0.000222	0.0436	28.6
5	35	508.0	167.2	0.00014	0.132	26.0
6	36	650.0	211.3	0.00615	0.05	34.8
7	37	560.0	100.5	0.000268	0.049	26.4
8	38	540.0	0.7	0.000686	0.057	24.3
9	39	830.0	22.8	0.0003	0.057	34.5
10	40	1000.0	88.0	0.0001	0.006	500.0

Tabla C-0-35 Datos máquina 4to orden Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Maq	P (MW)	Q (Mvar)	Ra (p.u.)	H (s)	Xd (p.u.)	X'd (p.u.)	Xq (p.u.)	X'q (p.u.)	Xl (p.u.)	T'd (p.u.)	T''d (p.u.)	T'q (p.u.)	T''q (p.u.)
1	250.0	145.1	0.00014	42.0	4.0	0.1	0.031	0.069	0.0	10.2	0.08	10.8	0.1
Eq 1	1209.4	411.0	0.00016	66.1	9.75	0.1352	0.0301	0.1288	0.0579	6.056	0.055	1.39	0.075
4	632.0	109.1	0.000222	28.6	10.0	0.262	0.0436	0.258	0.166	5.69	0.05	1.5	0.07
5	508.0	167.2	0.00014	26.0	3.0	0.67	0.132	0.62	0.166	5.4	0.05	0.44	0.07
6	650.0	211.3	0.00615	34.8	10.0	0.254	0.05	0.241	0.0814	7.3	0.07	0.4	0.09
7	560.0	100.5	0.000268	26.4	8.0	0.295	0.049	0.292	0.186	5.66	0.05	1.5	0.07
8	540.0	0.7	0.000686	24.3	9.0	0.29	0.057	0.28	0.0911	6.7	0.06	0.41	0.08
9	830.0	22.8	0.0003	34.5	14.0	0.2106	0.057	0.205	0.0587	4.79	0.04	1.96	0.06
10	1000.0	88.0	0.0001	500	10.0	0.02	0.006	0.019	0.008	7	0.07	0.7	0.09

Tabla C-0-36 Datos RAV Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Maq	KA	TA (s)	TE(s)	KF	TF (s)
1	5.0	0.06	0.25	0.04	1.0
Eqv 1	5.55	0.0484	0.4959	0.1239	1.4586
3	5.0	0.06	0.5	0.08	1.0
4	5.0	0.06	0.5	0.08	1.0
5	40.0	0.02	0.785	0.03	1.0
6	5.0	0.02	0.471	0.0754	1.246
7	40.0	0.02	0.73	0.03	1.0
8	5.0	0.02	0.528	0.0845	1.26
9	40.0	0.02	1.4	0.03	1.0
10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla C-0-37 Datos línea Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	B (p.u.)
16	19	0.0016 + j0.0195	0.608
16	21	0.0008 + j0.0135	0.5096
16	24	0.0003 + j0.0059	0.136
21	22	0.0008 + j0.014	0.513
22	23	0.0006 + j0.0096	0.3692
23	24	0.0022 + j0.035	0.722

Tabla C-0-38 Datos de líneas equivalentes (línea y transformador) Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	TAP (p.u.)	Angulo (grados)
16	31	-0.0048 + j0.1021	1.0	0.0
16	32	-0.0032 + j0.0544	1.0	0.15
16	38	-0.0017 + j0.1427	1.0	0.0
16	39	-0.0082 + j0.1356	1.0	0.0
16	40	-0.0049 + j0.17	1.0	0.0
31	32	-0.0578 + j0.2856	1.0	0.02
31	38	0.0104 + j0.0915	1.0	0.0
31	39	0.0175 + j0.3759	1.0	0.0
31	40	-0.0099 + j0.1457	1.0	0.0
32	38	-0.004 + j0.5546	1.0	-0.02
32	39	-0.1845 + j1.4165	1.0	-0.02
32	40	-0.0104 + j0.1071	1.0	0.11
38	39	-0.0574 + j0.2689	1.0	0.0
38	40	0.0461 + j0.2877	1.0	0.0
39	40	0.83 + j1.1188	1.0	0.0

Tabla C-0-39 Datos de transformadores Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Nodo	Nodo	Z (p.u.)	TAP (p.u.)	Angulo (grados)
19	20	0.0 + j0.0138	1.06	0.0
19	34	0.0 + j0.0142	1.07	0.0
20	35	0.0 + j0.018	1.009	0.0
22	36	0.0 + j0.0143	1.025	0.0
23	37	0.0 + j0.0272	1.0	0.0

Tabla C-0-40 Datos de carga Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Nodo	P (MW)	Q (Mvar)
25	224.0	47.2
26	139.0	17.0
28	206.0	27.6
29	283.5	26.9
30	1104.0	250.0

Tabla C-0-41 Datos admitancias en derivación Equivalente dinámico Nueva Inglaterra

Nodo	G (MW)	B (Mvar)
2	643.73	-1.73
26	488.52	-8.27
30	245.01	84.28
32	897.02	-539.01
34	1742.84	-466.64

APÉNDICE D

D.1 Diagrama de bloques del paquete EQDINA.FOR

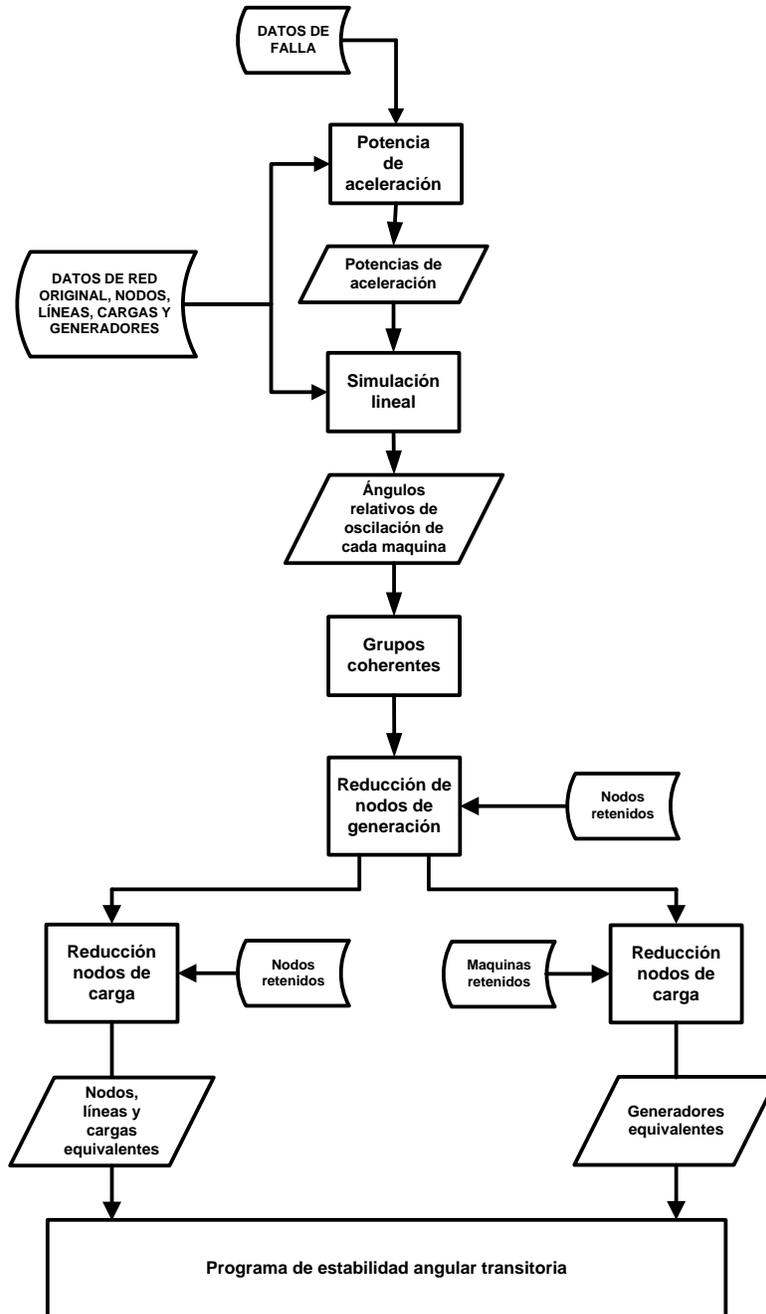


Figura D.0.1 Diagrama de bloques del paquete EQDINA.FOR